



MODULAR OFFSHORE GRID

Fase 2

Project voor de uitbreiding van het transmissienet op zee

Voor advies van de CREG

**Voor goedkeuring door de Minister van Energie en de Minister bevoegd
voor het Mariene Milieu en het Marien Ruimtelijk Plan**

Artikel 6/4 §2 van de Elektriciteitswet

15 Oktober 2021

NIET-VERTROUWELIJKE VERSIE

Inhoudstafel

- Executive summary..... 5
- 1 Motivering van de aanvraag 14
 - 1.1 Belgische doelstellingen voor offshore hernieuwbare energie en de invoering hiervan 14
 - 1.2 Marien ruimtelijk plan (MRP 2020-2026)..... 15
 - 1.3 Aanpassing in 2019 van de Elektriciteitswet 15
 - 1.4 Gezondheidscrisis, herstel- en weerbaarheidsplan en herstelplan voor Europa..... 16
 - 1.5 Verzoek van de Federale Minister van Energie 16
 - 1.6 Doelstellingen..... 17
 - 1.7 Onderwerp van voorliggende aanvraag 17
- 2 Korte geschiedenis van de elektriciteitstransmissie op zee in België 19
- 3 De volgende fase in de ontwikkeling van de Noordzee 20
 - 3.1 Uitbouw van de Belgische offshore productiecapaciteit..... 20
 - 3.2 De versterking van het onshore net 20
 - 3.3 MOG2: een doorgedreven uitbouw van het offshore net..... 21
 - 3.4 De ontwikkeling van de Noordzee wordt nu een Europees verhaal 22
- 4 Designparameters voor MOG2..... 25
 - 4.1 Algemeen kader en basishypotheses 25
 - 4.2 Randvoorwaarden met betrekking tot de windparken 26
 - 4.2.1 Productiecapaciteit 26
 - 4.2.2 Aansluitingsspanning 26
 - 4.2.3 Grootte van de kavels 27
 - 4.3 Elektrische infrastructuur 27
 - 4.3.1 AC-bouwstenen..... 27

- 4.3.2 HVDC-bouwstenen..... 28
- 4.4 Basisinfrastructuur voor de elektrische installaties: platformen of een kunstmatig eiland..... 30
- 4.5 Beschouwde varianten 30
- 5 Beoordelingscriteria..... 32
- 5.1 Investeringskost Elia (CAPEX)..... 32
- 5.2 Onderhoudskost Elia (OPEX)..... 36
- 5.3 Kabellengtes..... 37
- 5.4 Timing 37
- 5.5 Beschikbaarheid en betrouwbaarheid 38
- 5.6 Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie & aantal kavels 39
- 5.7 Impact op het milieu & de vergunningsprocedures 39
- 5.8 Technische complexiteit 45
- 5.9 Toekomstperspectief 46
- 6 Variantenanalyse..... 47
- 6.1 Variant 1: AC platformen 47
- 6.2 Variant 2: Combinatie van AC & HVDC op een kunstmatig eiland 50
- 6.3 Variant 3: Combinatie van AC- & HVDC-platformen 55
- 6.4 Conclusie van de variantenanalyse..... 57
- 7 Locatie van de offshore transmissie-infrastructuur..... 60
- 7.1 Locaties voor een kunstmatig eiland 60
- 7.1.1 Impact op naburige grindbedden in Natura 2000 61
- 7.1.2 Benodigd volume zand uit officiële zandwinningsgebieden..... 64
- 7.1.3 Benodigde kabellengtes 65
- 7.1.4 Impact op scheepvaart..... 66

7.1.5	Operationele impact	68
7.1.6	Impact op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth.....	68
7.1.7	Impact op de investeringskost van Elia	68
7.1.8	Conclusie.....	69
7.2	Locaties voor platformen	71
8	Kabelroutes.....	74
9	Opmerkingen van de stakeholders	78
9.1	Samenvatting van de presentaties en contacten	78
9.2	Reacties	78
10	Aanbeveling van Elia.....	80
Bijlage 1 – Verantwoording keuze voor 700 MW AC platformen.....		82
1	Inleiding.....	83
2	Criteria voor de keuze van het aantal platformen.....	83
3	Criterium 1: Investeringskost (Elia)	84
4	Criterium 2: Impact op de totale LCoE	85
5	Criterium 3: Timingrisico	88
6	Criterium 4: Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie	89
7	Criterium 5: Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie & aantal kavels	91
8	Criterium 6: Impact op omgeving en vergunningen.....	93
9	Criterium 7: Construction yard capaciteiten en ervaringen	93
10	Criterium 8: Transport & installatie	94
11	Criterium 9: Complexiteit.....	95
12	Conclusie	96

Executive summary

Onderliggend dossier beschrijft het ontwerp van de uitbreiding van het Modular Offshore Grid, zoals gestipuleerd in de elektriciteitswet artikel 6/4 §2.

Het dossier is opgebouwd uit 4 grote blokken:

- Inleiding, motivering van de aanvraag en context van de ontwikkelingen van het offshore net
- Beschrijving van de designparameters en definitie van de varianten
- Variantenanalyse en beschrijving van de beoordelingscriteria
- Locatie van de offshore transmissie-infrastructuur en kabelroutes

Als laatste hoofdstuk formuleert Elia een aanbeveling wat betreft het ontwerp van de uitbreiding van het MOG, ter advies van de CREG en ter goedkeuring van de Minister van Energie en de Minister bevoegd voor het mariene milieu en de mariene ruimtelijke planning.

Inleiding

Dankzij de voorziene 3,15 tot 3,5 GW aan nieuwe offshore wind productie in de Prinses Elisabethzone kan België een belangrijke stap zetten in de transitie naar een koolstofvrije samenleving. Met deze verhoging, zal het totale vermogen aan offshore wind in België bijna 6 GW bedragen, wat zal toelaten om ongeveer 25-30% van de huidige elektriciteitsvraag te dekken.

In het kader van een transitie naar een koolstofvrije samenleving zullen hernieuwbare productiebronnen op Belgisch grondgebied niet volstaan, en zal bijkomende aansluiting van zulke bronnen uit verder gelegen gebieden noodzakelijk zijn. Offshore windenergie, in combinatie met hybride interconnectoren, zullen hier een zeer belangrijke rol in spelen. Om de benodigde volumes te kunnen integreren in het Belgische transmissienet zullen enerzijds versterkingen van infrastructuur noodzakelijk zijn, maar is anderzijds een maximaal en optimaal gebruik van de beschikbare infrastructuur de sleutel.

Hierbij is het cruciaal dat infrastructuur die offshore geïnstalleerd wordt, alsook de verbindingen met het onshore netwerk, reeds vanaf de designfase deze maximale efficiëntie beogen. Het gebruik van offshore knooppunten om (hybride) interconnectoren en offshore productiebronnen aan te sluiten is hierin van fundamenteel belang. Door de creatie van zulke knooppunten worden met name de verbindingen met het onshore netwerk optimaal gebruikt, en wordt vermeden dat – bovenop de infrastructuur die sowieso noodzakelijk is – nog extra netinfrastructuur ontwikkeld dient te worden.

De opportuniteit van een offshore knooppunt en de routing van toekomstige hybride interconnectoren via dit knooppunt worden meegenomen in het design van de uitbreiding van het Modular Offshore Grid. Dit niet doen is een gemiste kans en zal leiden tot extra investeringen in de toekomst, meer nood aan netversterkingen op land en een minder snelle integratie van en transitie naar hernieuwbare bronnen.

Variantenanalyse

Er worden drie varianten vergeleken in de variantenanalyse:

- Variant 1: AC platformen: 5x AC platformen van 700 MW
- Variant 2: Combinatie van AC & HVDC op een kunstmatig eiland: 2,1 GW in AC en 1,4GW in HVDC via het eiland
- Variant 3: Combinatie van AC & HVDC-platformen: 3 AC platformen van 700 MW en 1 HVDC platform van 1400 MW

Uit de variantenanalyse, gebaseerd op 9 unieke criteria (investeringskost, onderhoudskost, kabellengtes, timing, beschikbaarheid en betrouwbaarheid, flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie en aantal kavels voor windparken, impact op het milieu en vergunningsprocedures, technische complexiteit en toekomstperspectief), concludeert Elia dat de ontwikkeling van een offshore Energie-Hub op een kunstmatig eiland de beste oplossing biedt, vergeleken met de klassieke aanpak met offshore platformen. Dit is gebaseerd op een aan te sluiten vermogen van de Prinses Elisabethzone van 3,15 tot 3,5 GW.

Uit analyse van de kostenaspecten, die in het betrokken dossier worden gedetailleerd, blijkt dat een centraal gelegen knooppunt op een kunstmatig eiland het meest kostenefficiënt is. Eveneens scoort deze vorm het hoogst op vlak van betrouwbaarheid en redundantie omdat een aanzienlijk aantal designprincipes van het onshore netwerk kan toegepast worden. Dit maakt het mogelijk een quasi volledig redundant offshore systeem te bouwen, een niveau dat aanzienlijk hoger ligt dan voor de klassieke aansluitingsopties voor offshore wind.

Bij traditionele offshore platformen dient de eindtoestand van bij het begin in het ontwerp vastgelegd te worden, hetgeen leidt tot een zeer beperkte flexibiliteit qua aansluitingsconfiguraties. Een Energy Hub op een kunstmatig eiland laat daarentegen toe een aantal ontwerpelementen (zoals bijvoorbeeld de grootte van de windproductiekavels of de exacte fasering van de integratie van internationale verbindingen) verder te detailleren en te optimaliseren zonder een impact te hebben op de uiteindelijke timing van het aansluiten van nieuwe windparken in de Belgische Noordzee.

De mogelijke impact op milieu maakt integraal deel uit van deze analyses, waarbij Elia uiteraard de mogelijke impact op milieu niet uit het oog verliest. Daarom zijn er in dit vroege stadium al eerste hydro-morfologische studies uitgevoerd waaruit blijkt dat de bijkomende impact van een kunstmatig eiland vergeleken met platformen niet verwaarloosbaar is. Deze analyses tonen ook aan dat er voldoende mogelijkheden zijn om de impact zo laag mogelijk te houden. Gedetailleerde milieustudies in het kader van de milieueffectenrapportage en het milieuvergunningstraject zullen verder uitwijzen welke maatregelen zinvol zijn.

Alle bevindingen van de variantenanalyse zijn samengevat in de onderstaande tabel:

	Variant 1 – Full AC met platformen	Variant 2 – mix AC/HVDC op een kunstmatig eiland	Variant 3 – mix AC/HVDC met platformen
1. Investeringskost Elia (CAPEX)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
2. Onderhoudskost Elia (OPEX)	Vergelijkbare onderhoudskost voor de 3 varianten		

	Variant 1 – Full AC met platformen	Variant 2 – mix AC/HVDC op een kunstmatig eiland	Variant 3 – mix AC/HVDC met platformen
3. Impact op kabellengtes (circuitlengte¹)	Export: 550 km Inter-array: 438 km	Export ² : 350-432 km Inter-array ¹¹ : 643-873 km	Export: 395 km Inter-array: 440 km
4. Timingrisico	Gelijkaardig timingrisico voor de drie varianten. Het is mogelijk de eerste 2,1 GW aan toekomstige windparken aan te sluiten binnen de timing van de onshore versterkingsprogramma's Ventilus en Boucle du Hainaut		
5. Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie	Hoge globale betrouwbaarheid, dankzij de interconnectiekabels tussen de naast elkaar liggende platformen.	Hoogste globale betrouwbaarheid, dankzij centralisatie op een eiland met een iets verlaagde betrouwbaarheid voor het HVDC gedeelte	Hoge globale betrouwbaarheid, met een lagere betrouwbaarheid voor het HVDC gedeelte
6. Flexibiliteit t.o.v. veiligheidsstrategie en aantal kavels	Beperkt: vermogen van de platformen ligt vast. Indien de kavels groter zijn dan 700 MW, zal elk windparken geconnecteerd worden op meerdere platformen wat de complexiteit verhoogt.	Hoogste: dankzij de centralisatie van de 66kV & 220 kV onderstations, kan de concrete invulling op een later tijdstip nog bijgestuurd worden	Beperkt: vermogen van de platformen ligt vast. Indien de kavels groter zijn dan 700 MW, zal elk windpark geconnecteerd worden op meerdere platformen wat de complexiteit verhoogt.
7. Impact op omgeving en vergunningen	5 locaties waarvan 3 binnen Natura2000 gebied (zie verder). Alle varianten moeten dezelfde vergunningsprocedures vol-	1 unieke centrale locatie buiten Natura2000 gebied (enige variant waar er geen netinfrastructuur in Natura2000 gebied	4 locaties waarvan 2 inclusief de grootste HVDC conversie-platform binnen Natura2000 gebied (zie verder). Alle varian-

¹ Een circuit = is 1x driefasige kabel voor AC of 3x monofasige kabels voor HVDC

² Afhankelijk van de eilandlocatie

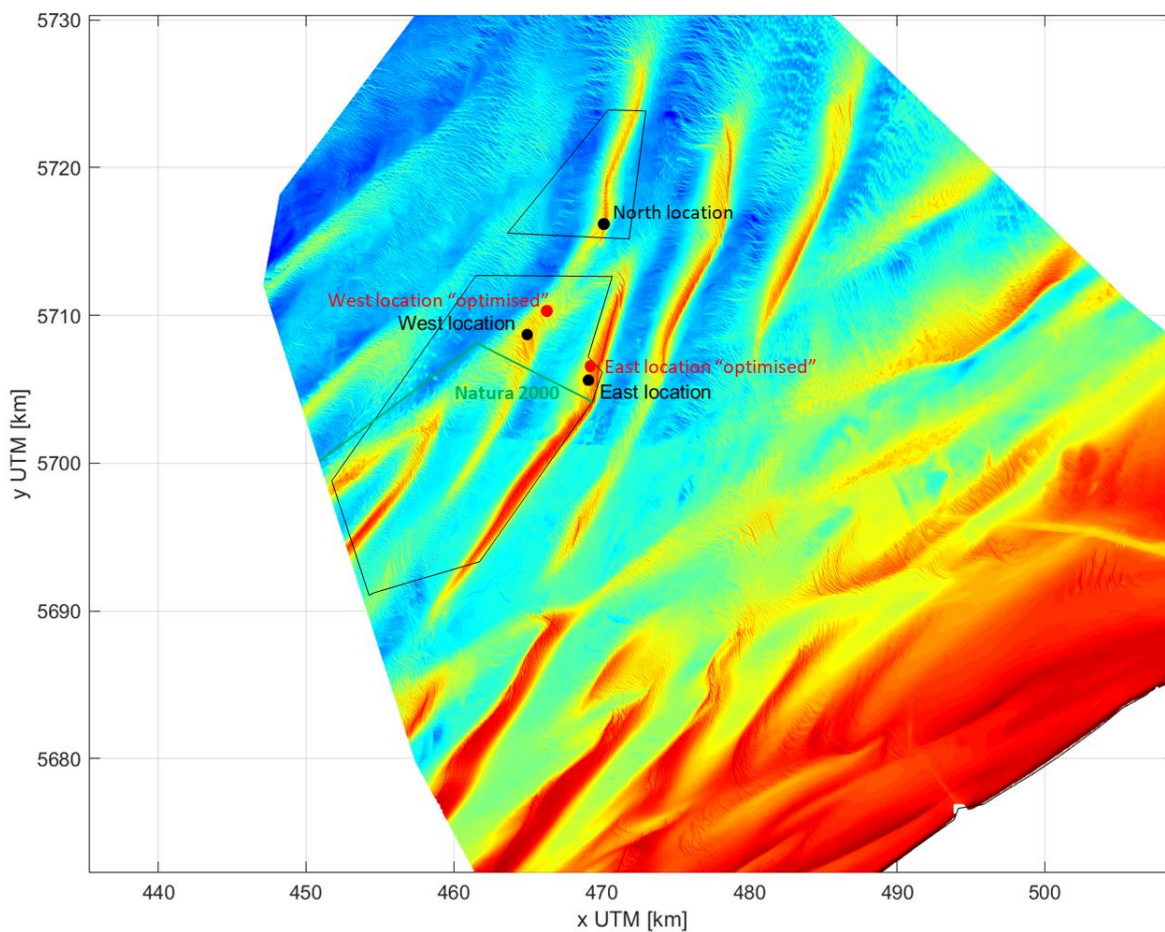
	Variant 1 – Full AC met platformen	Variant 2 – mix AC/HVDC op een kunstmatig eiland	Variant 3 – mix AC/HVDC met platformen
	<p>gen. De impact van platformen op het milieu kan beperkter zijn dan voor een eiland, maar ze brengen ook veel minder voordelen zelf aan voor ecosystemendiensten</p>	<p>wordt gebouwd). Alle varianten moeten dezelfde vergunningsprocedures volgen. De impact van een eiland (type van effecten) is gelijkaardig maar van een andere grootteorde dan platformen. Wel kunnen de nadelige effecten beperkt worden door aandacht voor bouwmethodes en de keuze voor de beste locatie. Samen met het bouwen van het eiland kunnen vb. grindbedden en biodiversiteit zoals andere ecosystemendiensten eerder versterkt worden. Dit kan – mits de nodige samenwerking met wetenschappelijke experts en andere stakeholders van de Noordzee – een voordeel zijn voor meerdere bestaande en toekomstige activiteiten van het MRP.</p>	<p>ten moeten dezelfde vergunningsprocedures volgen. De impact van platformen op het milieu kan beperkter zijn dan voor een eiland, maar ze brengen ook veel minder voordelen zelf aan voor ecosystemendiensten</p>
<p>8. Technische complexiteit</p>	<p>Middelmatige complexiteit: ontwikkeling en constructie van 1 type platform (AC)</p>	<p>Middelmatige complexiteit: ontwikkeling en bouw van een kunstmatig eiland (first of a kind in de Noordzee) is complexer dan een AC platform. Elektrische installaties meer gelijkaardig</p>	<p>Meest complex: quasi gelijktijdig ontwikkeling (ontwerpen, aanbesteden, constructie) van twee verschillende types 2 types van platformen (AC & HVDC).</p>

	Variant 1 – Full AC met platformen	Variant 2 – mix AC/HVDC op een kunstmatig eiland	Variant 3 – mix AC/HVDC met platformen
		aan de installaties onshore	
9. Toekomstperspectief	<p>Laagste</p> <p>Geen mogelijkheden om uit te breiden met een hybride interconnector</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector</p>	<p>Hoogste</p> <p>Mogelijkheid om de HVDC verbinding uit te breiden met <u>minimaal</u> 1 (hybride) interconnector.</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector: besparing van ca. *vertrouwelijk* omwille van gedeeld gebruik assets</p>	<p>Middel</p> <p>Mogelijkheid om de HVDC verbinding uit te breiden met <u>maximaal</u> 1 hybride interconnector.</p> <p>Uitbreidingsmogelijkheden wat betreft interconnectoren moeten op voorhand vastgelegd worden, en zeer beperkte flexibiliteit eens gebouwd.</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector: besparing van ca. *vertrouwelijk* omwille van gedeeld gebruik assets</p>

Locatiestudie

De locaties van de transmissie-infrastructuur werden voor elke van de varianten apart bestudeerd op basis van een aantal criteria die voor elke variant anders zijn.

De locatie van het kunstmatig eiland (variant 2) werd bepaald op basis van 7 unieke criteria (impact op grindbedden binnen Natura2000-gebied, benodigd volume zand, benodigde kabellengtes, impact op scheepvaart, operationele impact, impact op de vermogensdichtheid van de windzone en impact op de investeringskost voor Elia). Er werden 5 locaties vergeleken die initieel gekozen werden op basis van waterdiepte, waarbij een eiland best gebouwd wordt in ondiep water, m.a.w. op de rug van een zandbank. Dit levert onderstaande locaties op:



Onderstaande tabel vat de impact van de eilandlocaties voor de verschillende criteria samen:

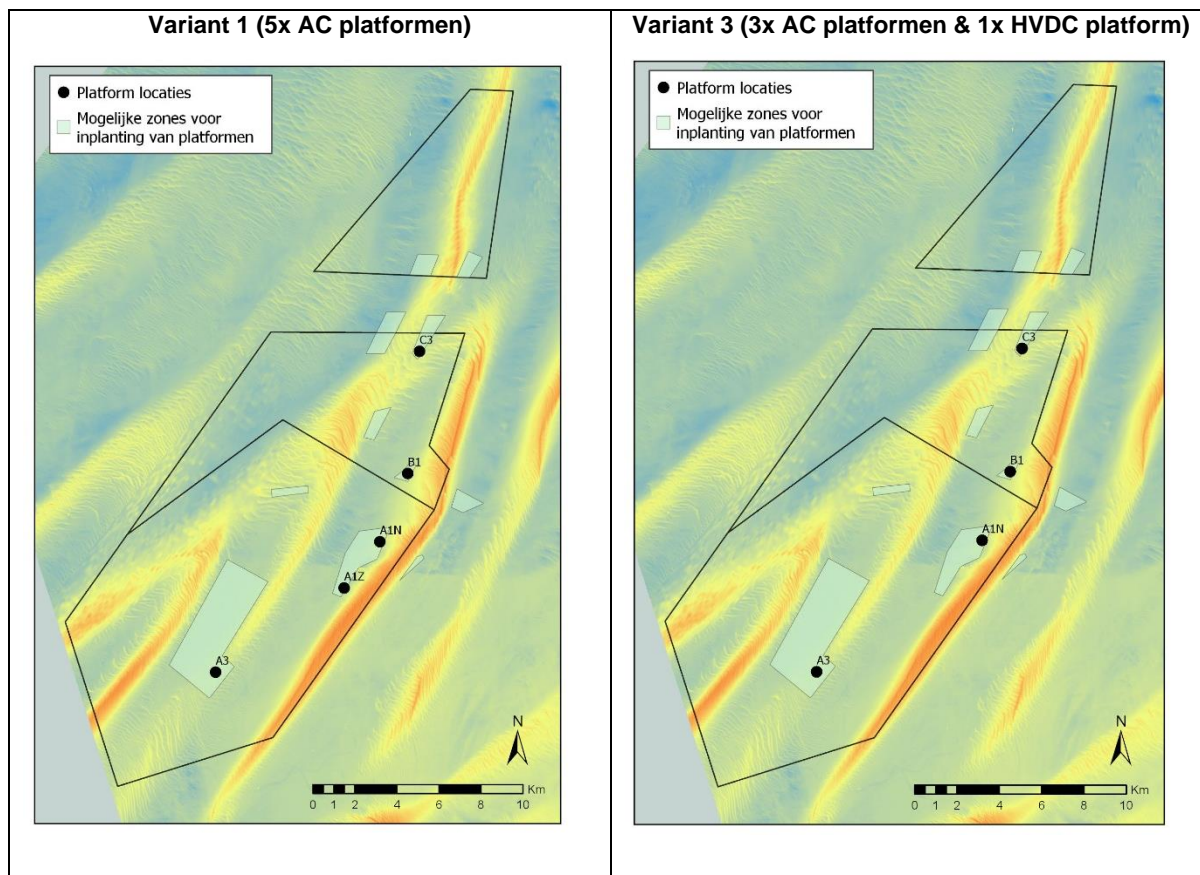
	East Loca- tie	East locatie “optimised”	West loca- tie	West locatie “optimised”	North locatie
Impact op de naburige grindbedden in Natura 2000 (hectares grindbedden met aanzanding van >2cm)	162 ha	161 ha	1 ha	27 ha	0 ha
Benodigd volume zand voor de aanleg van het eiland (in m³)	3 000 000	2 800 000	2 800 000	3 200 000	3 100 000
Benodigde kabellengtes (export)	350 km	352 km	387 km	391 km	432 km

	East Locatie	East locatie "optimised"	West locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Benodigde kabellengtes (inter-array)	738 km	727 km	643 km	701 km	873 km
Impact op scheepvaart	Minder gunstig Eilandlocatie dicht bij scheepvaart routes; enkel exportkabels kruisen scheepvaartroutes		Meest gunstig Eilandlocatie ver verwijderd van de scheepvaartroutes; enkel exportkabels kruisen scheepvaartroutes		Minst gunstig Eilandlocatie dicht bij scheepvaart routes; exportkabels (2x) en meeste inter-arraykabels kruisen scheepvaartroutes
Operationele impact	Randligging, resulterend in minder interfaces tussen TSO en windparken, minder kabelkruisingen, minder eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones		Centrale ligging, resulterend in meer interfaces tussen TSO en windparken, meer kabelkruisingen, meer eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones		Randligging, resulterend in minder interfaces tussen TSO en windparken, minder kabelkruisingen, minder eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones
Impact op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth	Minimale verschillen te verwachten tussen de verschillende locaties. Niet-differentiërend criterium.				
Impact op de investeringskost van Elia (in mio€ t.o.v. West locatie)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*

Alle criteria in rekening genomen is de West locatie de meest aangewezen locatie voor het kunstmatige eiland. In het kader van het toekomstige MER zullen echter drie locaties op een volledige evenwaardige manier vergeleken worden (West, West optimised en North). 2 locaties (East en East optimised) worden al definitief achterwege gelaten.

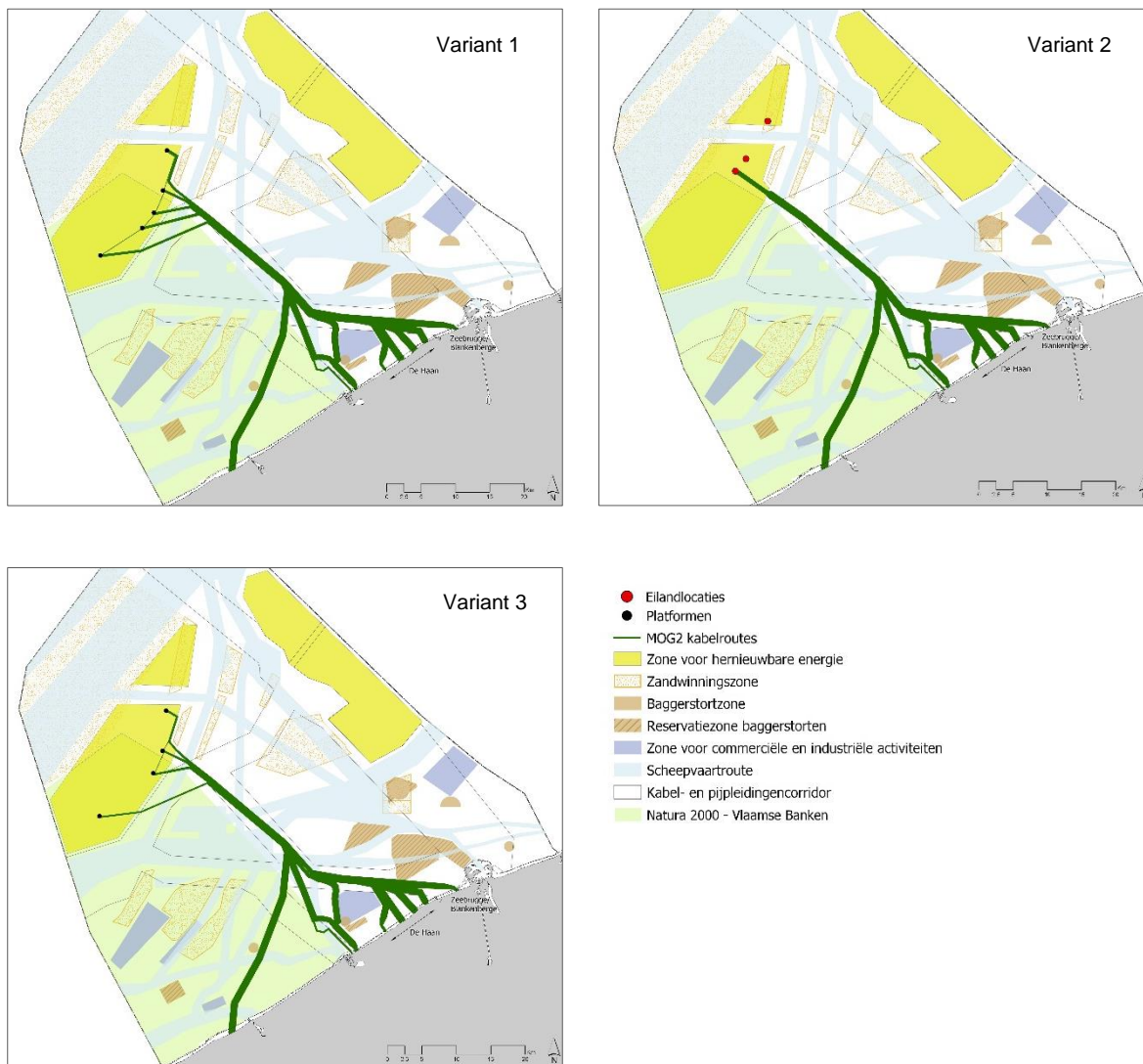
Voor de platformlocaties (varianten 1 & 3) werden 4 unieke criteria gehanteerd (minimale waterdiepte, minimale veiligheidsafstanden tot bestaande infrastructuur, gelijkmatige zeebodem morfologie en gelijkaardige waterdieptes).

Hieruit volgen de onderstaande locaties:



Kabelroutes

Voor wat betreft de kabelroutes is er niet echt een keuze te maken, deze zijn eerder een gevolg van de vorige keuzes. De kabelroutes werden bepaald op basis van een klassieke desktopstudie, rekening houdend met de gangbare criteria: offshore vergunbaarheid, ontwerp & installatie, aanlanding, onderhoud en exploitatie. Onderstaande figuren geven de mogelijke kabelroutes weer, *vertrouwelijk*.



Aanbeveling

Rekening houdend met de voor deze aanbesteding bedoelde productiecapaciteit (tot 3,5 GW) biedt variant 2 (AC/HVDC-mix op een kunstmatig eiland) volgens Elia de beste verhouding tussen de bovengenoemde beoordelingscriteria.

Qua locatie, blijkt de locatie “West” de meest aangewezen locatie voor het kunstmatige eiland. In het kader van het toekomstige MER zullen echter drie locaties op een volledige evenwaardige manier vergeleken worden.

1 Motivering van de aanvraag

1.1 Belgische doelstellingen voor offshore hernieuwbare energie en de invoering hiervan

Op 20 april 2018 heeft de voormalige federale regering de Federale Energiestrategie goedgekeurd. Deze sluit aan bij de doelstellingen van het Interfederale Energiepact om tegen 2030 een energiemix te hebben met ten minste 4 GW offshore geproduceerde hernieuwbare energie. Vanuit die strategie ontstond de ambitie om nieuwe concessies toe te staan voor de opwekking van windenergie in de Noordzee, die via een aanbestedingsprocedure worden toegewezen.

De principes voor de realisatie van die ambitie zijn vastgelegd in een principesnota die op 30 augustus 2018 door de Ministerraad is goedgekeurd. Deze nota bepaalt met name volgende elementen³:

- De (extra) geïnstalleerde capaciteit moet ten minste 1,75 GW bedragen, met een maximum van +20% (d.w.z. 2,1 GW in totaal).
- De energie moet in het net worden geïnjecteerd.
- Er moet gestreefd worden naar een minimale kostprijs van deze energie voor de consument.
- De productie-installaties moeten bijkomende diensten kunnen leveren, bijvoorbeeld netbalancing.
- Het productiegebied bestaat uit één zone of twee afzonderlijke zones en houdt rekening met het Natura2000-gebied.
- De autoriteiten moeten een studie uitvoeren om de criteria vast te stellen voor een optimale inrichting van de productie-eenheden, in functie van met name de wind en de zeebodem, en dat met het oog op een maximale energie-efficiëntie.
- Elia moet de studies uitvoeren voor een optimaal netontwerp, inclusief transformatiestations, kabels enz.
- De studies van Elia en die van de autoriteiten worden op elkaar afgestemd om de kosten en baten te optimaliseren.

De principes zijn volledig uitgeschreven in de Elektriciteitswet van 12 mei 2019 (zie hieronder).

De huidige federale regering ingesteld begin oktober 2020 heeft sindsdien in haar regeringsverklaring de ambitie nog bevestigd om ten laatste tegen 2030 in de Belgische Noordzee *minstens* 4 GW hernieuwbare energie te produceren, als onderdeel van het Nationaal Energie- en Klimaatplan.

Daarom heeft de minister van Energie Elia op 16 juni 2021 schriftelijk verzocht de mogelijkheid te bestuderen om tot 3,5 GW hernieuwbare-elektriciteitsproductie (windturbines of andere aanvullende technologieën) aan te sluiten in de zone Prinses Elisabeth (zie verderop), bovenop de 2,3 GW offshore windproductie die al geïnstalleerd en aangesloten is.

³ We vermelden hier enkel de elementen die nuttig zijn in het kader van de vastlegging van het ontwerp van het transmissienet.

Daarnaast bevestigde de minister in deze brief ook haar voornemen om België concrete voorbereidingen te laten treffen om deel te nemen aan de realisatie van gekoppelde 'energiehubs' op de Noordzee. Deze 'hubs' moeten interconnectielijnen met andere landen omvatten, zodat de geplande verbindingen tussen de hub en de kust ten volle en efficiënt kunnen worden benut. Het maximumvermogen dat in de zone Prinses Elisabeth wordt beoogd en de integratie van internationale interconnectielijnen moeten op het onshore netwerk worden ondergebracht via de al geplande onshore versterkingsprojecten.

1.2 Marien ruimtelijk plan (MRP 2020-2026)

Het koninklijk besluit van 22 mei 2019 bepaalt het Marien Ruimtelijk Plan voor de periode 2020-2026. Om de ambities van de federale overheid te concretiseren, definieert het MRP (artikels 8 en 9) drie nieuwe zones in de Noordzee (samen de Prinses Elisabeth zone genoemd) voor de productie en/of opslag van elektriciteit uit hernieuwbare energie en de bouw van de nodige infrastructuur voor het transport van deze elektriciteit.

Bijlage 2 van het MRP bepaalt dat *“De transformatieplatformen, aanlandingsinfrastructuur en elektriciteitskabels voor de nieuwe zones van hernieuwbare energie zullen gebouwd en geëxploiteerd worden door Elia. Deze dienen zo goed mogelijk ruimtelijk ingepast te worden en, op basis van de studies die uitgevoerd worden door Elia, zal de overheid dan ook onderzoeken waar hiervoor de nodige ruimte kan voorzien worden.”*

1.3 Aanpassing in 2019 van de Elektriciteitswet

In juli 2017 werd de Elektriciteitswet aangepast om Elia de taak toe te vertrouwen om de offshore infrastructuur voor de elektriciteitstransmissie te ontwerpen, bouwen en exploiteren voor de aansluiting van de vier laatste concessies van fase 1 toegewezen aan Rentel, Northwester II en Seamade (dat Seastar en Mermaid combineert) en, indien deze infrastructuren zijn gebouwd door een windontwikkelaar, er de eigenaar van te worden. Het concept van het Modular Offshore Grid (MOG), als integraal onderdeel van Elia's transmissienet, was geboren. Het is concreet tot stand gekomen door de effectieve implementatie van het MOG zoals gedefinieerd door de wet. Het MOG werd in september 2019 ingehuldigd binnen de geplande wettelijke termijnen.

In 2019 achtte de overheid het nuttig om de rol van de transmissienetbeheerder uit te breiden tot de volledige in zee te bouwen infrastructuur van het transmissienet (MOG fase 2 en elke toekomstige uitbreiding). Deze ontwikkeling heeft geresulteerd in een aanpassing van de Elektriciteitswet die op 12 mei 2019 is aangenomen.

Een van de nieuwe bepalingen betreffende het ontwerp van het MOG, artikel 6/5 §1 van de wet, legt met name vast dat de parken met toekomstige productieconcessies moeten worden aangesloten op het MOG. Elia bepaalt hun aansluitingspunt op het MOG en de technische voorschriften voor de aansluiting.

Bovendien moet Elia volgens artikel 6/3 §4 alle nodige studies uitvoeren voor de uitbreiding van het MOG, terwijl de bevoegde ministers instaan voor de studies aangaande de productie-installaties (art. 6/3 §5).

Tot slot bepaalt artikel 6/4 §2 dat Elia een ontwerp voor de uitbreiding van het MOG moet voorleggen aan de CREG voor advies en voor goedkeuring aan de Ministers bevoegd voor respectievelijk Energie en de Noordzee.

1.4 Gezondheidscrisis, herstel- en weerbaarheidsplan en herstelplan voor Europa

De gezondheidscrisis die de wereld sinds eind 2019 doormaakt, heeft alle economieën zwaar getroffen. België is niet gespaard gebleven. De overheid heeft een herstel- en weerbaarheidsplan opgesteld om de Belgische economie nieuw leven in te blazen. Dit plan moet de kans bieden de overgang van België naar meer duurzame, slimme en inclusieve groei te versnellen en tevens de sociale, economische en klimaatbestendigheid te versterken. Voor het plan is aanzienlijke Europese financiële steun nodig om de vastgestelde projecten uit te voeren. Het plan voorziet behalve in vele andere stimuleringsmaatregelen ook in de oprichting van een multifunctionele energiehub in de Belgische territoriale wateren, in de vorm van een kunstmatig eiland.

De Europese Unie heeft op haar niveau krachtige maatregelen genomen om de lidstaten op economisch, sociaal, milieue en klimaatgebied te ondersteunen. Daartoe heeft ze 'NextGenerationEU' in het leven geroepen, een tijdelijk financieel instrument van 750 miljard euro om de onmiddellijke economische en sociale schade van de pandemie te helpen herstellen. Het geld wordt grotendeels ter beschikking gesteld van de staten in de vorm van leningen en subsidies ter ondersteuning van hervormingen en investeringen. De Europese Commissie beoordeelt aan de hand van het herstel- en weerbaarheidsplan van elke kandidaat-lidstaat of die lidstaat voor het geld in aanmerking komt.

Op 23 juni 2021 heeft de Europese Commissie groen licht gegeven voor het plan van België. De Europese Raad heeft het op 13 juli goedgekeurd, waardoor België in aanmerking komt voor zes miljard euro steun, mits de geplande projecten naar behoren worden uitgevoerd. 100 miljoen van dit bedrag is bestemd voor de realisatie van de energiehub (zie verderop).

1.5 Verzoek van de Federale Minister van Energie

Zoals eerder gezegd, heeft de minister van Energie Elia op 16 juni een brief gestuurd met twee verzoeken. Enerzijds verzoekt ze Elia de mogelijkheid te bestuderen meer vermogen aan te sluiten dan de 2,1 GW die tot dusver in de zone Prinses Elisabeth zijn gepland, d.w.z. maximaal 3,5 GW. Anderzijds verwacht de minister dat Elia aan haar, aan de minister van de Noordzee en aan de CREG een concept van een energiehub voorlegt in de vorm van een kunstmatig eiland waarop zowel de aansluitingsinstallaties voor de op zee geproduceerde 3,5 GW kunnen worden ondergebracht als een interconnectielijn die België met het buitenland verbindt. De in de zone Prinses Elisabeth geproduceerde energie zou dan naar de Belgische verbruikscentra kunnen worden gevoerd of kunnen worden geëxporteerd, naar gelang van vraag en aanbod, het prijsniveau en het maximale gebruik van de verbindingen met het onshore netwerk.

Vanwege deze vraag mbt het aansluiten van een groter volume hernieuwbare-energieproductie op de Belgische Noordzee en de ambitie om deze productie ook met het buitenland te connecteren, moet het oorspronkelijke concept van een multifunctionele energie-hub, zoals ontwikkeld met het oog op de indiening van het Belgische herstelplan, worden herzien om deze hub quasi volledig te bestemmen voor transmissie van elektriciteit, met in de marge, op de resterende oppervlakte, nog mogelijkheid enkele andere activiteiten van beperkte omvang.

De minister vermeldt dat de impact van het eiland op het mariene milieu zo gering mogelijk moet worden gehouden, met een voetafdruk op de zeebodem die niet groter mag zijn dan 25 ha. Met het oog op het economisch herstel vraagt de minister of een eventueel beschikbaar gebleven deel van de bruikbare oppervlakte van het eiland kan worden bestemd voor andere activiteiten ter ondersteuning van de energietransitie of de offshore sector, zoals onderzoek en ontwikkeling op het gebied van offshore energieproductie of de installatie van apparatuur om het grondgebied te beschermen (cf. hierboven).

De minister verzoekt Elia, in antwoord op haar vragen en overeenkomstig artikel 6/4, §2 van de Elektriciteitswet, een dossier in te dienen waarin de technische principes van het concept van de energie hub worden beschreven en de mogelijke alternatieven voor dit concept worden aangegeven. Dit dossier moet tegen het einde van 2021 ten laatste door de ministerraad kunnen worden goedgekeurd.

1.6 Doelstellingen

Zoals steeds streeft Elia ernaar om het elektriciteitssysteem te ontwikkelen volgens de pijlers van het energie-'trilemma': namelijk een betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar systeem. Voor de uitbreiding van het offshore transmissienet vertaalt zich dat in onder andere de volgende doelstellingen, zoals aangehaald in de brief van de Minister van Energie:

- Om de klimaatdoelstellingen van de Europese Green Deal te behalen, wordt de Noordzee een steeds belangrijkere schakel in onze duurzame elektriciteitsvoorziening. In lijn met de ambities van het regeerakkoord speelt offshore wind een belangrijke rol bij het terugdringen van de CO₂-uitstoot. De capaciteitsverhoging van de zone Prinses Elisabeth tot maximaal 3,5 GW kan in dat opzicht een belangrijke bijdrage leveren voor België.
- Gezien het beperkte potentieel van België op het gebied van hernieuwbare energie is het bovendien van wezenlijk belang om de elektriciteitsproductiegebieden op de Noordzee optimaal te benutten en ze te verbinden met andere gebieden in het buitenland. Door verschillende energiehub's op de Noordzee met elkaar te verbinden, kan een offshore vermaasd net worden ontwikkeld dat de offshore productie op een adequate manier verdeelt over de verschillende verbruikscentra naar gelang van hun behoeften.
- Ten slotte biedt de oprichting van een Belgische Energy-hub in de vorm van een kunstmatig eiland kansen voor economisch herstel en groei, niet enkel voor de offshore sector waar België reeds een voorloper is, maar ook voor andere sectoren waarin België al over erkende expertise beschikt en een voortrekkersrol kan blijven spelen.

1.7 Onderwerp van voorliggende aanvraag

Met dit dossier wordt gevolg gegeven aan het verzoek van de minister van Energie, in overeenstemming met de bepalingen van artikel 6/4 §2 van de Elektriciteitswet.

In het licht van de brief van de minister van Energie van 16 juni jl. is het onderhavige verzoek dan ook gericht op het verkrijgen van de goedkeuring van de bevoegde ministers voor de basisconcepten die ten grondslag liggen aan de uitbreiding van het MOG in de vorm van een energie hub. Dit verzoek tot goedkeuring wordt gedaan na advies van de CREG over dit dossier. Na goedkeuring van deze basisconcepten kan de netbeheerder doorgaan met het onderzoek dat nodig is om de uitbreiding van het MOG binnen het vastgestelde tijdschema te realiseren.

Met het oog op de door de federale overheid aangekondigde ambities om de offshore elektriciteitsproductiecapaciteit te verhogen en de rol die aan Elia wordt toevertrouwd om de noodzakelijke netinfrastructuur te ontwikkelen, werkt Elia al sinds begin 2019 aan de analyse en vergelijking van verschillende technische oplossingen voor de uitbreiding van het Modular Offshore Grid.

Tot dusver beschikt Elia over voldoende informatie om het basisconcept van MOG2 vast te stellen en een keuze te maken tussen verschillende opties, waaronder die van een kunstmatig eiland. Deze opties komen overeen met verschillende varianten voor de aansluiting van op Belgisch grondgebied aangelegde windmolenparken gecombineerd met de mogelijkheid om interconnecties met buitenlandse netten te voorzien. Voor elke variant zijn zowel de kosten en verwachte baten vastgesteld (kwalitatief en/of kwantificeerbaar) als de risico's en gevolgen.

De verschillen tussen de varianten hebben betrekking op de ondersteuningsstructuur (eiland of platforms) en het type elektriciteitsinfrastructuur (wisselstroom of gelijkstroom). Elia heeft deze varianten getoetst aan technische, economische en milieucriteria en doet een aanbeveling over welke optie het optimale ontwerp is, d.w.z. de optie die uit het oogpunt van de gemeenschap haar geheel het beste compromis biedt dat het midden houdt tussen de garantie van voldoende beschikbaarheid van offshore geproduceerde elektriciteit, een project van beheersbare omvang en complexiteit binnen de beschikbare tijd, een aanvaardbare impact op het milieu, een antwoord op de noodzaak om de energietransitie te versnellen en de herziene doelstellingen in het kader van de Green Deal en het herstel na corona, en dat alles via een gecontroleerde en doeltreffende investering.

2 Korte geschiedenis van de elektriciteitstransmissie op zee in België

De eerste offshore windparken in de Belgische Noordzee (C-Power, Belwind, Northwind, Nobelwind, Norther) stonden zelf in voor de aansluiting van hun productie-installaties op de onshore hoogspanningsstations van Elia in Slijkens (Oostende) en Zeebrugge. Na deze eerste golf van aansluitingen erkende het BNSWEP (Belgian North Sea Wind Energy Platform, voorgezeten door de Administratie voor energie) "de meerwaarde van een vermaasde optie ten opzichte van een radiale op zowel technisch, economisch als ecologisch vlak en de voordelen ervan op het gebied van de mariene ruimtelijke ordening en de mogelijkheid om ze later in een internationaal elektriciteitsnet in de Noordzee te integreren".

In 2012 en 2013 kreeg het project vorm, in samenwerking met Elia en Plug at Sea, een consortium van elf spelers uit de wereld van de offshore windenergie opgericht om een net in de Noordzee uit te bouwen. Er werden verschillende opties vanuit technisch, economisch en financieel oogpunt geëvalueerd, wat leidde tot de creatie van het concept 'Modular Offshore Grid' (MOG), een oplossing die de gemeenschap een optimale robuustheid biedt in termen van transmissiecontinuïteit.

Het MOG dient nu uitgebreid te worden, conform de bepalingen van de Elektriciteitswet, om Belgische doelstellingen tegen 2030 (en later) waar te maken.

3 De volgende fase in de ontwikkeling van de Noordzee

3.1 Uitbouw van de Belgische offshore productiecapaciteit

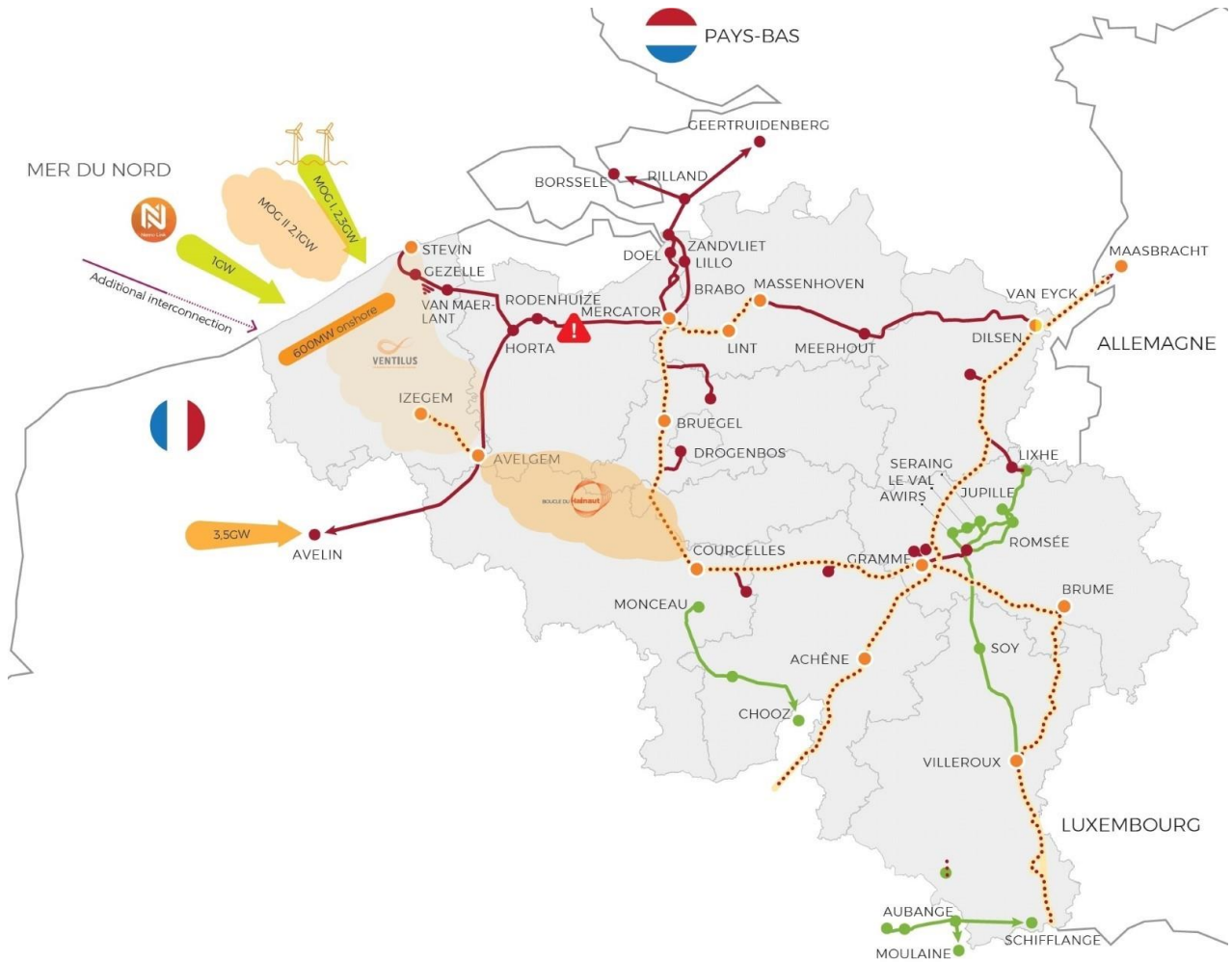
De voorbereidende werkzaamheden voor de ontwikkeling van de zone Prinses Elisabeth (zie MRP 2020-2026) worden sinds 2018 gecoördineerd door de 'Taskforce Tendering Offshore', samengesteld uit de kabinetten van de Ministers die bevoegd zijn voor respectievelijk Energie en de Noordzee, de Federale Energieadministratie, de Dienst Marien Milieu, de BMM (Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee), de CREG en Elia.

Wat de activiteiten van de Taskforce Tendering Offshore betreft, herinnert Elia eraan dat:

- Op vraag van de Minister van Energie, is de capaciteit van de toekomstige windparken die in dit dossier in rekening wordt genomen geëvolueerd naar 3,15 GW tot maximum 3,5 GW. Deze marge wordt in principe gelaten aan kandidaat-ontwikkelaars van windparken om hun winstgevendheid en offerte te optimaliseren, ten einde de benodigde financiële steun te beperken. Voor het ontwerp van het MOG2 houdt Elia dus rekening met een maximaal vermogen van 3,5 GW.
- Om de totale lengte en het aantal kabels (een aanzienlijk deel van de infrastructuurkosten) tussen de zone Prinses Elisabeth en de kust, en de afstand van de doorkruiste mariene gebieden te minimaliseren, wordt aanbevolen dat het totale ontwikkelde productievermogen een veelvoud is van de capaciteit van een AC-transmissiekabel, zijnde 350 MW (typisch vermogen van een kabel van 220 kV bij wisselstroom in de huidige stand van de technologie). De nagestreefde vork van 3,15 GW tot 3,5 GW respecteert dit principe.
- Het aantal windparken (concessies) moet nog door de overheid worden bepaald. In de besprekingen in de Taskforce Tendering Offshore heeft men tot nu toe altijd gesproken over parken met een vermogen van 700 MW per park of meer.
- Overeenkomstig de brief van de minister van Energie moet de gereserveerde zone voor energieactiviteiten op de Belgische Noordzee optimaal worden geëxploiteerd en worden verbonden met de aangrenzende zeegebieden. Dit moet integraal deel uitmaken van het ontwerp van het voorgestelde elektriciteitsnetwerk, evenals het creëren van (herstel)kansen voor de offshore sector en andere activiteiten (zie § 1.5 en 1.6).

3.2 De versterking van het onshore net

Het bestaande net (met het Stevin project) was ontworpen voor 2,3 GW offshore productie in combinatie met de Nemo-interconnector naar het VK en extra aansluitingsmogelijkheden voor hernieuwbare energiebronnen op het vasteland. Om extra offshore opwekking aan te kunnen sluiten, moet het Belgische 380kV-net aanzienlijk worden versterkt. Daartoe zijn de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut gepland, alsook de opwaardering van de bestaande backbone van het elektriciteitsnet met hoogperformantiegeleiders, de zogenaamde HTLS-geleiders (High Temperature Low Sag). Samen zorgen deze projecten voor een aanzienlijke verhoging van de aansluitingscapaciteit in de kustregio.



De realisatie van het Ventilus project zal toelaten om maximaal 700 MW bijkomende elektriciteitsproductie aan te sluiten (in een eerste fase wel door middel van een flexibele toegang tot het net, zie verder). Wanneer vervolgens ook het project Boucle du Hainaut in dienst wordt genomen, verhoogt de onthaalcapaciteit van de kustregio met ongeveer 4 GW (de vorige 700 MW inbegrepen). Dit laat toe om tot maximaal 3,5 GW aan offshore productie en/of interconnecties aan te sluiten. De resterende bijkomende capaciteit is dan voorzien voor onshore productie (waarvoor reeds een wachtlijst bestaat).

3.3 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 dit station tot het netwerk 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 voorzien worden. 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.

3.4 De ontwikkeling van de Noordzee wordt nu een Europees verhaal

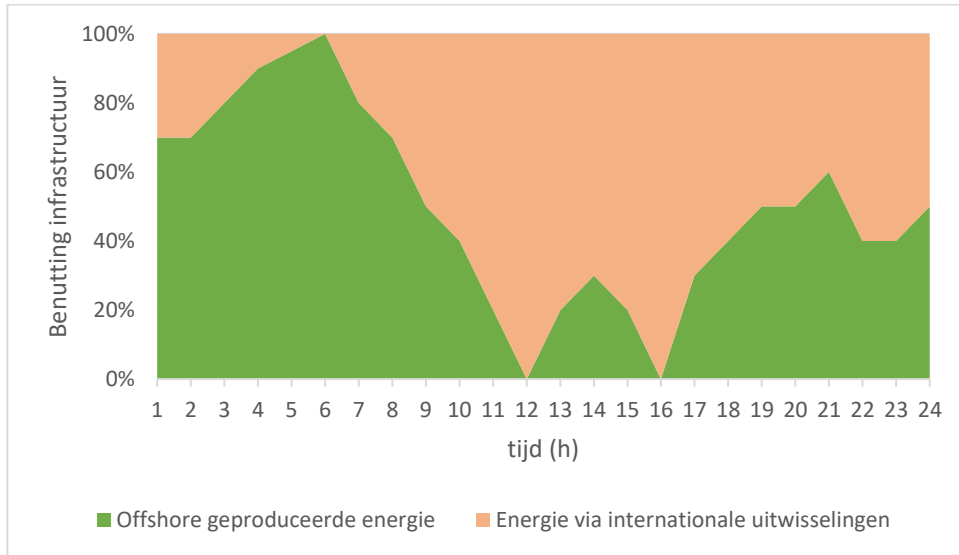
Via de Europese Green Deal engageert Europa zich om tegen 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld te zijn. De transitie naar een CO₂-neutrale samenleving steunt hierbij op het decarboniseren van de energiesector. In haar 'State of the Union' van 2020 kondigde de Europese Commissie aan de 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 - 250 GW.

In zijn Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP) 2021-2030, schaaft België zich achter de Green Deal en stelt het zichzelf het objectief om tegen 2030 17,5% hernieuwbare energie ten opzichte van het bruto finaal energieverbruik te bekommen. Een doelstelling van 4 GW totale offshore wind capaciteit 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 deze targets opnieuw te evalueren. 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 opwaarts potentieel van de Belgische doelstellingen voor windenergie op land en zonne-energie is beperkt gezien de Belgische topografie, de bevolkingsdichtheid & 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 de seizoensgebondenheid van onze residentiële belasting te beantwoorden, gecombineerd met evoluties aan lange-termijn flexibiliteit of opslag.

Het maximaal integreren 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. Op onderstaande figuur is een theoretische voorstelling hiervan terug te vinden. Doorheen de dag varieert de offshore productie (in het groen aangeduid), waarbij soms de transmissie-infrastructuur maximaal gebruikt wordt, maar geregeld ook slechts deels. Op momenten dat slechts een deel van de transmissiecapaciteit gebruikt wordt, kan de resterende capaciteit gebruikt worden voor internationale uitwisselingen (aangeduid in het oranje), zodanig dat infrastructuur ten volle benut kan worden. Of de capaciteit daadwerkelijk gebruikt zal worden, 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. De voordelen van hybride projecten zijn door de North Seas Energy Cooperation (NSEC) en de Europese Commissie benadrukt in hun gezamenlijke verklaring, waarin de efficiënte implementatie van offshore windenergie, het verlagen van de kosten en ruimtelijke impact, het faciliteren van de handel in elektriciteit, de industriële groei en de werkgelegenheid in de regio worden vermeld.

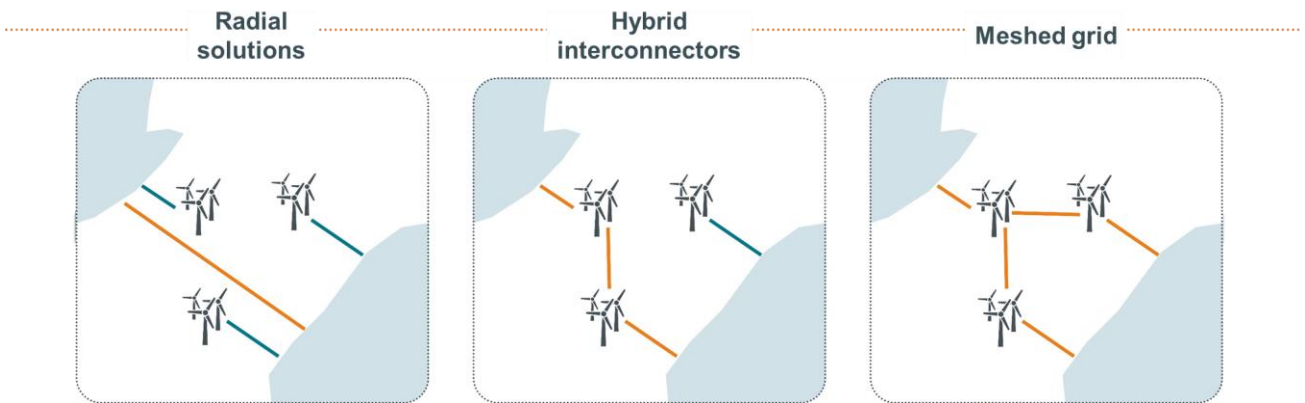
In de Belgische context kunnen dergelijke hybride interconnecties een belangrijk deel van de puzzel vormen in het volledig decarboniseren van het energiesysteem. Ze vormen een natuurlijke aanvulling op het geïnterconnecteerde transmissienet aan land, en staan toe om relatief snel bijkomende hernieuwbare 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, genaamd het Nautilus project, alsook een verbinding naar het toekomstige Deense energie-eiland voorzien 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 uitgevoerd worden in het kader van de specifieke projecten, in samenwerking met de respectievelijke partners, alsook als onderdeel van de net-ontwikkelingsplannen.

vertrouwelijk

Figuur 2: schematische weergave van de energie-hub 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 het 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 zone Prinses Elisabeth zou deze hosting capaciteit 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 gesteld worden dat België voor de decarbonisatie van zijn energiesysteem nood zal hebben aan het verder integreren 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 hier reeds rekening mee gehouden kan worden, met als doel om een zo kostenefficiënt systeem na te streven, dat maximaal gebruik maakt van gebouwde infrastructuur en gecreëerde onthaalcapaciteit.



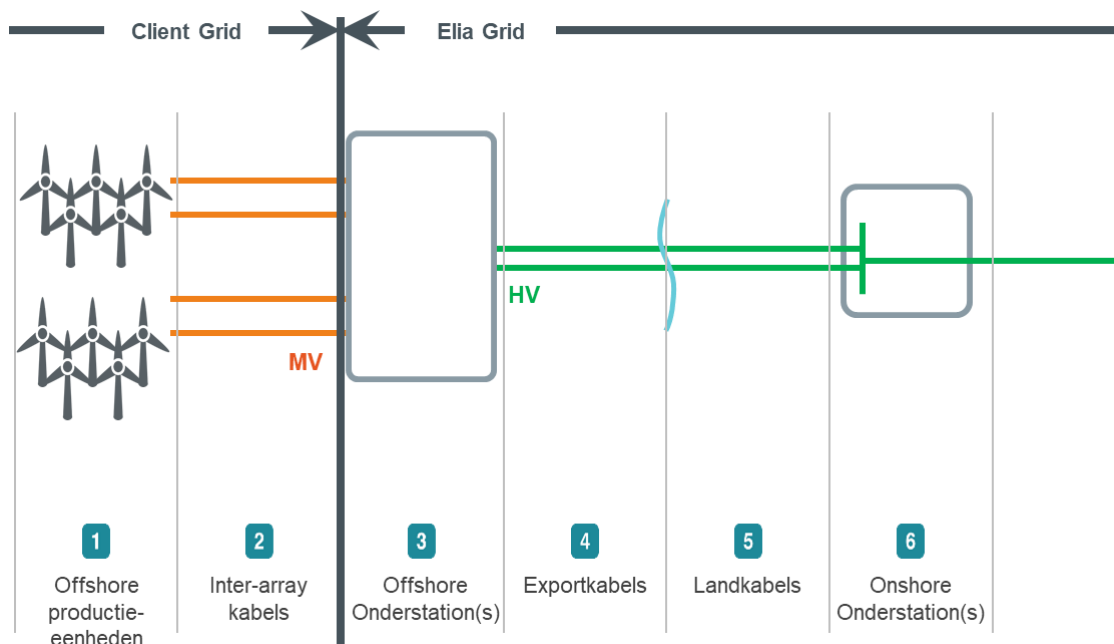
Figuur 3: Schematische voorstelling van radiale aansluitingen, hybride interconnectoren en een vermaasd net

4 Designparameters voor MOG2

4.1 Algemeen kader en basishypothesen

In lijn met de definities in Artikel 2 van de Elektriciteitswet van 29 april 1999, voorziet Elia de uitbreiding van het Modular Offshore Grid (MOG2) om de nieuwe offshore energieproductie (zoals voorzien in het Marien Ruimtelijk Plan 2020-2026) aan te sluiten op het Belgische transmissienetwerk, rekening houdende met projectdoelstellingen en het verzoek van de Minister van Energie (cfr § 1.5 en 1.6).

Figuur 4 geeft schematisch de verschillende elementen van de geplande uitbreiding van het hoogspanningsnet weer, alsook de afbakening tussen de infrastructuur van de netbeheerder en de producenten. Hierbij wordt voornamelijk uitgegaan van windproductie, maar andere types productie worden niet uitgesloten.



Figuur 4: Schematisch overzicht MOG 2 (MV: Middenspanning & HV: hoogspanning)

De verschillende elementen zijn:

1. **Offshore productie-eenheden:** deze maken geen deel uit van de scope van Elia.
2. **Inter-array kabels** die de verschillende offshore productie-eenheden verbinden en aansluiten op de offshore onderstations. Deze kabels maken geen deel uit van de scope van Elia, net zoals de offshore productie-eenheden.
3. **Offshore onderstation(s)** (Offshore High Voltage Substation of OHVS): voor het offshore onderstation bestaan twee opties met betrekking tot de elektrische technologie:
 - AC-onderstation: deze bevatten o.a. de nodige hoogspanningsschakelapparatuur, transformatoren en shuntreactoren, etc.

- HVDC-conversiestation: dit bevat o.a. de nodige hoogspanningsschakelapparatuur (een AC gedeelte, bijvoorbeeld om de inter-arraykabels van de windparken aan te sluiten, en een de HVDC gedeelte), transformatoren, convertorgebouw, etc.

Deze twee opties worden verder toegelicht in secties 4.3.1 en 4.3.2. Elke optie voor elektrische infrastructuur kan gebouwd worden op een platform of op een kunstmatig eiland.

4. **Exportkabels** (AC of DC) die de verzamelde energie van het AC-onderstation of van het HVDC-conversiestation naar land brengen tot aan een transitiehoop op of dichtbij het strand.
5. **Landkabels** (AC of DC) die de energie verder transporteren van de transitiehoopen richting het onshore onderstation of onshore conversiestation.
6. **Onshore onderstation(s)**: AC-onderstation of HVDC-conversiestation, die verbindingen maken met het 380 kV-netwerk.

4.2 Randvoorwaarden met betrekking tot de windparken

4.2.1 Productiecapaciteit

Voor het ontwerp van het MOG2 wordt er rekening gehouden met een maximale capaciteit van 3,5 GW offshore hernieuwbare energiebronnen. Aangezien de productiecapaciteit kan variëren tussen 3,15 en 3,5 GW zal er met deze onzekerheid rekening gehouden worden in de variantenanalyse. Voor elke onderzochte variant zal bekeken worden in welke mate deze flexibel is met betrekking tot deze capaciteit, beide qua fasering en qua finale volume.

4.2.2 Aansluitingsspanning

De inter-arraykabels worden voorzien door de producenten en maken dus geen deel uit van het MOG2. Zij vormen echter wel de verbinding tussen hun installaties en deze van de netbeheerder. Deze moeten namelijk op hetzelfde spanningsniveau werken. De aansluitingsspanning bepaalt in grote mate ook mee hoeveel inter-arraykabels er nodig zullen zijn, wat belangrijk is om voldoende ruimte te voorzien in de onderstations van Elia.

Gezien de huidige evoluties op het vlak van windturbine-technologie wordt ervan uitgegaan dat het spanningsniveau van 33 kV waar de huidige windparken mee werken niet meer zal voldoen. Voor nieuwe windparken is er namelijk een trend naar het gebruik van steeds grotere turbines op het vlak van afmetingen en bijgevolg ook op het vlak van productiecapaciteit. Verwacht wordt in de beoogde tijdshorizon dat turbines tussen 15 MW en 20 MW in de nieuwe zone Prinses Elisabeth zullen geplaatst worden. Deze vermogens kunnen niet meer op een economisch verantwoorde manier aangesloten worden op 33 kV. Daarom heeft er in de offshore windindustrie een overgang naar een nieuwe standaard voor inter-arraykabels plaatsgevonden, nl. 66 kV-kabels. Deze ontwikkeling is trouwens al zichtbaar bij de recente offshore windontwikkelingen in Nederland (bv. Borssele I-IV, Hollandse Kust, etc.).

Voor het ontwerp van MOG2 wordt daarom een inter-array spanningsniveau van 66 kV aangenomen als de basishypothese. Verder is de wijze van de aansluiting van de windturbines onafhankelijk van de gebruikte elektrische technologie voor het transmissienet. De aansluiting van de windturbines zal dus steeds via 66 kV AC inter-arraykabels gebeuren.

4.2.3 Grootte van de kavels

Overeenkomstig artikel 6/4 van de Elektriciteitswet bepalen de ministers die bevoegd zijn voor Energie en de Noordzee na overleg met de CREG en de netbeheerder de ligging, de grootte en het aantal percelen in het kader van een domeinconcessie voor installaties voor de productie van hernieuwbare elektriciteit. Dit ministerieel besluit is momenteel gepland voor begin 2022.

vertrouwelijk

4.3 Elektrische infrastructuur

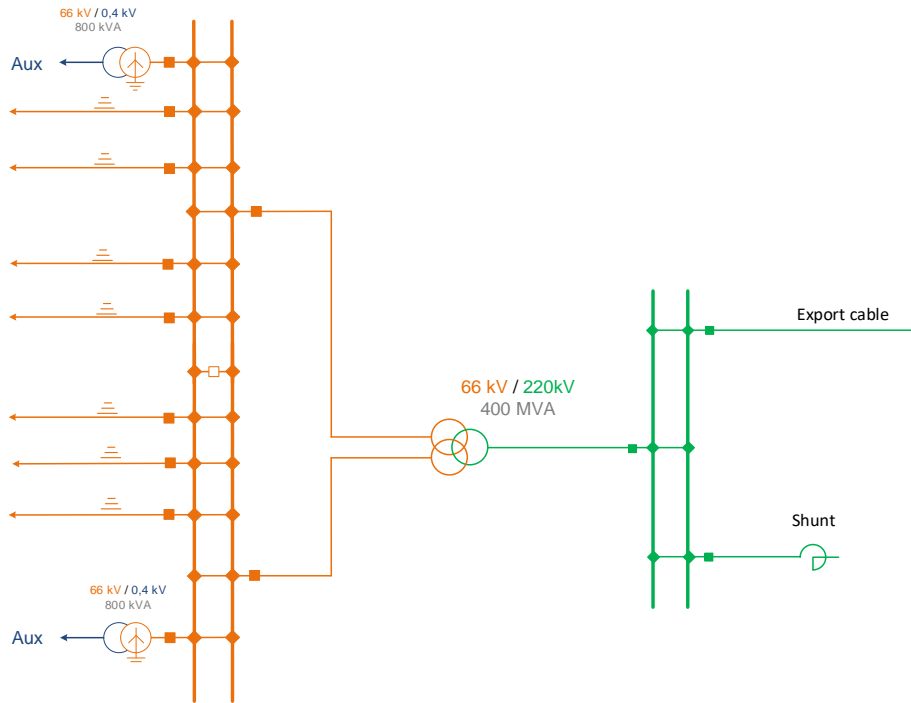
De aansluiting van de Belgische windmolenparken is tot op heden enkel gerealiseerd met wisselspanningstechnologie (AC - Alternating current). Tot op heden, en zeker voor de beschouwde vermogens en afstanden uit het verleden, is dit, ook wereldwijd, de meest gebruikte technologie om offshore windparken aan te sluiten. Echter, naarmate de afstanden tussen de windparken en onshore transmissienet toenemen, alsook de vermogens van de offshore windparken toenemen wordt High Voltage Direct Current (HVDC) meer en meer overwogen om offshore wind aan te sluiten. Bovendien is er een steeds groter wordende nood naar offshore hybride interconnecties en uiteindelijk zelfs vermaasde offshore netten, hetgeen een overstap naar HVDC-technologie vereist. Om deze redenen, hoewel dit extra technische complexiteit en dus een hoger risiconiveau met zich meebrengt, wordt de HVDC-technologie ook beschouwd als relevante optie voor het design van MOG2, naast de AC-technologie.

4.3.1 AC-bouwstenen

In AC (Alternating current), worden de exportkabels gedimensioneerd op 220 kV. Dit is een gangbaar spanningsniveau voor offshore exportkabels en biedt een correcte balans tussen transportcapaciteit en nood aan reactieve compensatie. Een hogere spanningsdimensionering zou de nood aan (offshore) reactieve compensatie disproportioneel verhogen. De transportcapaciteit van de exportkabels wordt vastgelegd op 350 MW per driefasige kabel, wat ook in overeenstemming is met de industrie-standaarden op 220 kV voor een cyclische belasting. Eventuele verdere optimalisaties worden in een later stadium van het project bekeken.

De AC offshore onderstations (OHVS) worden voorzien op basis van een modulair concept dat uitgaat van bouwstenen van 350 MW, die overeenkomen met de transportcapaciteit van één exportkabel.

Figuur 5 geeft op een conceptuele manier deze bouwstenen van 350 MW weer.



Figuur 5: Conceptuele weergave van een modulaire bouwsteen van 350 MW

De bouwsteen bestaat uit:

- 1x transformator 220/66/66 kV van 400 MVA om de spanning van de array kabels (66kV) op te transformeren naar 220kV;
- 1x shunt reactor, om het reactief vermogen van de 220 kV-exportkabel te compenseren. Dit om de MOG2 infrastructuur neutraal te maken vanuit een reactief vermogen standpunt, een belangrijk element in het beheer van de spanningshuishouding van het net;
- 1x 66 kV-GIS onderstation met de nodige schakelapparatuur voor de inter-array kabels, hulpvoedingstransformatoren en andere ondersteunende infrastructuur;
- 220 kV-GIS onderstation met de nodige schakelapparatuur;
- 1x 220 kV-exportkabel van 350 MW;
- Aansluiting op het 220 kV onshore transmissienet

Het volledige ontwerp zal een aantal bouwstenen van 350 MW bevatten, hetzij op een platform, hetzij op een eiland (zie verder). Het finale ééndraadsschema van het volledige systeem zal in later stadium nog verfijnd worden in functie van de keuze van het scenario, de totale capaciteit van de windparken, de grootte van de kavels etc.

4.3.2 HVDC-bouwstenen

De beschouwde HVDC-bouwblok bestaat uit de volgende elementen:

- AC-onderstation
 - 66 kV GIS-onderstations met de nodige schakelapparatuur voor de inter-array kabels, hulpvoedings-transformatoren
 - Verschillende transformatoren die instaan voor de transformatie naar een gepast AC spanningsniveau
 - Mogelijks een 220 kV-onderstation
- Offshore HVDC-conversiestation (voor de conversie van wisselspanning naar gelijkspanning)
 - Convertorgebouwen waarbinnen de conversie van wisselstroom (AC) naar gelijkstroom (DC) (of vice versa) plaatsvindt
 - HVDC-schakelstation
- HVDC-exportkabelsysteem
- Onshore HVDC-conversiestation
 - Verschillende transformatoren die instaan voor de transformatie naar 380 kV
 - Convertorgebouwen waarbinnen de conversie van wisselstroom (AC) naar gelijkstroom (DC) (of vice versa) plaatsvindt

Aansluiting op het 380 kV onshore transmissienet

vertrouwelijk

Het volledige 66kV-gedeelte is vrijwel identiek aan wat voor de wisselstroominfrastructuur is gepland. Het verschil met de hierboven ontwikkelde wisselstroominfrastructuur zit in de spanningstransformatoren. *vertrouwelijk*. Het finale ééndraadschema van het volledige systeem zal in een later stadium nog verfijnd worden in functie van de keuze van het scenario, de totale capaciteit van de windparken, de grootte van de kavels enz.

De infrastructuur op gelijkspanning omvat ook een HVDC-schakelstation (of 'busbar' in het Engels). Dit schakelstation zorgt in een eerste stap voor de verbinding tussen de HVDC-conversiestation en de HVDC export kabel. In een volgende stap kan dit schakelstation gebruikt worden om bijkomende kabelverbindingen aan te sluiten. Op deze manier kan een overzeese verbinding geïntegreerd worden in MOG2 zonder dat er een bijkomende offshore HVDC-conversiestation nodig is en aldus een zogenoemde hybride interconnector creëren. Het aantal bijkomende kabelverbindingen dat geïntegreerd kan worden is afhankelijk van de beschikbare ruimte en uitbreidingsmogelijkheden, dewelke groter zullen zijn als het HVDC-conversiestation ondergebracht is op een eiland dan op een platform.

Betreffende het HVDC-spanningsniveau, zijn er in het verleden verschillende keuzes gemaakt, in functie van de noden van de individuele projecten. Zo heeft ALEGrO, de 1GW-verbinding tussen Duitsland en België, een DC spanningsniveau van 320 kV DC en heeft Nemo Link, de 1 GW-verbinding tussen België en het Verenigd Koninkrijk een spanningsniveau van 400 kV DC. De laatste jaren is er meer en meer een evolutie en convergentie naar een hoger spanningsniveau, namelijk 525 kV. Dit is het spanningsniveau voor de verbindingen tussen Noorwegen en het VK en tussen Denemarken en het VK. Ook voor de uitbouw van het offshore transmissienetwerk voor offshore windparken IJmuiden Ver in Nederland, heeft TenneT gekozen voor een HVDC spanningsniveau van 525 kV. Dezelfde evolutie naar dit spanningsniveau is te zien in de geplande onshore HVDC "corridors" tussen Noord- en Zuid-Duitsland.

Gezien deze evoluties en de hoge vermogens die dienen aangesloten te worden, is 525 kV het meest gepaste DC-spanningsniveau. Het afstemmen van het DC-spanningsniveau met de andere landen rond de Noordzee is bovendien een minimumvereiste om in een latere fase te kunnen evolueren naar een meer geïntegreerd offshore Europees elektriciteitsnet. Wanneer men de enkele aansluiting van vb. 1400MW aan offshore wind beschouwt, zou een DC spanning van 400 kV ook een mogelijkheid zijn, wat een kostenreductie met zich mee zou brengen. De keuze voor dit spanningsniveau zou het echter onmogelijk maken om met MOG2 een rol te spelen in de verdere uitbouw van een Europees offshore net en wordt daarom niet weerhouden.

4.4 Basisinfrastructuur voor de elektrische installaties: platformen of een kunstmatig eiland

Om de offshore onderstations te realiseren, dienen deze geïntegreerd te worden in de nodige algemene infrastructuur. Tot op heden werd dit steeds voorzien door de elektrische infrastructuur te integreren in een offshore platform, zoals ook gedaan is met het Offshore Switchyard voor MOG1. Een platform bestaat dan uit enerzijds een fundering of 'jacket' en anderzijds een 'topside' waarin alle platformsystemen, de hoog- en laagspanning infrastructuur gehuisvest zijn. Aangezien deze topsides normaliter volledig voorbereid en opgebouwd worden onshore, zijn deze gelimiteerd in grootte, gewicht en dus ook elektrisch vermogen.

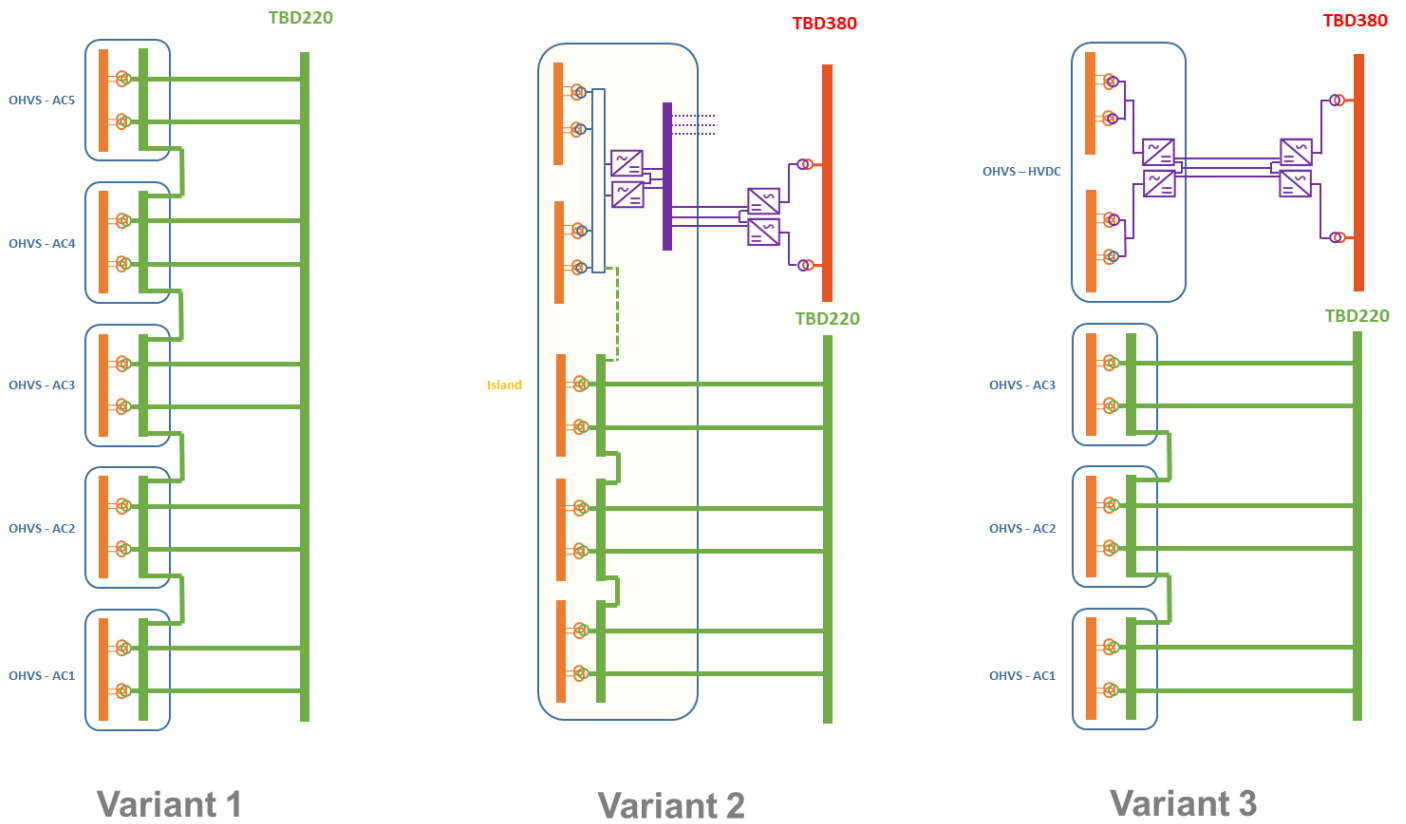
Er bestaat echter een alternatieve manier om de elektrische installaties te huisvesten, namelijk de realisatie van een kunstmatig eiland (nota bene een zeer innovatieve optie die ook door de netbeheerders van Nederland en Denemarken onderzocht wordt). Op dit eiland wordt dan alle nodige elektrische infrastructuur voorzien op een gecentraliseerde manier, dewelke zich anders op meerdere platformen zou bevinden.

In tegenstelling tot de combineerbare opties die bestaan inzake de elektrische infrastructuur, spreken we in dit geval wel duidelijk over twee alternatieven die elkaar uitsluiten. Indien er een kunstmatig eiland wordt opgericht, zal alle transmissie infrastructuur op dit eiland voorzien worden. Het is namelijk zo dat de positieve effecten van een eiland sterker worden met de schaalgrootte. In een scenario met een eiland, zullen er dus geen platformen aan bod komen en vice-versa.

4.5 Beschouwde varianten

Gegeven de verschillende elementen hierboven aangehaald, worden 3 varianten voor de uitbouw van het MOG2 voorgesteld en vergeleken, allen met een totale transmissiecapaciteit van 3,5 GW. Deze varianten, ook conceptueel voorgesteld op Figuur 6, focaliseren zich qua aanpak op 2 aspecten: namelijk de elektrische infrastructuur en de algemene infrastructuur:

- Variant 1: AC platformen: 5x AC platformen van 700 MW
- Variant 2: Combinatie van AC & HVDC op een kunstmatig eiland: 2,1 GW in AC en 1,4GW in HVDC via het eiland
- Variant 3: Combinatie van AC & HVDC-platformen: 3 AC platformen van 700 MW en 1 HVDC platform van 1400 MW



Figuur 6: Illustratieve schema's van de 3 varianten

Op basis van de beoordelingscriteria beschreven in hoofdstuk 5, worden de verschillende varianten meer in detail toegelicht in hoofdstuk 6.

Er zijn echter nog andere aspecten die kunnen leiden tot sub-varianten binnen een bepaalde variant. Deze aspecten zijn:

- De locaties van de platformen
- De routes van de exportkabels

Deze twee ontwerpelementen zullen in aparte secties behandeld worden, volgend op de variantenanalyse.

5 Beoordelingscriteria

In dit hoofdstuk worden de beoordelingscriteria toegelicht die gebruikt zijn in de evaluatie van de verschillende varianten voor MOG2. Deze criteria zijn:

- Investeringskost Elia
- Onderhoudskost Elia
- Kabellengtes
- Timing
- Beschikbaarheid en betrouwbaarheid
- Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie & aantal kavels
- Impact op het milieu en de vergunningsprocedures
- Technische complexiteit
- Toekomstperspectief

Deze worden in de secties hieronder in meer detail toegelicht.

5.1 Investeringskost Elia (CAPEX)

De inschattingen van de investeringskosten (CAPEX) van de netbeheerder worden voor de verschillende varianten als volgt opgesplitst en zijn **exclusief** RRF subsidie:

Kosten item	Korte beschrijving	Full AC platforms	Mix AC & HVDC on island	Mix AC & HVDC platforms
Offshore AC-platforms	Topside en jacket voor een 700 MW-OHVS, <u>inclusief</u> alle platformsystemen (HVAC, brandblusapparatuur, SCADA, communicatie, telecom, CCTV, etc.), <u>exclusief</u> hoogspannings- en laagspanningsmateriaal (transformatoren, shunt reactoren, schakelapparatuur, beveiligingen, etc.)	x		x
Offshore HVDC-platform	Topside en fundering voor een 1400 MW – 525 kV HVDC converter in een bipool configuratie, <u>inclusief</u> alle platformsystemen en <u>inclusief</u> alle hoogspanningsmateriaal			x
Kunstmatig eiland	Volledige constructie van een kunstmatig eiland, <u>inclusief</u> baggerwerken, verdichtingswerken, erosiebescherming, zeeweringen, kademuur en basis haveninfrastructuur, <u>exclusief</u> funderingen voor infrastructuur op het eiland en deze infrastructuur zelf		x	
AC-onderstation offshore eiland	Alle algemene infrastructuur voor een AC onderstation op een kunstmatig eiland, <u>inclusief</u> algemene systemen (HVAC, brandblusappara-		x	

	tuur, SCADA, communicatie, telecom, CCTV, etc.), <u>exclusief</u> hoogspannings- en laagspanningsmateriaal (transformatoren, shunt reactoren, schakelapparatuur, beveiligingen, etc.)			
Offshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	220/66/66kV transformatoren, 220kV shunt reactoren, 220kV en 66kV GIS schakelapparatuur en laagspanningsbeveiligingen	x	x	x
HVDC-conversiestation offshore eiland	HVDC conversiestation 1400MW – 525kV in een bipool configuratie op een kunstmatig eiland, alles inclusief		x	
AC-exportkabels	220kV driefasige AC kabels tussen de zone Prinses Elisabeth en het aanlandingspunt. Bij scenario's met platformen houdt dit ook kabels tussen platformen in.	x	x	x
DC-exportkabels	525kV monofasige HVDC kabels tussen de zone Prinses Elisabeth en het aanlandingspunt		x	x
AC-onshorekabels	220kV driefasige AC kabels tussen het aanlandingspunt en het aansluitingspunt op Ventilus	x	x	x
DC-onshorekabels	525kV monofasige HVDC kabels tussen aanlandingspunt en het aansluitingspunt op Ventilus		x	x
Onshore HVDC-conversiestation	HVDC-conversiestation 1400MW – 525kV in een bipool configuratie op land, alles inclusief		x	x
Onshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	AC-hoogspannings- en laagspanningsapparatuur strikt noodzakelijk voor de aansluiting van de zone Prinses Elisabeth, geïntegreerd in de infrastructuur van Ventilus	x	x	x
Overige	Algemene kosten, zoals project management verzekeringen, surveys, UXO removal, risk contingencies,...	x	x	x

De gebruikte eenheidsprijzen voor de kabels en onderstations, onshore en offshore, op een platform of op een eiland, kunnen in de tabel hieronder teruggevonden worden. Verschillen tussen de eenheidsprijzen en de budgetramingen per variant zijn te verklaren door afrondingen.

In dit stadium van het dossier maken deze cijfers geen voorwerp uit van een gedetailleerde technische studie noch van een formele raadpleging van de markt. Zodra deze technische studies zijn uitgevoerd, zullen de noden verfijnd worden en kunnen er aanbestedingen bij de verschillende leveranciers worden gelanceerd.

Bovendien is het van absoluut belang dat cijfers in dit dossier, met het oog op het verkrijgen van conforme prijzen in een concurrentiële marktomgeving, confidentieel blijven. Elia vertrouwt op het proces waarmee de betrokken autoriteiten vóór elke publicatie alle commercieel gevoelige informatie geheimhouden en op de vertrouwelijkheid waarmee ze met dergelijke gegevens omgaan.

Voor de onshore AC-kabels is een opsplitsing gemaakt tussen de kost van de kabel en de kost van de graafwerken om de ondergrondse sleuf te realiseren. Dit is omdat de kostprijs van deze graafwerken onshore weinig varieert naar gelang er 4,

5 of 6 kabel circuits voorzien worden. Om de totale kostprijs van de onshore kabel te berekenen, dient dus de kostprijs van graafwerken vermeerderd te worden met de kost van kabels zelf, rekening houdend met het aantal kabelcircuits. Voor eenzelfde transportcapaciteit (1400 MW), zou dit voor de onshore AC kabels dus neerkomen op *vertrouwelijk* en voor de DC kabel op *vertrouwelijk*⁴. De eenheidskost voor offshore kabels met een transportcapaciteit van 1400 MW is voor AC-kabels (4 x 220 kV - 350 MW) *vertrouwelijk* en met DC-kabels (525 kV – 1400 MW) *vertrouwelijk*. Voor een gelijke transportcapaciteit is een offshore DC-kabel beduidend goedkoper. Hierbij is het echter nog belangrijk om op te merken dat niet alle leveranciers alle types kabels aanbieden. Zo kunnen er afhankelijk van graad van bezetting van bepaalde kabelfabrieken nog prijsverschillen ontstaan of verdwijnen.

De kostenraming voor een HVDC-platform is gebaseerd op informatie verkregen van de HVDC-constructeurs. Hierbij is het belangrijk om te weten dat er tot op heden nog geen enkel HVDC-platform van het beoogde vermogen en spanningsniveau aangeboden werd in een aanbestedingsprocedure. Een eerste aankoopprocedure voor een vergelijkbaar HVDC-platform is enkele maanden geleden gelanceerd door TenneT en een eerste contracttoewijzing is verwacht voor 2023. In vergelijking met een onshore converter heeft een HVDC-platform een aanzienlijke meerkost. Dit is te verklaren door het reusachtige platform dat nodig is om voldoende ruimte en draagkracht te voorzien voor de elektrische installaties.

⁴ De budgetinschatting houdt rekening met de eerder beperkte lengte van deze kabel, waardoor eenmalige kosten zwaarder kunnen doorwegen in de prijs per kilometer.

Onderstations		M€
	AC Platform (excl. hoog- & laagspanningsmateriaal) - 700 MW	*vertrouwelijk*
	AC hoog- & laagspanningsmateriaal - offshore - 700 MW	*vertrouwelijk*
	HVDC platform (incl. converter) – 1400 MW	*vertrouwelijk*
	HVDC converter onshore – 1400 MW	*vertrouwelijk*
	HVDC converter offshore - 1400 MW	*vertrouwelijk*
Kabels		M€/km
	Offshore AC kabel & installatie - 350 MW	*vertrouwelijk*
	Offshore DC kabel & installatie - 1400 MW	*vertrouwelijk*
	Onshore graafwerken & installatie	*vertrouwelijk*
	Onshore AC kabel - 350 MW	*vertrouwelijk*
	Onshore DC kabel & installatie - 1400 MW	*vertrouwelijk*

Om een zinvolle vergelijking mogelijk te maken heeft Elia voor elk van de varianten, ter illustratie, ook een inschatting gemaakt van de kosten van de inter-arraykabels. Hierbij dient echter benadrukt te worden dat het aankopen en installeren van de inter-arraykabels volledig buiten de bevoegdheid van de transmissienetbeheerder valt en dat Elia geen ervaring heeft met dit type infrastructuur. Mede daarom zijn de inschattingen gebaseerd op input van consultants en high-level uitwisselingen met de kabelindustrie, zonder o.a. rekening te houden met de specifieke commerciële constructies die gangbaar zijn bij de offshore windontwikkelaars.

In 2020 werd er een contract voor levering en installatie van 650 km inter-arraykabels toegewezen aan *vertrouwelijk* voor een bedrag tussen *vertrouwelijk*⁵, hetgeen leidt tot een eenheidsprijs per kilometer tussen *vertrouwelijk* euro.

Het consultancybedrijf *vertrouwelijk* hanteert een algemene eenheidsprijs van *vertrouwelijk* per km in zijn modellen⁶, maar rapporteert geen individuele kosten van windparken. Informatie verkregen via uitwisselingen met leveranciers van inter-array kabels leidt tot een kilometers prijs van *vertrouwelijk*. Deze verschillende bronnen geven aan dat de prijzen sterk kunnen fluctueren, onafhankelijk van het de keuze van het grid design. De parameters voor deze verschillen zijn onder meer de beschikbaarheid van kabelfabrieken en installatieschepen, de grootte van de contracten, grondcondities, de materiaalprijzen, etc.

⁵ *vertrouwelijk*

⁶ *vertrouwelijk*

Afhankelijk van de bron is er toch een redelijke variatie in eenheidsprijs vast te stellen, maar het lijkt redelijk de kost per kilometer te beschouwen tussen *vertrouwelijk*, na eliminatie van de uitschieters.

5.2 Onderhoudskost Elia (OPEX)

Offshore onderhoudsactiviteiten zijn in grote lijnen onder te brengen in de volgende categorieën:

- Recurrente en beheersbare activiteiten
 - Monitoring surveys (op basis van vergunningsvoorwaarden en omwille van asset management)
 - Preventief en curatief onderhoud op bijvoorbeeld HV/LV materiaal, hulpsystemen, etc.
 - Logistieke activiteiten, zoals crew transfers (CTV en helikopters), beheer van wisselstukken, etc.
 - Training
 - Inspecties en certificering
 - Offshore veiligheidsuitrusting en -systemen
- Niet-recurrente en beheersbare activiteiten
 - Niet-recurrente vervangingen op HV & LV materiaal
 - Tussentijdse vervangingen van hulpsystemen
 - Herstelling van erosiebescherming, boatlanding, corrosiebescherming, etc.
 - Schilderwerken
- Niet-beheersbare activiteiten
 - Kabelherstellingen
 - Herbegraven van kabels / kabelbescherming
 - Herstellingen van offshore structuren na incidenten

Verder zijn de verzekeringspremies een belangrijke component van de onderhoudskosten (OPEX) tijdens de operationele fase.

Een groot deel van de onderhoudsactiviteiten voor MOG2 zijn dezelfde voor de varianten met platformen en de variant met een kunstmatig eiland, zoals:

- Monitoring surveys
- Preventief en curatief onderhoud van de HV/LV installaties, incl. niet-recurrente vervangingen
- Training
- Kabelherstellingen en herbegraven/bescherming van kabels

Er zijn echter ook een aantal belangrijke verschillen, voornamelijk wat betreft het onderhoud gelinkt aan het kunstmatige eiland zelf (dus exclusief de onderhoudsactiviteiten rond de installaties op het eiland).

Een eerste element is de periodieke inspectie van zeeweringen en erosiebescherming rond het eiland (boven en onderwater). De aard van deze inspecties (geofysisch, Lidar en visueel onderzoek) is te vergelijken met deze van offshore platformen en zal enkel afwijken in scope en duurtijd voor een eiland vergeleken met platformen. Elia verwacht echter dat het verschil in kosten voor dit element verwaarloosbaar zal zijn, gezien het relatief hoge aandeel van de mobilisatiekost van de surveyschepen en het feit dat er voor een eiland geen transit tussen verschillende locaties in rekening te brengen is.

Een tweede element is de niet-recurrente herstelling van de bescherming van de offshore structuren. Hier is het duidelijk dat er een hogere kost te verwachten is voor een eiland aangezien bijvoorbeeld de totale oppervlakte van de erosiebescherming gevoelig hoger is. Het ontwerp zal echter wel zodanig voorzien worden dat deze interventies tot het absolute minimum zullen beperkt worden.

Een derde element waarvan verwacht wordt dat het belangrijke impact zal hebben op de onderhoudskosten van MOG2 is de logistiek, zoals crew transfers, magazijnbeheer, transport van materiaal, toegangsinfrastructuur, etc. In het geval van een kunstmatig eiland, schat Elia in dat omwille van het feit dat de transmissie-infrastructuur gecentraliseerd is op 1 locatie, er belangrijke synergiën zullen zijn wat betreft het aantal scheepsbewegingen (CTV, transport, heli's), maar ook wat betreft het tijdsgebruik van het onderhoudspersoneel en het beheer van wisselstukken.

Ten slotte verwacht Elia, na een eerste high-level consultatie van de verzekeringsmakelaars, lagere verzekeringspremies specifiek voor een kunstmatig eiland in vergelijking met platformen. De verzekeringskost van de kabels is gelijkaardig voor alle varianten.

Zoals al eerder vermeld is het kwantificeren van de volledige onderhoudsbudget voor de verschillende varianten in dit stadium van het project onmogelijk, maar Elia schat in dat de extra onderhoudskosten van een kunstmatig eiland gecompenseerd zullen worden door de reductie in logistieke kosten en verzekeringspremies. Daarom wordt ervan uit gegaan dat de onderhoudskosten tussen de verschillende varianten vergelijkbaar zullen zijn.

5.3 Kabellengtes

Een belangrijk basisuitgangspunt van het voorliggende Grid Design is het minimaliseren van de kosten op een algemeen niveau.

De verschillende varianten beschreven in deze nota hebben een verschillende impact op de infrastructuur van de netbeheerder (hetgeen gereflecteerd wordt in de CAPEX), maar hebben ook een verschillende impact op de infrastructuur van de producenten.

Om een beter beeld te krijgen van het geheel, werd er bij een externe partij (*vertrouwelijk*) een lay-out studie besteld om een reeks potentiële inplantingen van de windzone uit te tekenen voor de verschillende varianten, waaruit blijkt dat de impact op de turbines zelf zeer beperkt is, maar dat er toch een merkbare impact is op de lengtes van de inter-arraykabels.

De impact op de lengtes van de inter-arraykabels én de exportkabels is bijgevolg een relevante vergelijkingsparameter.

5.4 Timing

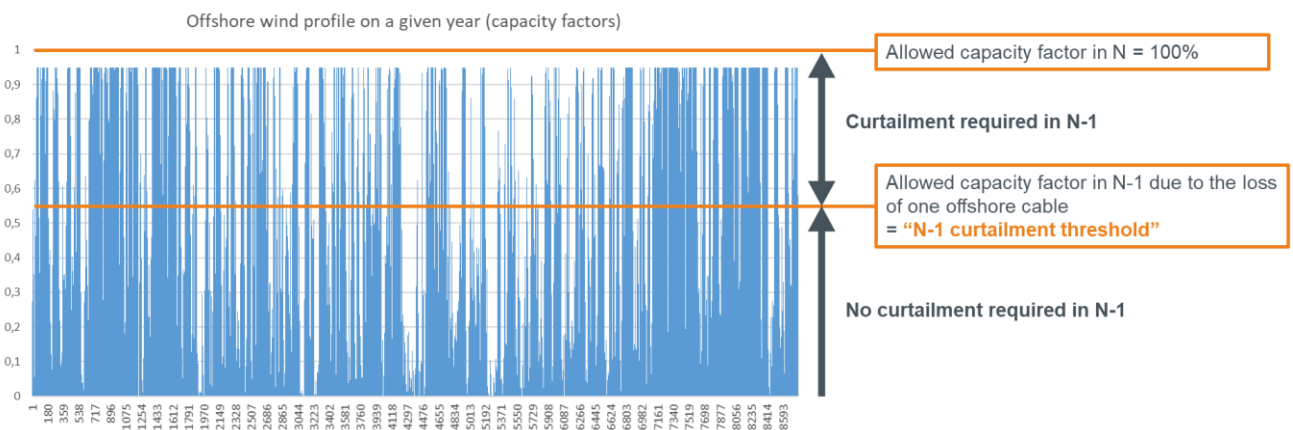
De verschillende beschouwde varianten kunnen verschillen op het vlak timing, dit zowel voor tussenstappen als voor de finale indienstnames. Het is daarom van groot belang om voor de verschillende varianten deze timing in kaart te brengen, alsook eventuele risico's die hiermee gepaard gaan. Hierbij wordt voldoende aandacht besteed aan het realiseren van de doelstellingen voor 2030 opgelegd door de Europese Commissie, opgevolgd door de Belgische regering in het kader van het Energie en Klimaat Plan en het regeerakkoord, en aan de deadlines gelinkt aan RRF-subsidies. Het is tevens belangrijk op te merken dat de onshore versterkingsprogramma's Ventilus en Boucle du Hainaut ook een belangrijke rol spelen,

aangezien zij zowel de timing van de veilingen van de windzone als de indienstnamedatum van de parken mee zullen bepalen.

5.5 Beschikbaarheid en betrouwbaarheid

Hoewel de infrastructuur van MOG2 ontworpen is om 100% van de geplande offshore productie (3,5 GW) in normale situaties (de zogenoemde “N-situatie”) aan te kunnen, geldt dat noodzakelijkerwijs niet in het geval van verlies van een netwerkelement (de zogenoemde “N-1”). Wanneer bijvoorbeeld een exportkabel naar de kust buiten dienst valt, wordt de exportcapaciteit verminderd, waardoor het maximale vermogen dat de parken in het systeem kunnen injecteren, wordt beperkt. Die beperking van het maximale vermogen dat de parken kunnen injecteren, drukken we uit met de “reductiedrempel in situatie N-1”.

Ter illustratie toont Figuur 7 in het blauw een typische evolutie van een jaar offshore windproductie, uitgedrukt in *per unit* van het nominale vermogen. Er is dus sprake van een opeenvolging van periodes van intensieve productie en periodes van lagere productie. In situatie N kunnen de parken zonder problemen tot 100% van hun vermogen injecteren. In N-1 situaties wordt de maximale productie teruggebracht tot een bepaald percentage van het nominale vermogen, te weten 54% in het geval van het verlies van een exportkabel naar een AC-onderstation van 700 MW zonder connectie naar de andere onderstation(s) van de MOG2. Deze percentage is bepaald op basis van netstudies volgens de netontwikkelingscriteria. Die vermindering (of *curtailment*) wordt opgelegd om de infrastructuur niet te overbelasten. Zolang de productie onder die drempelwaarde blijft, moet deze niet worden verlaagd. Als de productie die drempel daarentegen overschrijdt, moet ze worden teruggebracht tot een maximumwaarde (hier 54%) van de nominale productie.



Figuur 7 : Illustratie van het concept van de reductiedrempel in situatie N-1 voor een 700 MW-platform dat via twee exportkabels op het elektriciteitsnet aan land is aangesloten en niet met een ander onderstation is verbonden.

De ontwikkeling van de redundantie van de infrastructuur van MOG2 laat toe om de N-1 reductiedrempel te verhogen en zo de vermindering van geproduceerde energie te beperken. Het beperken van die energiereductie is een belangrijke maatschappelijke kwestie. Als de offshore productie wordt verminderd, zullen andere mogelijk duurdere (en misschien vervuilerende) energiebronnen het namelijk moeten overnemen om een toereikende energiebevoorrading in stand te houden. Bovendien zal er, in overeenstemming met artikel 6/5 §3 en 5 van de Elektriciteitswet, een vergoeding voor het verlies aan

inkomsten moeten worden betaald door Elia aan de parken waarvan de injectie wordt gereduceerd (*liabilities*) gefinancierd door de elektriciteitsverbruikers via de nettarieven.⁷

Natuurlijk is zo een N-1 reductiedrempel niet enkel geldig voor exportkabels. Daarom worden maatregelen overwogen die inspelen op het verlies van:

1. Een exportkabel
2. Een transformator
3. Een volledig onderstation (of een substantieel deel ervan)

In de variantenanalyse, zullen de verschillen in beschikbaarheid en betrouwbaarheid geïdentificeerd worden tussen de varianten.

5.6 Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie & aantal kavels

Conform plannen gevalideerd door de Taskforce Tendering Offshore gaat Elia uit van de basishypothese dat de veilingstrategie gebaseerd is op 2 fasen, verbonden met de onshore versterkingsprojecten.

- Fase 1: Mét Ventilus, maar zonder Boucle du Hainaut, resulterend in een nieuwe flexibele aansluitingscapaciteit (in een N-toestand) van maximaal 700 MW.
- Fase 2: Mét Ventilus en mét Boucle du Hainaut, resulterend in een totale traditionele (i.p.v. een flexibele zoals voorzien in fase 1) aansluitingscapaciteit van 3500 MW

Hierbij is het aantal kavels een belangrijke factor, aangezien dit mee zal bepalen hoeveel verschillende ontwikkelaars in de constructie van de nieuwe windparken zullen betrokken zijn. Flexibiliteit wat betreft de grootte van de kavels kan van strategisch en commercieel belang zijn, gezien de snelle veranderingen en toenemende concurrentie in de sector.

5.7 Impact op het milieu & de vergunningsprocedures

Vergunningen

De bouw en exploitatie van het MOG2 project vereist een vaste set vergunningen, *ongeacht de gekozen uitvoeringsvariant*: een Milieuvergunning, Natura 2000 toelating, Domeinconcessie en een Kabelvergunning. Er dient vastgesteld te worden

⁷ Deze vermelding van de *liabilities* lijkt ons belangrijk als we strikt vanuit het oogpunt van de elektriciteitsverbruiker willen kijken. De berekeningen van de kosten-batenanalyse (*cost-benefit analysis, CBA*) in het kader van voorliggende analyse zijn echter gebeurd vanuit een globaal perspectief. Ze vergelijken de verschillende opties op basis van de *socio-economic welfare* die zij toelaten te bereiken. De *socio-economic welfare* is de som van het *consumer surplus* en het *producer surplus*. Voor zover de betaling van *liabilities* het *consumer surplus* verslechtert, maar in dezelfde mate het *producer surplus* verbetert (in vergelijking met de situatie waarin geen enkele compensatie wordt gestort), is die storting neutraal in de CBA-berekeningen. Het enige economische verschil, uit het oogpunt van de globale *socio-economic welfare* vertegenwoordigd door een *curtailment*, is het verschil in de marginale kostprijs tussen de windproductie – zeer laag – en de vervangproductie inclusief de kostprijs van eventuele CO₂-emissies.

dat het verkrijgen van de nodige vergunningen een van de belangrijkste risicofactoren is voor de timing van het project, hetgeen op zijn beurt een reeks economische gevolgen kan hebben.

De **Milieuvergunning** (Machtiging voor de bouw en vergunning voor de exploitatie) is vereist voor de bouw, exploitatie en ontmanteling van zowel eiland/platformen (inclusief OHVS) als elektriciteitskabels (exportkabels naar de kust en interconnecties tussen platformen).

- Wettelijke basis:
 - Art. 25 van de wet van 20 januari 1999 ter bescherming van het mariene milieu en ter organisatie van de mariene ruimtelijk planning in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België (de MMM-wet, momenteel onderworpen aan herziening);
 - Koninklijk Besluit van 7 september 2003 houdende de procedure tot vergunning en machtiging van bepaalde activiteiten in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België (KB VEMA).
- Bij de vergunningaanvraag dient een Milieueffectenrapport (MER) toegevoegd te worden, opgemaakt volgens het Koninklijk Besluit van 9 september 2003 houdende de regels betreffende de milieueffectenbeoordeling in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België (KB MEB). Het MER behandelt alle redelijkerwijs in beschouwing te nemen alternatieven (locatiealternatieven, uitvoeringsalternatieven, technische alternatieven...) die op projectdoelstellingen kunnen antwoorden.
- De milieuvergunning wordt verleend door de Federale Minister voor de Noordzee, op basis van een advies van de BMM. Het advies van BMM wordt opgesteld op basis van het Milieueffectenrapport (MER), de Milieueffectenbeoordeling (MEB, opgemaakt door BMM) en de resultaten van de publieksraadpleging.
- De milieuvergunning bevat een uitgebreide lijst aan voorwaarden en aanbevelingen ten behoeve van de bescherming van het mariene milieu. Het gaat bijvoorbeeld om aspecten die verwerkt dienen te worden in het design en de locatiekeuze, of maatregelen en methoden die toegepast moeten worden tijdens constructiewerken, met als doel om effecten te vermijden of te milderen. Daarnaast voorziet de milieuvergunning ook in de uitvoering van monitoring voor de opvolging van effecten tijdens aanlegfase en exploitatiefase. Op basis van de resultaten van deze monitoring kunnen maatregelen tijdig bijgestuurd worden waar nodig.

Gezien de inplanting van transmissie-infrastructuur in het Habitatrichtlijngebied 'Vlaamse Banken' (enkel bij variant met platformen) of in de nabijheid ervan (bij alle varianten), is naast de milieuvergunning ook een **Natura 2000 toelating** vereist:

- Wettelijke basis: Koninklijk Besluit van 27 oktober 2016 betreffende de procedure tot aanduiding en beheer van de mariene beschermde gebieden.
- De impact van het project op de integriteit van Habitatrichtlijngebied dient onderzocht te worden in een Passende Beoordeling (PB). De PB heeft veel overeenkomsten met het MER/MEB, maar beoordeelt specifiek de impact op de beschermde soorten en habitats van het Habitatrichtlijngebied door rekening te houden met de instandhoudingsdoelstellingen voor deze soorten en habitats. Gewoonlijk wordt het 'Ontwerp Passende Beoordeling' (op te maken in opdracht van de initiatiefnemer van het project) geïntegreerd in het MER.
- De Natura 2000 toelating wordt verleend door de Federale Minister voor de Noordzee, op basis van een advies van de BMM.

Een **Domeinconcessie** moet voor alle varianten (eiland of platformen) worden bekomen.

- Wettelijke basis: Koninklijk Besluit van 1 maart 2018 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies aan de netbeheerder voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de transmissie van elektriciteit, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.
- Het KB Transmissieconcessies vereist dat de aanvraag wordt gericht aan de afgevaardigde van de Minister van Energie, dewelke zal instaan voor de algemene behandeling van de aanvraag. Dit uiteraard in dialoog en overleg met de Minister van Noordzee wat diens bevoegdheden betreft in het kader van de verdere behandeling en implementatie van de Transmissieconcessie-aanvraag. Het ontwerp KB voor de Domeinconcessie wordt overlegd in de ministerraad, na advies gevraagd aan de CREG.
- Door de evolutie van projectdoelstellingen naar een hogere productiecapaciteit in de Prinses Elisabethzone en naar het verdere interconnecteren van België met hernieuwbare energie van buurlanden via de geplande energiehub en toekomstig vermaasd net in zee, krijgt de volledige vooropgestelde oppervlakte van de energiehub inderdaad een bestemming voor transmissieactiviteiten. In dergelijk scenario valt de ontwikkeling van de energiehub in globo samen met de ontwikkeling van het offshore transmissienet. Vanuit deze gewijzigde invalshoek is het dan ook logisch en zelfs vereist dat Elia als netbeheerder rechtstreeks instaat voor de initiële bouw van het eiland en hiertoe in eigen naam een domeinconcessie aanvraagt voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de transmissie van elektriciteit. De ontwikkeling van de energiehub door Elia sluit evenwel niet uit dat er op het eiland andere activiteiten worden ontplooid, of dat er vanop het eiland andere activiteiten worden ondersteund. Dit uiteraard mits deze activiteiten verenigbaar zijn met het Marien Ruimtelijk Plan en verenigbaar zijn met de transmissieactiviteiten en geldende veiligheidsnormen. Dergelijke bijkomende activiteiten zullen slechts een beperkte oppervlakte nemen, zoals onderzoeksinfrastructuur in het kader van offshore windenergie en natuur, installaties ten behoeve van de landsverdediging en communicatie, activiteiten ter ondersteuning van onderhoud en dienstverlening voor offshore windinstallaties, activiteiten ter ondersteuning van offshore voedselproductie... Puur commerciële activiteiten op het eiland worden niet beoogd. De selectie van dergelijke derde partijen en activiteiten zal echter voorbehouden zijn aan de federale overheid. De derde partijen die gebruik wensen te maken van het energie-eiland zullen een afzonderlijke domeinconcessie/gebruiksvergunning moeten aanvragen, en desgevallend ook een machtiging en vergunning. Daarbij zal er telkens per voorgestelde activiteit moeten worden bekeken of (i) deze verenigbaar is met het Marien Ruimtelijk Plan ("MRP") en (ii) op welke basis er een toelating of concessie kan worden gegeven. Bij het verlenen van een Transmissieconcessie aan Elia kan de Minister sowieso reeds een eerste aanknoping voorzien voor latere activiteiten op het eiland.

Een **Kabel(leg)vergunning** is nodig voor de exportkabels naar de kust en interconnecties tussen platformen.

- Wettelijke basis: Koninklijk Besluit van 12 maart 2002 betreffende de nadere regels voor het leggen van kabels die in de territoriale zee of het nationaal grondgebied binnenkomen of die geplaatst of gebruikt worden in het kader van de exploratie van het continentaal plat, de exploitatie van de minerale rijkdommen en andere niet-levende rijkdommen daarvan of van de werkzaamheden van kunstmatige eilanden, installaties of inrichtingen die onder Belgische rechtsmacht vallen.

- o De kabelvergunning wordt verleend door de Federale Minister van Energie en de Federale Minister voor de Noordzee.

Specifiek voor het eiland dient mogelijks een bijkomende procedure doorlopen te worden, namelijk voor het verkrijgen van een **tijdelijke concessie voor zandwinning**, indien voor de aanleg van het eiland bijkomend zand aangevoerd dient te worden. Een concessie voor zandontginning kan bekomen worden door een aanvraagdossier in te dienen bij de Directeur-Generaal van de Algemene Directie Kwaliteit en Veiligheid van de FOD Economie zoals vastgelegd in het KB van 1 september 2004 betreffende de voorwaarden en de toekenningsprocedure van concessies voor de exploratie en de exploitatie van de minerale en andere niet-levende rijkdommen in de territoriale zee en op het continentaal plat. Daarnaast stipuleert het KB van 1 september 2004 dat een MER betreffende de extractieactiviteit moet ingediend worden bij de BMM. De beoordeling van het milieueffectenrapport door de BMM wordt overgemaakt aan de Federale Minister voor de Noordzee, die op zijn beurt een bindend advies overmaakt aan de Federale Minister bevoegd voor Economie. Een zone voor toekenning van een tijdelijke concessie voor zandwinning zou zich kunnen situeren binnen de zoekzone zandwinning die in het MRP 2020-2026 afgebakend is voor het onderzoek naar het potentieel voor de exploratie en de exploitatie van de minerale en andere niet-levende rijkdommen in de territoriale zee en op het continentaal plat, gesitueerd in het uiterste noordwesten van het Belgisch deel van de Noordzee. Mogelijk onderzoek naar en afbakening van een zone voor een tijdelijke concessie voor zandwinning dient afgestemd te worden met de Dienst Continentaal Plat van de FOD Economie en met BMM.

Impact op het milieu

De bouw en aanwezigheid van een eiland genereert grotendeels gelijksoortige effecten als platformen (habitatverlies, habitatwijziging/introductie hard materiaal, wijziging erosie-sedimentatiepatronen, wijziging turbiditeit...), al wordt verwacht dat de effecten van een eiland van een andere grootteorde zullen zijn.

Het kunstmatige eiland biedt de opportuniteit om meerdere transformatorplatformen te bundelen in één centrale configuratie (gelegen buiten het Natura2000 gebied, in tegenstelling tot platformen), wat bijkomend tot de opportuniteit van andere activiteiten en voordelen leidt. Met het artificiële eiland wordt er een positieve impact op het ecosysteem nagestreefd, bovenop de positieve bijdrage aan de efficiënte ontwikkeling van de hernieuwbare energieproductie zelf.

De gehanteerde ecosysteembenadering houdt in dat een verbetering van het mariene ecosysteem wordt nagestreefd bij de aanleg en exploitatie van het kunstmatige eiland zodat de waardevolle ecosysteemdiensten niet alleen blijven bestaan, maar ook verder worden uitgebouwd. Door implementatie van Nature Inclusive Designs (NID) kan een toename en versterking van de biodiversiteit gerealiseerd worden, waarbij een nauwe samenwerking met wetenschappelijke experts essentieel zal zijn. Anderzijds zal er in het ontwerp en de bouw van het eiland zorgvuldig aandacht besteed worden aan de mitigatie van ongewenste effecten, om deze te herleiden naar een aanvaardbaar niveau. Zowel gewenste als ongewenste aspecten zullen bestudeerd worden in aanloop naar en binnen het wettelijk vereiste proces van milieueffectenrapportage (MER) en milieueffectenbeoordeling (MEB). De resultaten van de lopende Natura 2000 studies (onderzoek naar de impact van en de benodigde randvoorwaarden voor de aanleg en exploitatie van windparken binnen en nabij het Habitatrichtlijngebied Vlaamse Banken) zullen als input dienen voor deze effectenrapportage en –beoordeling.

Bij de bestaande artificiële structuren (bv. windmolens) is op het harde substraat een lokale verhoging van de biodiversiteit en de productiviteit waarneembaar. Het aanbrengen van artificiële structuren in het water is van oudsher gebruikt (bv. om vis aan te trekken) en kan geplaatst worden voor de bescherming, de regeneratie, de concentratie en/of de toename van de productie van levende mariene bronnen. Dit kan zowel gebeuren in functie van visserij als van natuurbescherming,

inclusief de bescherming en het herstel van bepaalde habitats. Offshore infrastructuur zorgt voor een toevoer van organisch materiaal waardoor ook het uniforme zanderige habitat verandert en meer soorten (biodiversiteit) en grotere aantallen (abundantie/productie) kan herbergen. Die verhoogde biodiversiteit verrijkt niet alleen de natuurwaarde op zich, maar genereert ook meer voedsel voor de verdere ontwikkeling van bijvoorbeeld vissen en garnalen in het ecosysteem, die op hun beurt het volledige (hogere) voedsel-web versterken.

Wij beschrijven hier het potentieel van het kunstmatige eiland en de mogelijke ecosystemendiensten die het kan bieden:

- **Biodiversiteit:** het kunstmatige eiland vormt een nieuw habitat voor een grote verscheidenheid aan marien subtidaal leven. Ook boven water kan het kunstmatige eiland kansen bieden zoals rustplaatsen voor zeehonden, broedplaatsen voor zeevogels en ontwikkeling van duinvegetatie. Aanleg van grindbedden rond het kunstmatige eiland kan plaatselijk leiden tot een herstel en/of versterking van een op heden sterk gereduceerd en verarmd habitatype dat in de omgeving van het eiland voorkomt. Bovendien zal dit habitat afgeschermd zijn tegen bodemberoering waardoor het de potentie krijgt om een ontwikkelingsniveau te bereiken dat elders in onze Noordzee verdwenen is. Rechtstreekse herintroductie van (functioneel) uitgestorven dieren zoals de Europese platte oester kunnen hierbij direct bijdragen tot de biodiversiteit.
- **Erosiebescherming** zal - vanuit een geïntegreerd ontwerp - de **biodiversiteit** ook versterken: door een laag te ontwikkelen met een variërende sortering van steengroottes worden variaties in de grootte van holtes gecreëerd die geschikt zijn voor verschillende levensfasen van commerciële vissoorten en schaaldieren. De steenlaag kan bijvoorbeeld ook worden ingezaaid met Europese platte oesterlarven (*Ostrea edulis*) en zo dienen als aanhechtings-substraat voor oesterriffen waarmee het diensten als **waterkwaliteit** en **koolstofopslag** lokaal ondersteunt. De introductie van grote hoeveelheid hard substraat (erosiebescherming en andere structuren van het eiland (caissons, breuksteen...) kan anderzijds leiden tot problematische dominantie van zeeanemoon of facilitatie van Non-Indigenous Species (NIS). Het lopend Natura 2000 onderzoek hieromtrent zal worden opgevolgd en dit aspect zal eveneens besproken worden in het MER. Indien nodig kunnen maatregelen bestudeerd worden om dergelijke dominantie te vermijden of te bestrijden.
- **Gebruikte materialen:** de materialen die gebruikt worden voor de bouw van het kunstmatige eiland zullen grotendeels van natuurlijke oorsprong zijn (zand, grind, stenen, eco-bouwmaterialen...).
- **Voedselproductie:** de hogere **biodiversiteit** en dus voedselbronnen op deze locatie, zullen ook de populatiegroei faciliteren en de dichtheid van commercieel belangrijke soorten doen toenemen. Daarnaast kan het kunstmatige eiland door derden gebruikt worden als bevestigingspunt voor drijvende aquacultuur, waaronder geïntegreerde multitrofische aquacultuur.
- **Energieproductie:** het kunstmatige eiland biedt veel meer flexibiliteit aan (dan het realiseren van standaard, moeilijker uitbreidbare platformen) ten opzichte van het aansluiten van bijkomend vermogen en kan vb. door derden gebruikt worden om bijkomende drijvende zonnepanelen aan te koppelen.
- **Kennis:** het kunstmatige eiland biedt een unieke opportuniteit om specifiek zeewetenschappelijk onderzoek rond het kunstmatige eiland zelf te faciliteren. Het kan de uitvalsbasis vormen voor verder marien onderzoek op de Belgische Noordzee.

Voor platformen kunnen gelijkaardige positieve bijdragen aan het ecosysteem en de ecosysteemdiensten gerealiseerd worden, hoewel het potentieel hierbij veel lager ligt. Bij de uitwerking van actieve natuurbeheersmaatregelen zal een nauwe samenwerking met wetenschappelijke experts en andere stakeholders essentieel zijn om het maximale potentieel tot bijdrage aan ecosysteemdiensten uit het project te halen.

Hiernaast wordt er uiteraard aandacht besteed aan de interactie en geassocieerde effecten met de veelheid aan bestaande activiteiten in de Belgische Noordzee, o.a. met betrekking tot de volgende activiteiten uit het actuele Marien Ruimtelijk Plan:

- Energie, kabels en pijpleidingen: De Prinses Elisabethzone, waarbinnen de mogelijke locaties voor transmissie-infrastructuur zich bevinden, bevindt zich in de nabijheid van de kabelcorridor vastgelegd in het MRP art. 9. Toekomstige exportkabels naar land kunnen vanuit de Prinses Elisabethzone gemakkelijk aansluiten op deze corridor.
- Scheepvaart: De mogelijke oostelijke locatie voor het kunstmatige eiland (zie verder) situeert zich langs de door IMO aanbevolen scheepvaartroute die het verkeersscheidingsstelsel "Off Noordhinder" met het voorzorgsgebied "At Westhinder" verbindt. Er treedt geen overlap op met deze vaargeul. Mogelijke lokale verondieping van de vaargeul door wijzigingen in stromingen en erosie-sedimentatiepatronen rondom het eiland wordt op basis van de resultaten van eerste numerieke modelleringen niet verwacht, maar zal verder onderzocht worden. Rondom het artificiële eiland zal wel (net zoals van toepassing op installaties en inrichtingen voor de opwekking, de opslag en het transport van energie) een veiligheidszone van 500 m worden voorzien waarbinnen niet-project-gerelateerde scheepvaart wordt verboden (KB van 4 februari 2020 tot instelling van veiligheidszones in de zeegebieden).
- Baggerstorten: Baggerstortzones bevinden zich op voldoende afstand van de mogelijke locaties voor transmissie-infrastructuur zodat interactie tussen deze activiteiten dan ook uitgesloten is.
- Visserij: De impact van transmissie-infrastructuur is nauw verbonden met de reeds voorziene impact van de Prinses Elisabeth zone op de gangbare visserij-activiteiten. De impact zal voor deze volledige zone relatief groot zijn. De directe impact van transmissie-infrastructuur zelf is beperkt tot de ruimtelijke footprint ervan die zich volledig binnen de Prinses Elisabeth zone bevindt die sowieso al ontoegankelijk wordt voor actieve visserijtechnieken. Door de ecosysteembenadering (zie hoger), kan het kunstmatige eiland anderzijds indirect een positief effect hebben op de visserijsector.
- Zand- en grindontginning: Ten noorden van de mogelijke oostelijke locatie voor het kunstmatige eiland (zie verder) ligt de zand- en grindontginningszone '4d Westhinder'. Hoewel de zoekzone niet overlapt met zone 4d zouden erdoor hydro- en morfodynamische veranderingen veroorzaakt door het kunstmatige eiland wijzigingen kunnen optreden in erosie- en sedimentatiepatronen. Op basis van de resultaten van de preliminaire numerieke modellering wordt evenwel geen impact verwacht van de aanwezigheid van de structuur op de ontginningsgebieden. Dit zal verder worden onderzocht in de MER-fase. In het huidige technische concept van het eiland wordt een zo neutraal mogelijke grondbalans beoogd zodat geen of een minimale hoeveelheid zand van buiten de constructiezone moet worden aangevoerd om het eiland te bouwen. Door deze werkwijze kan de beschikbaarheid van de zandvoorraden in de ontginningszones voor de zandsector grotendeels worden gevrijwaard.
- Militaire gebieden: Er treedt geen overlap op van de mogelijke locaties voor transmissie-infrastructuur met militaire zones. Er wordt geen interactie verwacht met militaire activiteiten.

- Wetenschappelijk onderzoek: Het kunstmatige eiland voldoet aan Art. 19 van het MRP dat stelt dat wetenschappelijk onderzoek overal is toegelaten, behoudens andersluidende bepalingen. Er kan een synergie ontstaan door de eilandinfrastructuur in te richten als wetenschappelijke testfaciliteit, of voor onderzoek gerelateerd aan aquacultuur of natuurontwikkeling.
- Cultureel erfgoed: Op zee bestaat het cultureel erfgoed voornamelijk uit scheepswrakken. Naast scheepswrakken zijn ook paleolandschappen een onderdeel van het cultureel erfgoed. In de nabijheid van de zoekzones van transmissie-infrastructuur bevinden zich geen gekende scheepswrakken. Op basis van onderzoek voor het Sea-Arch project zou er op de Fairybank Romeinse keramiek teruggevonden zijn. De data hierrond is echter zeer beperkt en lijkt op ruime afstand van zoekzones van transmissie-infrastructuur te liggen. Momenteel loopt nog een onderzoek rond de aanwezigheid van paleolandschappen in het Belgische Noordzee. De resultaten hiervan worden later in 2021 verwacht en zullen worden opgenomen in het MER.
- CIA-zones: De mogelijke locaties voor transmissie-infrastructuur (eiland en platformen) bevinden zich op voldoende afstand van zones voor commerciële en industriële activiteiten, zoals vandaag ingetekend in het MRP. Met betrekking tot kabels, *vertrouwelijk* kan CIA-zone D doorkruist worden. *vertrouwelijk* De reservering van een strook binnen CIA-zone D brengt de ingebruikname van de zone niet in het gedrang aangezien deze conform het MRP sowieso slechts voor 50% van de totale oppervlakte kan gebruikt worden voor het uitvoeren van commerciële en industriële activiteiten.

De bespreking en beoordeling van de effecten zullen onderdeel uitmaken van het milieueffectenrapport en de milieueffectenbeoordeling. Studiewerk en consultatie van de diverse stakeholders is lopende en zal grondig verder uitgevoerd worden, en de betreffende procedures hiervoor zullen strikt nageleefd worden. Om de aanvaardbaarheid en kans op welslagen te verhogen en gezien voor voorliggend project geen precedent bestaat, is het immers van groot belang om reeds in huidig vroeg stadium zoveel mogelijk partijen met activiteiten en belangen in het Belgische Noordzee in het project te betrekken. Op die manier kunnen bezorgdheden en aandachtspunten tijdig gecapteerd worden, waarna actieplannen uitgewerkt kunnen worden en het project waar nodig/mogelijk bijgestuurd kan worden.

5.8 Technische complexiteit

In het algemeen kan gesteld worden dat offshore installaties (en hoogspanningsplatformen in het bijzonder) uiterst complexe infrastructuur zijn, zowel wat betreft hun constructie als hun exploitatie, vooral omwille van de vele systemen die moeten samengebracht worden binnen een extreem kleine oppervlakte en volume. Voorbeelden van deze systemen zijn:

- 1) Hoogspanningsapparatuur, zoals transformatoren, shunt reactors, GIS-schakelapparatuur, hulpdienstentransformatoren, diesel generatoren, etc.
- 2) Laagspanningsapparatuur, zoals beveiligingen, RTU, SCADA, batterijen, laagspanningsverdeelborden, etc.
- 3) Platformsystemen, zoals brandbeveiliging, camerasystemen, verwarming-, koeling- en ventilatiesystemen, meetapparatuur voor derden, weerdetectiesystemen, navigatiesystemen voor sloop- en luchtvaart, water- en rioleeringssystemen, etc.
- 4) Hoogspanningskabels
- 5) Laagspanningskabels (voedingskabels en signalisatiekabels)

Kostreductie drijft voor een groot deel het feit dat al deze systemen zo efficiënt mogelijk moeten ingepast worden in een zo klein mogelijke oppervlakte en zo klein mogelijk volume. Anderzijds moet ook voldoende aandacht besteed worden aan de veiligheid van de operatoren van de installaties, hoewel deze niet permanent bemand zal zijn. Ergonomie en toegankelijkheid tijdens onderhoud zijn tenslotte ook belangrijke ontwerpcriteria.

De variant met een kunstmatig eiland wijzigt de klassieke ontwerphypotheses rond bijvoorbeeld compactheid, toegankelijkheid, logistiek en veiligheid. Het onderbrengen van hoogspanningsinstallaties op een kunstmatig eiland creëert o.a. mogelijkheden om ontwerpprincipes en bouwtechnieken van de onshore wereld toe te passen op een offshore installatie om zo de complexiteit voor een deel te verminderen. De kostencriteria die tot een compact design drijven, hebben ook niet dezelfde impact bij een kunstmatig eiland.

Gezien de zeer verschillende technische oplossingen voor de verschillende varianten, is het zonder meer gedetailleerde designstudies niet mogelijk om deze vergelijking in detail te maken. Daarom is de vergelijking in deze nota beperkt tot een kwalitatieve analyse, waarbij wel degelijk rekening gehouden wordt met de initiële budgetramingen.

5.9 Toekomstperspectief

Een laatste belangrijk criterium is het toekomstperspectief dat het MOG2 kan bieden, rekening houdend met de toekomstvisie beschreven in paragraaf 3.4. Gegeven de beperkte ruimte in de Belgische Noordzee, is een verder uitbreiding van de Belgische productiecapaciteit waarschijnlijk eerder beperkt. Dit in tegenstelling tot het potentieel in de andere Noordzeelanden. Het is dus cruciaal om rekening te houden met de toekomstperspectieven die verschillende varianten al dan niet bieden om bij te dragen tot de decarbonisatie van België via de verdere Europese integratie van hernieuwbare energiebronnen. De exacte toegevoegde waarde van deze perspectieven is op heden nog moeilijk te kwantificeren gezien het vroege stadium van de verschillende pistes, maar eerste analyses geven alvast aan dat het integreren van MOG2 in een groter, geïnterconnecteerd geheel een positief effect heeft op de socio-economische welvaart. Het volledig kwantificeren hiervan valt dan ook niet onder de doelstelling van dit Grid Design. Er zijn desalniettemin een aantal kwalitatieve en kwantitatieve aspecten die vandaag een onderscheid geven tussen de varianten.

Naast het aspect van Europese integratie van hernieuwbare energiebronnen, kunnen de varianten zich ook onderscheiden op het vlak van bijkomende toegevoegde waarde voor de groei van de offshore sector in de brede zin.

6 Variantenanalyse

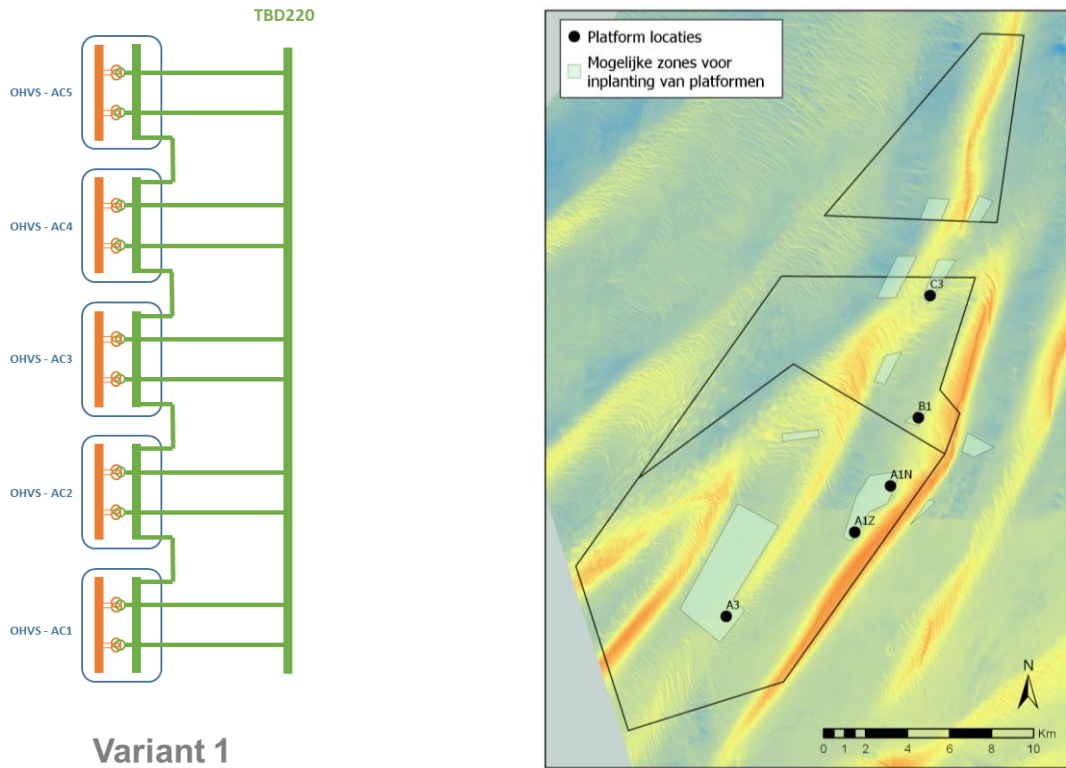
Op basis van de eerder beschreven doelstellingen voor de uitbreiding van Modular Offshore Grid, de randvoorwaarden met betrekking tot de installaties van de windparken en het onshore netwerk, de bouwblokken enz., worden in dit hoofdstuk drie varianten met elkaar vergeleken op basis van de eerder toegelichte beoordelingscriteria:

1. AC platformen: 5 AC platformen van 700 MW
2. Combinatie van AC & HVDC op een kunstmatig eiland: 2,1 GW in AC en 1,4GW in HVDC via het eiland
3. Combinatie van AC & HVDC platformen: 3 AC platformen van 700 MW en 1 HVDC platform van 1400MW

6.1 Variant 1: AC platformen

In een klassieke benadering voor offshore netten, zou Elia de aansluiting van een bijkomende capaciteit van maximaal 3,5 GW kunnen voorzien door middel van 5 offshore transformatieplatformen met elk een aansluitingscapaciteit van 700 MW. Deze platformen zouden dan telkens bestaan uit twee bouwblokken⁸ van 350 MW, zoals beschreven in paragraaf 4.3.1. Elk platform wordt dan verbonden met het onshore transmissienet met twee 220 kV-export kabels, voor een totaal van 10 kabels. Gegeven de beperkte afstand tussen de verschillende platformen (zie sectie 7.2 voor meer informatie) en het positieve effect op beschikbaarheid van de transportcapaciteit, wordt er tussen 2 naastliggende platform ook telkens 1 bijkomende 220 kV-kabel voorzien.

⁸ Zoals in bijlage 1 uitvoeriger wordt beschreven, is de installatie van twee vermogensblokken per platform de technisch en economisch optimale oplossing



Figuur 8 : Illustratieve schema's van variant 1

Deze variant heeft het voordeel van standaardisatie, aangezien vijfmaal hetzelfde platform moet worden gebouwd en het bovendien gaat om een platform met een formaat dat zeer vergelijkbaar is met hetgeen ook in andere landen gerealiseerd is en wordt. Bovendien kunnen bij deze variant de platformen dicht bij de verschillende windparken gesitueerd worden, zodat de lengte van de 66kV inter-arraykabels beperkt blijft. De 220kV-kabels daarentegen zijn over het geheel genomen langer. Zo bedraagt de totale lengte van de export kabels voor deze variant (inclusief interconnectiekabels tussen platformen) ongeveer 550 km, waarvan 25-30 km voor de verschillende interconnectiekabels. De lengte van de verschillende inter-arraykabels bedraagt ongeveer 440 km.

Voor de eerste drie platformen is het mogelijk deze te realiseren binnen de timing van de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut. Het vooropgestelde objectief van 4GW offshore wind tegen 2030 kan hiermee gehaald worden, dit op voorwaarde dat de onshore versterkingen geen verdere vertragingen oplopen. Voor de realisatie van de laatste platformen wenst Elia iets meer voorbehoud te maken betreffende de timing. Een belangrijke reden voor dit voorbehoud is dat deze variant vereist dat er een gepast tracé gevonden wordt, offshore & onshore, om 4 bijkomende AC-exportkabels te plaatsen.

Inzake het timingsrisico voor de uitvoering, is deze variant waarschijnlijk de minst risicovolle, aangezien platformen van ca. 700MW een vaak voorkomende oplossing zijn en er daarom minder verrassingen te verwachten zijn op vlak van de constructie van de topsides. Anderzijds stellen we ook vast dat er zeer veel offshore projecten gepland zijn in het komende

decennium waardoor het te verwachten is dat de offshore constructieyards zeer intensief bevroegd zullen zijn. Dit laatste is een parameter die moeilijk in te schatten is op dit moment.

In de eerder uitgevoerde analyses om 2,1 GW aan offshore productie aan te sluiten, werd uitgegaan van zes 220 kV-export kabels. Alle studies en surveys met betrekking tot de route van deze kabels zijn dus hierop gebaseerd. De eerste analyses zijn gestart om een tracé te bepalen aangepast aan deze variant. De preliminaire conclusies van deze analyses zijn:

- De aanlandingsmogelijkheden zijn zeer beperkt vanwege de korte Belgische kustlijn in combinatie met sterke stedelijke en toeristische ontwikkelingen langs de gehele kustlijn. Ook is er lokaal veel verzet dat alleen maar zal toenemen naarmate er meer kabels nodig zijn. Verder is er geen aanlandingsmogelijkheid voor alle 10 de kabels. Er zouden dus minimaal twee aanlandingsplaatsen nodig zijn.
- Gegeven het feit dat er minimaal twee aanlandingslocaties nodig zouden zijn, zouden er ook twee afzonderlijke onshore kabelcorridors nodig zijn over een aanzienlijk deel van het onshoretraject, meestal in waardevolle poldergrond. Dichter bij het onderstation op het vasteland zouden beide kabelcorridors tot één corridor kunnen worden samengevoegd. De breedte van deze gecombineerde corridor zou echter meer dan 50% groter zijn dan wat nodig is om 2,1 GW aan AC aan te sluiten.
- Deze tweede onshore kabelcorridor houdt extra risico's en complexiteit in voor de lopende ruimtelijke-orderingsprocedures van Ventilus, aangezien er in dit stadium nog geen rekening mee is gehouden.

Bovenop deze moeilijkheden inzake ruimtelijke planning en vergunningen, hebben de bijkomende kabels ook een negatief effect op de goede uitbating van het elektriciteitsnet omdat bijkomende ondergrondse 220 kV kabels een impact hebben op het te compenseren reactief vermogen, de spanningshuishouding, de stabiliteit en de resonantiefrequentie van het net. Door de oplossing met 2,1 GW aan AC stonden deze aspecten reeds onder druk. Met nog meer AC kabels nemen de noden aan compensatie middelen toe en komt de resonantiefrequentie dichterbij 100 Hz te liggen, met grotere risico's voor de stabiliteit van het systeem. Daarvoor wordt verwacht dat Elia niet-verwaarloosbare bijkomende investeringen zal moeten voorzien in het onshore netwerk om deze fenomenen tegen te gaan en de stabiliteit van het elektriciteitsnet te kunnen garanderen. Deze fenomenen zijn in dit stadium van het project nog niet in detail bestudeerd voor deze variant, maar er wordt niettemin een risicobudget van *vertrouwelijk* voorzien voor bijkomende apparatuur ter stabilisatie van het net, zoals shunt reactoren, filters, synchrone compensatoren, STATCOM, e.d.

Deze variant wordt gekenmerkt door een hoge betrouwbaarheid en beschikbaarheid, onder andere door het gebruik van AC-technologie en de voorziene interconnectie-kabels tussen naast elkaar liggende platformen. Bij verlies van een export-kabel laten deze interconnectiekabels toe om de energie te verdelen over de resterende netelementen, wat ervoor zorgt dat in deze gevallen de offshore productie minder zou moeten worden afgeregeld dan in een situatie zonder deze kabels. De exacte uitbatingsprincipes dienen in een later stadium uitgeklaard te worden.

Deze variant biedt echter beperkte flexibiliteit ten aanzien van de grootte van de kavels. Het aansluitvermogen van de platformen ligt namelijk reeds vast op 700MW. Indien de kavels groter zijn dan 700 MW, zal elk windpark geconnecteerd worden op meerdere platformen, wat de complexiteit verhoogt.

Vanwege de afwezigheid van een HVDC gedeelte biedt deze variant geen toekomstperspectief voor de integratie van een interconnectie of uitbouw van Europees HVDC-net. Aangezien de bijkomende offshore productiecapaciteit tot 3,5 GW kan bedragen, is er geen ruimte op het net voor de aansluiting een nieuwe offshore interconnector in de kustregio, bijvoorbeeld naar het VK of Denemarken. Deze nieuwe offshore interconnector zal dus op een andere locatie in het onshore transmissie

net moeten worden aangesloten, diep in het binnenland. Analyses naar het meest gepaste aansluitingspunt dienen nog uitgevoerd te worden, maar het is niet onwaarschijnlijk dat dat de bijkomende afstand naar een geschikt aansluitingspunt minstens 100 km zal bedragen. Hierdoor zal de kostprijs van deze interconnector gevoelig toenemen en zal de uitvoeringstermijn ook beduidend toenemen. Er is met andere woorden geen enkele synergie tussen de Belgische offshore windontwikkeling en de ontwikkeling van bijkomende internationale verbindingen. Daartegenover staat dan wel dat deze interconnector onafhankelijk van de Belgische offshore productie kan gebruikt worden om energie vanuit het buitenland in te voeren.

De CAPEX-kosten voor deze variant bedragen volgens de eerste ramingen *vertrouwelijk*:

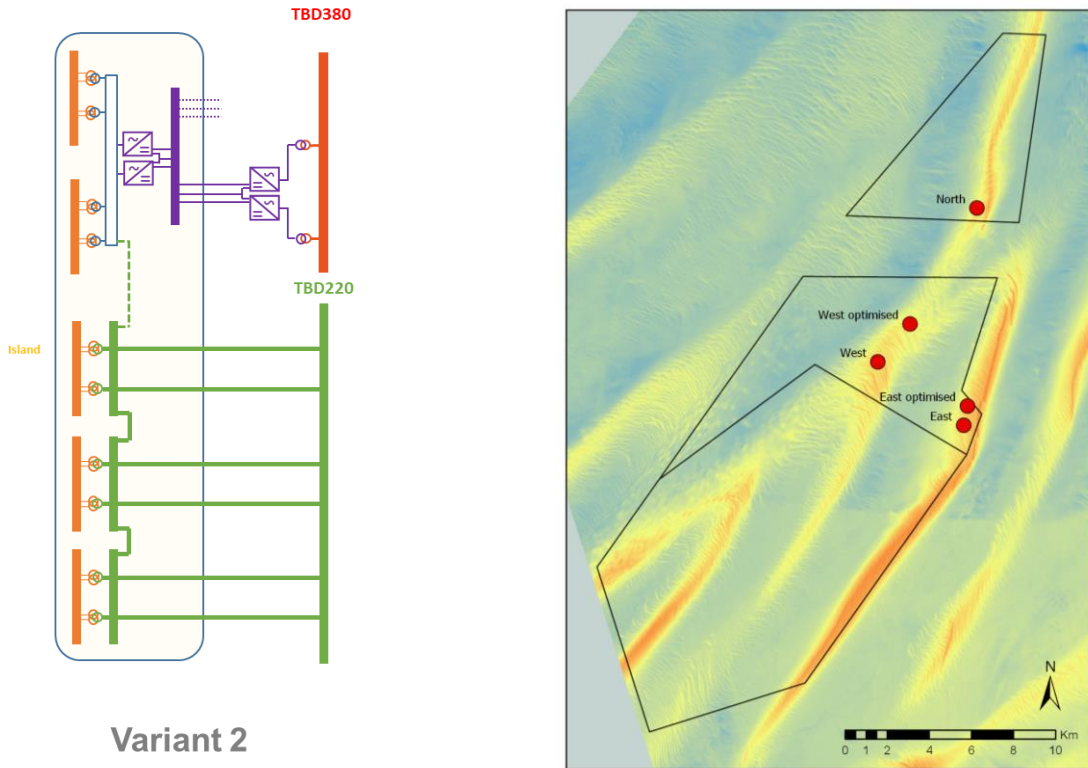
5 platformen x 700 MW	M€
Offshore AC-platformen	*vertrouwelijk*
Offshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
AC-export- en interconnectiekabels	*vertrouwelijk*
Onshore AC-kabels	*vertrouwelijk*
Onshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
Maatregelen voor stabiliteit van AC-systeem	*vertrouwelijk*
Overig (PM, verzekering, risico, overhead, enz.)	*vertrouwelijk*
Totaal	*vertrouwelijk*

De kost van de inter-arraykabels wordt in deze variant geschat op *vertrouwelijk*.

6.2 Variant 2: Combinatie van AC & HVDC op een kunstmatig eiland

Deze variant verschilt ten opzichte van de vorige variant zowel op het vlak van de gebruikte elektrische technologie als op het vlak van de algemene infrastructuur om de installaties te huisvesten. Deze variant voorziet namelijk een deel van de transmissie infrastructuur in AC en een deel in HVDC, allemaal gecentraliseerd op een kunstmatig eiland. De reden om beide elektrische technologieën te gebruiken, in combinatie met de centralisatie op een eiland, biedt verschillende voordelen ten opzichte van de vorige variant, dewelke zullen worden toegelicht in deze sectie.

Deze variant voorziet een transmissiecapaciteit voor de Prinses Elisabeth Zone van 2,1 GW in AC en 1,4 GW in HVDC. Het HVDC-gedeelte bestaat uit een HVDC-converter (die dient om de geproduceerde stroom van de windmolenparken om te zetten van wisselstroom naar gelijkstroom) en een HVDC-schakelstation. Dit schakelstation dient om de verschillende vertrekkende HVDC-kabels aan te sluiten en onderling te schakelen naar de gewenste configuratie, zoals beschreven in paragraaf 4.3.2. Bijkomende vertrekkende HVDC-kabels vereisen trouwens geen bijkomende HVDC-converters op het kunstmatige eiland, aangezien deze enkel nodig zijn om wisselstroom om te zetten naar gelijkstroom, dus in dit geval enkel om de wisselstroom geproduceerd door de windparken om te zetten naar gelijkstroom om te injecteren in het HVDC schakelstation.



Figuur 9 : Illustratieve schema's van variant 2

Het onderbrengen van de elektrische infrastructuur op een kunstmatig eiland heeft een gunstig effect op de technische complexiteit. Het eiland creëert namelijk de mogelijkheid om de ontwerpprincipes en bouwtechnieken van de onshore wereld toe te passen op een offshore installatie, wat de complexiteit reduceert. Aangezien de elektrische installaties in dit geval niet noodzakelijk onshore opgebouwd dienen te worden in de vorm van afzonderlijke “topsides”, zorgt dit ervoor dat er meer logistieke mogelijkheden zijn om het nodige materiaal te transporteren en te installeren. Een kunstmatig eiland introduceert echter andere werkmethodes en bijhorende uitdagingen en risico's, o.a. het innovatieve karakter van een kunstmatig eiland in de Noordzee, nieuwe concepten die moeten ontwikkeld worden voor de transmissie-infrastructuur (AC en HVDC), de offshore constructieactiviteiten zowel voor de bouw van het eiland als voor de infrastructuur, afhankelijkheid aan weer, enz., hetgeen vergelijken van beide opties moeilijk maakt.

De uiteindelijke constructiefilosofie voor de bouw van de installaties op het eiland zal later in het projectproces vastgelegd worden. Deze zal grotendeels afhangen van dezelfde criteria gebruikt in het voorliggende Grid Design, zoals kost, timing, transport en installatie mogelijkheden, enz.

De centralisatie heeft ook een positief effect op beschikbaarheid en de betrouwbaarheid van de installaties. Ten eerste is er de mogelijkheid om, bij verlies van een transformator of export kabel, de energie beter te verspreiden over de resterende net-elementen. Dit is ook mogelijk in een variant met platformen, dankzij de interconnectie kabels tussen de platformen, maar in beperktere mate. Dankzij de centralisatie kan het ééndraadschema immers verder geoptimaliseerd worden (e.g.

220 kV onderstations van 1050 MW, koppelingen tussen de 66kV onderstations, enz...). Dit is niet mogelijk en/of relevant in een variant gebaseerd op platformen. Bovendien zijn de lengteverschillen tussen exportkabels veel beperkter in Variant 2 (eiland) wat voor een betere verdeling tussen resterende kabels (na het verlies van één van de 6 AC kabels) zorgt. Verder is het ook eenvoudiger en nuttiger om reserve-onderdelen op te slaan op het eiland, iets wat de hersteltijd ten goede komt. Zo zou bijvoorbeeld een reserve-transformator op het eiland kunnen voorzien worden, om in geval van ernstig defect aan één van de transformatoren deze sneller te kunnen vervangen. In een alternatief met platformen heeft dit geen zin, aangezien de kans dat dit reserve toestel toch nog naar een ander platform verplaatst moeten worden, wat een complexe logistieke operatie is, zeer groot is.

Het gebruik van HVDC zorgt daarentegen voor beperkte daling van de betrouwbaarheid en beschikbaarheid. HVDC-converteren zijn namelijk inherent veel complexere installaties, met veel meer sub-componenten, dan AC onderstations. Zo zal bv. jaarlijks de HVDC-installatie een 8-tal dagen slechts beschikbaar zijn aan half vermogen, dit omwille van gepland onderhoud. Bovendien heeft het ongeplande verlies van een kabel of een transformator een grotere impact dan in een AC-bouwblok. De centralisatie op het eiland biedt echter wel bijkomende mogelijkheden om de globale beschikbaarheid van de windparken aangesloten op HVDC te verhogen, zoals eerder toegelicht. Ook de mogelijkheden om deze installaties te gebruiken voor de realisatie van een hybride interconnector kunnen een positieve impact hebben op de beschikbaarheid.

De risico's rond het verlies van grote delen van de transmissie-infrastructuur ten gevolge van catastrofale evenementen (zie paragraaf 17 in Bijlage 1) zijn veel lager in deze variant. Wat betreft schade ten gevolge van extreme weercondities is er weinig verschil tussen de verschillende opties en zijn dit sowieso statistische designparameters die zowel in een platform-design als een eilanddesign worden meegenomen in het ontwerp. Het risico van een aanvaring van een groot schip is eveneens vergelijkbaar, met dat verschil dat de impact significant kleiner is in deze variant. Mits een correct ontwerp en een correcte lay-out van de verschillende netelementen (bv. de exportkabels) is het onmogelijk de volledige transmissie-infrastructuur te verliezen ten gevolge van een aanvaring. De locatie van het kunstmatige eiland speelt hier trouwens ook een rol, zie paragraaf 7.1.4. Ten slotte kan het brandrisico veel beter beheerd worden aangezien het op een kunstmatig eiland mogelijk is de brandpreventieprincipes van onshore onderstations toe te passen (bv. betonnen brandweringen tussen transformatoren), hetgeen niet mogelijk is op de compacte configuratie van offshore platformen.

De bouw van de offshore onderstations op een eiland zorgt ook voor bijkomende flexibiliteit met betrekking tot het aanbestedingsproces van de kavels voor windproductie alsook hun grootte. Het is namelijk mogelijk, tot op een zekere hoogte, om de exacte opstelling van de GIS-stations aan te passen (natuurlijk afhankelijk van de timing). Verder heeft de nood aan bijkomende ruimte voor extra interface apparatuur minder impact en zijn de werkzaamheden tijdens de operationele fase van de windparken eenvoudiger te organiseren, dit voor Elia en de windpark uitbaters. Uiteraard blijven de technische beperkingen wat betreft interacties en systeemstabiliteit van toepassing en zal het definitieve eendraadsschema het ontwerp blijven van verdere studie.

Op het vlak van timing, is deze variant vergelijkbaar met de vorige variant. Ook hier is het mogelijk om de eerste 2,1 GW, aan te sluiten binnen de timing van de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut. Het vooropgestelde objectief van 4GW offshore wind tegen 2030 kan hiermee gehaald worden, dit op voorwaarde dat de onshore versterkingen geen verdere vertragingen oplopen. De timing van de onshore versterkingen Ventilus en Boucle du Hainaut blijven een belangrijke rol spelen wat betreft timingrisico, ongeacht het offshore scenario. Voor de realisatie van het HVDC-gedeelte wenst Elia iets meer voorbehoud te maken voor verdere analyse van een haalbare timing. Bij deze variant dient opgemerkt te worden dat

het eiland moet gerealiseerd⁹ zijn ten laatste op 31 augustus 2026 om te kunnen genieten van de RRF-subsidie, een datum die haalbaar is volgens de huidige planning.

Wat betreft dit laatste punt, brengt deze variant wel een zeker extra timingsrisico met zich mee, aangezien een kunstmatig eiland in de Noordzee een absolute primeur is. Elia heeft via informele uitwisselingen met de industrie toch voldoende vertrouwen in het feit dat een kunstmatig eiland in de Noordzee kan gebouwd worden binnen de vooropgestelde termijnen, mede door het feit dat er enorm veel expertise bestaat bij de Belgische en buitenlandse aannemers wat betreft het aanleggen van artificiële eilanden en kustbeschermingen in het algemeen. Benchmarks met buitenlandse projecten bevestigen dit. Bijkomend heeft deze variant het voordeel dat het kunstmatige eiland en de elektrische infrastructuur die op het eiland zal geplaatst worden in parallel kunnen ontwikkeld worden en deels in parallel kunnen gebouwd worden.

Het gevolg van de centralisatie is dat de verschillende OHVS'en gemiddeld gezien verder verwijderd zijn van de verschillende windturbines. De inter-arraykabel lengte neemt hierdoor toe, tot een totaal van ongeveer 640 à 870 km, afhankelijk van de locatie van het eiland. De totale circuitlengte van de exportkabels is daarentegen wel afgenomen, ook mede door het gebruik van HVDC, tot een totaal van ongeveer 350 km.

De aansluiting van een gedeelte van de nieuwe windparken in HVDC biedt ook een oplossing voor de problemen die een aansluiting van 3,5GW in AC met zich meebrengen, zoals beschreven in de vorige sectie. Zo dient er in dit geval slechts ruimte voorzien te worden voor 7 kabelsystemen in plaats van 10, wat wel mogelijk is via 1 enkele aanlandingslocatie. Bovendien, zou offshore wind aangesloten via een HVDC-verbinding mogelijks een positief effect hebben op de stabiliteit van het elektriciteitsnet in de regio in vergelijking met offshore wind aangesloten via AC-verbindingen. Het gaat hier vooral over ongewenste interacties tussen de verschillende windturbines van verschillende producenten. De HVDC zorgt voor een elektrische scheiding waardoor deze elkaar niet kunnen beïnvloeden. Enerzijds heeft de HVDC-kabel geen impact op de AC-resonantie frequentie en wordt dus het risico op onstabiliteit van AC net niet verhoogd en anderzijds kan de HVDC converter ingesteld worden om diensten te leveren die het elektriciteitssysteem ondersteunen. Daarnaast heeft de integratie van offshore wind via HVDC systemen uiteraard specifieke uitdagingen die in verdere detailstudies uitgeklaard dienen te worden (o.a. uitbating AC systeem achter HVDC converter, vereisten windturbines, ...).

Verder creëert het gedeelte in HVDC ook toekomstperspectief voor de aansluiting van (hybride) interconnectoren en/of de uitbouw van een offshore HVDC-netwerk. De HVDC-converter op het eiland kan namelijk gebruikt worden om een (hybride) interconnector op aan te sluiten en een energiehub te vormen. Hierbij zou capaciteit tussen het eiland en het onshore transmissienetwerk gedeeld worden door de windparken en de (hybride) interconnectoren, wat een significante kostenbesparing met zich mee zou brengen dankzij een gecombineerd gebruik van dezelfde infrastructuur. Rekening houdend met de inschattingen in de tabel hierna in deze paragraaf levert dit een netto-besparing op van ca. *vertrouwelijk* voor de eerstvolgende interconnector, met name de offshore en onshore HVDC-kabels tussen het eiland en het aansluitingspunt op

⁹ Hiermee wordt het bouwen van het eiland bedoeld, de infrastructuur op het eiland zal dan in het verlengde hiervan worden gebouwd.

Ventilus en een onshore conversiestation. Hierbij dient wel vermeld te worden dat de kabelroutes van de toekomstige interconnectoren licht gewijzigd zullen moeten worden om binnen te komen op het kunstmatige eiland, maar deze wijzigingen zijn verwaarloosbaar (<10km).

Indien deze aansluiting op het eiland niet mogelijk is en gezien de bijkomende offshore productiecapaciteit tot 3,5 GW de voorziene onthaalcapaciteit aan de kust volledig inneemt, zou een toekomstige interconnector veel verder in het binnenland moeten worden aangesloten, wat een aanzienlijke meerkost met zich meebrengt.

De energie-hub kan in een latere fase ook nog uitgebreid worden dankzij het voorziene HVDC-schakelstation. Hierdoor is het mogelijk om nog bijkomende verbindingen te maken met ander landen of een andere energie-hubs, in functie van de toekomstige noden. De mogelijkheid van bijkomende internationale verbindingen betekent echter niet dat dit voldoende is om te allen tijde ten volle te kunnen genieten van verhoogde import van hernieuwbare energie. Hiervoor zullen ook nieuwe verbindingen tussen de energie hub en het Belgische binnenland gerealiseerd moeten worden.

De totale investeringskosten voor deze variant bedragen volgens de eerste ramingen *vertrouwelijk* (excl. RRF subsidie).

AC/HVDC-eiland (locatie “West”)	M€
Kunstmatig eiland (incl. milieumaatregelen)	*vertrouwelijk*
AC-onderstation offshore op het eiland	*vertrouwelijk*
Offshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
HVDC-conversiestation offshore eiland	*vertrouwelijk*
AC-exportkabels	*vertrouwelijk*
DC-exportkabels	*vertrouwelijk*
AC-onshorekabels	*vertrouwelijk*
DC-onshorekabels	*vertrouwelijk*
Onshore HVDC-conversiestation	*vertrouwelijk*
Onshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
Overig (PM, verzekering, risico, overhead, enz.)	*vertrouwelijk*
Totaal	*vertrouwelijk*

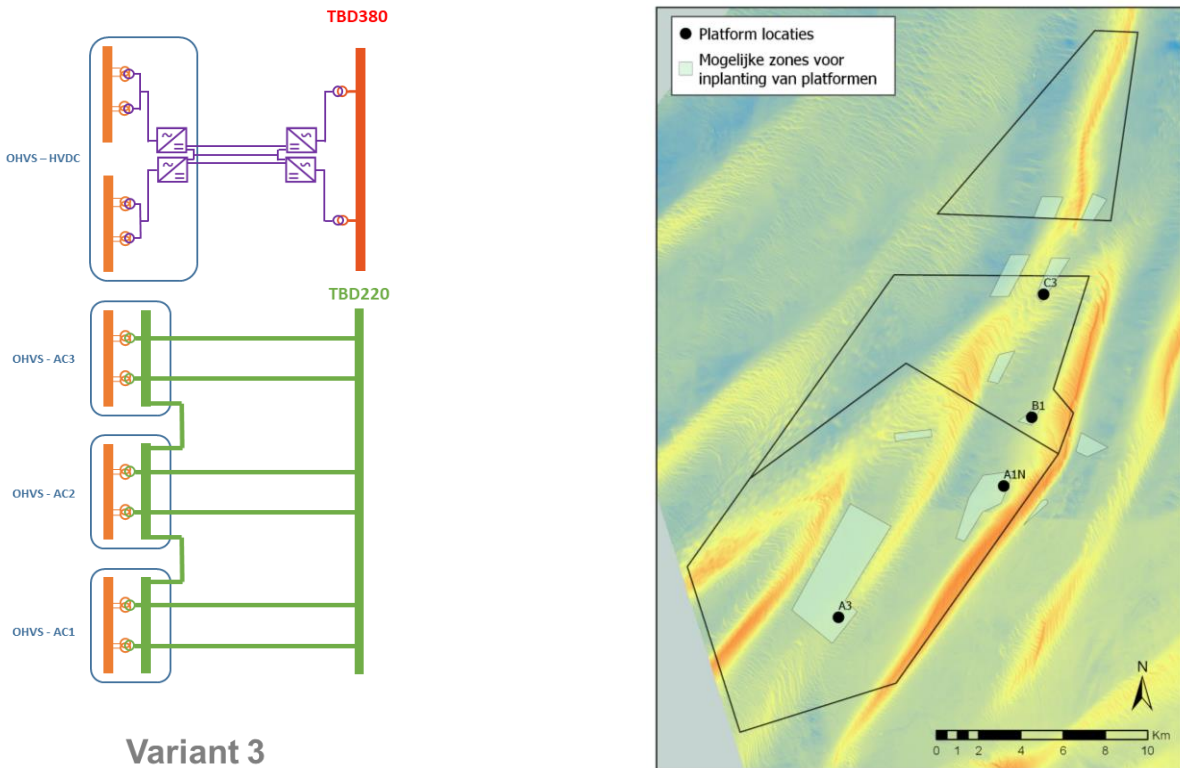
De exacte locatie van het eiland heeft een invloed op de investeringskosten, dewelke beschreven wordt in paragraaf 7.1.7., de inschattingen in bovenstaande tabel houden rekening met slechts 1 van de 5 mogelijk locaties (locatie “West” – zie verder) vooral in het kader van de leesbaarheid van deze nota.

De kost van de inter-arraykabels wordt in deze variant geschat op *vertrouwelijk*, afhankelijk van de kostenhypotheses.

De impact op de CAPEX van de toekomstige interconnector(en), en in het bijzonder de eerstvolgende interconnector, wordt geraamd op een minkost van ca. *vertrouwelijk*.

6.3 Variant 3: Combinatie van AC- & HVDC-platformen

Variant 3 combineert de verschillende aanpakken van varianten 1 en 2. Net zoals in variant 1, worden de elektrische installaties ondergebracht in verschillende platformen. Echter beschouwen we niet enkel AC-platformen, zoals in variant 1, maar een combinatie van AC- & HVDC-platformen. Concreet, voorziet deze variant dus de aansluiting van de offshore windparken via drie AC-platformen van 700 MW en een HVDC-platform van 1400 MW.



Figuur 10 : Illustratieve schema's van variant 3

Door ook in deze variant een mix te gebruiken van AC en HVDC, wordt ook hier een oplossing geboden voor de problematieken veroorzaakt door het voorzien van 10 AC-export kabels, beide op het vlak van impact op milieu en omgeving alsook op het vlak een hoger risico op systeem-instabiliteit.

De lengte van de inter-array en exportkabels ligt in deze variant tussen de beide vorige varianten. De lengte van de interarraykabels bedraagt in deze variant ongeveer 440 km, vergelijkbaar met de lengte van deze kabels in variant 1. De lengte van de exportkabels bedraagt ongeveer 400 km. De afname bij inter-arraykabels en toename bij de export kabels t.o.v. de vorige variant is te verklaren door dat de verschillende OHVS'en zich nu weer gemiddeld dichterbij de windturbines bevinden,.

Verder creëert het gebruik van HVDC ook hier toekomstperspectief op het vlak van verdere Europese integratie, zij het in zeer beperkte mate. Het HVDC-conversiestation is namelijk geïntegreerd in een platform, wat betekent dat er slechts beperkte ruimte is voor verdere uitbreidingen of aanpassingen. Bovendien moeten deze uitbreidingen volledig gedefinieerd

zijn bij het initiële ontwerp van het HVDC-platform, hetgeen de flexibiliteit voor toekomstige evoluties zeer sterk beperkt. De nodige plaats en/of materiaal voor de integratie van één enkele (hybride) interconnector is mogelijk. Verdere uitbreidingen zijn met de huidige staat van de technologie niet realistisch.

Net als bij de variant 2 levert deze oplossing ook een netto-besparing op van ca. *vertrouwelijk* voor de eerstvolgende interconnector, met name de offshore en onshore HVDC kabels tussen het HVDC platform en het aansluitingspunt op Ventilus én een onshore conversiestation.

Elia zou in dit geval bovendien twee types platformen (een AC-platform en een HVDC-platform) moeten ontwerpen, aan besteden, bouwen in een gelijkaardig tijdsvenster. Desondanks dat beide types van platformen dienen om offshore wind aan te sluiten, zullen de synergiën beperkt zijn, gezien de totaal verschillende afmetingen en gebruikte elektrische technologieën. Bovendien zou een HVDC-platform van deze grootte en gewicht, ontworpen voor een capaciteit van 1400 MW op een DC spanningsniveau van 525 kV, bij de eerste ter wereld zijn. Het aantal partijen dat zo'n platform kan bouwen, is tot op heden ook beperkt. Bovenop de verhoogde technische complexiteit die dit HVDC-platform met zich mee brengt, stelt een zulk platform ook bijkomende risico's en beperkingen op het vlak van transport en installatie. Zo is ook het aantal schepen dat dit type van platform, van om en bij de 15 000-20 000 ton, kan installeren nog beperkter. Deze elementen zijn geen show-stopper, maar verhogen toch aanzienlijk het risico op de tijdige en kosten-efficiënte realisatie, van het HVDC-gedeelte van deze variant.

Een voordeel dat deze variant niet heeft, in vergelijking met de variant met een eiland, zijn de verhoogde betrouwbaarheid en beschikbaarheid en de verhoogde flexibiliteit met betrekking tot de aanbestedingsprocedure voor de windparken. Vanwege de toename van het aantal locaties worden ook de exploitatie en het onderhoud van de offshore infrastructuur complexer. Reparatiewerkzaamheden duren daardoor langer en na een incident is de locatie langere tijd niet beschikbaar. Vanwege de verschillende locaties is het ook lastiger om een voorraad reserveonderdelen te beheren.

De betrouwbaarheid van de 2,1GW aangesloten via de AC-platformen is identiek aan deze van variant 1. Voor het gedeelte aangesloten in HVDC zal deze in eerste instantie gelijk zijn aan deze van een directe aansluiting met HVDC. Er zijn namelijk in voor deze variant geen kosten-efficiënte manieren om verbindingen te maken met de AC-platformen van MOG2. Verder wordt deze variant ook gekenmerkt door een hogere impact in geval van verlies van een volledig platform, hoe onwaarschijnlijk dit ook is. In dat geval is er namelijk een verlies van 1400 MW aan productiecapaciteit. Op termijn kan de integratie van het HVDC-verbinding in een hybride interconnector wel de beschikbaarheid verhogen voor de aangesloten windparken. Zo zouden ze dan, bijvoorbeeld in geval van defect aan de kabel naar België, de energie kunnen verkopen in het buitenland.

Ten slotte bieden de koppelingen tussen 220 kV-stations, net als bij de eerste variant, een zwakkere businesscase dan de op het eiland geplande koppelingen (variant 2). De koppelingen tussen de platforms zijn namelijk veel langer, waardoor ze duurder zijn en gevoeliger voor storingen, terwijl de winst ervan iets lager is door de grotere verliezen.

Qua timingrisico zijn voor deze variant opnieuw weinig differentiërende elementen te detecteren, buiten het feit dat HVDC platformen qua omvang toch een extra uitdaging vertegenwoordigen en dat bijgevolg slechts een beperkt aantal constructie yards dit soort projecten aan kan. Bijkomend is de vraag naar HVDC-platformen hoog voor het komende decennium (TenneT voorziet bijvoorbeeld 6x 2GW platformen in de periode 2028-2032).

De CAPEX-kosten voor deze variant bedragen volgens de eerste ramingen *vertrouwelijk*.

AC/HVDC-platform	M€
Offshore AC-platforms	*vertrouwelijk*
Offshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
Offshore HVDC-platform	*vertrouwelijk*
AC-exportkabels	*vertrouwelijk*
DC-exportkabels	*vertrouwelijk*
AC-onshorekabels	*vertrouwelijk*
DC-onshorekabels	*vertrouwelijk*
Onshore HVDC-conversiestation	*vertrouwelijk*
Onshore AC-hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*
Overig (PM, verzekering, risico, overhead, enz.)	*vertrouwelijk*
Totaal	*vertrouwelijk*

De kost van de inter-arraykabels wordt in deze variant geschat op *vertrouwelijk*, afhankelijk van de kostenhypotheses.

De impact op de investeringskost van de toekomstige interconnector(en), en in het bijzonder de eerstvolgende interconnector, wordt geraamd op een minkost van ca. *vertrouwelijk*.

6.4 Conclusie van de variantenanalyse

	Variant 1 – Full AC met platformen	Variant 2 – mix AC/HVDC op een kunstmatig eiland	Variant 3 – mix AC/HVDC met platformen
10. Investeringskost Elia (CAPEX)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
11. Onderhoudskost Elia (OPEX)	Vergelijkbare onderhoudskost voor de 3 varianten		
12. Impact op kabellengtes (circuitlengte ¹⁰)	Export: 550 km Inter-array: 438 km	Export ¹¹ : 350-432 km Inter-array ¹¹ : 643-873 km	Export: 395 km Inter-array: 440 km
13. Timingrisico	Gelijkaardig timingrisico voor de drie varianten. Het is mogelijk de eerste 2,1 GW aan toekomstige windparken aan te sluiten binnen de timing van de onshore versterkingsprogramma's Ventilus en Boucle du Hainaut (rekening houdend met de fasering beschreven in paragraaf 3.2)		

¹⁰ Een circuit = is 1x driefasige kabel voor AC of 3x monofasige kabels voor HVDC

¹¹ Afhankelijk van de eilandlocatie, zie paragraaf 7.1

<p>14. Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie</p>	<p>Hoge globale betrouwbaarheid, dankzij de interconnectiekabels tussen de naast elkaar liggende platformen.</p>	<p>Hoogste globale betrouwbaarheid, dankzij centralisatie op een eiland met een iets verlaagde betrouwbaarheid voor het HVDC gedeelte</p>	<p>Hoge globale betrouwbaarheid, met een lagere betrouwbaarheid voor het HVDC gedeelte</p>
<p>15. Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie en aantal kavels</p>	<p>Beperkt: vermogen van de platformen ligt vast. Indien de kavels groter zijn dan 700 MW, zal elk windpark geconnecteerd worden op meerdere platformen wat de complexiteit verhoogt.</p>	<p>Hoogste: dankzij de centralisatie van de 66kV & 220 kV onderstations, kan de concrete invulling op een later tijdstip nog bijgestuurd worden</p>	<p>Beperkt: vermogen van de platformen ligt vast. Indien de kavels groter zijn dan 700 MW, zal elk windpark geconnecteerd worden op meerdere platformen wat de complexiteit verhoogt.</p>
<p>16. Impact op omgeving en vergunningen</p>	<p>5 locaties waarvan 3 rechtstreeks in Natura2000 gebied (zie verder). Alle varianten moeten dezelfde vergunningsprocedures volgen. De impact van platformen op het milieu kan beperkter zijn dan voor een eiland, maar ze brengen ook veel minder voordelen zelf aan voor ecosysteemdiensten (zie 5.7).</p>	<p>1 unieke centrale locatie buiten Natura2000 gebied (enige variant waar er geen netinfrastructuur in Natura2000 gebied wordt gebouwd). Alle varianten moeten dezelfde vergunningsprocedures volgen. De impact van een eiland (type van effecten) is gelijkaardig maar van een andere grootteorde dan platformen. Wel kunnen de nadelige effecten beperkt worden door aandacht voor bouwmethodes en de keuze voor de beste locatie. Samen met het bouwen van het eiland kunnen vb. grindbedden en biodiversiteit zoals andere ecosysteemdiensten eerder versterkt worden (zie 5.7). Dit kan – mits de nodige samenwerking met wetenschappelijke experts en andere stakeholders van de Noordzee – een voordeel zijn voor meerdere bestaande en toekomstige activiteiten van het MRP.</p>	<p>4 locaties waarvan 2 inclusief de grootste HVDC conversie-platform rechtstreeks in Natura2000 gebied (zie verder). Alle varianten moeten dezelfde vergunningsprocedures volgen. De impact van platformen op het milieu kan beperkter zijn dan voor een eiland, maar ze brengen ook veel minder voordelen zelf aan voor ecosysteemdiensten (zie 5.7).</p>
<p>17. Technische complexiteit</p>	<p>Middelmatige complexiteit: ontwikkeling en constructie van 1 type platform (AC)</p>	<p>Middelmatige complexiteit: ontwikkeling en bouw van een kunstmatig eiland (first of a kind in de Noordzee) is complexer dan een AC platform. Elektrische installaties meer gelijkaardig aan de installaties onshore</p>	<p>Meest complex: quasi gelijktijdig ontwikkeling (ontwerpen, aanbesteden, constructie) van twee verschillende types 2 types van platformen (AC & HVDC).</p>
<p>18. Toekomstperspectief</p>	<p>Laagste</p>	<p>Hoogste Mogelijkheid om de HVDC verbinding uit te breiden</p>	<p>Middel Mogelijkheid om de HVDC verbinding uit te breiden</p>

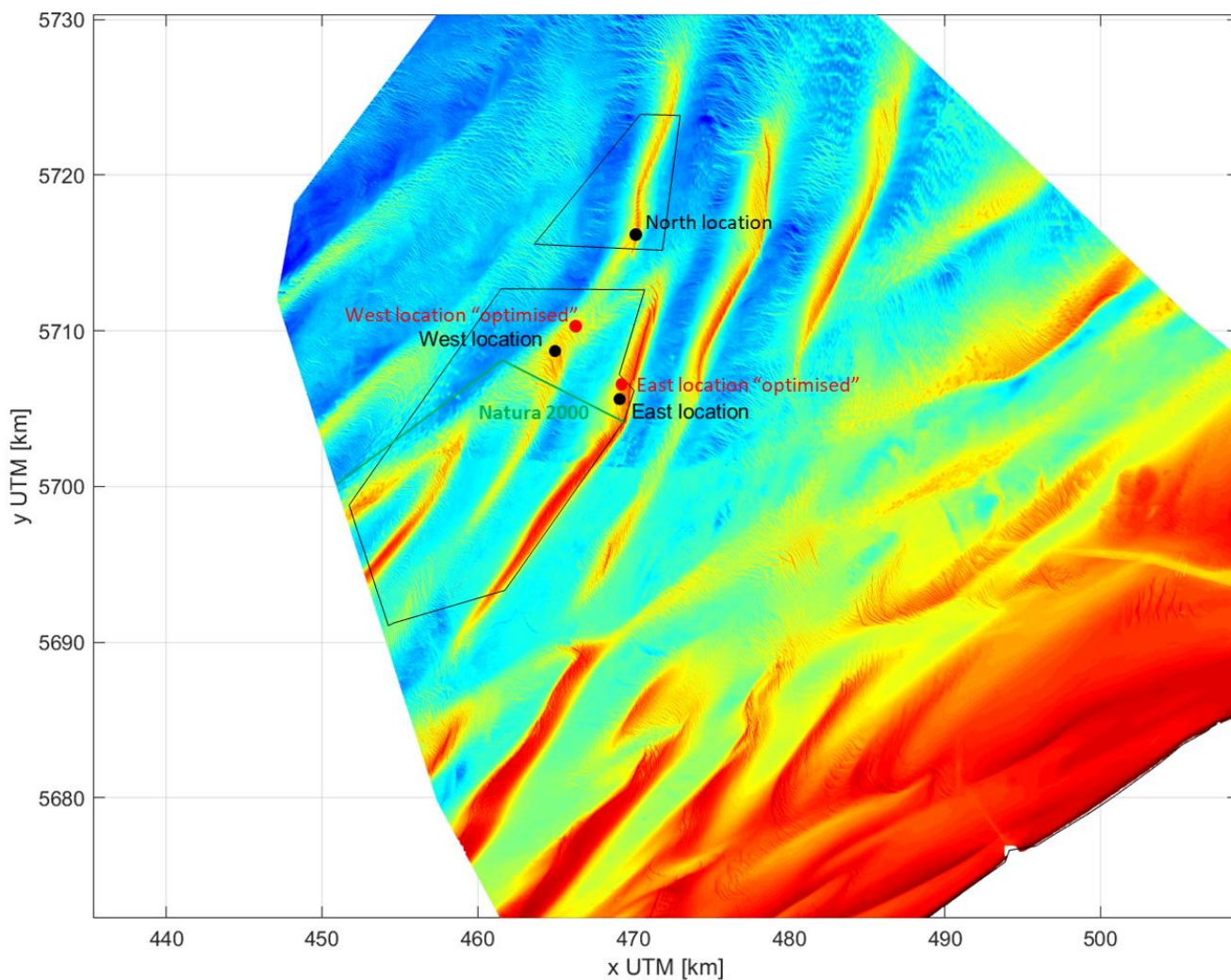
	<p>Geen mogelijkheden om uit te breiden met een hybride interconnector</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector</p>	<p>met <u>minimaal</u> 1 (hybride) interconnector.</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector: besparing van ca. *vertrouwelijk* omwille van gedeeld gebruik assets</p>	<p>met <u>maximaal</u> 1 hybride interconnector.</p> <p>Uitbreidingsmogelijkheden wat betreft interconnectoren moeten op voorhand vastgelegd worden, en zeer beperkte flexibiliteit eens gebouwd.</p> <p>Kostenimpact op eerstvolgende interconnector: besparing van ca. *vertrouwelijk* omwille van gedeeld gebruik assets</p>
--	--	--	---

7 Locatie van de offshore transmissie-infrastructuur

7.1 Locaties voor een kunstmatig eiland

De mogelijke locaties voor het kunstmatige eiland situeren zich binnen de zone Prinses Elisabeth, zoals voorgeschreven door het MRP 2020-2026.

Om de hoeveelheid zand nodig voor de constructie van het eiland en de oppervlakte van het eiland op niveau van de zeebodem zo klein mogelijk te houden, wordt in eerste instantie gekeken naar locaties op zandbanken buiten de Natura 2000 zone. Dit resulteert in 3 mogelijke zoekzones: East, West en North, zie Figuur 11



Figuur 11: Indicatieve locaties voor het kunstmatige eiland

De keuze van een finale zoekzone wordt verder bepaald door een aantal bijkomende criteria:

1. Impact op de naburige grindbedden, met in het bijzonder deze binnen de Natura2000 zone
2. Benodigd volume zand voor de aanleg van het eiland
3. Benodigde kabellengtes (inter-array en export)
4. Impact op scheepvaart
5. Operationele impact (interfaces tussen netbeheerder en producent, kabelkruisingen, kabelreparaties, toegangen via lucht en zee)
6. Impact op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth (bijvoorbeeld door beperkingen veroorzaakt door helikopteraanvliegroutes)
7. Impact op de investeringskost voor Elia

Binnen elke zoekzone wordt tenslotte een bijkomende sensitiviteitsanalyse gedaan, gebaseerd op dezelfde criteria.

Voor elk van de criteria volgt in de volgende paragrafen een vergelijkende analyse.

7.1.1 Impact op naburige grindbedden in Natura 2000

De staat van instandhouding van de grindbedden in Belgische wateren is ongunstig¹². Daarom worden hersteldoelstellingen nagestreefd in het kader van de EC Habitatrictlijn en Kaderrichtlijn Mariene Strategie. Onder meer verzanding van de grindbedden (potentieel vanaf 2 cm) compromitteert het bereiken van deze doelstelling en moet dus vermeden worden. Figuur 12 geeft weer hoe de mogelijk eilandlocaties zich verhouden tot de (potentiële) grindbedden die volgens de huidige kennis geïdentificeerd zijn.

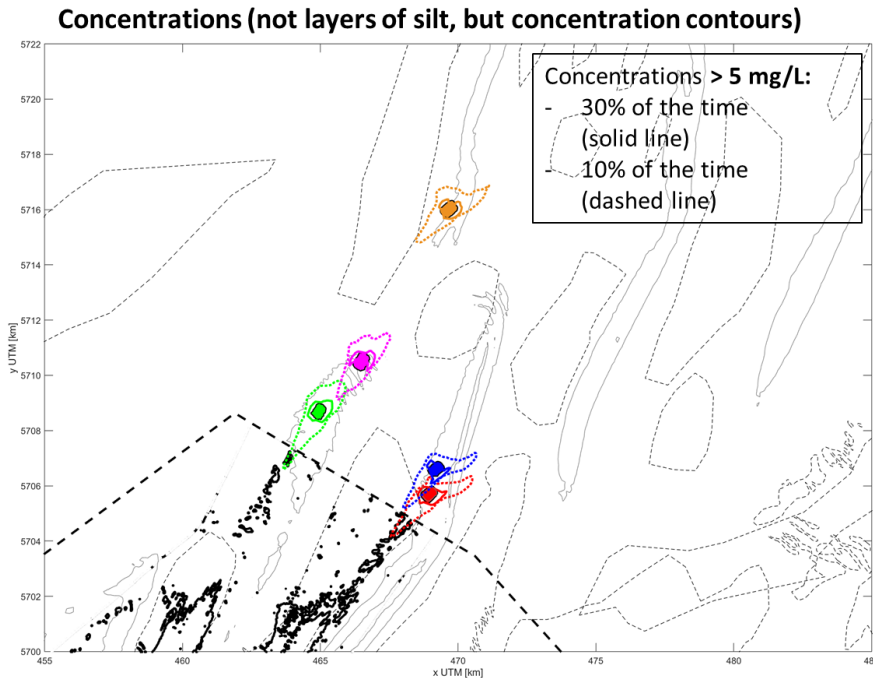
vertrouwelijk

Figuur 12: Eilandlocaties t.o.v. (potentiële) grindbedden volgens huidige kennis

Om de mogelijke verzanding en impact op de turbiditeit (sedimentconcentratie in de waterkolom) in kaart te brengen heeft Elia een aantal hydrodynamische en sedimenttransport modelleringen laten uitvoeren die het effect van dispersie van fijn materiaal in de waterkolom en verzanding in de omgeving van het kunstmatige eiland in kaart brengen voor zowel de constructiefase als voor de exploitatiefase. Tijdens de constructiefase wordt eventuele verzanding en slibverhoging in de waterkolom vooral veroorzaakt door de baggerwerken voor de aanleg. Tijdens de exploitatiefase wordt er vooral verstoring veroorzaakt door wijzigingen in erosie-sedimentatiepatronen ten gevolge van wijzigingen van de stromingen door de aan-

¹² Belgische Staat. 2016. De omschrijving van de instandhoudingsdoelstellingen voor Nature 2000 gebieden in het Belgische deel van de Noordzee – Habitat- en Vogelrichtlijn. Federale Overheidsdienst Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu, DG Leefmilieu, Brussel, België. 38 pp

wezigheid van een nieuwe structuur. Aan de hand de uitgevoerde simulaties wordt verwacht dat de slibverhoging in waterkolom (verhoging turbiditeit) zowel tijdens de constructie- als tijdens de exploitatiefase vermoedelijk eerder van ondergeschikt belang zal zijn ten opzichte van het vangen van het slib in de zandmatrix en het bedekken van grindbedden met zand. Daarom wordt de impact op de turbiditeit beschouwd als een niet-differentiërende factor bij de keuze van de eilandlocatie, zie ook Figuur 13 ter illustratie (verhoging in slibconcentraties tijdens aanleg).



Figuur 13: Verhoging in slibconcentraties tijdens aanleg

Op vlak van aanzanding wordt vervolgens een ondergeschikte impact verwacht door sedimentatie van de turbiditeitspluimen afkomstig van baggerwerken tijdens de aanlegfase ten opzichte van de impact van wijzigende erosie-sedimentatiepatronen tijdens exploitatie. Bijgevolg wordt de mogelijke aanzanding van grindbedden tijdens exploitatie als enige differentiërende milieufactor beschouwd in de keuze van de eilandlocatie. In de zones rondom het eiland waar overheersend een verhoging van de stroomsnelheid optreedt, zullen erosiekuilen ontstaan, terwijl in de luwtegebieden in de ruime omgeving van het eiland ophoping van sediment (uit de erosiekuilen of van nature aanwezig in de waterkolom) zal plaatsvinden (sedimentatie). In de loop van de eerste jaren zal de zeebodem evolueren naar een nieuw morfologisch evenwicht, waardoor het sedimenttransport op termijn sterk vermindert.

Om de mogelijke verzanding van naburige grindbedden te minimaliseren heeft Elia in deze fase de volgende potentiële milderende maatregelen onderzocht:

- Maximaliseren van de afstand tot de Natura 2000 zone (nl. de creatie van de alternatieven “East Optimised” en “West Optimised”).
- Verminderen van het sedimenttransport door het voorbaggeren van de volumes die verwacht worden de eroderen. Dit levert potentieel een dubbel voordeel op, nl. het verminderen van het sedimenttransport, maar ook de beschikbaarheid van lokaal zand voor de constructie van het eiland, zodoende dat dit niet elders moet opgebaggerd worden (vooral gezien de huidige zandvoorraden in de Belgische Noordzee al beperkt zijn).
- Verminderen van het sedimenttransport door een optimalisatie van de vorm van het eiland (vooral de lengte-breedte-verhouding).
- Verminderen van de impact op de grindbedden door het lokaal optimaliseren van de exacte positie van het eiland binnen de hoofdlocatie (West, West optimised, etc.)

De resultaten van deze voorstudie (gebaseerd op sedimentatiemodellerings) worden uitgedrukt in aantal hectaren verzanding van grindbedden in Natura 2000 gebied, met een laagdikte van meer dan 20cm, meer dan 5cm en meer dan 2cm (Tabel 1). Als referentie worden de grindbedmodellen van BMM van 2012¹³ en 2020¹⁴ gebruikt.

	> 20 cm [ha]	> 5 cm [ha]	> 2 cm [ha]
East	45	113	162
West	0	1	1
North	0	0	0
East optimised	0	84	161
West optimised	0	4	27

Tabel 1: Aanzanding van grindbedden in Natura 2000 **4 jaar na constructie** op basis van sedimentatiemodellerings (gebaseerd op 2012 én 2020 grindbedmodellen) – zonder voorbaggeren en andere optimalisaties

Om rekening te houden met de inherente onzekerheid rond sedimentatiemodellerings en de modellerings van de grindbedden, is er op basis van expert judgement een theoretische inschatting gemaakt van de maximaal mogelijke aanzanding op de levensduur van het eiland. Deze waarden worden weergegeven in Tabel 2.

¹³ KBIN (2012). Potential gravel extend - status 2012. Op basis van MAREBASSE project en art 7 rapportering voor de EC Habitatrichtlijn.

¹⁴ KBIN (2020). Kartering grindbedden binnen Habitatrichtlijngebied Vlaamse Banken overlappend met Prinses Elisabethzone, als onderdeel van de Natura 2000 studies (onderzoek naar de impact van en de benodigde randvoorwaarden voor de aanleg en exploitatie van windparken binnen en nabij het Habitatrichtlijngebied Vlaamse Banken).

	> 20 cm [ha]	> 5 cm [ha]	> 2 cm [ha]
East	92	227	324
West	5	10	20
North	5	10	20
East optimised	5	168	320
West optimised	5	10	54

Tabel 2: Theoretische inschatting van de maximale aanzanding van grindbedden in Natura 2000 (gebaseerd op expert judgement)

Uit de tabellen blijkt dat de impact op de grindbedden in Natura 2000 het grootste is voor de East en East optimised locaties in vergelijking met West, West optimised en North. De impact van de West, West optimised en North locaties is quasi gelijkwaardig.

Het potentieel van de mogelijke milderende maatregelen die in deze fase onderzocht werden, is weergegeven in onderstaande tabel. Verdere studies rond deze milderende maatregelen zijn voorzien in het kader van het MER.

Geschat potentieel tot reductie van impact op de grindbedden in Natura 2000	
Voorbaggeren van de erosiezones rond het eiland	30-50%
Optimalisatie van de vorm van het eiland	10-25%
Optimalisatie van de exacte inplanting van het eiland binnen de hoofdzoekzone	10-15%

Verder wordt er ook verwacht dat de oppervlaktes resulterend uit de sedimentatiemodellerings (zie Tabel 1 en Tabel 2) potentieel verder zullen dalen als de werkelijke zandkorrelgroottes in rekening gebracht worden i.p.v. de huidige (conservatieve) aangenomen zandkorrelgroottes. Dit zal verder behandeld worden in het MER, op basis van nog uit te voeren seabed surveys.

7.1.2 Benodigd volume zand uit officiële zandwinningsgebieden

Voor de constructie van een kunstmatig eiland is een significante hoeveelheid zand nodig. De exacte hoeveelheid is vooral afhankelijk van de gemiddelde waterdiepte, de basismorfologie van de zeebodem en de omvang van het eiland. In het kader van deze vergelijking is de laatste parameter een constante voor de verschillende locaties.

Een bijkomende bedenking is het feit dat het volume zand in de officiële zandwinningsgebieden in de Belgische Noordzee beperkt is. Daarom heeft Elia een high-level analyse uitgevoerd wat de benodigde hoeveelheid zand uit de officiële zandwinningsgebieden zou zijn zonder lokaal voorbaggeren, zie Tabel 3.

	East locatie	East locatie "optimised"	West locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Benodigde hoeveelheid zand uit officiële zandwinningsgebieden in m ³	3 000 000	2 800 000	2 800 000	3 200 000	3 100 000

Tabel 3: Benodigd volume zand uit officiële zandwinningsgebieden (zonder lokaal voorbaggeren)

7.1.3 Benodigde kabellengtes

De verschillende locaties resulteren uiteraard in verschillen in lengtes van de interarraykabels en van de exportkabels. Deze verschillen werden ook door *vertrouwelijk* in kaart gebracht en zijn samengevat in de volgende tabel. Ter herinnering, het betreft hier de benodigde kabellengtes voor variant 2, waarbij de elektrische infrastructuur op een eiland wordt voorzien.

Afstand in km (delta t.o.v. "West Locatie")	East Locatie	East locatie "optimised"	West Locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Exportkabels (220kV AC) in km circuitlengte ¹⁵	300 (-32)	302 (-30)	332	335 (+3)	370 (+38)
Exportkabels (525kV HVDC) in km circuitlengte	50 (-5,4)	50,4 (-5)	55,4	55,8 (+0,4)	62 (+6,6)
Inter-arraykabels (66kV AC) in km circuitlengte	738(+95)	727 (+84)	643	701 (+58)	873 (+230)
Langste inter-arraykabel (schatting) in km circuitlengte	23,4	22,8	20,2	22,5	28,9

Tabel 4: Benodigde kabellengtes voor de vijf locaties

¹⁵ Circuit lengte = 1x driefasige kabels voor AC of 3x monofasige kabels voor HVDC

¹⁶ *vertrouwelijk*

In mio€ (delta t.o.v. West locatie)	East Locatie	East locatie "optimised"	West Locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Exportkabels (220kV AC) in mio€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Exportkabels (525kV HVDC) in mio€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
In mio€ (delta t.o.v. West locatie)	East Locatie	East locatie "optimised"	West Locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Inter-arraykabels (66kV AC) in mio€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*

Tabel 5: Kosteninschatting verschillende kabellengtes

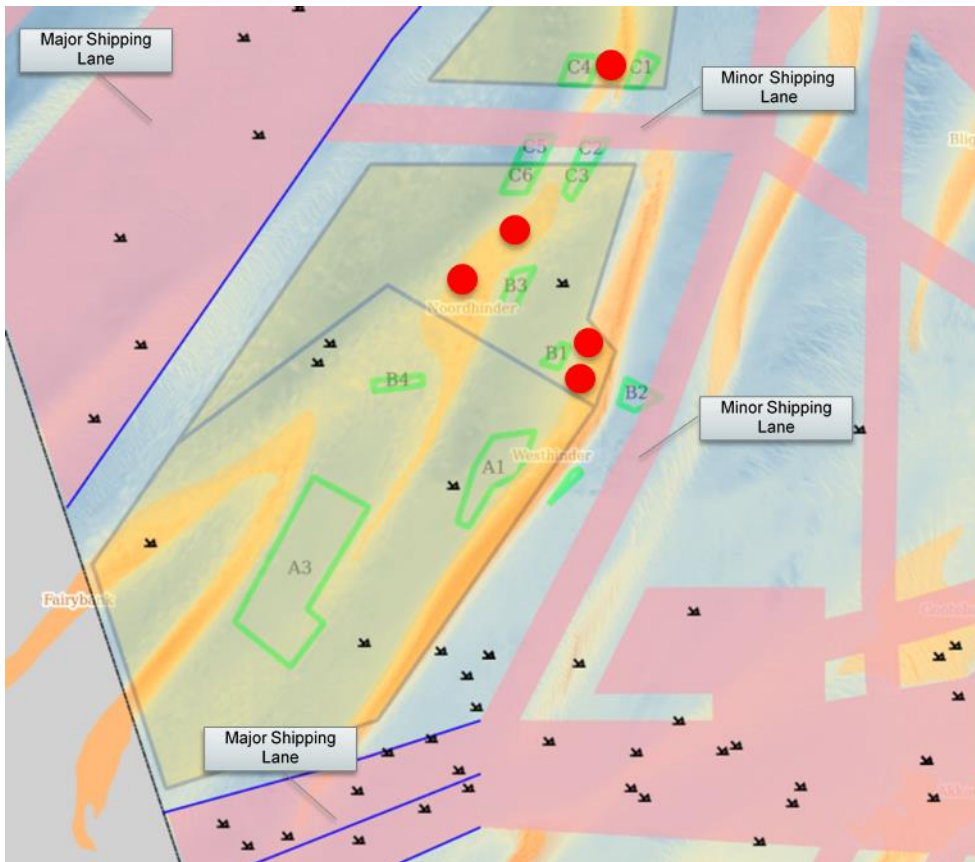
Hieruit kunnen we concluderen dat qua kabellengtes (en –kosten) van de exportkabels, de East locatie en de West locatie zich in dezelfde grootteorde bevinden (met een licht voordeel voor de East locatie), maar dat de North Locatie een significante extra exportkabelkost met zich meebrengt.

Als we de inschattingen van de inter-arraykabels mee in rekening brengen, blijft de East locatie licht in het voordeel, maar is het verschil verwaarloosbaar. De North locatie brengt ook wat betreft de inter-arraykabels een significante meerkost met zich mee (voor de windparken).

De North locatie vertegenwoordigt tevens de minst gunstige optie op vlak van reactieve compensatie van de inter-arraykabels. De exacte impact hiervan moet nog verder onderzocht worden.

7.1.4 Impact op scheepvaart

Als basisprincipe gaat Elia ervan uit dat de scheepvaart zo weinig mogelijk gehinderd mag worden, zowel tijdens de constructiefase als tijdens de exploitatiefase. Figuur 14 geeft een overzicht van de mogelijke eilandlocaties t.o.v. de scheepvaartroutes weer.



Figuur 14: Eilandlocaties t.o.v. de scheepvaartroutes

Er zijn drie aspecten die mogelijk een rol kunnen spelen in de keuze voor de locatie van een kunstmatig eiland:

- Verzanding van scheepvaartroutes
- Kruisen van scheepvaartroutes met hoogspanningskabels
- Aanvaringsrisico

De West locaties zijn op vlak van impact op de scheepvaart de meest gunstige locaties, aangezien deze het verste verwijderd zijn van alle vaarroutes. Zowel de North locatie als de East locaties liggen veel dichterbij de vaarroutes en vertegenwoordigen dus een hoger risico op vlak van verzanding en aanvaringen. Het effect van verzanding hangt volledig samen met de discussie rond verzanding van de grindbedden (zie paragraaf 7.1.1) en de daar voorgestelde mitigaties zijn ook in deze context geldig.

Voor de North locatie is er bijkomende impact van de exportkabels en inter-arraykabels die de vaargeul tussen de zone Noordhinder Noord en Noordhinder Zuid kruisen. Aangezien dit toch een aanzienlijk aantal kabels betreft (7 à 10 exportkabels en enkele tientallen inter-arraykabels), scoort deze locatie het slechtst voor dit criterium. Hierbij dient wel vermeld te worden dat Elia vernomen heeft dat deze vaarroute niet frequent gebruikt wordt, maar dit is uiteraard geen garantie noch overweging t.o.v. het MRP dat deze route wel degelijk bevat en daarom is een zorgvuldige aanpak toch aangewezen.

7.1.5 Operationele impact

De locatiekeuze van het kunstmatig eiland heeft een impact op een aantal operationele aspecten, die maken dat een locatie op de rand van de zone Prinses Elisabeth interessanter is:

- Minder interfaces tussen de netbeheerder en de producenten tijdens kabelinstallatie (export en inter-array). De lengte van de exportkabels die binnen de zone moeten geïnstalleerd worden is immers beperkt en geografisch gezien blijven deze allemaal ten zuidoosten van het eiland. Hierdoor hebben de windproducenten meer vrijheidsgraden voor het inplannen en installeren van de inter-arraykabels.
- Minder kabelkruisingen. Dit is ook gelinkt aan het feit dat de lengte van de exportkabels binnen de zone beperkt blijft.
- Minder interfaces bij toekomstige kabelreparaties. Dit punt is sterk gelinkt aan de vorige punten en geeft Elia én de windproducenten maximale vrijheid om kabelreparaties zo snel mogelijk te kunnen uitvoeren.
- Minder interfaces inzake toegangen, exclusieve zones, vervoer van personeel (via lucht of zee).
- Minder kans op onvoorziene efficiëntieverliezen door een offshore onderstation in het midden van de zone

Deze operationele aspecten gecumuleerd doen ons besluiten dat de East, de East “optimised” en de North locatie het voordeligst zijn wat betreft dit criterium.

7.1.6 Impact op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth

Zoals reeds eerder vermeld heeft Elia de basishypothese aangenomen dat de transmissie-infrastructuur – in dit geval een kunstmatig eiland – zich binnen de zone Prinses Elisabeth moet bevinden. De locatie van een kunstmatig eiland zal naar verwachting een impact hebben op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth. De belangrijkste effecten hierbij zijn:

- De exclusiezone rond het eiland
- Het effect van de aanvliegroutes voor helikopters. Dit kan tot een significant gevolg hebben dat er in bepaalde corridors geen windturbines kunnen geplaatst worden om een veilige doorgang van de heli's te garanderen.
- Een eventueel “schaduw effect” van het eiland en de installaties op het eiland op de windopbrengst van een deel van de windturbines.

Elia heeft hieromtrent geen gedetailleerde studies uitgevoerd, maar intuïtief gezien lijkt de East “optimised” locatie de minste impact te hebben op de vermogensdichtheid. De verwachte verschillen zijn echter minimaal en daarom wordt dit criterium als nauwelijks differentiërend beoordeeld.

7.1.7 Impact op de investeringskost van Elia

De locatie heeft een impact op de totale CAPEX van de uitbreiding van het Modular Offshore Grid die vooral gedreven wordt door twee elementen:

- Het effect van de locatie op de kabellengtes
- Het effect van de locatie op de constructiekost van het eiland

Het effect van de kabellengtes werd al toegelicht in paragraaf 7.1.3.

Het effect op de constructiekost van het eiland is toe te schrijven aan de volgende elementen:

- Waterdiepte (en bijhorende benodigde hoeveelheid zand). Een geringere waterdiepte leidt tot minder nivelleringswerken voor de fundering, minder zand en steen voor de funderingen en minder zand om het eiland op te vullen. De hoogte van de caissons zal ook reduceren in dit geval. Bij een grotere waterdiepte zien we het tegengesteld effect.
- Verschillen in de golfcondities. Om rekening te houden met hogere golfhoogtes zal de zeewering hoger uitgevoerd moeten worden, en zullen fundering en erosiebescherming versterkt moeten worden.

	East locatie	East locatie "optimised"	West locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Gemiddelde waterdiepte (in m CD – <i>chart depth</i>)	-15,7	-13,7	-14,7	-18,5	-18,5
Gemiddelde golfimpact (relatief)	0%	0%	+10%	+10%	+10%

De verschillende effecten op de CAPEX voor Elia zijn weergegeven in onderstaande tabel:

	East Locatie	East locatie "optimised"	West locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Exportkabels (220kV AC en 525kV HVDC) in M€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Constructiekost eiland in M€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Totaal delta in M€	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*

Tabel 6: Impact van de eiland locatie op CAPEX Elia

7.1.8 Conclusie

Onderstaande tabel vat de impact van de eilandlocaties voor de verschillende criteria samen:

	East Locatie	East locatie "optimised"	West locatie	West locatie "optimised"	North locatie
Impact op de naburige grindbedden in Natura 2000 (hectares)	162 ha	161 ha	1 ha	27 ha	0 ha

grindbedden met aanzanding van >2cm)					
Benodigd volume zand voor de aanleg van het eiland (in m³)	3 000 000	2 800 000	2 800 000	3 200 000	3 100 000
Benodigde kabellengtes (export)	350 km	352 km	387 km	391 km	432 km
Benodigde kabellengtes (inter-array)	738 km	727 km	643 km	701 km	873 km
Impact op scheepvaart	Minder gunstig Eilandlocatie dicht bij scheepvaart routes; enkel exportkabels kruisen scheepvaartroutes	Meest gunstig Eilandlocatie ver verwijderd van de scheepvaartroutes; enkel exportkabels kruisen scheepvaartroutes			Minst gunstig Eilandlocatie dicht bij scheepvaart routes; exportkabels (2x) en meeste inter-arraykabels kruisen scheepvaartroutes
Operationele impact	Randligging, resulterend in minder interfaces tussen TSO en windparken, minder kabelkruisingen, minder eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones	Centrale ligging, resulterend in meer interfaces tussen TSO en windparken, meer kabelkruisingen, meer eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones			Randligging, resulterend in minder interfaces tussen TSO en windparken, minder kabelkruisingen, minder eventueel lokaal dichtheidsverlies door exclusiezones
Impact op de vermogensdichtheid van de zone Prinses Elisabeth	Minimale verschillen te verwachten tussen de verschillende locaties. Niet-differentiërend criterium.				
Impact op de investeringskost van Elia (in mio€ t.o.v. West locatie)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*

Tabel 7: Samenvattende tabel eilandlocaties

Alle criteria in rekening genomen is de West locatie de meest aangewezen locatie voor het kunstmatige eiland. In het kader van het toekomstige MER zullen echter drie locaties op een volledige evenwaardige manier vergeleken worden (West, West optimised en North). 2 locaties (East en East optimised) worden al definitief achterwege gelaten.

7.2 Locaties voor platformen

De platformen situeren zich binnen de “Princes Elisabeth Windmolenzone”, die in het MRP 2020-2026 aangeduid is voor installaties voor de productie en het transport van hernieuwbare energie.

De locatie van de platformen werd bepaald op basis van een desktopstudie in twee stappen. In een eerste stap¹⁶ is er op zoek gegaan naar geschikte zones binnen de windzone Prinses Elisabeth op basis van de volgende criteria:

1. Een minimale waterdiepte van -25m LAT, om voldoende waterdiepte te hebben voor de installatieschepen voor jackets en topsides;
2. Minimale veiligheidsafstanden tot bestaande offshore infrastructuur;
3. Gelijkmatige zeebodem morfologie (vlakke oppervlakte, afwezigheid van zandduinen...);
4. Gelijkwaardige waterdieptes (om gelijkaardige jackets te kunnen bouwen).

Figuur 15 geeft de geschikte zones weer, waarbij dient opgemerkt te worden dat de zones A2, B2, C2 en C5 niet geschikt zijn omdat ze buiten de windzone (volgens het MRP) liggen.

¹⁶ *vertrouwelijk*



Figuur 15: Mogelijke platformlocaties - stap 1 (bron: IMDC, 2020)

Deze eerste iteratie leverde echter nog te veel mogelijkheden op. Daarom werd het criterium van kabellengtes ook mee opgenomen in de analyse, als tweede stap. Deze vervolgstap toont dat de middenlocaties iets minder gunstig liggen dan de randlocaties. Dit is vooral te wijten aan de langere exportkabels van Elia die hier doorwegen. Bijkomend zijn er nog een reeks praktische overwegingen die de randlocaties interessanter maken:

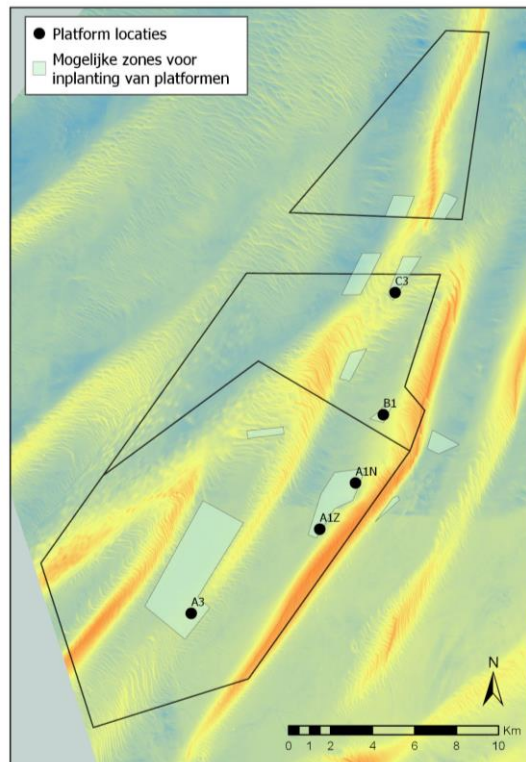
- Minder interfaces tussen de netbeheerder en de producenten tijdens kabelinstallatie (export en inter-array). De lengte van de exportkabels die binnen de zone moeten geïnstalleerd worden is immers beperkt en geografisch gezien blijven deze allemaal ten zuidoosten van de platformen. Hierdoor hebben de windproducenten meer vrijheidsgraden voor het inplannen en installeren van de inter-arraykabels.
- Minder interfaces tijdens platform installatie en turbine installatie (incl. funderingen). Gelijkaardig aan het vorige punt, zal het mogelijk zijn de werkzones duidelijk te scheiden en daardoor de coördinatie tussen offshore operaties eenvoudiger te maken en de veiligheid in het algemeen maximaal te garanderen.
- Minder kabelkruisingen. Dit is ook gelinkt aan het feit dat de lengte van de exportkabels binnen de zone beperkt blijft.
- Minder interfaces bij toekomstige kabelreparaties. Dit punt is sterk gelinkt aan de vorige punten en geeft Elia én de windproducenten maximale vrijheid om kabelreparaties zo snel mogelijk te kunnen uitvoeren.
- Minder interfaces inzake toegangen, exclusieve zones, vervoer van personeel (via lucht of zee).

- Minder kans op onvoorziene efficiëntieverliezen door een offshore onderstation in het midden van de zone

Daarom werden de randlocaties A1 (2 platformen), B1, C3, A3 geselecteerd. De keuze voor zone C3 i.p.v. C1 in de zone Noordhinder Noord is gebaseerd op:

- 1) Het feit dat dit de optie is met de kortste exportkabels;
- 2) Een risico-inschatting t.a.v. potentiële ankerincidenten op de exportkabels in de scheepvaartroute ten zuiden van de zone Noordhinder Noord. Dit risico wordt lager ingeschat bij C3 dan bij C1.

Voor de exacte lokalisatie van de platformen binnen zone A1, A3, B1 en C3, werd rekening gehouden met de bodemmorfolgie (vlakke ondergrond) en met de mogelijke aanwezigheid van waardevolle habitats, i.e. grindbedden. In het bijzonder voor zone A1 is de afwezigheid van grindbedden een belangrijke factor, gezien de ligging binnen Habitatrichtlijngebied Vlaamse Banken. De selectie van de platformlocaties met hoge waarschijnlijkheid van afwezigheid van grindbedden werd uitgevoerd in samenspraak met het KBIN – OD Natuur, en werd goedgekeurd door BMM en FOD Leefmilieu (Dienst Marien Milieu) (oktober 2020). Het resultaat voor variant 1 is terug te vinden in Figuur 16.

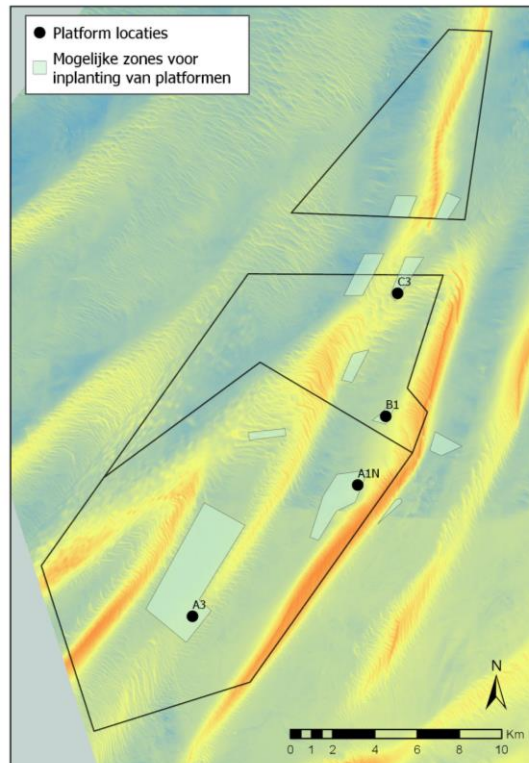


Figuur 16: Locaties van de platformen voor variant 1

Voor variant 3 zijn de criteria voor de selectie van de verschillende locaties identiek aan deze voor de selectie van de AC-platformlocaties in variant 1 zoals beschreven in paragraaf 7.2, met dit verschil dat er slechts vier platformen ingeplant dienen te worden. Gegeven de verschillende criteria voor de selectie van de locaties, worden de AC-platformen voorzien in de zones A1, B1 en C3, het HVDC platform zou zich in dit geval in het zuiden van de zone A3 bevinden. Voor een hybride

interconnector die vanuit het noorden komt, zou deze platform locatie resulteren in ongeveer 20 km langere HVDC-kabel per verbinding t.o.v. van de mogelijke eiland locaties.

De locatie van het HVDC-platform kan nog worden aangepast in functie van de concrete definitie van de kavels en meer bepaald, de indienstnamedatums van de verschillende kavels. Het is hierbij belangrijk om rekening te houden met het feit dat de doorlooptijd voor de realisatie van een HVDC platform langer is dan deze van de AC platformen.



Figuur 17: Locaties van de platformen voor variant 3

8 Kabelroutes

Voor wat betreft de kabelroutes is er niet echt een keuze te maken, deze zijn eerder een gevolg van de vorige keuzes. De kabelroutes werden bepaald op basis van een klassieke desktopstudie, rekening houdend met de gangbare criteria, zoals uiteengezet in onderstaande tabel.

Technische criteria	Beschrijving
Offshore Permitting	<ul style="list-style-type: none"> Algemene restricties MRP2020-2026: lengte buiten vastgelegde kabelcorridors Opmaak Passende Beoordeling binnen en nabij Natura 2000 zone
Ontwerp & installatie	Kabellengte
	Krusingen met mariene verkeerszones <ul style="list-style-type: none"> Scheepvaartroutes Gebaggerde scheepvaartroutes Ankerzones
	Krusing van specifieke zones in het MRP: <ul style="list-style-type: none"> Baggerstortzones (MRP artikel 11) Zandwinning (MRP artikel 15) Zones voor militaire activiteiten (MRP artikel 17) Onderzoek & Innovatiezones (MRP artikel 19) Cultureel erfgoed (wrakken met bescherminszones) (MRP artikel 22) Commerciële en industriële zones (MRP artikel 23) Havenontwikkeling (MRP artikel 12)
	Krusing van zones met een quaternaire laag dikte < 5 m
	Krusing van zandbanken en zones met mogelijke aanwezigheid van mobiele zandduinen
	<ul style="list-style-type: none"> Aantal krusingen met infrastructuur van derden (kabels, pijpleidingen) – in gebruik én buiten gebruik Krusing van derde partijen met ankerkabels (tijdens installatiewerken)
Aanlanding	<ul style="list-style-type: none"> Aanlandingstechniek, positie van TJB Lengte van gestuurde boring Toegangsmogelijkheden tot het strand Toeristische, recreatieve en residentiële zones in de buurt van de aanlanding Verwachte kusterosie Nearshore aanloophelling – afstand tussen -5m LAT en gemiddelde hoogwaterlijn Voldoende ruimte voor de aanlanding van 6 kabels Aanwezigheid van kustbeschermingsinfrastructuur (golfbrekers, kribbes, etc.) Aanwezigheid van infrastructuur van derden Onshore studies (*vertrouwelijk*, 2019)
Onderhoud en exploitatie	<ul style="list-style-type: none"> Toekomstige kabelherstelling en bijhorende te respecteren afstanden Risico op toekomstige zeebodeminterventies (bv. door zeebodem mobiliteit) – lengte van zandbankkrusingen Toegankelijkheid van de TJB in het kader van onderhoud

Tabel 8: Criteria voor het bepalen van de kabelroutes

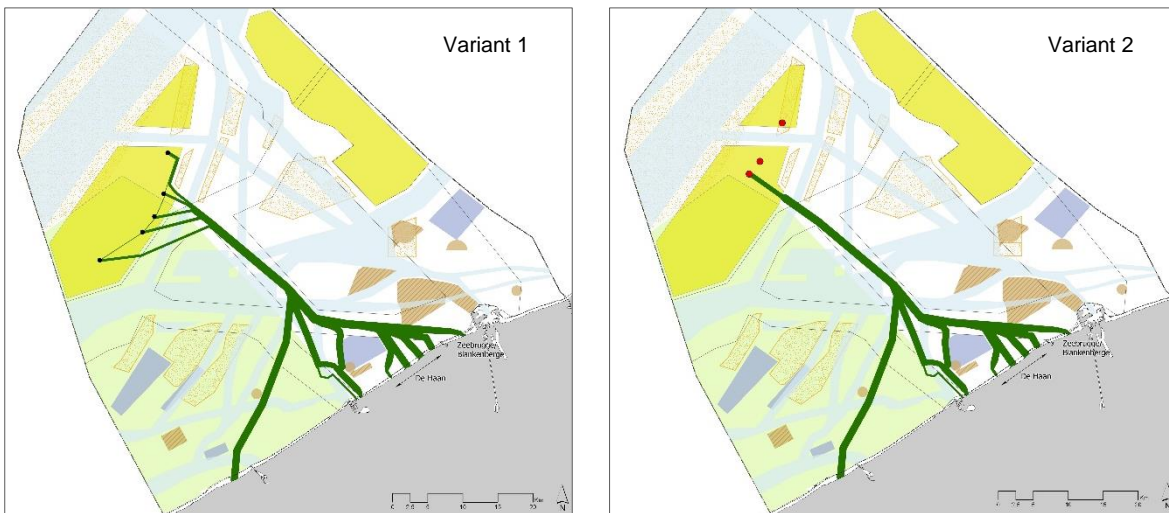
De tussenafstand tussen kabels van eenzelfde paar bedraagt 100m om veilige installatie mogelijk te maken. Tussen kabelparen wordt een tussenafstand van 200m voorzien om mogelijke toekomstige kabelreparaties toe te laten (waarbij voldoende plaats noodzakelijk is aan één van beide zijden van de defecte kabel). In aanloop naar de offshore transmissie-infrastructuur en het aanlandingspunt treedt convergentie op van de tracés.

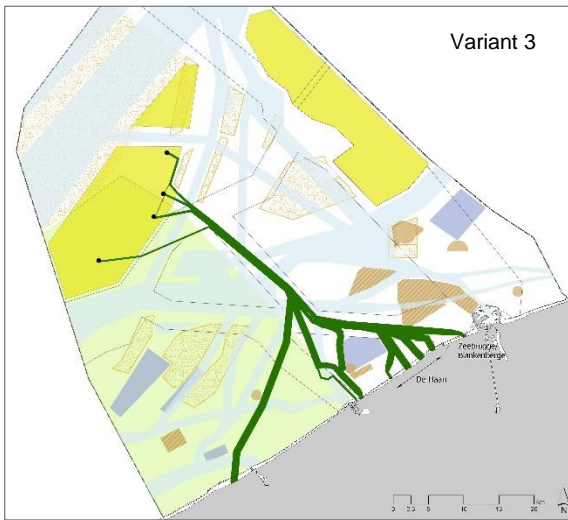
De kabeltracés zijn ontworpen met het oog op het zoveel mogelijk ontwijken van conflicten in ruimtegebruik en potentiële risico's (vb. scheepswrakken, ankerplaatsen, zandwingebieden, beschermde gebieden...). De diverse opties en tracés werden ook meermaals voorgelegd aan diverse overheidsdiensten en stakeholders *vertrouwelijk* waarna op basis van de ontvangen input de opties en tracés verder verfijnd werden.

Richting kust werden alle aanlandingen voorzien zoals in de Startnota van het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (GRUP) 'Ventilus'.

Voor varianten 2 en 3 dienen tracés voorzien te worden voor 6 AC exportkabels en 1 HVDC export kabel. Deze kunnen gebundeld geplaatst worden, zowel onshore als offshore. Voor variant 1 daarentegen, dienen er echter 10 AC export kabels geïnstalleerd te worden. In dit geval dienen de kabels aan land gebracht te worden verspreid over 2 aanlandingen. Volledige bundeling bij variant 1 is offshore onmogelijk door gebrek aan ruimte en omwille van technische beperkingen en risico's in de aanlandingszones. Onshore zullen de kabels dan ook een apart tracé hebben over het grootste deel van hun lengte.

vertrouwelijk Deze locaties zullen moeten bevestigd worden rekening houdend met de vergunningstrajecten onshore (lopende GRUP procedure van het project Ventilus). Het veranderen van aanlandingspunt desnoods heeft geen impact op de principes en de justificatie van het grid design (als noodzakelijke netinfrastructuur in zee), wel op de locatie en lengte van kabels. Dit laatste speelt eerder een rol bij de vergunningsfase (offshore), een verplichte aanpassing van aanlandingspunt vanuit onshore consideraties is sowieso in eenzelfde manier toepasbaar op vergelijkbare offshore scenario's.





- Eilandlocaties
- Platformen
- MOG2 kabelroutes
- Zone voor hernieuwbare energie
- Zandwinningszone
- Baggerstortzone
- Reservatiezone baggerstorten
- Zone voor commerciële en industriële activiteiten
- Scheepvaartroute
- Kabel- en pijpleidingencorridor
- Natura 2000 - Vlaamse Banken

9 Opmerkingen van de stakeholders

9.1 Samenvatting van de presentaties en contacten

Hoewel de bepalingen van de Elektriciteitswet met betrekking tot de goedkeuring van het ontwerp van het MOG niet voorzien in een openbare raadpleging of de participatie van specifieke marktspelers, wil Elia toch zeker zijn dat de in dit document omschreven principes voldoen aan de verwachtingen van de belangrijkste stakeholders en dat er tijdig kan worden gereageerd in de loop van de ontwikkeling van het MOG2, om zo goed mogelijk de controle te behouden over de timing en kosten.

Daarom heeft Elia de voornaamste voormelde elementen van het ontwerp voorgesteld aan de volgende groepen en stakeholders:

- **De Taskforce Tendering Offshore**, samengesteld uit de kabinetten van de ministers voor Energie en de Noordzee, de FOD Economie - AD Energie, de FOD Volksgezondheid (Dienst Marien Milieu), de BMM (Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee), de CREG en Elia.
- **De Werkgroep Windmolenparken**, samengesteld uit de partners die betrokken zijn bij/geïnteresseerd zijn in de bouw van windparken, zoals in het bijzonder de BMM, de FOD Economie (AD Energie en de Dienst Continentaal Plat), de FOD Volksgezondheid (Dienst Marien Milieu), de FOD Mobiliteit en Transport (maritiem), de Scheepvaartpolitie, het departement Maritieme Toegang, de Kustwacht, de departementen Scheepvaartbegeleiding en Kust van de Maritieme Dienstverlening en Kust (MDK), en Defensie.
- **De werkgroep opgericht door Elia voor de integratie van 4 GW offshore windenergie in het elektriciteitsstelsel**, *vertrouwelijk*
- Directe contacten werden ook genomen met het *vertrouwelijk*, het **VLIZ** (Vlaams Instituut voor de Zee), **Defensie**....

Aangezien het concept van het kunstmatige eiland in ontwikkeling is, is het van belang op te merken dat niet alle bovengenoemde partijen evenveel informatie hebben ontvangen, afhankelijk van het tijdstip waarop de uitwisseling heeft plaatsgevonden (tussen medio 2020 en medio 2021, het eilandconcept is begin 2021 ontstaan), de voortgang van het vooronderzoek en de belangstelling van de betrokken partijen. Bij sommige gelegenheden *vertrouwelijk* was de discussie hoofdzakelijk toegespitst op het elektrische ontwerp (eendraadsschema, niet afhankelijk van de keuze van een kunstmatig eiland versus platforms). Bij andere gelegenheden sinds begin 2021 (*vertrouwelijk*) lag het accent op milieuoverwegingen (met verschillen tussen de scenario's). Overigens wordt binnen de Taskforce Tendering Offshore altijd overlegd met de BMM en de Dienst Marien Milieu, die als eerste worden geïnformeerd over de voortgang van het vooronderzoek.

9.2 Reacties

De volgende punten/vragen kwamen aan bod:

Algemeenheden:

- De absolute noodzaak van een toekomstgerichte ontwikkeling van het net in zee, daar de plaats in de Belgische Noordzee beperkt is terwijl de uitdaging naar een koolstofvrije productie van elektriciteit gigantisch is. De uitbreiding van het MOG is niet enkel nodig voor het aansluiten van bijkomende offshore windenergie tegen 2030, maar valt op een moment dat cruciaal is voor de energietransitie en moet dan samengaan met een sterke visie op langere termijn (faciliteren van andere noodzakelijke projecten op termijn).
- Het aanlandingspunt van de MOG2-kabels aan de kust, die afhankelijk is van de voortgang van het Ventilus-project (procedure voor de wijziging van het huidige gewestplan) en die op zichzelf geen voorwaarden stelt voor de ontwerpprincipes van MOG2 die in dit document zijn opgenomen.

Met betrekking tot de platformen:

- De modulariteit en de ontwikkeling in meerdere subfases van MOG2, dat nauw verbonden is met de nodige versterking van het elektriciteitsnet aan land (zie hierboven). Bepaalde stakeholders vragen zich af of de keuze van platformen van 700 MW of 1050 MW (dit is minder van toepassing op een eiland dat hier meer flexibiliteit aanbiedt) op een of andere manier invloed heeft op de capaciteit die in een eerste fase kan worden aangesloten, wat niet het geval is (beperking door Ventilus zolang Boucle du Hainaut niet in dienst wordt gesteld).
- De voorziene afstand tussen de platformen en de scheepvaartroutes, met het oog op de veiligheid van het scheepvaartverkeer en de toegang tot het transmissienet voor de windparken; de voorziene marge voor de lokalisering van platformen, vooral omdat de omvang van de zones die Elia momenteel onderzoekt groot is in vergelijking met de exacte (veel kleinere) oppervlakte van een platform.
- Het tracé van de kabels tussen de platformen, hetzij in een rechte lijn (kortste weg) door de zone Prinses Elisabeth en de concessies van de windparken, hetzij langs de rand van de zone Prinses Elisabeth. Hierover is nog niets beslist. Er lopen nog steeds tracerings- en impactstudies en specifieke vergunningsprocedures voor het exacte tracé van de verschillende kabels (tussen de platformen of naar de kust).

Met betrekking tot het eiland:

- Impact op grindbedden: In eerdere hoofdstukken werd reeds uiteengezet op welke wijze het kunstmatige eiland de van nature voorkomende grindbedden kan versterken en uitbreiden. Anderzijds kunnen ook negatieve effecten op de aanwezige grindbedden optreden tijdens de aanleg en exploitatie van het eiland. Zo kunnen bagger- en stortactiviteiten tijdens de aanleg van het eiland sedimentpluimen veroorzaken die zich kunnen afzetten op grindbedden (verzanding). Tijdens de exploitatiefase kan de habitatkwaliteit van aanwezige grindbedden gewijzigd worden door wijzigingen in erosie-sedimentatiepatronen in de omgeving van het eiland. Daarnaast kan een verhoging van de turbiditeit van het water een invloed hebben op filtervoeders geassocieerd met grindbedden. Om deze mogelijke effecten te bestuderen, worden uitgebreide hydrodynamische en sedimenttransport modelleringen uitgevoerd, waarvan de resultaten worden besproken met morfologische, hydrodynamische en ecologische experts van onder meer het KBIN. Op basis van deze numerieke modelleringen zal aan de hand van een iteratief proces gezocht worden naar het meest geschikte ontwerp, oriëntatie en locatie binnen de zoekzone, eveneens in overleg met deze experts. Anderzijds zullen de resultaten van de modelleringen als input dienen voor onderzoek naar het bepalen van thresholds/maximale turbiditeit die mag optreden om filtervoeders niet negatief te beïnvloeden. Daarnaast wordt een screening uitgevoerd van bestaande en mogelijk toekomstige technieken ten behoeve van reductie van de turbiditeit bij constructiewerken. De resultaten van deze diverse acties zullen samengebracht worden in

het MER en de Passende Beoordeling om op die manier tot een gedegen beschrijving en beoordeling van de diverse effecten te komen en tot identificatie van eventuele verdere benodigde acties en maatregelen.

- Impact op scheepvaart en scheepvaartveiligheid: De oostelijke locatie (wel intussen verlaten) voor het kunstmatige eiland situeert zich ten westen van een door IMO aanbevolen scheepvaartroute. Ook brengt de noordelijke locatie mogelijke gevaren en impacten met zich mee voor scheepvaart en elektriciteitskabels. Het aanvaringsrisico wordt becijferd in een aanvaringsstudie. De resultaten van deze studie zullen verwerkt worden in het MER (hoofdstuk veiligheidsaspecten). In overleg met de sector kunnen nodige veiligheidsmaatregelen in het design of in de omgeving van het eiland geïmplementeerd worden. Anderzijds is een impact op het scheepvaartverkeer mogelijk door wijzigingen in stromingen en erosie-sedimentatiepatronen rondom het eiland, met mogelijke afzetting van sediment in de natuurlijke vaargeul en lokale verondieping tot gevolg. Dit risico zal onderzocht worden aan de hand van gedetailleerde numerieke modelleringen. Een mogelijke impact kan gemitigeerd worden door de locatie, vorm en oriëntatie van het eiland aan te passen.
- Impact van het project op de luchtkwaliteit: naast de positieve impact van de op hernieuwbare wijze geproduceerde elektriciteit moet de CO₂-impact van de productie, aanleg en onderhoud van het eiland ook nagekeken worden. Om een duidelijk beeld te krijgen van de CO₂-balans van het project, zal een gedetailleerde berekening van de emissies uitgevoerd worden binnen het kader van het MER.
- Risico op Non-Indigenous Species (NIS): introductie van grote hoeveelheid hard substraat kan problematische dominantie van zeeanemoon veroorzaken. Het lopend onderzoek hieromtrent zal worden opgevolgd en dit aspect zal eveneens besproken worden in het MER. Indien nodig kunnen maatregelen bestudeerd worden om dergelijke dominantie te vermijden of te bestrijden.
- Cumulatieve impact: Een belangrijke bezorgdheid is de mogelijke cumulatie van effecten bij aanleg en exploitatie van het eiland in combinatie met de installatie van kabels (exportkabels en inter-arraykabels) en de installatie en operatie van windturbines nabij het eiland. Er zal immers sprake zijn van een lange periode van overlappende constructie- en exploitatiefases van diverse projecten in eenzelfde zone. Aan dit aspect zal de nodige aandacht besteed worden binnen het MER, in consultatie met experts van onder meer het KBIN. De overheid staat trouwens ook in voor het MER van concessies voor productie in het kader van de voorbereiding van de tendering.

Ongeacht het scenario engageert Elia zich om gedurende de verdere ontwikkelingsfase van het project op regelmatige basis met de diverse stakeholders aan tafel te zitten om de voortgang van het project en lopend onderzoek te bespreken en nieuwe inzichten/ontwikkelingen/aandachtspunten uit te wisselen, om zo naar een optimaal gedragen projectdesign en -uitvoering toe te werken. Studiewerk is lopende en zal grondig verder uitgevoerd worden, en de betreffende procedures hiervoor zullen strikt nageleefd worden.

10 Aanbeveling van Elia

Op basis van de analyses waarvan de resultaten worden vermeld in dit dossier kan Elia een aanbeveling doen over de belangrijkste keuzes die moeten worden gemaakt voor het ontwerp van het Modular Offshore Grid - fase 2. Ter herinnering, deze keuzes zijn gebaseerd op de volgende criteria:

- Investeringskost
- Onderhoudskosten
- Lengte van de onderzeese kabelverbindingen
- Uitvoeringstijd
- Betrouwbaarheid en beschikbaarheid van de infrastructuur
- Flexibiliteit met betrekking tot de aanbestedingsstrategie voor de vervaardiging
- Impact op het milieu en vergunningsprocedures
- Technische complexiteit
- Toekomstperspectieven van de oplossing

Rekening houdend met de voor deze aanbesteding bedoelde productiecapaciteit (tot 3,5 GW) biedt variant 2 (AC/HVDC-mix op een kunstmatig eiland) volgens Elia de beste verhouding tussen de bovengenoemde beoordelingscriteria.

De investeringskosten van deze variant zijn namelijk lager dan die van de andere opties en de onderhoudskosten zijn vergelijkbaar. Aangezien deze oplossing voorziet in het transport van een deel van de productie via een HVDC-kabel kan in een later stadium een hybride interconnector naar het buitenland worden aangelegd, waarbij de kosten aanzienlijk lager zijn dan die van een zogeheten 'point-to-point'-interconnector. Omdat de HVDC-converter niet op een platform maar op een eiland wordt geplaatst, kan de ruimte meer modulair en flexibeler worden ingedeeld, zodat in de toekomst nog andere interconnectoren kunnen worden aangesloten.

Verder kunnen de installaties dan binnen het tijdschema in gebruik worden genomen, zodat toekomstige windmolenparken kunnen worden aangesloten op basis van de geplande onshore versterkingen, al blijft de aanleg van een kunstmatig eiland technisch complexer en innovatiever dan de bouw van platforms.

Doordat de hele infrastructuur op één plaats wordt gecentraliseerd, neemt de totale lengte van de onderzeese kabelverbindingen toe, maar zijn er ook een aantal voordelen, namelijk een hoge verwachte beschikbaarheid van de elektrische apparatuur en meer flexibiliteit wat betreft de omvang, het aantal en de configuratie van de aan te sluiten windparken dan bij standaardcapaciteitsplatforms.

Wat betreft de impact van de installaties op het mariene milieu is het effect van een eiland qua landoppervlakte groter dan dat van platforms. Het eiland ligt echter buiten het beschermde Natura 2000-gebied en bij de andere varianten zouden meerdere platforms moeten worden geplaatst. Terwijl de nadelige gevolgen van een platform voor het milieu lastig te beperken zijn, biedt een eiland bovendien de mogelijkheid om, afhankelijk van het gekozen concept en de gekozen materialen, een omgeving en activiteiten te ontwikkelen die het plaatselijke ecosysteem ten goede komen.

Overeenkomstig artikel 6/4 §2 van de Elektriciteitswet wordt dit netontwerpvoorstel voor advies voorgelegd aan de CREG en ter goedkeuring bezorgd aan de ministers die bevoegd zijn voor Energie en de Noordzee.



MODULAR OFFSHORE GRID

Fase 2

Project voor de uitbreiding van het transmissienet op zee

Bijlage 1 – Verantwoording keuze voor 700 MW AC platformen

VERTROUWELIJK

1 Inleiding

Op basis van de bouwstenen beschreven in de hoofdnota zijn er meerdere configuraties mogelijk wat betreft het aantal offshore onderstations:

- 1) AC Platformen van 350 MW
- 2) AC Platformen van 700 MW
- 3) AC Platformen van 1050 MW
- 4) AC Platformen van 1400 MW
- 5) AC Platformen van 2100 MW

Optie 1 is niet compatibel met de evoluties die we zien op Europees vlak, nl. een evolutie naar grotere windparken. Deze optie heeft ook een significante impact op het milieu, o.a. op het vlak van de impact op de zeebodem van de platformfunderingen en kabel, maar ook op het vlak van de impact tijdens de installatie. Naar kostenefficiëntie toe (zowel CAPEX als OPEX) is dit ook ver van een optimale oplossing.

Optie 4 en 5 zijn volgens Elia technisch onhaalbaar, gezien de grootte en het gewicht van de platform topside die hiervoor nodig zou zijn. Een AC platform van deze grootteorde zou met voorsprong een unicum zijn in de industrie.

Door eliminatie op basis van de bovengenoemde redenen zijn enkel optie 2 (700 MW) en optie 3 (1050 MW) verder onderzocht geweest.

Opmerkingen:

1. Onderstaande analyse werd uitgevoerd voor de oorspronkelijke capaciteit van 2,1GW, maar de algemene conclusies blijven de dezelfde
2. De optie van een 1050MW platform is niet compatibel met de gevraagde capaciteit van 3,5GW

2 Criteria voor de keuze van het aantal platformen

Voor de vergelijking tussen de overblijvende opties, werden de volgende 9 criteria gebruikt:

1. CAPEX (Elia)
2. Impact op totale LCoE
3. Timingrisico
4. Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie
5. Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie en aantal kavels
6. Impact op omgeving en vergunningen
7. Construction Yard capaciteit en ervaring
8. Transport & Installatie
9. Complexiteit

Als input voor deze vergelijkingen werden twee high-level ontwerpen ontwikkeld op basis van externe referenties:

Optie A – platformen van 700 MW met telkens 2 transformatoren per platform

- 1) Afmetingen: l x w x h = 50 x 24 x 21,5 m
- 2) Gewicht topside: 4000-4500t

Optie B – platformen van 1050 MW met telkens 3 transformatoren per platform

- Afmetingen: l x w x h = 52 x 30 x 21,5 m
- Gewicht topside: 5300t – 5800t

3 Criterium 1: Investeringskost (Elia)

In het kader van een eerdere analyse voor 2,1GW werd de CAPEX opgedeeld in subcategorieën, zoals weergegeven in Figuur 18. De analyse is enkel gedaan voor de CAPEX van de installaties die tot de transmissienet behoren (Elia).

	OPTIE A 3 x 700 MW	OPTIE B 2 x 1050 MW	DELTA (A-B)	
Platform	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Hoog- en laagspanningsapparatuur	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Kabels	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Onderzoek en blindgangers	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Overig (personeel, verzekering, risico, enz.)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
Totaal	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*

Figuur 18: Onderverdeling CAPEX (mio€)

Platform

Elia heeft 14 platformconstructeurs aangeschreven om o.a. een high-level budgettaire inschatting te krijgen van de investeringskosten van beide opties, waarvan 10 constructeurs bruikbare informatie hebben aangeleverd. De inschattingen zijn gebaseerd op een “casco” platform, d.w.z. jacket en topside, incl. hulpsystemen, maar excl. HV & LV materiaal. De inschattingen houden ook rekening met de schaafeffecten van een doorgedreven standaardisatie, zoals bijvoorbeeld het gebruik van hetzelfde ontwerp, een zekere vorm van routine bij de bouw van opeenvolgende platformen, volume-effecten bij de aankoop van grondstoffen en subsystemen, ervaringsterugkoppelingen, etc. Door de hogere complexiteit van de 1050 MW optie, is het redelijk aan te nemen dat het risico op onverwachte kostenstijgingen voor deze optie groter is. Een hogere complexiteit leidt namelijk onvermijdelijk tot een hogere kans op fouten, zij het in het ontwerp of tijdens de constructie.

HV & LV materiaal

Elia zal het belangrijkste hoogspannings- en laagspanningsmateriaal leveren aan de platform constructeur, teneinde een maximale kwaliteit van dit materiaal te kunnen garanderen. De platform constructeur zal het geleverde materiaal dan verder integreren in de topside van de OHVS. In wezen is dit voor beide opties hetzelfde materiaal maar er zijn kleine verschillen in het eendraadschema. Qua totale CAPEX kost van het HV & LV materiaal is er een licht voordeel voor de 700 MW optie.

Kabels

De verschillen tussen beide opties zijn te zoeken in het feit dat de totale benodigde kabellengte anders is voor de verschillende opties. De optie 1050 MW heeft de langste 220 kV kabellengtes nodig, wat het kostenverschil tussen de platformopties deels tenietdoet. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de exportkabels meer dan 60% van het totale budget vertegenwoordigen en dat het grootste gedeelte van de routes dezelfde is voor beide opties.

Project staff

Er is ook een high-level analyse gedaan op het vlak van de impact op de projectorganisatie en de vereiste resources voor de realisatie van het project. Het 2^{de} en 3^{de} platform in de 700 MW optie zullen voor een deel in parallel moeten gebouwd worden, wat betekent dat er een grotere projectorganisatie voor deze optie nodig zal zijn. Qua aantal FTE's is dit verschil niet verwaarloosbaar, maar op de totale investering is de impact hiervan zeer beperkt.

Surveys en UXO

Volledigheidshalve werd er ook een vergelijking gedaan wat betreft de potentiële kosten voor seabed surveys en het verwijderen van UXO's (Unexploded Ordnance), omdat de ervaring leert dat vooral de kosten van het opzoeken en verwijderen van UXO's snel kan oplopen. De conclusie van deze analyse leert ons echter dat de UXO's vooral te vinden zijn in de zones dicht bij de kust. Er is dus geen echt verschil tussen beide opties voor wat betreft deze kostenposten.

Impact op verzekeringen

De kosten van de constructieverzekeringen en later ook de operationele verzekeringen zijn in de offshore sector niet te verwaarlozen. Men ziet zelfs sterke opwaartse trends in de verzekeringspremies door de vele incidenten en schadegevallen die de verzekeringsmaatschappijen in hun portefeuille moeten absorberen. Elia gaat er vandaag van uit dat de verzekeringspremies zullen berekend worden op dezelfde manier als voor eerdere dossiers, nl. als percentage van de CAPEX. Zoals blijkt uit deze paragraaf ligt de CAPEX voor beide opties dicht bij elkaar, wat er automatisch voor zorgt dat de verzekeringspremies ook dicht bij elkaar zullen liggen.

Alles opgeteld blijkt het verschil in CAPEX tussen beide opties klein te zijn (circa 2%) en op zichzelf niet differentiërend te zijn. De uitkomst van deze analyse is verder gebruikt (zie volgende paragraaf) voor een "Total LCoE" inschatting, inclusief de kostenelementen van de offshore energieproducenten.

4 Criterium 2: Impact op de totale LCoE

Een belangrijk basisuitgangspunt van het voorliggende Grid Design is het minimaliseren van de kosten op een globaal niveau. We zoeken dus naar een optimum tussen de kosten voor de transmissienetbeheerder en deze van de offshore energieproducent om de totale kostprijs voor de consument zo laag mogelijk te houden.

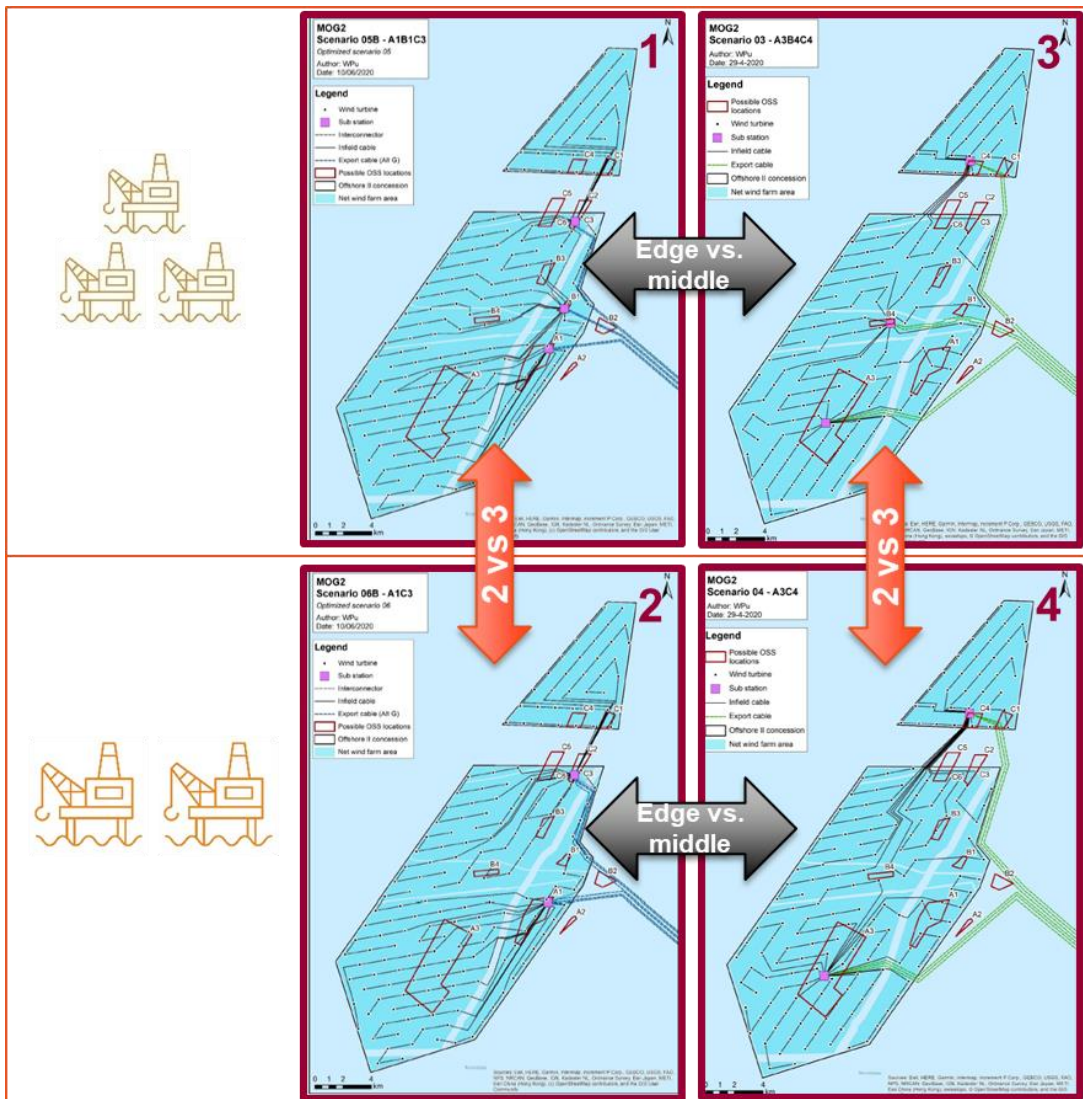
Daarom werd dit aspect dan ook onderzocht in het kader van de afwegingen wat betreft het aantal platformen. De locatie van de infrastructuur van de transmissienetbeheerder heeft uiteraard ook een impact op de kostenstructuur van de producent.

Om een beter beeld te krijgen van het geheel, werd er bij een externe partij (*vertrouwelijk*) een lay-out studie besteld om een reeks potentiële inplantingen van de windzone uit te tekenen voor een aantal scenario's:

- 1) Scenario 1: 3x 700 MW OHVS verspreid aan de zuidoostelijke rand van de zone
- 2) Scenario 2: 2x 1050 MW OHVS verspreid aan de zuidoostelijke rand van de zone
- 3) Scenario 3: 3x 700 MW OHVS verspreid in het midden van de zone
- 4) Scenario 4: 2x 1050 MW OHVS verspreid in het midden van de zone

Voor alle duidelijkheid, het is niet de taak van Elia de uiteindelijke layout van de windparken te bepalen, maar een zekere hypothese wat betreft de layout is voor deze analyse natuurlijk noodzakelijk.

Voor elk scenario werd de totale Levelised Cost of Energy (LCoE) ingeschat om ze onderling te vergelijken. De LCoE berekening is gebaseerd op de input van Elia (zie paragraaf CAPEX) en op de marktinformatie aangeleverd door de uitvoerder van de studie.



Figuur 19: Windpark lay-out scenario's

De LCoE berekening is gebeurd op basis van de volgende formule:

$$LCoE = \frac{\sum \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum \frac{Energy Yield_t}{(1 + WACC)^t}}$$

en met de onderstaande inputs:

CAPEX	Kost Exportkabel
	Kost Inter-arraykabel
	Cable type & sectie
	Kabelkruisingen
	OHVS CAPEX
	WTG CAPEX ¹⁷
OPEX	OSS OPEX
	WTG OPEX
	Indexatie (1,5%)-
Energy Yield	Energie input @OSS
	OSS transformator verliezen
	Exportkabel verliezen

Gezien de verschillende financieringsmodellen van Elia en de verschillende windparkontwikkelaars, wordt de totale LCoE berekend door de individuele bijdragen van de transmissienetbeheerder en de ontwikkelaars op te tellen:

$$LCOE_{MOG II} = \frac{\sum \frac{CAPEX_{MOG II,t} + OPEX_{MOG II,t}}{(1 + WACC_{MOG II})^t}}{\sum \frac{Energy Yield_{MOG II,t}}{(1 + WACC_{MOG II})^t}}$$

+

$$LCOE_{Array} = \frac{\sum \frac{CAPEX_{Array,t} + OPEX_{Array,t}}{(1 + WACC_{Array})^t}}{\sum \frac{Energy Yield_{Array,t}}{(1 + WACC_{Array})^t}}$$

=

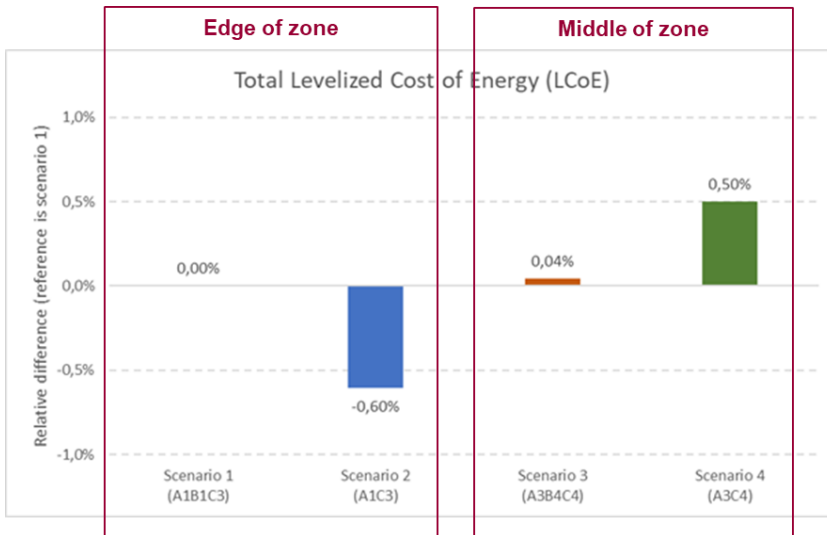
Combined LCoE

¹⁷ De CAPEX bijdrage van de windturbines is een constante over alle scenario's (180 WTG)

Hierbij werd een WACC van 4% voor Elia en een WACC van 4,58% voor de windparken gehanteerd in combinatie met een levensduur van 25 jaar.

Voor deze analyse is de vergelijking tussen respectievelijk scenario 1 & 2 en scenario 3 & 4 van toepassing. De vergelijking tussen de randlocaties en de middenlocaties (1-3 & 2-4) wordt verder in deze nota beschreven.

De resultaten van de studie zijn samengevat in Figuur 20.



Figuur 20: LCoE vergelijking (relatief)

Hieruit blijkt dat de verschillen in LCoE tussen de scenario's waarin de opties met 2 of 3 OHVS vergeleken worden zeer klein zijn (-0,6% voor de randlocaties; +0,5% voor de middenlocaties). De verschillen zijn enkel te vinden in de verschillende lengtes van de inter-arraykabels, aangezien het aantal windturbines in alle layout scenario's gelijk is.

Daarom wordt dit criterium in het kader van deze vergelijking niet als differentiërend beschouwd, wat de eerste indicaties in de vorige paragraaf bevestigt.

5 Criterium 3: Timingrisico

Er is er een verschil in constructietijd tussen de 700 MW optie en de 1050 MW optie, door de hogere complexiteit van de 1050 MW optie. Het verschil in constructietijd bedraagt ongeveer 4 à 5 maanden.

Rekening houdend met de basishypothese rond de strategie wat betreft de veilingen, kan het risico op de timing als volgt samengevat worden:

- 1) De 700 MW optie levert iets minder tijdsdruk op de indienstname van het eerste platform, gelinkt aan de eerste fase van de veiling

- 2) Voor de tweede fase van de veiling zullen de resterende twee 700 MW platformen echter in zekere mate parallel moeten gebouwd worden, wat in deze fase voor iets meer druk zorgt. Het zal echter mogelijk zijn terug te vallen op de ervaringen van het eerste platform en mits de nodige praktische maatregelen op het vlak van projectorganisatie, moet het mogelijk zijn het timingrisico onder controle te houden.

Dit criterium is bijgevolg nauwelijks differentiërend voor wat betreft de scope van Elia.

6 Criterium 4: Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie

Net zoals onshore, ontwikkelt Elia het offshore net om de beschikbaarheid van de geproduceerde energie te maximaliseren – rekening houdend met de redelijkheid van de vereiste investeringen. Daarom worden de nodige maatregelen genomen om de betrouwbaarheid en de beschikbaarheid van het Modular Offshore Grid te maximaliseren en tegelijkertijd, in geval van falen van netelementen, de impact op de consument te minimaliseren.

Hierbij worden maatregelen overwogen die inspelen op het verlies van:

1. Een 220 kV exportkabel
2. Een transformator 220/66 kV
3. Een volledig platform (of een substantieel deel ervan) door een catastrofaal incident

N-1 transformator

De beschikbaarheid van het Modular Offshore Grid in geval van transformatorfalen kan vrij eenvoudig en kostenefficiënt gevoelig verhoogd worden door een zekere graad van tijdelijke overbelastbaarheid te voorzien in het ontwerp van de transformatoren. Zo kunnen de producenten tot een zekere windbelasting blijven produceren tijdens de reparatie van de gefaalde transformator. Een overbelastbaarheid tot 150% lijkt technisch mogelijk te zijn (mits specifieke maatregelen, zoals bijvoorbeeld extra koeling). Dit zal dan ook verder meegenomen worden in de toekomstige detailstudies.

Er is echter een verschil vast te stellen in de toegevoegde waarde van deze maatregelen tussen de 700 MW (2 transformatoren per OHVS) en 1050 MW (3 transformatoren per OHVS), die gemakkelijk aan te tonen is door het aantal transformatoren per OHVS in beschouwing te nemen. Een OHVS van 1050 MW heeft namelijk intrinsiek meer back-upcapaciteit (indien overbelastbaar) tijdens een transformatorfalen door het feit dat er een extra transformator ter beschikking is. Onderstaand cijfervoorbeeld op basis van een overbelastbaarheid van bijvoorbeeld 120% illustreert dit verschil.

	700 MW OHVS	1050 MW OHVS
Volledig vermogen beschikbaar	2 x 350 MW = 700 MW	3 x 350 MW = 1050 MW
Beschikbaar vermogen in N-1 (incl. 120% tijdelijke overbelasting) - per platform	1 x 350 MW x 120% = 420 MW	2 x 350 MW x 120% = 840 MW

Beschikbaar vermogen N-1 - totaal ¹⁸	420 + 700 + 700 MW = 1820 MW	840 + 1050 MW = 1890 MW
--	-------------------------------------	--------------------------------

Dit verschil wordt enkel groter indien de tijdelijke overbelastbaarheid vergroot wordt. Het relatief kleine verschil in totale beschikbaarheid, gecombineerd met de lage faalkans van een transformator heeft echter als gevolg dat ook dit element weinig differentiërend is.

Verlies van een (groot deel van een) platform

Er zijn enkele catastrofale incidenten die – hoewel ze een lage probabilliteit hebben – een enorme impact kunnen hebben op de beschikbaarheid van de uitbreiding van het Modular Offshore Grid. Dit zijn incidenten die het potentieel hebben om een groot deel, of zelfs een volledig offshore platform te vernielen, gevolgd door een zeer lange reparatietijd (~18 à 24 maanden).

Een langdurige onbeschikbaarheid van een significant element van het Modular Offshore Grid heeft een enorme impact, en dit op twee vlakken:

1. Mogelijke compensaties (*liabilities*) voor de aangesloten windparken die een vermindering van hun productie ondervinden (*curtailment*). Zonder informatie over de eventuele steun die aan toekomstige windparken zal worden toegekend of over het systeem van compensatie voor de onbeschikbaarheid van het net dat, indien nodig, zal worden ingevoerd, baseren wij ons op het bestaande wettelijke kader voor MOG1 en een compensatiekost van 45 EUR/MWh (=0,9*50 EUR/MWh). De berekeningen resulteren in compensaties in de grootteorde van 200 mio EUR/GW per jaar, uit te betalen door de transmissienetbeheerder. Deze compensaties worden doorgerekend aan de consument via de tarieven¹⁹.
2. Welvaartsverlies voor de Belgische maatschappij in de grootteorde van €175mio per GW per jaar door het inzetten van andere productiemiddelen.

Daarom wil Elia de impact van dergelijk verlies van infrastructuur zoveel mogelijk inperken.

De belangrijkste oorzaken die we zien zijn:

- 1) Extreme stormcondities
- 2) Aanvaring van een groot schip

¹⁸ In de veronderstelling dat slechts 1 transformator in het volledige systeem gefaald is.

¹⁹ Deze vermelding van de *liabilities* lijkt ons belangrijk als we strikt vanuit het oogpunt van de elektriciteitsverbruiker willen kijken. De berekeningen van de kosten-batenanalyse (*cost-benefit analysis, CBA*) in het kader van voorliggende analyse zijn echter gebeurd vanuit een globaal perspectief. Ze vergelijken de verschillende opties op basis van de *socio-economic welfare* die zij toelaten te bereiken. De *socio-economic welfare* is de som van het *consumer surplus* en het *producer surplus*. Voor zover de betaling van *liabilities* het *consumer surplus* verslechtert, maar in dezelfde mate het *producer surplus* verbetert (in vergelijking met de situatie waarin geen enkele compensatie wordt gestort), is die storting neutraal in de CBA-berekeningen. Het enige economische verschil, vanuit het standpunt van de globale *socio-economic welfare* vertegenwoordigd door een *curtailment*, is het verschil in de marginale kostprijs tussen de windproductie (erg zwak) en de vervangproductie, en de kostprijs van de CO₂-emissies.

3) Een catastrofale brand

Extreme stormcondities en een aanvaring van een groot schip hebben typisch een terugkeertijd in de grootteorde van 10.000 jaar en zijn dus als zeer onwaarschijnlijk te beschouwen.

Een catastrofale brand is ook onwaarschijnlijk, maar zeker niet onmogelijk, vooral door het feit dat voor de uitbreiding van het Modular Offshore Grid ook transformatoren en shunt reactors worden voorzien. Deze toestellen zijn gevuld met olie en houden een niet te verwaarlozen brandrisico in. Een risico dat trouwens niet aanwezig is op het bestaande OSY-platform.

Bestaande statistieken tonen aan dat een catastrofale brand een terugkeertijd heeft van grootteorde 5000 jaar per transformator. Dit houdt een significant hogere probabilliteit in dan een stormincident of een aanvaring. Vooral brandpreventie moet dus een cruciaal element zijn in het ontwerp van de offshore onderstations, zonder de twee andere risico's te negeren.

De offshore onderstations zullen in elk geval ontworpen worden op basis van een technische certificatie door een erkende instantie (DNV-GL). Dit omvat onder meer maatregelen zoals compartimentalisatie, redundante branddetectie en –bestrijding, gebruik van vuurvertragende materialen, vermijden van bepaalde risicovolle stoffen, het gebruik van hoge veiligheidsfactoren op het vlak van structureel ontwerp, etc. Het is echter niet redelijk het structureel ontwerp van de topside van het platform te voorzien voor langdurige en hevige branden, wat typisch is voor transformatorbranden. Dit betekent dat een brand in 1 transformator of shunt reactor potentieel een volledig platform kan verwoesten of ten minste zwaar beschadigen. Voor de optie 1050 MW is het duidelijk dat de impact hier het grootste is.

Bijkomend zullen de transformatoren maximaal ontworpen worden volgens de Cigré Technische Brochure 537, wat de kans op een brand na een interne kortsluiting zal minimaliseren.

Op basis van Monte Carlo simulaties, ligt de kans op een catastrofaal brandincident voor de volledige uitbreiding van het MOG in de grootteorde van enkele procenten op de volledige levensduur.

Dit toont aan dat er baat is bij het beperken van de impact en dat de 700 MW een duidelijk voordeel biedt op dit vlak. De impact van een verlies van 700 MW is op het vlak van systeembeheer ook veel beter beheersbaar dan een verlies van 1050 MW, vooral op het vlak van beschikbare reserves, maar ook op het vlak van systeemstabiliteit in het algemeen.

7 Criterium 5: Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie & aantal kavels

Zoals eerder gezegd, gaat Elia uit van de basishypothese dat de veilingstrategie gebaseerd is op 2 fasen, verbonden met de onshore versterkingsprojecten:

- Fase 1: Mét Ventilus, maar zonder Boucle du Hainaut, resulterend in een flexibele aansluitingscapaciteit van 700 MW
- Fase 2: Mét Ventilus en mét Boucle du Hainaut, resulterend in een bijkomende aansluitingscapaciteit van 1400 MW

Hierbij is het aantal kavels een belangrijke factor, aangezien dit (waarschijnlijk) zal bepalen hoeveel verschillende ontwikkelaars in de constructie van de nieuwe windparken zullen betrokken zijn. Voor wat betreft de OHVS, is de ideale situatie dat er slechts één park per OHVS aangesloten wordt en dit om verschillende redenen:

- 1) Meerdere parken per OHVS zorgen ervoor dat er meer plaats voorzien moet worden voor interfaceapparatuur
- 2) Meerdere parken per OHVS kunnen potentieel voor interactieproblemen zorgen tussen turbines van verschillende fabrikanten, vooral als deze op dezelfde transformator zijn aangesloten. Het elektrisch gedrag en de functionaliteiten van offshore windmolenparken worden bijna volledig bepaald door het controlesysteem van de vermogens-elektronica in de turbines. Elke fabrikant gebruikt verschillende (en strikt gepatenteerde) controlesystemen dewelke niet integraal gedeeld kunnen worden met Elia wegens intellectuele-eigendomsrechten van de fabrikanten. Het risico op ongewenste interacties kan enkel geëvalueerd worden via simulaties met modellen geleverd door de fabrikanten en de betrouwbaarheid van deze simulaties hangt af van de kwaliteit van de geleverde modellen. Bovendien zijn deze modellen meestal slechts beschikbaar wanneer de installaties volledig in dienst zijn. Elia formuleert uiteraard technische voorwaarden voor het gedrag van de windmolenparken om interactierisico's proberen te verminderen, maar dit moet op een voldoende neutrale wijze gebeuren om uitsluiting van bepaalde fabrikanten te voorkomen. Dit heeft tot gevolg dat het niet mogelijk is interactieproblemen (spanningscontrole, harmonischen,...) tussen turbines van verschillende fabrikanten ex-ante uit te sluiten. En deze interacties problemen kunnen leiden tot de afschakeling van parken met gevolgen op het systeem. Deze risico's zijn hoger als de windmolenparken elektrisch dicht bij elkaar zijn. Daarom, is het sterk aangeraden de elektrische afstand tussen parken van verschillende fabrikanten te verhogen, bijvoorbeeld door te vermijden zulke parken op eenzelfde elektrische knoop uit te baten.
- 3) Meerdere parken per OHVS zorgen voor operationele interfaces die zowel voor Elia als voor de uitbaters van de parken storend zijn, vooral in het scenario waar de turbines van één windpark aangesloten worden op twee verschillende OHVS.

Een scenario met twee platformen van 1050 MW zou ervoor zorgen dat een derde van het eerste platform in de eerste fase niet zou gebruikt worden en dat er in de tweede fase 350 MW zou moeten aangesloten worden op het eerste platform en 1050 MW op het tweede platform. Dit creëert vier potentiële scenario's voor de tweede fase van de veiling:

- 1) Twee bijkomende kavels, 1 van 350 MW en 1 van 1050MW
- 2) Twee bijkomende kavels van 700 MW
- 3) Eén bijkomende kavel van 1400 MW
- 4) Vier bijkomende kavels van 350 MW

In geen van deze scenario's kan voorkomen worden dat er een tweede partij op het eerste platform moet worden aangesloten, aangezien de toewijzing van de kavels volledig bepaald wordt door de veiling. Dit zou potentieel zelfs een commercieel voordeel kunnen betekenen voor het eerste windpark (van Fase 1), in het geval dat deze partij ook zou intekenen op de tweede veiling. Optie 1 heeft de bijkomende moeilijkheid dat de asymmetrische kavels niet dezelfde opportuniteiten tot schaalvoordelen bieden voor de ontwikkelaars. Optie 4 is omwille van deze reden en redenen aangehaald in paragraaf 1 niet wenselijk.

De 700 MW optie biedt iets meer flexibiliteit naar toewijzing van kavels toe. Het is een oplossing die compatibel is met de mogelijke fasering van de veiling, maar die ook kan gebruikt worden voor een alternatief scenario met 1 enkele veiling (3

kavels van 700MW of zelfs 1 kavel van 2100MW). De configuratie met twee kavels van 1050 MW ligt wel moeilijker in dit alternatief scenario.

8 Criterium 6: Impact op omgeving en vergunningen

Qua vergunningsprocedure zien we geen verschil tussen beide opties, aangezien de procedure geen verschil maakt wat betreft het aantal platformen of kilometers kabel.

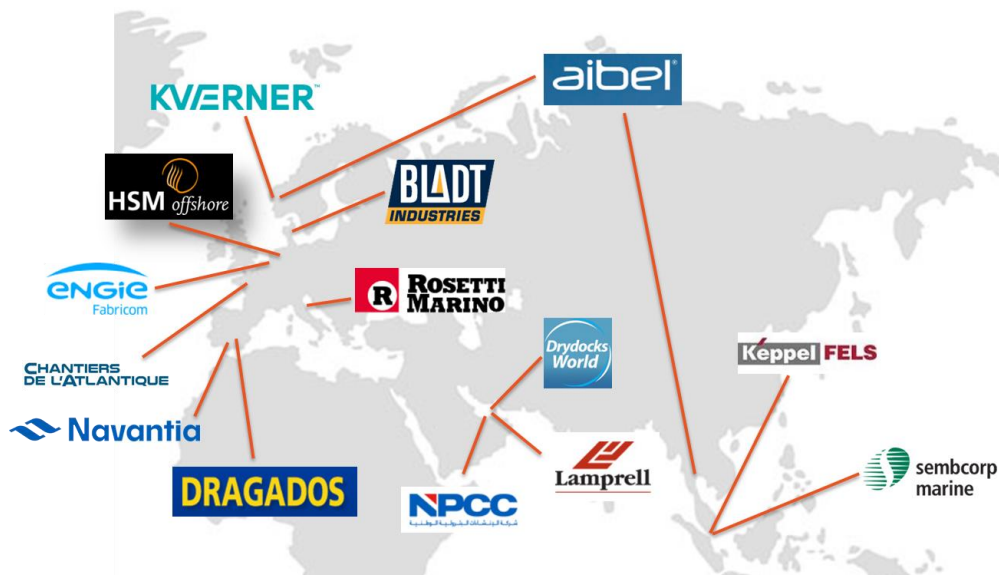
Qua impact op de mariene omgeving is de analyse ook gebalanceerd tussen beide opties. Enerzijds zijn voor de 700 MW optie 3 platformen en dus ook 3 funderingen nodig, wat een bijkomend impact heeft op de zeebodem. Anderzijds is er voor deze optie iets minder kabel nodig, wat dan weer een positief effect geeft. Bovendien zouden de funderingsstructuren extra zeeleven kunnen aantrekken, opnieuw een eerder positief effect.

Alle positieve en negatieve effecten in aanmerking genomen blijkt dit criterium neutraal te zijn in deze vergelijking. De mariene milieuimpact en mitigerende maatregelen zijn voorwerp van het MER dat in een later stadium zal worden uitgevoerd.

9 Criterium 7: Construction yard capaciteiten en ervaringen

In het kader van deze oefening werden in de eerste helft van 2020 wereldwijd 14 *construction yards* voor offshore platformen gecontacteerd (zie Figuur 21) om te peilen naar:

- 1) Constructiecapaciteit, nl. de ruimte, apparatuur en expertise om de platformen te bouwen
- 2) Ervaring, nl. vorige referenties van gelijkaardige grootteorde van beide opties
- 3) Geschatte constructiekost en -tijd



Figuur 21: Geconsulteerde construction yards

Alle 14 geconsulteerde partijen kunnen aantonen dat ze de constructiecapaciteit voor beide opties hebben. 12 hiervan hebben een effectieve ervaring met 700 MW platformen, en 9 partijen hebben ervaring met 1050 MW platformen (zie Figuur 22).

Hierbij dient verder nog opgemerkt te worden dat:

- 1 extra partij momenteel ervaring aan het opdoen is op 700 MW door een recente bestelling van TenneT
- 1 extra partij ervaring zal opdoen op 1050 MW door een recente toewijzing van het project Mayflower (US)
- 3 partijen geen expliciete ervaring hebben met HS offshore substations, maar een ruime ervaring hebben met soortgelijke platformen in de Oil & Gas sector.

vertrouwelijk

Figuur 22: Constructiecapaciteit

Uit de analyse blijkt dat er iets meer partijen zijn die ervaring hebben met 700 MW platformen, maar dat er toch voldoende partijen zijn die beide opties aankunnen. Dit criterium speelt daarom slechts licht in het voordeel van de 700 MW optie.

10 Criterium 8: Transport & installatie

Een gelijkaardige oefening werd gedaan voor de markt van transport en installatie van offshore hoogspanningsstations. Hierbij werden de meeste grote installatieschepen onder de loep genomen voor wat betreft hun hefcapaciteit. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de markt een duidelijke aftekening vertoont op de grens van 5000 ton hefcapaciteit, terwijl het 700 MW platform (topside) vermoedelijk minder dan 5000 ton zou wegen en het 1050 MW platform (topside) vermoedelijk meer dan 5000 ton zou wegen.

De onderzochte schepen (die trouwens de grote meerderheid van de globale markt vertegenwoordigen) zijn:

- Sleipnir (18000t)
- Thialf (14200t)
- Saipem 7000 (14000t)
- Zhen Hua 30 (7700t)
- Lan Jing (7500t)
- Balder (6350t)
- Strashnov (5000t)
- Aegir (5000t)
- Seven Borealis (5000t)
- DeHe (5000t)
- Orion (5000t)
- Asian Hercules 3 (5000t)
- Les Alizés (5000t)
- Gulliver (4000t)
- DB50 (3992t)

vertrouwelijk

Figuur 23: Hefcapaciteit van installatieschepen

Uit de bovenstaande lijst blijkt dat er slechts een beperkt aantal schepen over een hefcapaciteit van meer dan 5000 ton beschikken. Anderzijds worden de schepen met een hefcapaciteit van minder 5000 ton significant meer bevroegd op de markt, waardoor het bovenstaande in zekere mate een vertekend beeld zou kunnen geven.

Verder overleg met belangrijke industriespelers (*vertrouwelijk*) om een inzicht te krijgen in huidige en toekomstige bezettingsgraad van deze schepen en om beter te begrijpen hoe deze schepen geboekt en ingepland worden, heeft ons echter doen besluiten dat het qua risicobeheer beter is een brede markt van potentiële installatieschepen ter beschikking te hebben, wat in het voordeel speelt van de 700 MW optie.

11 Criterium 9: Complexiteit

In het algemeen kan gesteld worden dat offshore hoogspanningsstations uiterst complexe constructies zijn, vooral omwille van de vele systemen die moeten samengebracht worden binnen een extreem kleine oppervlakte en volume. Voorbeelden van deze systemen zijn:

- 6) Hoogspanningsapparatuur, zoals transformatoren, shunt reactors, GIS schakelapparatuur, hulpdienstentransformatoren, diesel generatoren, etc.
- 7) Laagspanningsapparatuur, zoals beveiligingen, RTU, SCADA, batterijen, laagspanningsverdeelborden, etc.
- 8) Platformsystemen, zoals brandbeveiliging, camerasystemen, verwarming-, koeling- en ventilatiesystemen, meetapparatuur voor derden, weerdetectiesystemen, navigatiesystemen voor sloop- en luchtvaart, water- en riole-ringssystemen, etc.
- 9) Hoogspanningskabels (220 kV en 66 kV)
- 10) Laagspanningskabels (voedingskabels en signalisatiekabels)

Kostencriteria drijven voor een groot deel het feit dat al deze systemen zo efficiënt mogelijk moeten ingepast worden in een zo klein mogelijke oppervlakte en zo klein mogelijk volume. Anderzijds moet ook voldoende aandacht besteed worden aan de veiligheid van de operatoren van het platform, hoewel dit niet permanent bemand zal zijn. Ergonomie en toegankelijkheid tijdens onderhoud zijn tenslotte ook een belangrijke ontwerpcriteria.

Rekening houdend met bovenstaande elementen werd een inschatting gemaakt van het verschil in complexiteit (en bijgevolg constructierisico) van beide opties (700 MW en 1050 MW). Het is duidelijk dat de 1050 MW optie complexer is om te bouwen en de constructietijd ook langer is.

De meeste verschillen zijn beheersbaar (vooral omdat de systemen dezelfde zijn, enkel “groter”), maar op het vlak van het beheer van hoogspanningskabels (220 kV en 66 kV) is toch een niet-verwaarloosbare hogere complexiteit vast te stellen voor de 1050 MW optie omwille van het feit dat er veel meer hoogspanningskabels te installeren en te beheren zijn op 1 platform.

12 Conclusie

Bijlage 1 geeft een overzicht van het resultaat van de toepassing van de verschillende selectiecriteria en daaruit volgende keuzes ter overweging van de 2 opties: 2 of 3 offshore platformen voor de ontwikkeling van de nieuwe zone voor hernieuwbare energie “Prinses Elisabeth”.

Criterion	Optie A – 3x700 MW	Optie B – 2x1050 MW
1. CAPEX (Elia)	*vertrouwelijk*	*vertrouwelijk*
2. Impact op totale LCoE	Minimaal verschil tussen beide opties (<1%)	
3. Timingrisico	Minimaal verschil tussen beide opties	
4. Beschikbaarheid, betrouwbaarheid en redundantie	<p>Iets lagere <i>Curtailment Threshold</i> in N-1 situatie van kabel of transformator (doch weinig differentiërend)</p> <p>Laagste impact van een verlies van een volledig platform</p>	<p>Iets hogere <i>Curtailment Threshold</i> in N-1 situatie van kabel of transformator (doch weinig differentiërend)</p> <p>Hoogste impact in het geval van het verlies van een volledig platform</p>
5. Flexibiliteit t.o.v. veilingstrategie en aantal kavels	Meer flexibiliteit	Minder flexibiliteit
6. Impact op omgeving en vergunningen	Geen significante verschillen	
7. Construction Yard capaciteit en ervaring	<p>14 yards hebben de capaciteit</p> <p>12 yards hebben de ervaring</p>	<p>14 yards hebben de capaciteit</p> <p>9 yards hebben de ervaring</p>
8. Transport & Installatie	<p>15 schepen hebben de capaciteit</p> <p>8 schepen hebben de ervaring</p>	<p>6 schepen hebben de capaciteit</p> <p>6 schepen hebben de ervaring</p>
9. Complexiteit	Lagere complexiteit	Hogere complexiteit (en dus constructierisico), vooral op het vlak van hoogspanningskabelverbindingen op het platform.

Uit dit gedetailleerd onderzoek blijkt dat de meeste criteria in deze vergelijking weinig differentiërend zijn, met inbegrip van CAPEX en totale LCoE. De impact van het verlies van een volledig platform verschilt echter significant tussen beide opties.

Gezien de beperkte impact op de totale LCoE beveelt Elia sterk aan om de impact van een catastrofaal incident te beperken door platformen van 700 MW te installeren. Dit is ook de configuratie die het meeste flexibiliteit biedt wat betreft de veilingstrategie van de overheid.