



Offshore wind boven de Wadden

Identificatie van gebieden, LCoE bepaling,
congestie berekeningen en werkgelegenheid

BLIX Consultancy BV

Van: BLIX Consultancy BV

Referentie: Offshore wind boven de Wadden

Aan: Provincie Groningen

Auteurs: Eric Weekamp, Albert van der Hem

Gecontroleerd: Albert van de Hem, Eric Weekamp

Versie: Finaal revisie 1

Datum: 21 juli 2017

Inhoud

1	<u>Management samenvatting</u>	5
1.1	Onderzoeksvragen	5
1.2	Resultaten	6
2	<u>Introductie</u>	13
2.1	Introductie tot de studie	13
2.2	Doel van de studie	15
3	<u>Potentiële windgebieden boven de Wadden</u>	16
3.1	Introductie te onderzoeken windgebieden	16
3.2	Belemmeringen	19
3.3	Methode vaststellen capaciteit per windgebied	20
3.4	Resultaten onderzochte windgebieden	20
3.5	IJmuiden-Ver als referentie	29
3.6	Conclusies zoekgebieden	31
4	<u>Vergelijking gebieden op LCoE basis</u>	32
4.1	Inleiding	32
4.2	Methodiek	32
4.3	Model input	34
4.4	LCoE resultaten	39
4.5	Gevoeligheidsanalyse	40
4.6	Conclusies LCoE	43
5	<u>Lokaal nuttig gebruik van offshore windenergie en risico op congestie</u>	44
5.1	Inleiding	44
5.2	Onderzoeksvragen	44
5.3	Methodiek	45
5.4	Productie van elektriciteit	45
5.5	Consumptie van elektriciteit	49
5.6	Nationale connectie en internationale interconnectie	54
5.7	Bepaling beschikbare netcapaciteit zonder nieuwe offshore wind Inpasbaarheid en u	55 58
5.8	Itolstrategieën offshore wind en bijbehorende congestie	58
5.9	Conclusies congestie	60

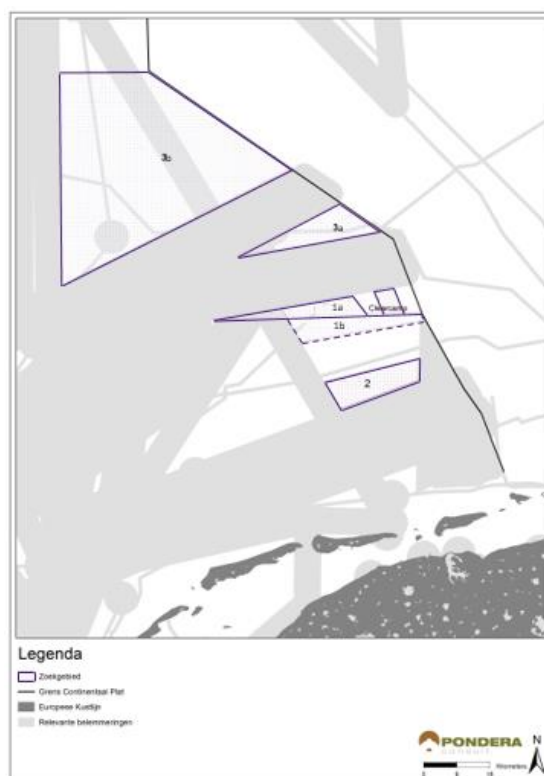
6	<u>Werkgelegenheidseffecten van additionele offshore wind</u>	61
6.1	Onderzoeksvraag	61
6.2	Werkgelegenheidsverwachtingen	61
6.3	Conclusie werkgelegenheid	63
7	<u>Conclusie onderzoek</u>	64
8	<u>Annexes</u>	65
8.1	Grote gebiedskaarten	65
8.2	Wind-opbrengst methodiek	73
8.3	Factsheet	74

1 MANAGEMENT SAMENVATTING

1.1 Onderzoeksvragen

De volgende vragen zijn in dit rapport onderzocht:

1. Welke mogelijke locaties zijn er voor windparken voor 'boven de Wadden', en hoe verhouden deze zich tot elkaar wanneer deze vergeleken worden op:
 - a. Belemmeringen (zie paragraaf 3.2)
 - b. Netto bruikbaar oppervlak (zie paragraaf 3.4)
 - c. Levelized Cost of Energy (hierna: LCoE) (zie paragraaf 4.4)
2. Hoe verhoudt de LCoE van de windparken 'boven de Wadden' zich tot de LCoE van IJmuiden-Ver (zie paragraaf 4.4)
3. Welk potentieel is er voor koppeling van de windparken met de bestaande of toekomstige energievraag in provincie Groningen zoals de industrie van Eemshaven, Delfzijl of andere energievragers. Subvragen zijn hierbij:
 - a. Wat is de huidige elektriciteitsvraag in de provincie/de havens (zie paragraaf 5.5)?
 - b. Wat is de te verwachten toekomstige elektriciteitsvraag, en wat voor kansen zijn er in de toekomst voor energieopslag (o.a. doormiddel van power-to-gas) (zie paragraaf 5.5)?
 - c. Kan er congestie optreden op het elektriciteit netwerk bij sterk toenemende elektriciteitsproductie (zie paragraaf 5.8 e.v) en zo ja, hoeveel extra elektriciteitsproductie is inpasbaar?
 - d. Wat is de potentiële toename in werkgelegenheid/bedrijvigheid in de provincie Groningen door de ontwikkeling van windparken op zee, en de nieuwe industrieën gerelateerd aan energieopslag (zie paragraaf 6.2)?



Figuur 1: Onderzochte windgebieden boven de Wadden

1.2 Resultaten

1.2.1 Onderzochte gebieden

De volgende gebieden zijn onderzocht:

1. **Gemini-West + Clearcamp (+ uitbreiding):**
 - a. Reeds in de Rijksstructuurvisie Wind op Zee opgenomen windgebied (Gemini-West + Clearcamp)
 - b. Uitbreiding in defensiegebied: een uitbreiding van Gemini-West en Clearcamp in zuidelijke richting in het defensiegebied zodat een grotere windpark capaciteit behaald kan worden. In de huidige situatie is het niet mogelijk wind op zee in een defensiegebied te realiseren, maar op voorspraak van provincie Groningen is deze optie onderzocht. Dit geldt ook voor gebied 2.
2. **Boven de Wadden zuid:** Dit gebied ligt volledig in het defensiegebied en zal grenzen aan een natura 2000 gebied en de vaargeul.
3. **Boven de Vaargeul:** Ten noorden van de vaargeul boven Gemini ligt een uitgestrekt gebied dat zich goed zou kunnen lenen voor wind op zee. Door de grootte van het gebied wordt het opgesplitst in twee delen: de zuid-oost kant (3a) en de noord-west kant (3b)
4. **Referentie gebied IJmuiden-Ver:** IJmuiden-Ver zal als referentie gebied dienen.

1.2.2 Belemmeringen¹

Voor de geïdentificeerde windgebieden zijn alle relevante belemmeringen onderzocht (o.a. olie- & gaswinning, kabels & leidingen, natuurgebieden etc.).

Geconcludeerd kan worden dat er in het gebied boven de Wadden in potentie veel km² beschikbaar is voor windparken. De gebieden 1b en 2 verlangen wel dat, in discussie met het ministerie van Defensie, het defensiegebied enigszins verkleind wordt, dan wel verplaatst. Dit is een politiek gevoelig onderwerp waarbij het Ministerie van EZ inschat dat de haalbaarheid van eventuele verplaatsing of verkleining van het defensiegebied klein zal zijn.

Gebieden 3a en 3b laten een zeer groot potentieel gebied zien voor wind op zee met relatief weinig belemmeringen. Dit gebied zou eventueel nog verder uitgebreid kunnen worden richting de Doggersbank, waardoor het gebied boven de Wadden nog groter zou kunnen zijn.

Al de onderzochte gebieden zouden in een nieuw Nationaal Waterplan opgenomen moeten worden als windgebieden (uitgezonderd Gemini-West + Clearcamp en IJmuiden-Ver).

IJmuiden-Ver (als referentiegebied), dat in dit onderzoek ook kort onderzocht is en reeds is opgenomen in het Nationaal Waterplan, ondervindt verscheidene belemmeringen (met name Bruine Bank en pijpleidingen), maar behoudt nog veel ruimte voor toekomstige windparken.

¹ De klassieke contour afstand voor olie- & gaswinning is 5 nautische mijl. Het ministerie van EZ heeft echter in de afgelopen jaren op basis van verschillende studies ervaren dat deze afstand zelden nodig is. Het ministerie van EZ stelt dat een contour van 2,5 nautische mijl een veilige en haalbare aanname is. Op basis van de gesprekken met het ministerie van EZ is ook een toekomstscenario geschetst, waarin geen rekening meer gehouden wordt met HMR en olie- en gaswinning. Omdat dit scenario voor de Boven de Wadden gebieden vrij onzeker is, zal de “base-case” deze belemmeringen nog bevatten. Voor IJmuiden-Ver mag echter aangenomen worden dat deze belemmeringen niet meegenomen hoeven te worden in de “base-case”.

1.2.3 Bruto en netto bruikbare oppervlakte

Tabel 1: Potentiële capaciteit van onderzochte windparken

Zoekgebied	Bruto oppervlak (km ²)	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
1: Gemini-West + Clearcamp	150	114	6 MW/km ² =0,68 8 MW/km ² =0,91 10 MW/km ² =1,1
1b: Gemini-West+ Clearcamp + uitbreiding	254	239	6 MW/km ² = 1,4 8 MW/km ² = 1,9 10 MW/km ² =2,4
2: Boven de Wadden Zuid	174	174	6 MW/km ² =1,0 8 MW/km ² =1,4 10 MW/km ² =1,7
3a: Boven de vaargeul	3.094	138	6 MW/km ² =0,83 8 MW/km ² =1,0 10 MW/km ² =1,4
3b: Boven de vaargeul		1.664	6 MW/km ² =10,0 8 MW/km ² =13,3 10 MW/km ² =16,6
Totaal boven de Wadden:	3.672	2.215	6 MW/km²=13,3 8 MW/km²=17,7 10 MW/km²=22,2
Referentie: IJmuiden-Ver	1.171	785	6 MW/km ² =4,7 8 MW/km ² =6,3 10 MW/km ² =7,9

1.2.4 Levelized Cost of Energy berekeningen

De kosten van een offshore windpark kunnen worden verdeeld in de kosten van het windpark zelf en de elektrische aansluiting naar land. In het Nederlandse offshore wind tendersysteem draagt een ontwikkelaar alleen de kosten van het windpark zelf; netbeheerder op zee TenneT financiert en bouwt de netaansluiting. Hiervoor ontvangt TenneT een vergoeding van de Nederlandse overheid. Aangezien in deze studie de kosten van verschillende opties voor de Nederlandse maatschappij worden vergeleken, is de *Levelized Costs of Energy (LCoE)* van windstroom inclusief netaansluiting bepaald.

Voor de berekeningen van de kosten van de netaansluiting is uitgegaan van een TenneT substation in het centrum van het desbetreffende zoekgebied. Er is gekozen voor een aansluitingspunt op het landelijke transportnet van TenneT bij Oudeschip (Eemshaven) voor de windparken boven de Wadden en bij Beverwijk voor IJmuiden-Ver.

Voor de LCoE-berekeningen voor de ontwikkelaars is uitgegaan van de laatste marktkennis op het vlak van offshore wind, en zijn er aannames gemaakt over toekomstige ontwikkelingen. Er worden bijvoorbeeld grotere turbines van 10-15 MW voorzien, waarbij rond 2025 een 12-15 MW turbine in beeld komt. Voor de LCoE berekeningen rekenen we echter met 10 MW omdat er nog onvoldoende bruikbare kostprijsgegevens van de 12-15 MW turbines zijn.

1.2.5 Conclusies LCoE berekeningen

Uit de LCoE studie kan geconcludeerd worden dat de verschillen in LCoE's tussen de locaties inclusief de kosten voor netaansluiting gering zijn. De windsnelheid is bij Boven de Wadden iets

hoger (resulterende in hogere energieopbrengst), echter is het daar dieper en de afstand tot de kust is groter dan bij de IJmuiden Ver (resulterende in hogere investeringskosten), waardoor de verschillen tussen de locaties klein blijven. Aangezien er voor dezelfde turbine type en dezelfde spacing & capaciteit is gekozen op elke kavel, wordt hier ook geen onderscheid gemaakt.

Tabel 2: LCoE van onderzochte windparken

		1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Geïnstalleerd vermogen	MW	700	1000	1000	1000	1000	1000
Gemiddelde windsnelheid	m/s	9,75	9,75	9,68	9,80	9,79	9,58
LCoE	€/MWh	63	61	60	60	63	61
Netaansluitkosten	€/MWh	17	17	14	18	21	16
LCoE incl. netaansluitkosten	€/MWh	81	78	75	78	82	77

De grootste verschillen ontstaan door ofwel het verkleinen van een windpark (700 MW voor Gemini-West + Clearcamp, in plaats van 1000 MW), of het zeer ver uit de kust bouwen van het windpark (gebied 3b noord is gelegen op meer dan 150 km van een haven). De netaansluitingskosten zijn verschillend per locatie en vooral afhankelijk van de lengte van de exportkabels. IJmuiden-Ver en boven de Wadden zuid hebben doordat deze parken het dichtst bij de kabel aanlandplek liggen daarom de laagste aansluitkosten.

De toekomstige ontwikkeling van de stroomprijzen is één van de meest bepalende factoren voor de biedprijzen van de opkomende tenders en daarmee ook de hoogte van het subsidieniveau. De stroomprijs beïnvloedt echter niet de onderlinge rangschikking van LCoE's.

De verwachting is dat er in Nederland in de nabije toekomst subsidievrij op de tenders ingeboden gaat worden (net als in Duitsland). In een dergelijk scenario worden voor de Rijksoverheid de LCoE's van deze windparken dan naar alle waarschijnlijkheid irrelevant, omdat de windparken geen subsidie meer nodig hebben. Mochten windparken geen subsidie meer nodig hebben, dan hoeft het Rijk vanuit (subsidie) kostenooqpunt dus geen specifieke volgorde aan te houden. Andere factoren gaan op dat moment naar alle waarschijnlijkheid een grotere rol spelen. Dit zouden de volgende factoren kunnen zijn (lijst is een inschatting en daardoor waarschijnlijk niet volledig):

- Netaansluitingskosten,
- Cumulatieve ecologische effecten,
- Aanlandmogelijkheden voor de exportkabels, en congestie/netcapaciteit van het achterliggende deel van het net op land,
- Lokale elektriciteitsvraag bij aanlandingsplekken,
- Reeds planologisch aangewezen gebieden versus nieuwe gebieden,
- Visserij,
- Connectie-mogelijkheden tot interconnectiehub

1.2.6 Huidige & toekomstige elektriciteitsvraag en elektriciteitsproductie

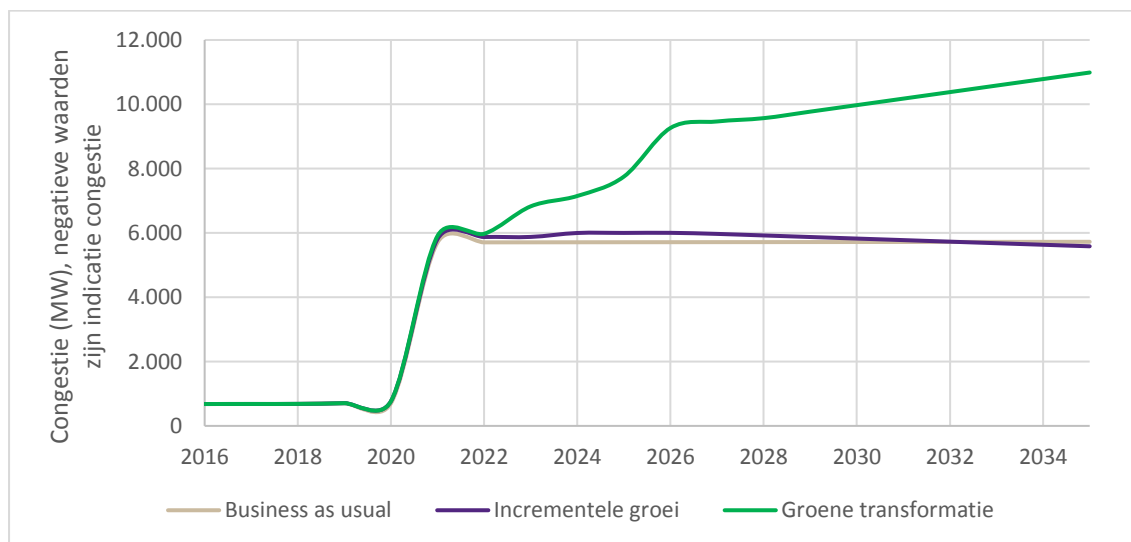
De huidige elektriciteitsvraag in de provincie Groningen zal sterk kunnen toenemen door toenemende consumptie van datahotels, waterstofproductie, ammoniakproductie & *Compressed Air Energy Storage* (CAES). De consumptie van de huidige industrie en huishoudens zullen niet veel verandering laten zien en in de loop van de tijd een relatief steeds kleiner aandeel vormen in de totale consumptie in de provincie Groningen. Qua productie zal er hoogstwaarschijnlijk een

toename optreden van onshore wind en zon-PV. Om de netbelasting te bepalen zijn drie toekomstscenario's bepaald:

1. **Toekomstscenario 1: Business as usual.** Geen noemenswaardige groei of afname van productie en consumptie. Alleen investeringen waarvoor reeds een investeringsbeslissing genomen is, zullen worden meegenomen.
2. **Toekomstscenario 2: Incrementele groei.** Naast de huidige productie en consumptie zullen de te verwachten trends in energieverbruik worden meegenomen, waarbij uitgegaan wordt van de Nationale Energieverkenning.
3. **Toekomstscenario 3: Groene Transformatie.** In dit scenario vindt er grootschalige groene transformatie in de Eemsdeltaregio plaats; oude grijze producenten verdwijnen en de groene initiatieven die op dit moment bestaan, worden allemaal uitgevoerd. Om transport en industrie te vergroenen wordt er volop duurzame elektriciteit verbruikt voor de productie van o.a. groene waterstof en groen ammoniak.

Vervolgens is voor de drie toekomstscenario's bepaald wat de voor offshore wind beschikbare netcapaciteit is door een worst case te simuleren. Hierbij is de maximale productie van elektriciteit in Groningen berekend. Het is hierbij zeer onwaarschijnlijk dat gascentrales (ofwel 'dispatchable production') op vol vermogen zullen draaien als het hard waait/ de zon schijnt en er dus veel, relatief goedkope, wind/zonne-energie ('intermittent production') wordt geproduceerd. Daarnaast is het onwaarschijnlijk dat zowel zon als wind gelijktijdig maximaal produceren. Ervaring met geavanceerdere modelleertools leert dat hiervoor als vuistregel aangehouden kan worden dat de maximale productie van wind+zon ongeveer de productie van de meest producerende, plus de helft van de minst producerende is. Deze twee vuistregels zijn in de berekening meegenomen.

Daarnaast is de minimale consumptie berekend, aangezien bij minimale lokale consumptie de grootste congestie optreedt. Deze is bepaald als fractie van het opgesteld vermogen op basis van vuistregels. Dit leidt tot de volgende congestie verwachting in een "worst" case. In onderstaande grafiek is voor de drie toekomstscenario's de beschikbare netcapaciteit weergegeven in deze "worst" case, waarin er nog geen rekening gehouden is met additionele offshore wind.



Figuur 2: Beschikbare netcapaciteit (exclusief nieuwe offshore wind) voor de drie onderzochte toekomstscenario's (in het rapport hoofdstuk 5 staat deze grafiek verder gedetailleerd voor verschillende interconnectie-situaties)

Bij bovenstaande grafiek is de volgende toelichting te maken. In alle toekomstscenario's is er in het heden een kleine hoeveelheid capaciteit over in de situatie waarin de interconnectors niet

OFFSHORE WIND BOVEN DE WADDEN

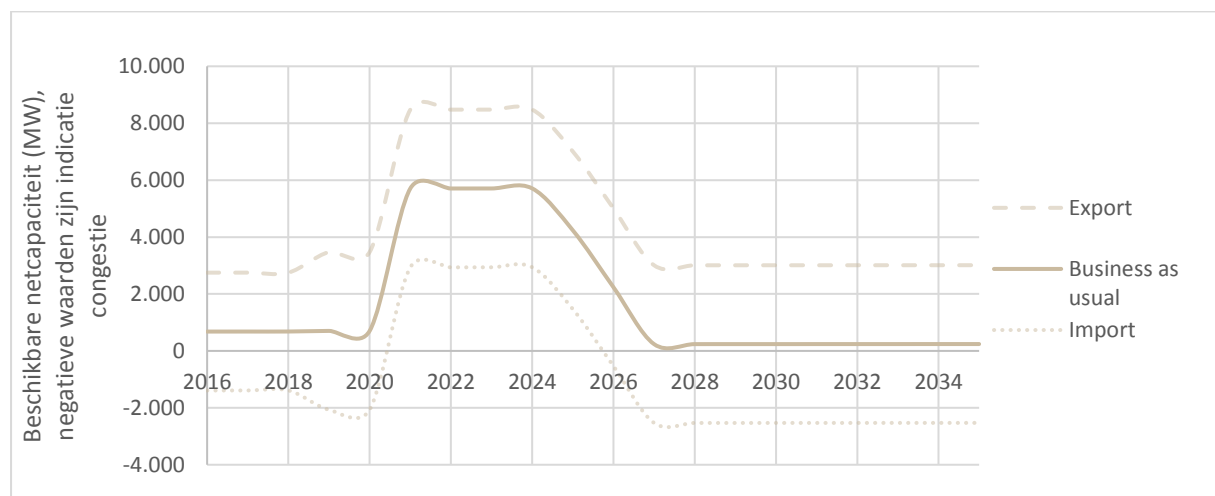
importeren of exporteren (grafiek lijn 2016-2018). Indien alle interconnectoren op import zouden staan, kan reeds een lichte congestie optreden. Dit is met recht een worst case situatie. Door het online komen van de NoordWest 380 verbinding neemt de beschikbare capaciteit in alle toekomstscenario's toe naar ongeveer 6 GW. In toekomstscenario 1 en 2 blijft deze vervolgens gelijk, terwijl deze in toekomstscenario 3 verder stijgt, vooral vanwege de extra vraag van productie van waterstof en ammoniak.

Op basis van bovenstaande beschikbare netcapaciteit is er in alle toekomstscenario's ruimte voor meerdere Gigawatts offshore wind. Hierbij is per toekomstscenario gekozen voor een passende uitrolstrategie voor wind op zee:

- 700-1000 MW Gemini-West operationeel vanaf 2024, bij een tender in 2020.
- Vanaf 2025 tot 2029 ieder jaar 2.000 MW aan operationele wind op zee in het gebied boven Gemini en boven de vaargeul.
- Dit leidt tot in totaal:
 - o Voor Toekomstscenario 1: 7 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2027, die tot 2035 zo blijft.
 - o Voor Toekomstscenario 2: 5 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2026, die tot 2035 zo blijft.
 - o Voor Toekomstscenario 3: 11 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2029, die tot 2035 zo blijft.

1.2.7 Congestie in worst case scenario

Uit onderstaande grafieken valt te herleiden of deze uitrolstrategieën tot congestie leiden.





Figuur 3: Verwachte beschikbare netcapaciteit in 3 toekomstscenario's (boven "Business as usual" met 7 GW offshore wind, midden "Incrementele Groei" met 5 GW offshore wind, onder "Groene transformatie" met 11 GW offshore wind)

Er kan gesteld worden dat er voor de drie toekomstscenario's alleen congestie optreedt in een "worst worst" case situatie waarin productie maximaal en consumptie minimaal is en alle interconnectors (NorNed, Cobra, Meeden-Diele) importeren. Dat dit een "worst worst" case betreft wordt bevestigd door het feit dat er op dit moment geen congestie is, terwijl dat er in het huidige "worst worst" case scenario wel zo zou moeten zijn.

Verder kan geconcludeerd worden dat een snelle realisatie en inpassing van veel offshore wind boven de Wadden mogelijk is zonder congestie in alle scenario's, behalve gedurende een paar jaar in het worst worst case scenario, waarbij wel een voorwaarde is dat in 2021 de 5000 MW Noordwest 380 verbinding gerealiseerd is.

Als laatste wordt geconcludeerd dat ook in de toekomst de provincie Groningen een netto exporteur van elektriciteit zal blijven en wij gaan ervan uit dat er bij een verdere integratie van het Europese onshore en offshore elektriciteitssysteem altijd voldoende interconnectiecapaciteit gevonden kan worden om de additionele offshore wind elektriciteit af te voeren naar gebieden met een netto consumptie.

1.2.8 Potentiële toename in werkgelegenheid & bedrijvigheid in de provincie Groningen

Voor een 700 MW windpark is de verwachting dat de toename in werkgelegenheid zo'n 6.250 arbeidsjaren in Nederland zal zijn. Verwacht wordt dat het aandeel van de provincie Groningen hierin circa 300 - 600 arbeidsjaren zal zijn gedurende de ontwikkel-, constructie- en installatieperiode. Voor de operationele periode worden zo'n 115 arbeidsjaren per jaar in Nederland verwacht waarvan circa 10 - 20 in de provincie Groningen.

Met een opschaling tot 11 GW additionele wind op zee in de provincie Groningen zal dit leiden tot een totaal van 5.000 - 10.000 arbeidsjaren in de provincie Groningen gedurende de ontwikkel-, constructie- en installatie periode en circa 180 - 360 arbeidsjaren per jaar in de operationele fase.

1.2.9 Conclusies van deze studie

Het doel van dit onderzoek was tweeledig. Enerzijds was het doel om een beeld te krijgen van het potentieel voor windmolenparken boven de Wadden (ruimte & kosten), anderzijds was er het doel om te onderzoeken hoe de geproduceerde elektriciteit van deze parken in de provincie Groningen gebruikt kan worden.

Het resultaat van het eerste deel, de potentiële windgebieden (ruimte & kosten), heeft aangetoond dat er een groot GW potentieel is voor windgebieden boven de Wadden, en dan vooral in het gebied boven de vaargeul.

De kosten voor de ontwikkelaars van de boven de Wadden gebieden zijn vergelijkbaar met referentie gebied IJmuiden-Ver. De kosten voor de netaansluiting zijn het laagste voor IJmuiden-Ver en het boven de Wadden gebied zuid waardoor de totale LCoE inclusief netaansluiting het laagste is voor deze twee gebieden. De relatieve verschillen in LCoE tussen alle onderzochte gebieden, exclusief en inclusief netaansluitingskosten, zijn klein.

Het resultaat van het tweede deel heeft aangetoond, dat een sterk toenemende elektriciteitsproductie (5-11 GW aan wind op zee, afhankelijk van het toekomstscenario) in de provincie Groningen niet leidt tot netcongestie (alleen in een *worst-worst case* zal dit af en toe voorkomen). Hiervoor is wel een voorwaarde dat de 5000 MW Noordwest 380 verbinding in 2021 gereed zal zijn.

De opslag van energie doormiddel van in dit rapport genoemde methodes zal er bovendien voor zorgen dat wind op zee een minder verstorend effect zal hebben op de elektriciteitsprijzen. Energie opslag zal de volatiliteit in de markt verminderen.

In antwoord op één van de hoofdvragen van deze studie, kan geconcludeerd worden dat de gebieden boven de Wadden qua kostprijs geen sterk onderscheidend vermogen zullen hebben (niet goedkoper dan andere parken, maar zeker ook niet duurder). De bouw van windmolenparken zullen echter opportuniteiten genereren voor duurzame initiatieven als waterstofproductie voor de transportsector, of ammoniak of CAES voor tijdelijke energieopslag. De windgebieden boven de Wadden bieden daarom zonder grote belemmeringen een goede mogelijkheid om Nederland verder te verduurzamen.

2 INTRODUCTIE

2.1 Introductie tot de studie

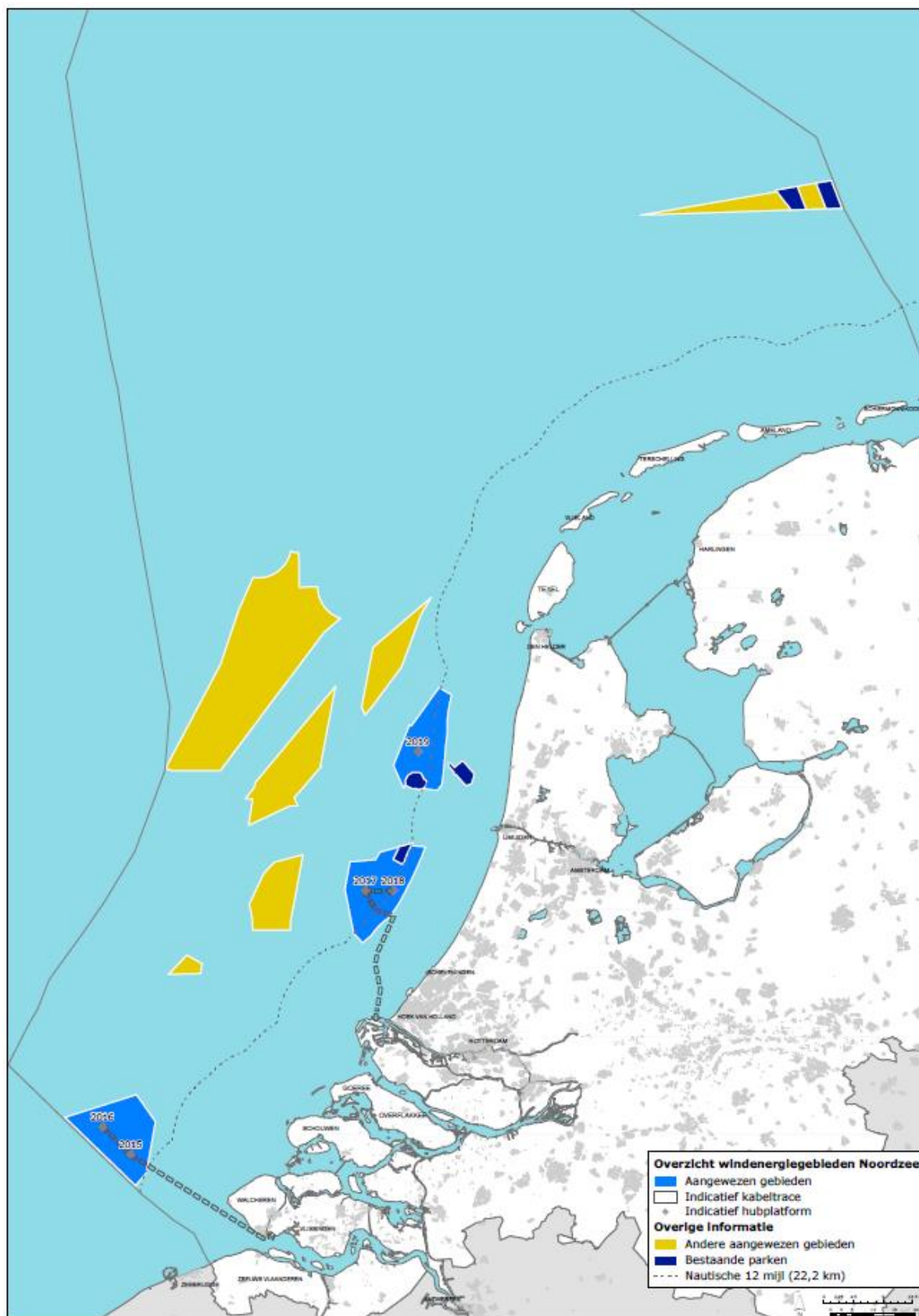
Tot 2023 is uitrol van offshore windparken door het Rijk vastgelegd; er wordt tot 2019 per jaar één tender van 700 MW door het Rijk uitgeschreven. Er zijn inmiddels twee kavels van elk 700 MW getenderd (Borssele I&II + III&IV). Dit heeft tot een spectaculaire daling van de kostprijs van wind op zee geleid. Borssele III&IV werd door een consortium geleid door Shell gewonnen met een biedprijs van 54,50 €/MWh.

Het Rijk heeft de verdere uitrol na 2023 nog niet geconcretiseerd. In de energieagenda wordt een versnelling voorgesteld van 1.000 MW/jaar, waarbij een eventuele verdere opschaling naar 2.000 MW/jaar door sommige politieke & commerciële partijen ook als reële mogelijkheid gezien wordt. Het ministerie van EZ is nu aan het onderzoeken hoe men dit verder vorm kan geven, zodat dit mede bij kan dragen aan de afspraak dat in 2030 een CO₂-uitstootreductie van 40% bereikt moet zijn. De minister heeft zichzelf als doel gesteld om in 2017 middels een nieuwe “routekaart” een advies aan het kabinet te geven.

Op dit moment zijn er al verscheidene windgebieden aangewezen in het Nationale Waterplan 2016-2021 (zie kaart op de volgende pagina). Een groot deel van deze windgebieden zijn ingezet voor de huidige jaarlijkse 700 MW ronde van tenders (Borssele I&II, Borssele III&IV, Hollandse Kust Zuid I&II, Hollandse Kust Zuid III&IV, Hollandse Kust Noord).

In de routekaart kan het ministerie van EZ kiezen uit de overige aangewezen gebieden (o.a. IJmuiden-Ver en Gemini-West) of uit nieuwe gebieden die nog niet in het Nationale Waterplan opgenomen zijn. Deze nieuwe gebieden moeten dan nog wel via een rijksstructuurvisie procedure aangewezen worden). Het gebied boven de Wadden zou één van deze gebieden kunnen zijn. Dit gebied ligt ten noorden van de Waddeneilanden, en loopt ver door richting het noorden (voor dit rapport is een noordelijke grens gekozen op zo’n 350 km van de Waddeneilanden - zie paragraaf 3.1 voor een kaart van deze gebieden). In het oosten grenst het aan Duits grondgebied, waar dicht tegen de grens al verscheidene windparken gebouwd zijn.

In het proces dat het Rijk voor ogen heeft, zal er op enig moment een afweging worden gemaakt in welke volgorde er getenderd zal worden voor gebieden die geschikt zijn voor wind op zee. Binnen deze gebieden zullen specifieke kavels aangewezen worden. Op basis van de specificaties van deze kavels zal vervolgens een uitrolvolgorde bepaald worden in een nieuwe routekaart. Het is nog niet duidelijk hoe de gebieden boven de Wadden zich qua kostprijs, netto bruikbare oppervlakte, belemmeringen en stroomafname potentieel (de gebruikersvraag in de regio Groningen) verhouden ten opzichte van elkaar en IJmuiden-Ver. In overleg met het ministerie van EZ is afgesproken dat de provincie Groningen hier een onderzoek naar verricht. De provincie Groningen heeft BLIX de opdracht gegeven deze studie uit te voeren, waarvan dit rapport het product is.



Figuur 4: In het Nationaal Waterplan aangewezen windgebieden, bron: Noordzeeloket

2.2 Doel van de studie

Doel van het uit te voeren onderzoek is het in beeld te brengen van mogelijke windgebieden 'boven de Wadden', met rangschikking ten opzichte van elkaar en ten opzichte van het referentiegebied IJmuiden-Ver, op basis van vooraf vastgestelde criteria. Omdat het gebied boven de Wadden een zeer groot oppervlak bestrijkt, zal echter niet het totale potentieel van het boven de Wadden gebied bepaald worden, maar is gekozen voor een oppervlak dat goed past binnen de beoogde systematiek van het Rijk (in andere woorden, de onderzochte windgebieden moeten ruimte bieden aan meerdere tenders van 1 á 2 GW).

Een tweede doel is het in kaart brengen van de huidige en toekomstige elektriciteitsvraag in de provincie Groningen in relatie tot de elektriciteit komende uit windparken boven de Wadden. Dit vraagstuk is relevant omdat het zou kunnen zijn dat het huidige en toekomstige elektriciteitsnet wellicht niet voldoende geschikt is voor additionele windparken (zie paragraaf hieronder uit de Rijkstructuurvisie):

“Ten aanzien van het elektriciteitsnet op het land spelen bij de Eemshaven nog de volgende twee zaken: • Op korte termijn kan er congestie optreden in het noordelijke gedeelte van het hoogspanningsnet. “....” • Door de grote transportafstand naar de gebruikers in de Randstad zijn aanzienlijke investeringen nodig, dient rekening gehouden te worden met behoorlijke transportverliezen en lange planologische doorlooptijden” Rijkstructuurvisie Windenergie op Zee sept 2014

Onderzoeksvragen

1. Welke mogelijke locaties zijn er voor windparken voor 'boven de Wadden', en hoe verhouden deze zich tot elkaar wanneer deze vergeleken worden op:
 - a. Belemmeringen (zie paragraaf 3.2)
 - b. Netto bruikbaar oppervlak (zie paragraaf 3.4)
 - c. Levelized Cost of Energy (hierna: LCoE) (zie paragraaf 4.4)
2. Hoe verhoudt de LCoE van de windparken 'boven de Wadden' zich tot de LCoE van IJmuiden-Ver (zie paragraaf 4.4)
3. Welk potentieel is er voor koppeling van de windparken met de bestaande of toekomstige energievraag in provincie Groningen zoals de industrie van Eemshaven, Delfzijl of andere energievragers. Sub-vragen zijn hierbij:
 - a. Wat is de huidige elektriciteitsvraag in de provincie/de havens (zie paragraaf 5.5)?
 - b. Wat is de te verwachten toekomstige elektriciteitsvraag, en wat voor kansen zijn er in de toekomst voor energieopslag (o.a. doormiddel van power-to-gas) (zie paragraaf 5.5)?
 - c. Kan er congestie optreden op het elektriciteit netwerk bij sterk toenemende elektriciteitsproductie (zie paragraaf 5.8 en verder) en zo ja, hoeveel extra elektriciteitsproductie is inpasbaar?
 - d. Wat is de potentiële toename in werkgelegenheid/bedrijvigheid in de provincie Groningen door de ontwikkeling van windparken op zee, en de nieuwe industrieën gerelateerd aan energieopslag (zie paragraaf 6.2)?

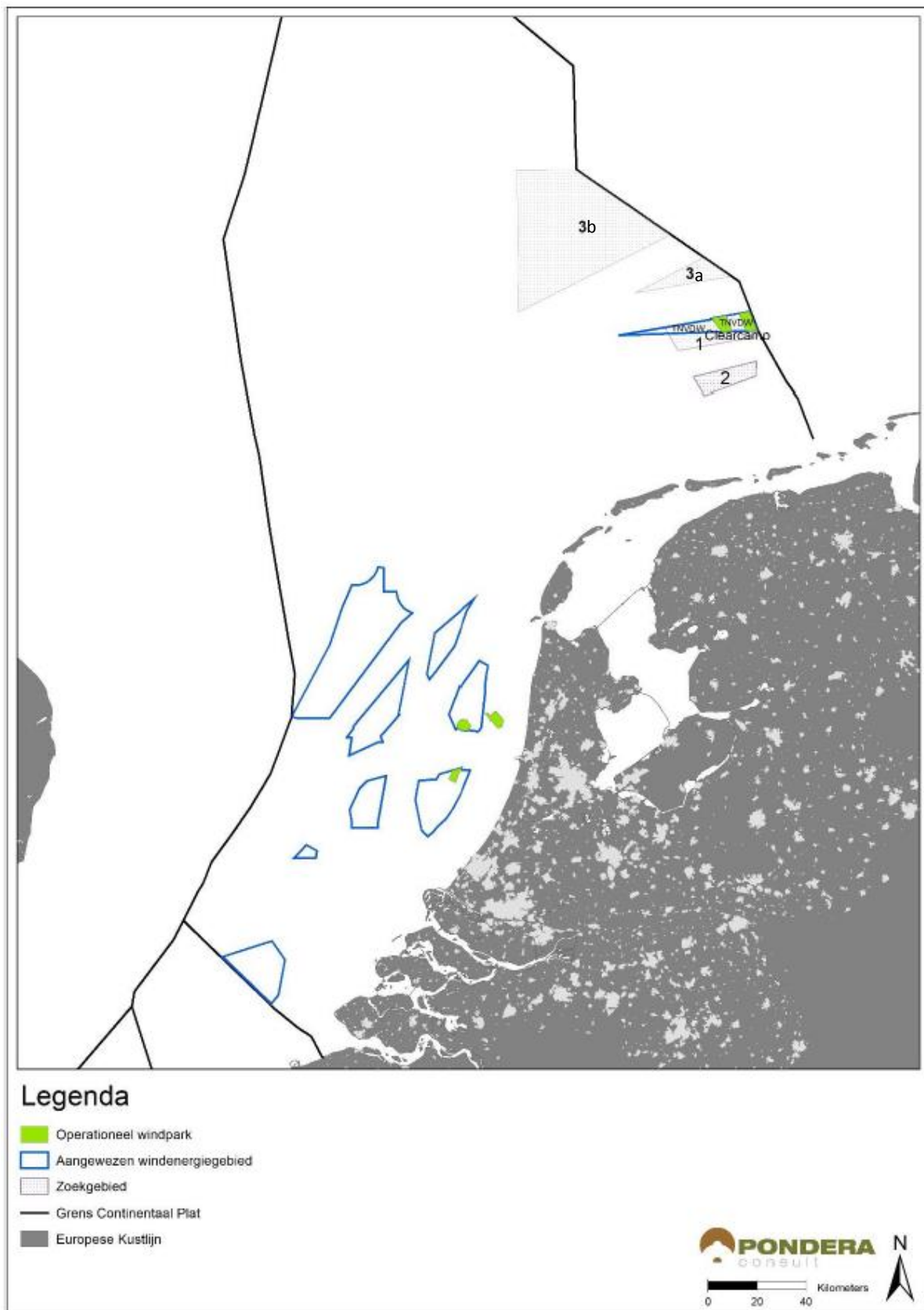
3 POTENTIËLE WINDGEBIEDEN BOVEN DE WADDEN

3.1 Introductie te onderzoeken windgebieden

Voor dit deel van het onderzoek heeft BLIX samengewerkt met Pondera. Boven de Wadden is gezocht naar gebieden die op minder dan 200 km uit de kust liggen. Potentiële gebieden die verder uit de kust liggen kunnen in de toekomst bestudeerd worden. De onderstaande windgebieden boven de Wadden zijn onderzocht (zie annex voor grote kaarten van alle gebieden):

1. **Gemini-West + Clearcamp (+ uitbreiding):**
 - a. Reeds in de Rijksstructuurvisie Wind op Zee opgenomen windgebied (Gemini-West + Clearcamp)
 - b. Uitbreiding in defensiegebied²: een uitbreiding van Gemini-West en Clearcamp in zuidelijke richting in het defensiegebied zodat een groter potentieel windpark capaciteit behaald kan worden. Dit gebied heeft een wat ongebruikelijk vorm, dit heeft te maken met de geïdentificeerde belemmeringen in het gebied, en de ambitie om zo min mogelijk defensiegebied te gebruiken. In de huidige situatie is het niet mogelijk wind op zee in een defensiegebied te realiseren, maar op voorspraak van provincie Groningen is deze optie onderzocht. Hiermee wordt geanticipeerd op mogelijkheden in de toekomst die voor nu nog niet bekend zijn. Dit geldt ook voor gebied 2.
2. **Boven de Wadden zuid:** dit gebied ligt volledig in het defensiegebied en grenst aan een natura 2000 gebied en de vaargeul.
3. **Boven de Vaargeul:** Ten noorden van de vaargeul boven Gemini, ligt een uitgestrekt gebied. De oostgrens van dit gebied is bepaald door de landgrens met Duitsland, de zuidgrens door de vaargeul. De noord- en westgrens is op een arbitraire basis vastgesteld. De noordgrens zou in potentie kunnen doorlopen tot de Doggersbank. Omdat het doel van deze studie is om een realistisch potentieel gebied voor windenergie te bepalen, en niet de maximale omvang, is gekozen voor de huidige grootte van het gebied.
4. **Referentie gebied IJmuiden-Ver:** IJmuiden-Ver zal als referentie gebied dienen (zie meest westelijk gelegen gebied t.o.v. Den Helder op overzichtskaart van de Nederlandse EEZ op de volgende pagina).

² Initieel was er ook een zoekgebied geïdentificeerd waar de aangewezen windgebieden Gemini & Clearcamp uitgebreid zouden worden in meer westelijke richting in het defensiegebied. Omdat er hier veel belemmeringen zitten, is deze optie niet meer nader onderzocht.



Figuur 5: locatie windgebieden in de Nederlandse EEZ zone



Figuur 6: locatie windgebieden boven de wadden, bron: Pondera Consult

3.2 Belemmeringen

3.2.1 Overzicht van onderzochte belemmeringen

Het netto oppervlak van de te onderzoeken gebieden is bepaald op basis van een lijst potentiële belemmeringen waarmee wettelijk rekening gehouden dient te worden. De volgende belemmeringen zijn meegenomen in het bepalen van het netto windpark oppervlak:

Tabel 3: Belemmeringen voor bepalen netto windgebieden

Belemmering	Afstand criterium	Contour om object	Bron waarop contour is bepaald
Natura2000 gebieden oftewel Gebied Bijzonder Ecologische Waarde (GBEW)	Uitsluitingsgebied	-	Habitat- en Vogelrichtlijn
Scheepvaart	Afstand tot begrenzing van het scheepvaart-veiligheidsstelsel (<i>Vessel Separation Scheme (VSS)</i>)	1,87 nautische mijl (3,4 km)	Beleidsnota Noordzee 2016 - 2021
Helikopter-bereikbaarheid	Uitsluiting bij Helicopter Main Route (HMR)	2 nautische mijl (3,7 km) aan weerszijde van de HMR	AIS The Netherlands
Olie- en gaswinning	Obstakelvrije zone van 5 nautische mijl om offshore platform	2,5 nautische mijl (4,6 km) ³	Gesprekken met het ministerie van EZ
Bestaande windparken	Veiligheidszone om windpark (zowel bestaand als te realiseren park)	500 m	Kavelbesluiten
Kabels en leidingen	Kabels en leidingen inclusief onderhoudszone	500 meter	Gesprekken met het ministerie van EZ
Wingebieden (o.a. zandwinning)⁴	Bij voorkeur uitsluitingsgebied	-	Beleidsnota Noordzee 2016 - 2021
Laagvliegroutes en defensie oefengebieden	Uitsluitingsgebied ⁵	-	Ministerie van Defensie
Stort- en loswallen	Uitsluitingsgebied	-	Beleidsnota Noordzee 2016 - 2021

³ De klassieke contour afstand voor olie- & gaswinning is 5 nautische mijl. Echter, het ministerie van EZ heeft in de afgelopen jaren op basis van verschillende studies ervaren dat deze afstand zelden nodig is. Het ministerie van EZ stelt dat een contour van 2,5 nautische mijl een veilige en haalbare aanname is. Op basis van de gesprekken met het ministerie van EZ is daarnaast ook een toekomst scenario geschetst, waarin geen rekening meer gehouden wordt met HMR en olie- en gaswinning. Omdat dit scenario voor de Boven de Wadden gebieden vrij onzeker is, zal de “base-case” deze belemmeringen nog wel bevatten. Voor IJmuiden-Ver heeft het ministerie van EZ aangegeven dat deze belemmeringen niet meegenomen hoeven te worden in de “base-case”.

⁴ Er zijn in de onderzochte gebieden geen relevante (zand)-wingebieden aanwezig, waardoor dit verder geen onderwerp voor discussie is.

⁵ Defensie gebieden zijn bij wet uitsluitingsgebied voor windparken. In dit onderzoek is desondanks gekeken of sommige delen in het defensiegebied geschikt zouden kunnen zijn voor windparken.

3.2.2 Cumulatieve ecologische effecten en overige niet onderzochte eventuele belemmeringen

In bovenstaande belemmeringen zijn cumulatieve ecologische effecten niet meegenomen. Deze cumulatieve ecologische effecten (bijvoorbeeld de cumulatieve impact van diverse windparken op beschermde vogelsoorten) zou de verdere ontwikkeling van windgebieden kunnen dwarsbomen. Omdat er aan de Duitse kant van de grens met Nederland al meerdere windparken staan zou dit daarom tot eventuele cumulatieve 'overbelasting' op de ecologie kunnen zorgen. Hetzelfde vraagstuk geldt ook voor IJmuiden-Ver, aangezien in de nabijheid van IJmuiden-Ver al diverse windparken bestaan (Prinses Ameliapark, Egmond aan Zee en windpark Luchterduinen) en er de komende jaren windparken bijgebouwd gaan worden (Hollandse Kust zuid & noord). Ook de aanwezigheid van nabijgelegen Engelse parken speelt hierbij een rol.

Het vergt uitgebreid ecologisch onderzoek om dit gedetailleerd in kaart te brengen voor de windgebieden die in deze studie onderzocht worden. Het ministerie van EZ heeft aangegeven dat dit nader onderzocht zal worden, echter er zijn nog geen resultaten beschikbaar.

Andere belemmeringen die niet bij wet vastliggen (bijvoorbeeld visgronden), zijn niet meegenomen in dit onderzoek.

3.3 Methode vaststellen capaciteit per windgebied

Voor het bepalen van de mogelijke capaciteit van een windgebied dient de netto-buikbare oppervlakte bepaald te worden. De netto bruikbare oppervlakte wordt bepaald door de bruto-oppervlakte te verminderen met de geïdentificeerde belemmeringen.

Door vermenigvuldiging van de netto oppervlakte met de turbine dichtheid (in MW/km²), kan de potentieel bouwbaar windpark grootte berekend worden. Het ministerie van EZ heeft aangegeven op dit moment een dichtheid van 6 MW/km² te hanteren, maar dat dit in de toekomst wellicht verhoogd wordt. Er is daarom in overleg met het ministerie gekozen om de netto-oppervlakte om te rekenen naar een GW capaciteit door gebruik te maken van dichtheden van 6, 8 en 10 MW/km².

3.4 Resultaten onderzochte windgebieden

3.4.1 Zoekgebied 1: Gemini-West + Clearcamp + uitbreiding

Zoekgebied 1 is opgedeeld in zoekgebied 1a (Gemini-West + Clearcamp) en zoekgebied 1b (Gemini-West + Clearcamp + uitbreiding naar het zuiden).

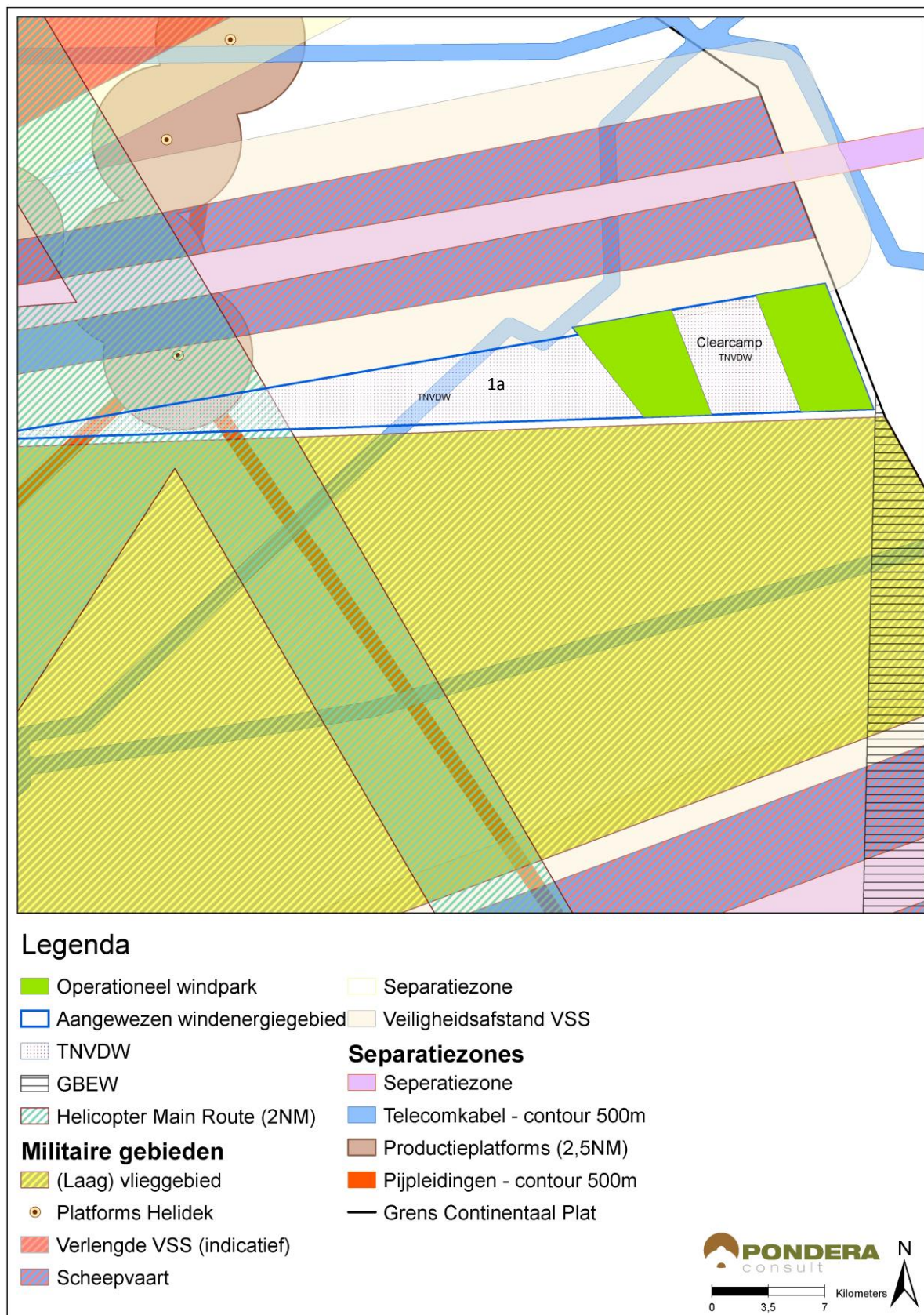
Zoekgebied 1a ligt dicht bij het bestaande windpark Gemini binnen het gebied aangewezen in het Nationaal Waterplan.

Zoekgebied 1b is gecreëerd omdat in het vervolg op de huidige uitrol, de grootte van tenders (in MW) naar verwachting verhoogd zal worden van 700 MW naar 1000 MW (en eventueel nog hoger tot 2000 MW per jaar). Om deze extra MW ruimte op deze plek te creëren, is het zoekgebied uitgebreid naar het zuiden. Dit betekent wel een overlap met het defensiegebied. Na het defensiegebied is de grootste belemmering in dit zoekgebied een telecomkabel die van zuidwest naar noordoost door het zoekgebied loopt. Op basis van gesprekken met het ministerie van EZ is in een meer progressief toekomstscenario aangenomen dat de Helicopter Main Route en bestaande olie- & gasplatformen geen belemmeringen zullen vormen. Dit is momenteel echter nog geen zekerheid waardoor dit niet het basis uitgangspunt zal zijn in deze studie.

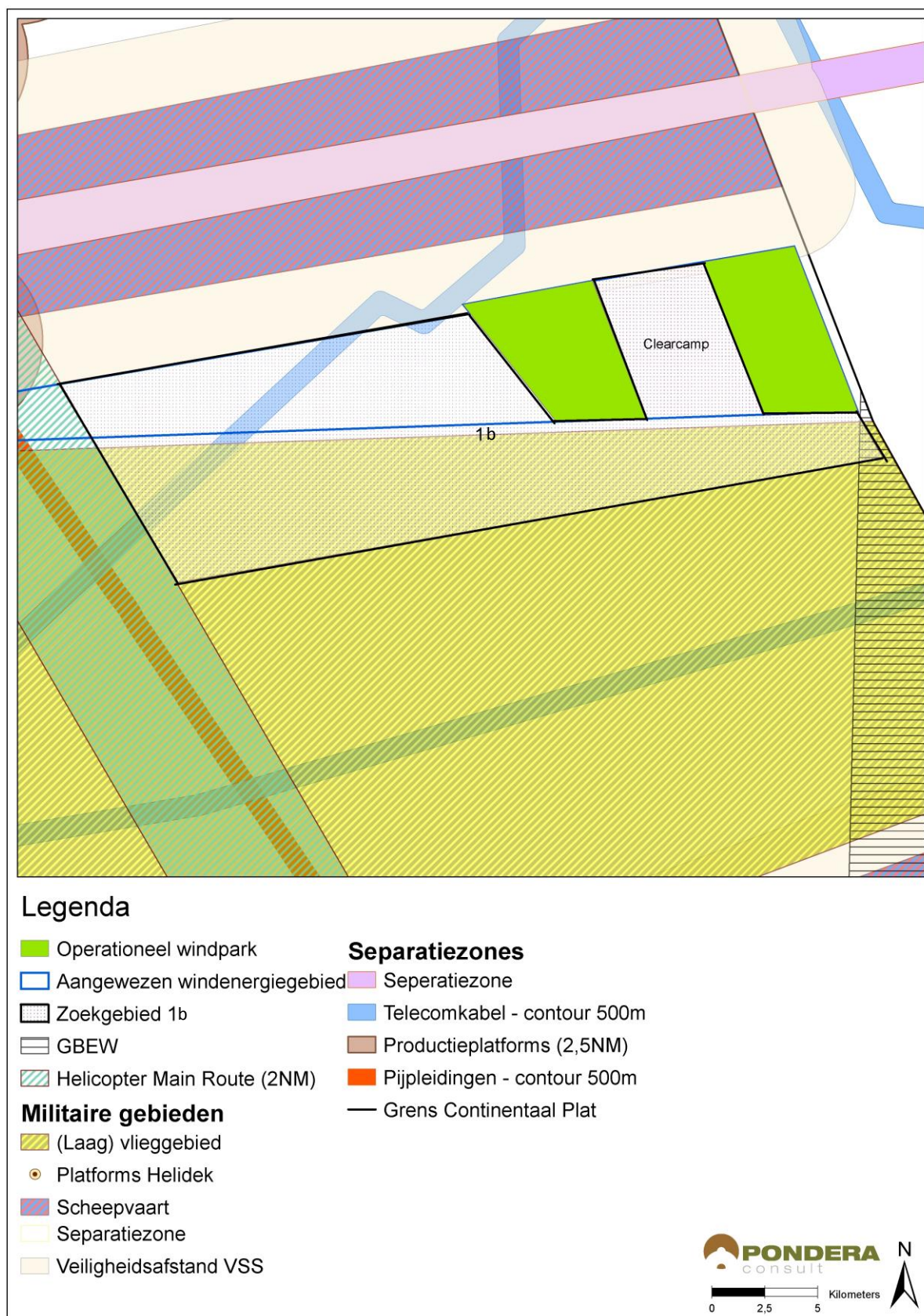
Tabel 4: Resultaten potentiële capaciteit zoekgebied 1a en 1b (vetgedrukt is base-case)

Zoekgebied	Bruto oppervlak (km ²)	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
1a: Gemini-West + Clearcamp <i>Inclusief HRM en olie- & gasplatform belem.</i>	150	114	<i>6 MW/km²=0,68</i> <i>8 MW/km²=0,91</i> <i>10 MW/km²=1,1</i>
1a: Gemini-West + Clearcamp <i>Exclusief HRM en olie- & gasplatform belem.</i>	150	138	6 MW/km ² =0,83 8 MW/km ² =1,1 10 MW/km ² =1,4
1b: Gemini-West + Clearcamp + uitbreiding	254	239	6 MW/km ² = 1,4 8 MW/km ² = 1,9 10 MW/km ² =2,4

Uit deze tabel kan geconcludeerd worden dat zelfs wanneer er rekening wordt gehouden met de meest conservatieve aannames (op voorwaarde dat de turbine dichtheid iets hoger is dan 6 MW/km²), er 700 MW past in gebied 1a.



Figuur 7: zoekgebied 1a met belemmeringen



Figuur 8: zoekgebied 1b met belemmeringen

3.4.2 Zoekgebied 2: Boven de Wadden zuid

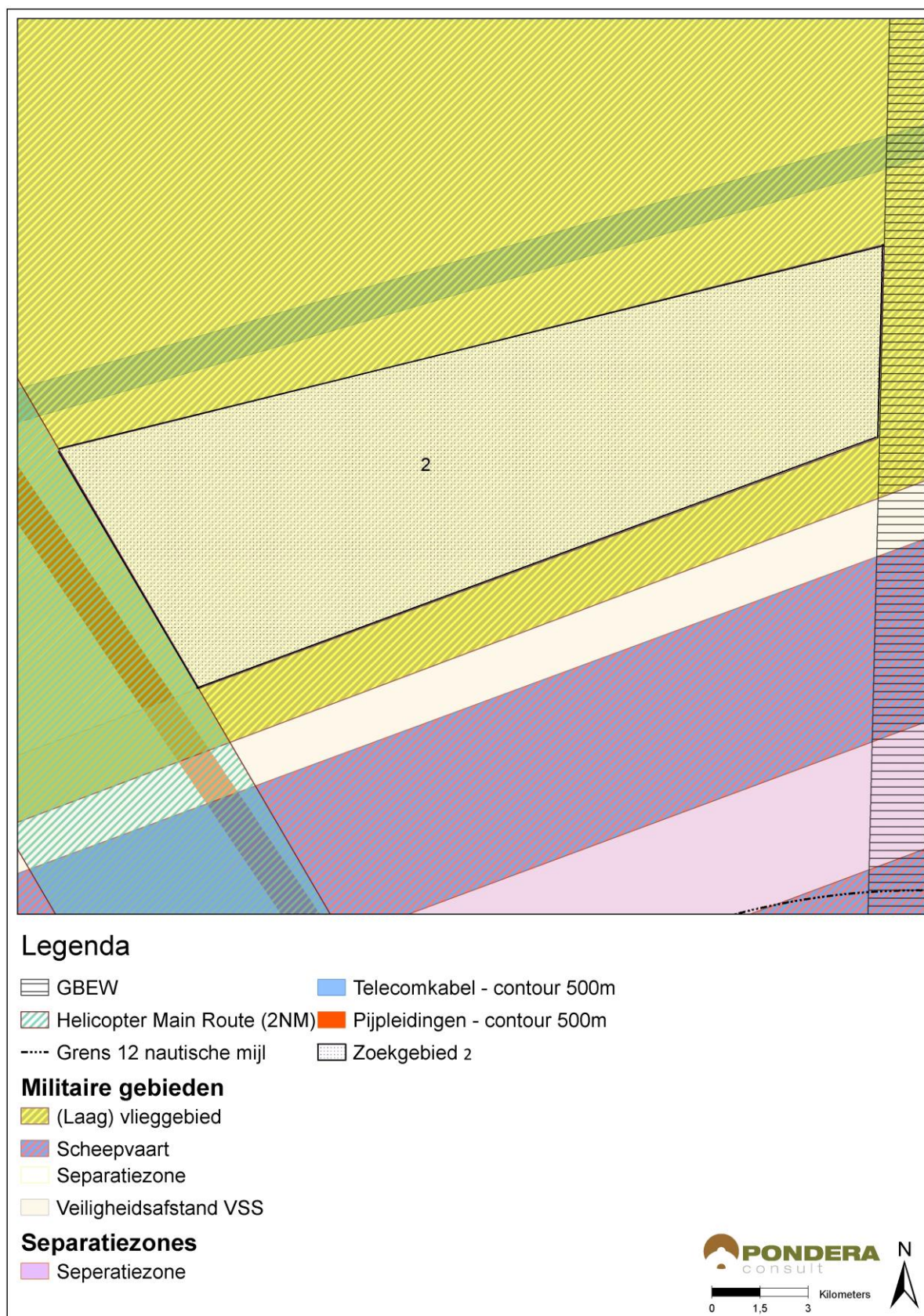
Dit zoekgebied ligt het dichtst bij de kust, op een afstand van circa 35 kilometer van Ameland. Uitgaande van tiphoogtes van 200-300 meter (wat in de toekomst de standaard zal worden), zullen windturbines door de bolling van de aarde niet meer zichtbaar zijn bij een afstand tot de kust van grofweg 50 – 60 km⁶. Bij zeer helder weer zouden voor dit windpark de toppen van de wieken van het windpark theoretisch gezien zichtbaar kunnen zijn. Omdat met slecht tot gemiddeld weer het zicht echter verreweg het grootste deel van het jaar niet zo ver zal reiken, is het de verwachting dat het park niet vaak zichtbaar zal zijn. Het vergt echter gedetailleerder onderzoek om het exacte aantal dagen te bepalen.

Het gebied ligt in het zuidoostelijke deel van het defensiegebied. Er is rekening gehouden met het west-oost georiënteerde gebruik van het oefengebied, de kavel is daarom in deze lengterichting gesitueerd. Daarnaast is voldoende afstand gehouden tot de vaargeul die ten zuiden van het gebied loopt. Tevens loopt ten westen zowel een pijpleiding als een Helicopter Main Route en ten noorden een elektriciteitskabel. Verder ligt er ten oosten een Natura 2000 gebied. Al deze potentiële belemmeringen zijn echter op voldoende afstand van het zoekgebied gelegen, waardoor de bruto oppervlakte gelijk is aan de netto oppervlakte.

Tabel 5: Resultaten potentiële capaciteit zoekgebied 2

Zoekgebied	Bruto oppervlak (km ²)	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
2: Boven de Wadden Zuid	174	174	<i>6 MW/km²=1,0</i> <i>8 MW/km²=1,4</i> <i>10 MW/km²=1,7</i>

⁶ Door middel van de Stelling van Pythagoras kan bepaald worden wanneer de bolling van de aarde ervoor zorgt dat een windturbine niet meer zichtbaar is: $\sqrt{(\text{straal aarde} + \text{tiphoogte})^2 - \text{straal aarde}^2}$ = afstand. Uitgaande van de straal van de aarde op 52°NB (6.378.137 m) * cos(52°)=3927 km en tiphoogtes van 200 en 300 meter, geeft dit een afstand van 50-60 km.



Figuur 9: zoekgebied 2 met belemmeringen

3.4.3 Zoekgebied 3: Boven de vaargeul

Door de grootte van zoekgebied 3 is het opgedeeld in 2 delen: zuid-oost (3a), en noord-west (3b). Deze 2 zoekgebieden zullen gescheiden worden door een nieuwe scheepvaartroute. Heel zoekgebied 3 is op ruime afstand van het vasteland gelegen. Er zijn enkele kabels, pijpleidingen, platforms en er is een Helicopter Main Route aanwezig in het zoekgebied (zie de kaart op volgende pagina). Het gebied ligt ten noorden van het bestaande internationaal vastgelegde scheepvaartstelsel. Door bovenstaande belemmeringen wordt gebied 3 opgesplitst in 7 losse kavels.

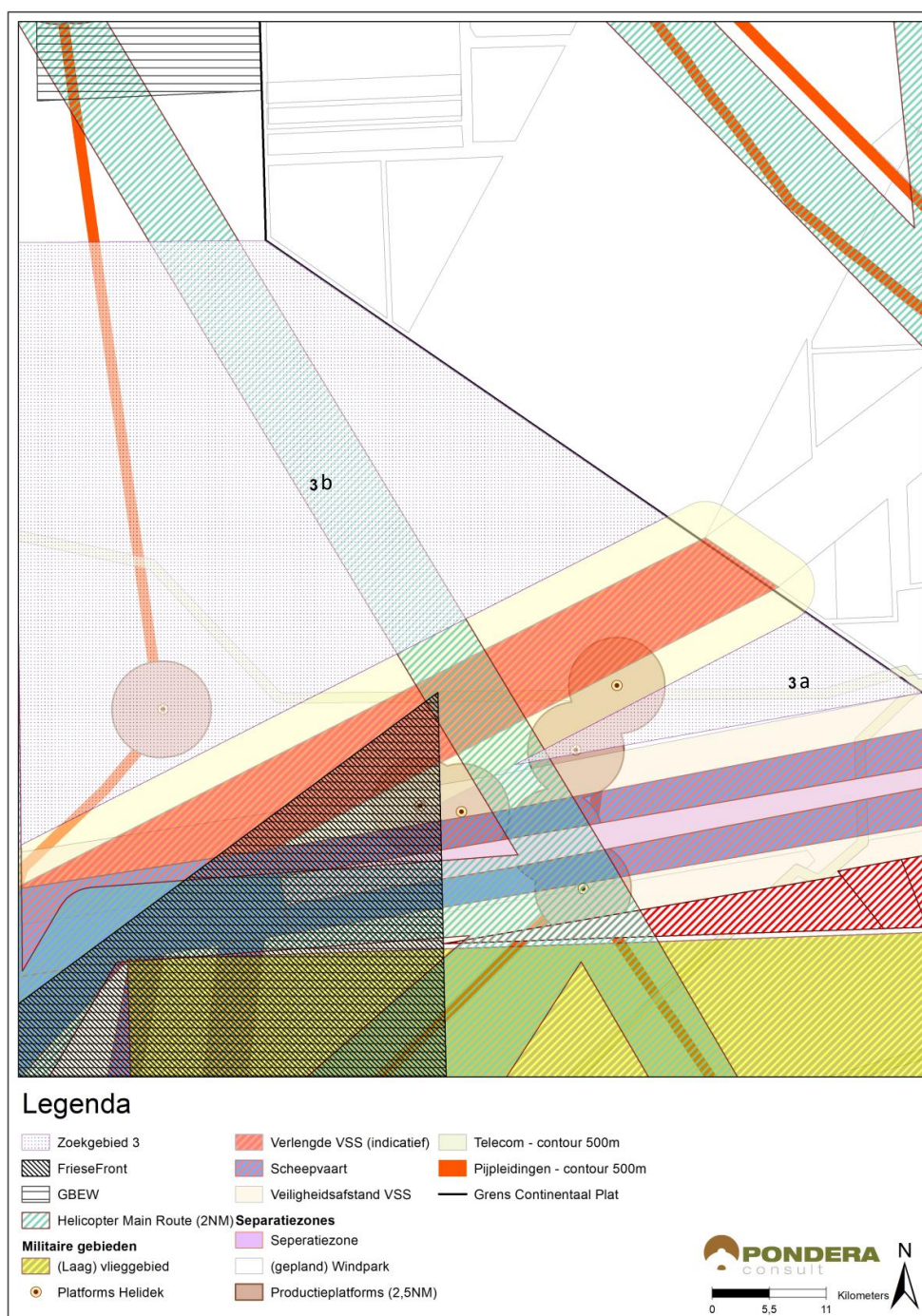
Op basis van gesprekken met het ministerie van EZ is in een meer progressief toekomstscenario aangenomen dat de Helicopter Main Route en bestaande olie- & gasplatformen geen belemmeringen zullen vormen. Dit is momenteel echter nog geen zekerheid waardoor dit niet het basis uitgangspunt zal zijn in deze studie.

Tabel 6: Resultaten potentiële capaciteit zoekgebied 3a & 3b (vetgedrukt is base-case)

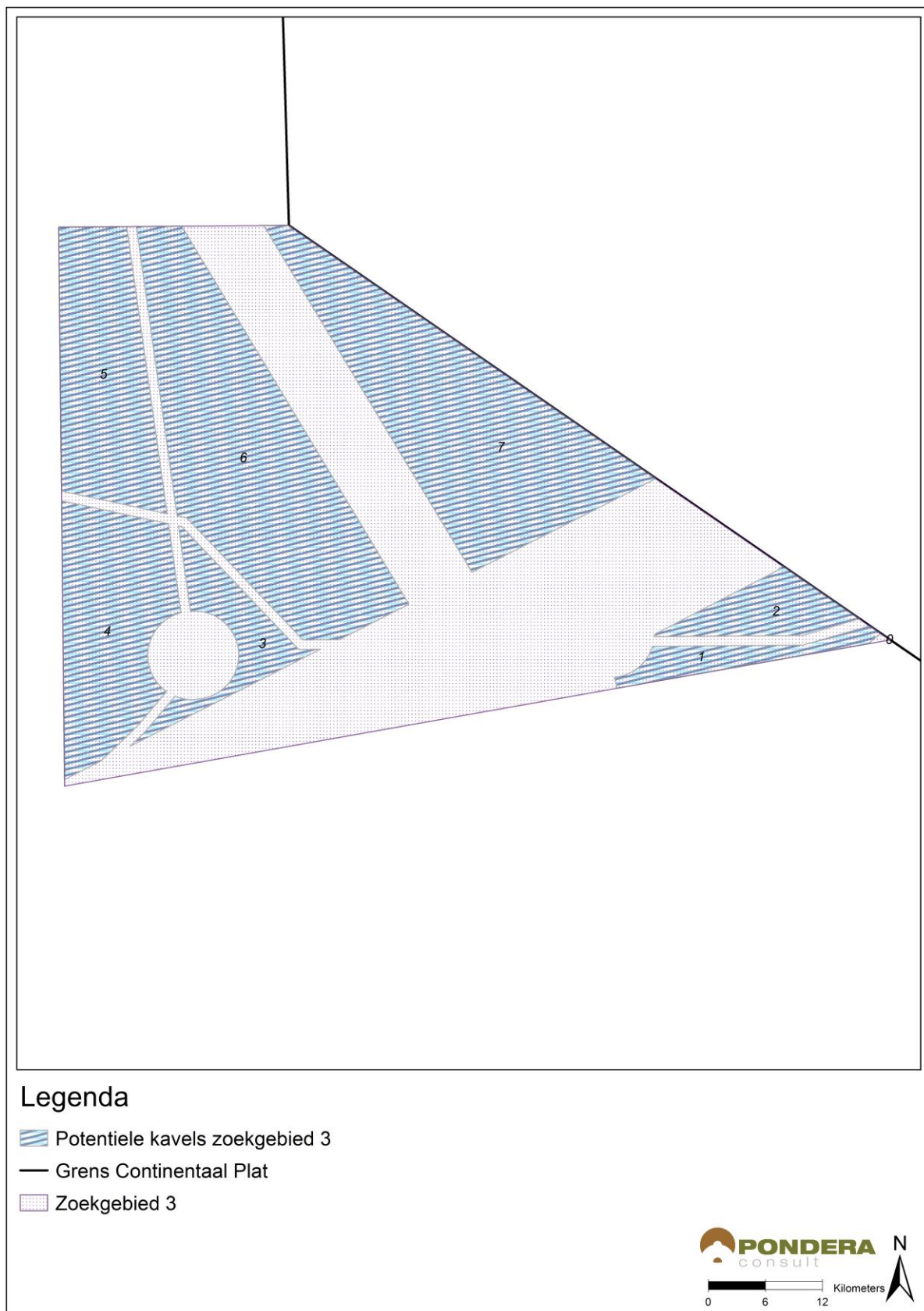
Mogelijke kavel (nr. in fig. 11)	Bruto oppervlak (km ²) ⁷	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
1 (gebied 3a)	56		6 MW/km ² =0,34 8 MW/km ² =0,45 10 MW/km ² =0,56
2 (gebied 3a)	82		6 MW/km ² =0,49 8 MW/km ² =0,66 10 MW/km ² =0,82
Totaal gebied 3a	138		6 MW/km²=0,83 8 MW/km²=1,01 10 MW/km²=1,38
3 (gebied 3b)	93		6 MW/km ² =0,56 8 MW/km ² =0,74 10 MW/km ² =0,93
4 (gebied 3b)	264		6 MW/km ² =1,6 8 MW/km ² =2,1 10 MW/km ² =2,6
5 (gebied 3b)	262		6 MW/km ² =1,6 8 MW/km ² =2,1 10 MW/km ² =2,6
6 (gebied 3b)	547		6 MW/km ² =3,3 8 MW/km ² =4,4 10 MW/km ² =5,5
7 (gebied 3b)	498		6 MW/km ² =3,0 8 MW/km ² =4,0 10 MW/km ² =5,0
Totaal gebied 3b	1664		6 MW/km²=10,0 8 MW/km²=13,3 10 MW/km²=16,6

⁷ Omdat gebied 3 door de belemmeringen is opgesplitst in 7 kavels, is er geen bruto-oppervlak per kavel, maar alleen een bruto-oppervlak voor het gehele gebied.

Totaal (gebied 3a+3b) <i>Inclusief HRM en olie- & gasplatform belemmeringen</i>	3.094	1,802	6 MW/km²=10,8 8 MW/km²=14,4 10 MW/km²=18,0
Totaal (gebied 3a+3b) <i>Exclusief HRM en olie- & gasplatform belemmeringen</i>	3.094	2.214	6 MW/km²=13,3 8 MW/km²=17,7 10 MW/km²=22,1



Figuur 10: zoekgebied 3 met belemmeringen (Inclusief HRM en olie- en gasplatformen belemmeringen)



Figuur 11: zoekgebied 3 met de resulterende 7 kavels

3.5 IJmuiden-Ver als referentie

IJmuiden-Ver is als referentie meegenomen om de gebieden boven de Wadden te kunnen vergelijken met vergelijkbare kavels voor de Hollandse Kust, op het vlak van belemmeringen en locatie.

Er zijn twee scenario's gedefinieerd met betrekking tot de belemmeringen. In het conservatieve scenario is er sprake van aanwezigheid van Helicopter Main Routes, leidingen, platforms en een natuurgebied; de Bruine Bank, dat aangewezen zal worden als Natura2000-gebied.

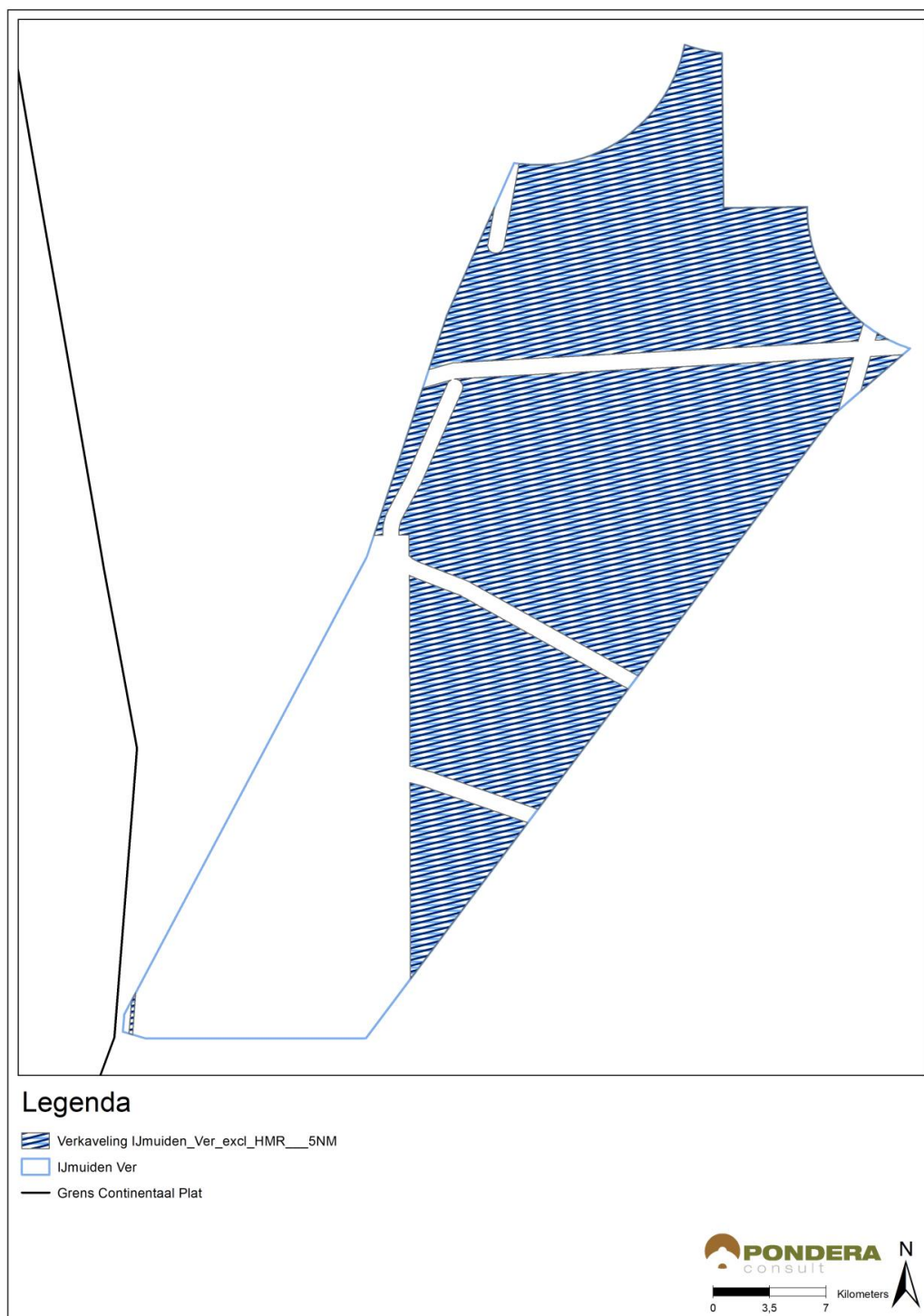
Op basis van gesprekken met het ministerie van EZ is een progressief scenario opgesteld, waarin de HMR en olie- & gasplatformen niet als belemmering zijn opgenomen. De olie- & gasplatformen worden volgens het ministerie van EZ naar alle waarschijnlijkheid binnen afzienbare termijn in dat gebied ontmanteld. 785 km² oppervlakte voor de windgebieden zal daarom de base-case vormen voor IJmuiden-ver in dit rapport.

De Bruine Bank is in beide situaties aangenomen als belemmering. Het is echter volgens het ministerie nog geen zekerheid dat dit ook een belemmering zal vormen, de netto oppervlakte zou dus verder kunnen toenemen. Het ministerie van EZ ziet daarnaast nog eventuele mogelijkheden om het gebied in noordelijke richting verder uit te breiden, dit vereist wel een rijkstructuurvisie aanpassing. Er zijn voor deze eventuele uitbreiding geen oppervlakte inschattingen gemaakt in de deze studie.

Op basis van bovenstaande aannames zijn de volgende bruto en netto oppervlaktes bepaald:

Tabel 7: Resultaten potentiële capaciteit zoekgebied IJmuiden-Ver (vetgedrukt is base-case)

Zoekgebied	Bruto oppervlak (km ²)	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
IJmuiden-Ver Inclusief HRM en olie- & gasplatform belemmeringen	1.171	487	6 MW/km ² =2,9 8 MW/km ² =3,9 10 MW/km ² =4,9
IJmuiden-Ver Exclusief HRM en olie- & gasplatform belemmeringen	1.171	785	6 MW/km ² =4,7 8 MW/km ² =6,3 10 MW/km ² =7,9



Figuur 12: IJmuiden-Ver windgebied met belemmeringen

3.6 Conclusies zoekgebieden

Geconcludeerd kan worden dat er in het gebied boven de Wadden in potentie vele Gigawatts aan windcapaciteit gebouwd kan worden. De gebieden 1b en 2 verlangen wel dat in discussie met het ministerie van Defensie het defensiegebied verkleind wordt, dan wel verplaatst. Gebied 3 laat een zeer groot potentieel gebied zien voor wind op zee met relatief weinig belemmeringen. Dit gebied zou eventueel nog verder uitgebreid kunnen worden richting de Doggersbank, waardoor het gebied boven de Wadden nog groter zou kunnen zijn. Deze gebieden liggen echter wel ver van de kust (>100 km) wat de kosten van de netaansluiting door langere export kabels zal verhogen. Zie hiervoor de berekeningen in hoofdstuk 4.

IJmuiden-Ver, dat in dit onderzoek ook kort onderzocht is, laat net als de gebieden boven de wadden een goed potentieel zien voor meerdere Gigawatts aan windparken.

Tabel 8: Overzicht resultaten potentiële capaciteit van alle zoekgebieden Boven de Wadden

Zoekgebied	Bruto oppervlak (km ²)	Netto oppervlak (km ²)	Capaciteit (GW)
1: Gemini-West + Clearcamp	150	114	6 MW/km ² =0,68 8 MW/km ² =0,91 10 MW/km ² =1,1
1b: Gemini-West+ Clearcamp + uitbreiding	254	239	6 MW/km ² = 1,4 8 MW/km ² = 1,9 10 MW/km ² =2,4
2: Boven de Wadden Zuid	174	174	6 MW/km ² =1,0 8 MW/km ² =1,4 10 MW/km ² =1,7
3a: Boven de vaargeul	3.094	138	6 MW/km ² =0,83 8 MW/km ² =1,0 10 MW/km ² =1,4
3b: Boven de vaargeul		1.664	6 MW/km ² =10,0 8 MW/km ² =13,3 10 MW/km ² =16,6
Totaal boven de Wadden:	3.672	2.215	6 MW/km²=13,3 8 MW/km²=17,7 10 MW/km²=22,2
Referentie: IJmuiden-Ver	1.171	785	6 MW/km ² =4,7 8 MW/km ² =6,3 10 MW/km ² =7,9

4 VERGELIJKING GEBIEDEN OP LCOE BASIS

4.1 Inleiding

De kosten van een offshore windpark kunnen worden verdeeld in de kosten van het windpark zelf en de elektrische aansluiting naar het land. In het Nederlandse offshore wind tendersysteem draagt een ontwikkelaar alleen de kosten van het windpark zelf; netbeheerder op zee TenneT financiert en bouwt de netaansluiting. Hiervoor ontvangt TenneT een vergoeding van de Nederlandse overheid. Aangezien in deze studie de kosten van verschillende opties voor de Nederlandse maatschappij worden vergeleken, zal de *Levelized Costs of Energy (LCOE)* van windstroom inclusief netaansluiting worden bepaald.

BLIX heeft contact gezocht met TenneT om aannames over de kosten van de netaansluiting te valideren. TenneT kon echter uit commerciële overwegingen over de net aansluitingskosten geen gedetailleerde informatie delen. De kosten die worden aangenomen voor de netaansluiting in deze studie zijn daarom gebaseerd op de uitgebreide ervaringen die BLIX heeft op dit vlak en welke in lijn zijn met de kosten van de netaansluiting van Borssele I&II. Deze kosten zijn publiekelijk bekend.

Voor de berekeningen van de kosten van de netaansluiting is uitgegaan van een TenneT substation in het centrum van het desbetreffende zoekgebied. Er is gekozen voor een aansluitingspunt op het landelijke transportnet van TenneT bij Oudeschip (Eemshaven) voor de windparken boven de Wadden en voor Beverwijk voor IJmuiden-Ver.

4.2 Methodiek

4.2.1 Theoretisch kader

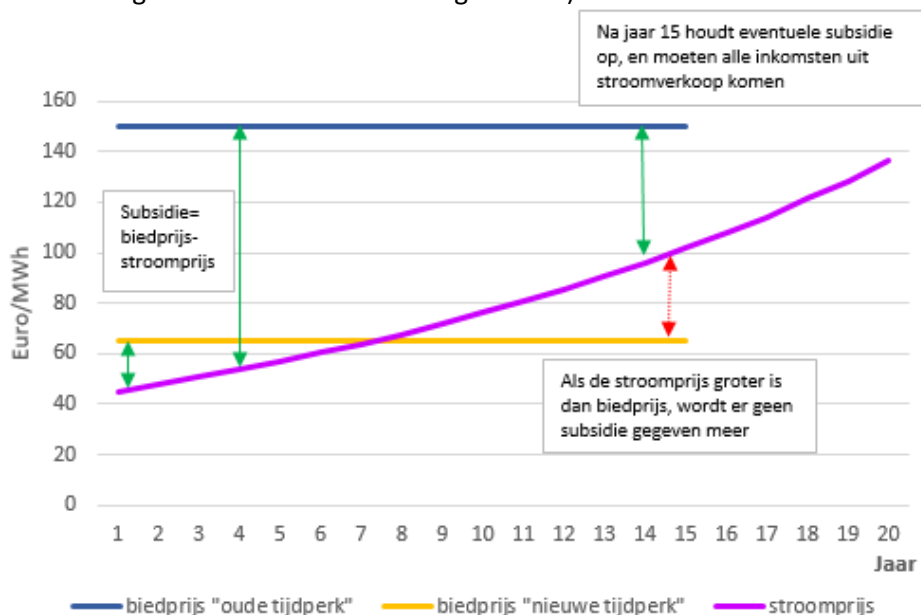
De kosten van wind op zee worden vaak vergeleken op basis *Levelized Costs of Energy (LCOE)* of op subsidieniveau. Het gebeurt regelmatig dat deze twee kostenindicatoren verward worden. Omdat in deze studie de nadruk zal liggen op de LCOE zullen beiden indicatoren kort toegelicht worden zodat er geen misverstand kan bestaan over de resultaten.

Subsidieprijs

De biedprijs voor een tender (in €/MWh), geeft aan welk subsidieniveau de biedende partij nodig heeft om zijn business-case rond te kunnen rekenen (biedprijs – stroomprijs = subsidiehoeveelheid). De tenders van de afgelopen jaren laten sterke dalingen in biedprijzen zien, dit betekent echter niet dat de biedprijs alléén genoeg zal zijn om de business-case rendabel te maken. Een groot deel van de waarde in de business-case zal komen uit toekomstige elektriciteitsverkoop. Het wordt namelijk verwacht dat rond 2025 de verkoopprijs van de stroom, zonder subsidie, al boven de biedprijs zal liggen⁸. Dit betekent dat een windpark maar voor een aantal jaar subsidie zal krijgen en dat daarna de inkomsten volledig uit stroomverkoop zullen komen. Windpark-ontwikkelaars anticiperen op deze stijgende stroomprijzen in hun financiële

⁸ Alle expertvoorspellingen geven een stijging van de elektriciteitsprijs voor de komende decennia, er zitten echter grote verschillen tussen de voorspellingen van de verschillende bedrijven die gespecialiseerd zijn in het bepalen van toekomstige elektriciteitsprijzen. Wat geconcludeerd zou kunnen worden is dat de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen een opwaartse trend laat zien, maar dat het verder hoogst onzeker is hoe deze precies zal zijn.

modellen, waardoor het ontvangen van alléén de biedprijs gedurende de gehele levensduur van een windpark niet meer voldoende is. Hierdoor is de biedprijs geen correcte graadmeter voor de daadwerkelijke kosten (LCoE) van wind op zee (deze kosten zullen namelijk hoger zijn). Tot een aantal jaar geleden was het juist omgekeerd⁹, en waren de daadwerkelijke kosten (LCoE) vaak wat lager dan de subsidieprijs (omdat inkomsten na jaar 15, ofwel de einde subsidieperiode, sterk terugliepen omdat er geen subsidie meer ontvangen werd).



Figuur 13: schematische illustratie inkomsten windparken gedurende de levensduur (in €/MWh)

Levelized Cost of Energy

Een definitie van de LCoE is als volgt (*Wikipedia*):

The levelized cost of electricity (LCOE) is the net present value of the unit-cost of electricity over the lifetime of a generating asset. It is often taken as a proxy for the average price that the generating asset must receive in a market to break even over its lifetime.

De LCoE zou dus een prijs per MWh moeten zijn die in het geval het de gehele levensduur van het windpark ontvangen wordt, precies tot het gewenste rendement zal leiden. In formulevorm ziet dit er als volgt uit:

$$LCoE = \frac{\text{Som kosten over de levensduur windpark (euro)}}{\text{Totale productie (MWh)}}$$

Aangezien er rekening gehouden dient te worden met een vereist rendement op de investering dient elke jaarlijkse kasstroom verdisconteerd te worden. De LCoE formule wordt dan:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + O\&M_t + Overig_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Productie_t}{(1+r)^t}}$$

⁹ Bron: Kostenberekeningen offshore wind studie, Ecofys 2014

Waar;

n = totaal aantal jaren

t = jaarnummer

r = benodigd rendement

CAPEX = investeringskosten (Capital Expenditure)

O&M = operationele kosten (Operation & Maintenance)

Overig = dit zou de terugbetaling + rente kunnen zijn van een eventuele lening in een project finance constructie.

Om speculatie over de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen te voorkomen, zal in deze studie alleen een LCoE gerapporteerd worden en zullen er geen biedprijzen berekend worden¹⁰. Er zal in deze studie daarom ook geen inschatting gemaakt worden van het verwachte SDE subsidiebeslag.

4.2.2 Financiële modellering met BLIX kostenmodel

De LCoE berekeningen zijn uitgevoerd met het BLIX Offshore Wind Kostenmodel. Dit model is ontwikkeld voor de Taskforce Wind op Zee, is gevalideerd door de Rabobank en is daarna op verschillende onshore en offshore wind projecten ingezet. Het model en de inputs zijn de afgelopen jaren verder verbeterd door de nauwe betrokkenheid van BLIX in twee verschillende consortia die geboden hebben op de tenders voor Borssele I&II en Borssele III&IV. Daarnaast heeft BLIX zeer recente marktkennis opgedaan door de betrokkenheid in de laatste Duitse tenders (april 2017).

Met de huidige marktkennis van BLIX zijn de winnende biedingen van Borssele I&II door DONG, en Borssele III&IV door het Shell consortium nagebootst. Het Shell bod (54,50 €/MWh) voor Borssele III&IV vormt de basis voor de LCoE berekeningen in dit onderzoek. Vanuit deze basis zijn nog verschillende onderbouwde aannames gemaakt over de ontwikkelingen die de komende jaren verwacht worden voor wind op zee (vooral de ontwikkeling van grotere windturbines).

4.3 Model input

4.3.1 Financieel model parameters

Onderstaande parameters spelen de voornaamste rol in het bepalen van de LCoE in het financiële model:

Tabel 9: Overzicht belangrijke parameters financieel model

Generieke input parameters	Gebied specifieke parameters
Type windturbine (MW)	Windsnelheid
Aantal windturbines	Externe zog-effecten
Funderingstype	Interne zog-effecten

¹⁰ In Duitsland is in de laatste tender al subsidievrij geboden. De business-case is dan geheel afhankelijk van de verkoop van stroom. Hetzelfde scenario is niet ondenkbaar in de toekomstige Nederlandse wind-tenders (de windgebieden zijn vergelijkbaar).

Investeringskosten (windturbine, fundering, kabels, project management, ontwikkelkosten, verzekeringen, overige kosten, en onvoorziene kostenpost)	Verscheidene elektriciteitsverliezen (bijv. transportverliezen)
Verzekeringskosten gedurende operatie	Waterdiepte
Reële windpark planning	Afstand tot de kust
Verscheidene verzekeringen	Locatie park t.o.v. andere windparken
Levensduur windpark	Onderhoudskosten

4.3.2 Algemene parameters

Tabel 10: Algemene input financieel model

Parameter	eenheid	1a	1b	2	3a	3b	Ijm – Ver
Capaciteit turbine	MW	10	10	10	10	10	10
Aantal turbines	#	70	100	100	100	100	100
Capaciteit windpark	MW	700	1000	1000	1000	1000	1000
Levensduur windpark	jaar	25	25	25	25	25	25
Waterdiepte	meter	32-37	32-37	25-30	35-40	38-47	23-27
Afstand tot dichtstbijzijnde bestaande of geplande windpark (midden park)	km	20	20	31	27	118	48
Afstand tot de kust (punt dichtstbij hemelsbreed)	km	60	55	35	75	80	65
Afstand tot aanlandingspunt kabel¹¹	km	125	125	90	140	180	95

Capaciteit turbines & levensduur windturbines

Voor de LCoE berekeningen is uitgegaan van de laatste marktkennis op het vlak van offshore wind, en zijn er aannames gemaakt over toekomstige ontwikkelingen. Er worden bijvoorbeeld grotere turbines van 10-15 MW voorzien, waarbij rond 2025 een 12-15 MW turbine in beeld komt. Voor de LCoE berekeningen rekenen we echter met 10 MW omdat er nog geen gegevens van de 12-15 MW machines zijn. Verder worden de windturbines tegenwoordig in de meeste gevallen al gecertificeerd voor een gebruik van 25 jaar (voorheen was dit voornamelijk voor een periode van 20 jaar).

¹¹ Afstanden gebaseerd op lengte exportkabels Gemini (120km <http://geminiwindpark.nl/q-a.html>), gecombineerd met zeekaart afstandmetingen

Aantal turbines & capaciteit windpark

Voor de LCoE berekening zal uitgegaan worden van kavels van 1000 MW. Aangezien Gemini-West+ Clearcamp naar alle waarschijnlijkheid geen ruimte zal hebben voor 1 GW zal hier met 700 MW gerekend worden.

Waterdiepte

De waterdieptes beïnvloeden de kosten van de funderingen (dieper water betekent meer staal benodigd). Het gebied dat boven de Wadden wordt onderzocht, wordt geleidelijk aan dieper naarmate er verder buiten de kust wordt gebouwd. De verwachting is dat voor alle windparken *monopiles* gebruikt kunnen worden (gezien de relatief zanderige bodems en relatief lage waterdieptes). *Monopiles* hebben de afgelopen jaren laten zien dat dit type fundering ook nog steeds de beste optie is voor dieper wordende locaties (~ 35 m diepte). Waar eerst verwacht werd dat bij locaties van 35 meter en dieper jacket funderingen nodig zouden zijn, is uiteindelijk de *monopile* vaak toch de beste optie gebleken. De verwachting is dat deze trend doorzet waardoor in de toekomst *monopiles* naar alle waarschijnlijkheid ook nog gebouwd kunnen worden op locaties die zo'n 40 - 45 m diep zijn.

Afstand tot de kust

Alle parken liggen ver uit de kust waardoor deze niet zichtbaar zullen zijn. Het gebied boven de Wadden zuid zou met zeer helder weer waarschijnlijk net zichtbaar zijn (afhankelijk van de tiphoogte van de gekozen windturbines).

4.3.3 Energie productie

Naarmate er verder noordelijk wordt gegaan op de Noordzee neemt de windsnelheid toe (zie ook appendix 8.2).

Tabel 11: Energie opbrengst

Parameter	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	IJm - Ver
Gemiddelde windsnelheid (op 100 m hoogte)	m/s	9,75	9,75	9,68	9,80	9,79	9,58
Interne zog effecten	%	9	9	9	9	9	9
Externe zog effecten	%	1,5	1,5	0	0	0	0
Andere verliezen (oa transportverliezen)	%	13,9%	13,9%	13,7%	14,1%	14,7%	14,4%
Netto-productie	TWh/jaar	3,2	4,5	4,5	4,6	4,5	4,4
Capaciteitsfactor	%	51%	51%	51%	52%	51%	50%
Vollasturen	uren	4500	4500	4500	4600	4500	4400

Zog effecten

Alle onderzochte windgebieden liggen ver weg of relatief gunstig van bestaande/geplande windparken vandaan. Het gebied Gemini-west & Clearcamp ligt dichtbij het bestaande Gemini, maar ligt voornamelijk aan de zuidwestkant van Gemini (de kant van de dominante windrichting) waardoor het maar beperkte zog effecten heeft. Gemini kan andersom wel last krijgen van zogeffecten door een nieuw naastgelegen park.

Energie-opbrengst

Er zijn verschillen in energie opbrengst tussen de onderzochte gebieden, echter deze verschillen zijn niet heel groot. IJmuiden-Ver heeft een capaciteitsfactor die ongeveer 1% lager is dan de boven de Wadden gebieden door de lagere gemiddelde windsnelheid (+/-0,2 m/s). De boven de Wadden gebieden die verder uit de kust liggen hebben iets hogere gemiddelde windsnelheid dan de gebieden die dicht bij de kust liggen. De verschillen in gemiddelde windsnelheden tussen de boven de Wadden gebieden zijn echter klein (max. 0,05 m/s verschil), daarnaast zijn de transportverliezen wat hoger voor de gebieden die verder van de kust liggen, waardoor er geen significante verschillen in capaciteitsfactor tussen deze gebieden zijn. Alleen gebied 3a heeft een ~1% hogere capaciteitsfactor omdat dit gebied een relatief hoge windsnelheid heeft, maar nog niet heel ver uit de kust ligt.

4.3.4 Investeringskosten

Tabel 12: Investeringskosten windpark (voor ontwikkelaar en net op zee)

Kostenpost		1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Windturbine CAPEX	mln €	823	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175
Fundering CAPEX	mln €	268	384	363	393	406	355
Infieldkabels	mln €	56	80	80	80	80	80
Project ontwikkeling (DEVEX)	mln €	45	45	45	45	45	45
Overige CAPEX	mln €	88	106	106	106	106	106
Onvoorzien budget	mln €	61	86	85	86	87	84
Totaal windpark ex net	mln €	1.340	1.875	1.853	1.885	1.899	1.845
Offshore Substation	mln €	110	150	150	150	150	150
Exportkabel	mln €	180	268	194	299	383	205
Duin/dijk doorkruising ¹²	mln €	2	2	2	2	2	5
Kabel op land ¹³	mln €	0	0	0	0	0	21
Totaal netaansluiting¹⁴	mln €	342	471	396	501	585	431
Totaal windpark incl net	mln €	1.682	2.345	2.249	2.386	2.484	2.276

De verschillen in **fundering kosten** per locatie kunnen verklaard worden door de verschillende waterdieptes per locatie (dieper water betekent meer staal nodig voor de funderingen).

Voor de **installatiekosten** is aangenomen dat deze kosten gelijk zijn per locatie. Dit wordt gezien als een reële aanname omdat onder andere de constructiehavens nog niet bekend zijn. Omdat de uiteindelijke leveranciers voor de verschillende componenten (o.a. windturbine, funderingen) nog onbekend zijn is het daarom dus lastig om qua installatiekosten te differentiëren per locatie.

¹² Voor gebieden 1-3 staat het TenneT substation in de haven, er zijn daar geen duinen te doorkruisen, maar wel een dijk

¹³ Voor gebieden 1-3 staat het TenneT substation in de haven, kabel op land is niet nodig

¹⁴ Kosten voor investering net op zee zijn in lijn met de gepubliceerde kosten van TenneT voor Borssele I&II en verder gebaseerd op de ervaring van BLIX.

Voor de windpark **elektriciteitskabels** (die voor rekening van de ontwikkelaar komen) is gekozen voor gelijke kosten per locatie. Windpark 1 zal daarbij in totaal goedkopere kabels hebben omdat hier minder turbines geïnstalleerd zullen worden.

De **Development Expenditure (DEVEX)** zal voor de verschillende parken niet wezenlijk verschillen, omdat onder andere de personele kosten (groot deel van de DEVEX) niet sterk zullen fluctueren met een andere grootte/locatie windpark.

Overige CAPEX omvat als grootste kostenposten onder andere certificering van de turbines & funderingen, verwijdering van UXOs (*UnExploded Ordnance*, blindgangers in het Nederlands), constructiemanagement en kwaliteitscontroles. De overige CAPEX kosten zijn over het algemeen goed schaalbaar met de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen¹⁵.

Het **onvoorziene budget** wordt normaal gesproken bepaald aan de hand van een risico-register, en bedraagt vaak zo'n 5% van de totale CAPEX.

De kosten voor de **netaansluiting** zijn afhankelijk van:

- de exportkabel kosten: 0,7 mln/km (per 350 MW kabel),
- de substation kosten (150 mln per 1000 MW),
- duindoorkruisingskosten (5 mln) of dijkdoorkruisingskosten (2 mln)
- de kosten voor kabel op land (1,4 mln/km),
- de hoofdspanningsnet aansluitkosten (50 mln).

De aangenomen investeringskosten zijn een goede representatie van de kosten die BLIX de afgelopen jaren in de ontwikkeling van windparken (met eigen netaansluitingen) gezien heeft. Bovendien zijn deze in lijn met de (openbare) totale kostenschatting voor het huidige net op zee van TenneT. Gezien de vertrouwelijkheid van deze kosten, kunnen deze niet verder uit gespecificeerd worden dan het huidige niveau.

4.3.5 Operationele kosten

Tabel 13: Onderhoudskosten windpark

Kostenpost		1a	1b	2	3a	3b	Ijm-Ver
Onderhouds-kosten	€/ MWh	18,5	17,1	17,1	17,0	17,1	17,2
Indexatie O&M	% per jaar	2	2	2	2	2	2
Belasting-percentage	%	25	25	25	25	25	25

¹⁵ Er dient gedurende de ontwikkeling van een windpark een zogenaamde *detailed soil investigation* uitgevoerd te worden. Gedurende dit bodemonderzoek wordt bekend hoeveel en waar UXOs liggen, en wat de exacte gesteldheid is van de bodem. De resultaten van dit onderzoek zijn belangrijk voor de specifieke inrichting van de kavels en voor het ontwerp van de funderingen per locatie. Met deze kennis kan de kosteninschatting die gedurende de eerste ontwikkelfase gemaakt wordt verder aangescherpt worden.

De onderhoudskosten verschillen niet heel sterk omdat bij grotere windparken er vaak voor een *sea-based* O&M oplossing gekozen wordt (in dit geval is aangenomen dat er een *SOV + helicopter* strategie wordt gehanteerd¹⁶). Hierdoor speelt de afstand tot de kust een veel kleinere rol.

De verschillen in onderhoudskosten tussen de locaties kunnen verklaard worden door het verschil in elektriciteitsproductie (omdat de kosten per MWh zijn), daarnaast is gebied 1 duurder omdat hier minder MW aangenomen is waardoor de relatief vaste O&M kosten (havenkosten, personeelskosten) een grotere impact per MWh hebben.

De OPEX kosten zijn net als de CAPEX kosten gebaseerd op recente ontwikkelingen in de wind op zee industrie.

4.4 LCoE resultaten¹⁷

Tabel 14: Levelized Costs of Energy van de onderzochte gebieden¹⁸

		1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Rendements-aanname	%	10	10	10	10	10	10
<i>return on equity</i>							
<i>project-finance</i>							
Verdisconteerde productie	TWh	20	28	28	29	28	27
Verdisconteerde kosten ex. net aansluiting	Mld €	1,24	1,70	1,68	1,71	1,71	1,67
LCoE ex. netaansluiting	€/MWh	63	61	60	60	63	61
Verdisconteerde kosten incl. net aansluiting	Mld €	1,58	2,16	2,08	2,21	2,29	2,10
LCoE incl. netaansluiting	€/MWh	81	78	75	78	82	77

De verschillen in LCoE zijn beperkt. Dit kan verklaard worden doordat de windsnelheden, waterdieptes & onderhoudskosten niet heel sterk verschillen. Sommige locaties boven de Wadden hebben een iets hogere energie-opbrengst, maar dit wordt weer gecompenseerd door de langere benodigde kabels en grotere waterdieptes. Aangezien er voor dezelfde turbine type en dezelfde spacing & capaciteit is gekozen op elke kavel, wordt hier ook geen onderscheid gemaakt.

¹⁶ SOV staat voor *Service Operations Vessel*, dit zijn zeer grote schepen van 50-100 meter lang waar wel rond de 40 windpark technici kunnen overnachten. Deze schepen blijven over het algemeen voor langere tijd op zee, waardoor de afstand tot de haven een stuk minder relevant is.

¹⁷ BLIX heeft met ECN gesproken over welke spreiding in LCoEs zij zien tussen de verschillende parken, en ECN kwam tot vergelijkbare conclusies en resultaten.

¹⁸ Verdisconteerde kosten gedeeld door de verdisconteerde productie geeft de LCoE. In bovenstaande tabellen is met afgeronde getallen gewerkt, waardoor dit niet exact uitkomt. In het financiële model wordt niet met afgeronde getallen gerekend.

Locatie 1a valt wat duurder uit dan de rest omdat hier uitgegaan is van een kleiner windpark. Hierdoor hebben de kosten die weinig veranderen bij het “verkleinen” van het windpark van 1000 MW naar 700 MW (projectmanagement, DEVEX en OPEX) een relatief grotere impact.

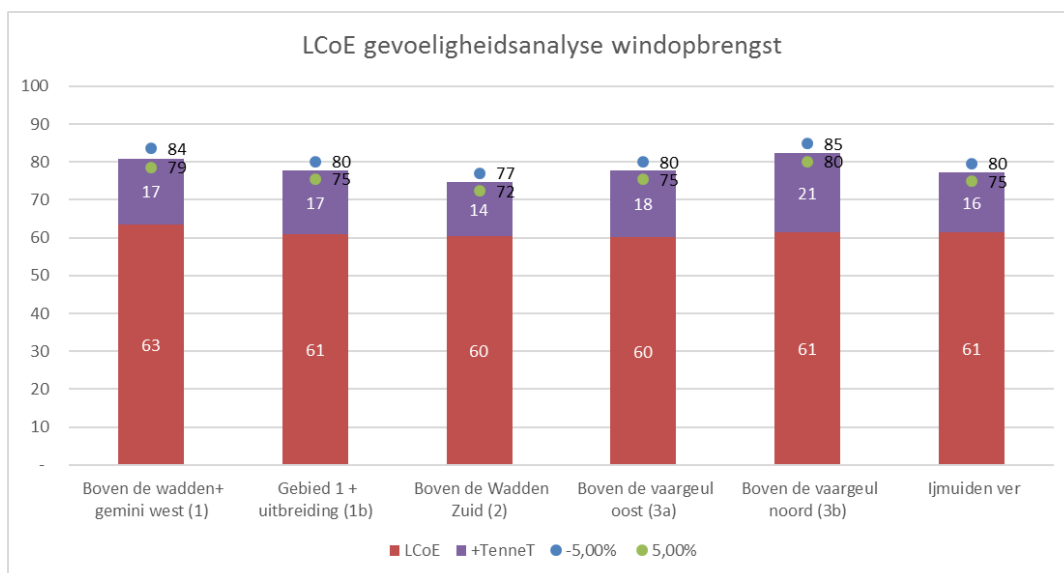
Boven de Wadden gebieden scoort een vergelijkbare LCoE als IJmuiden-Ver. Op het vlak van energieopbrengst doet IJmuiden-Ver het wat minder, maar aangezien de waterdieptes lager zijn bij IJmuiden-Ver zijn de investeringskosten hierdoor wat gunstiger. Daarnaast is de netaansluiting voor IJmuiden-Ver goedkoper dan de meeste boven de Wadden gebieden (op het gebied boven de Wadden zuid na, dit gebied heeft daarom ook de laagste LCoE als alle kosten worden meegenomen).

4.5 Gevoeligheidsanalyse

4.5.1 LCoE met energie opbrengst gevoeligheidsanalyse

De energie opbrengstberekeningen zijn gebaseerd op eerste inschattingen en zijn nog niet uitgevoerd met zeer gedetailleerde modellen en daarmee nog relatief onzeker. Om die reden is Onderstaande gevoeligheidsanalyse (volgende pagina) uitgevoerd, waarin de impact op de LCoE wordt berekend met + en - 5% variatie in energie opbrengst.

De gevoeligheidsanalyse laat zien dat een variatie in de windopbrengst met 5% een impact heeft van zo’n 2-3 euro/MWh LCoE¹⁹. Windparken bouwen op plekken met hoge gemiddelde windsnelheden lijkt volgens deze analyse dus een belangrijk aspect te zijn om een lage LCoE te behalen. Meer gedetailleerde energie opbrengst berekeningen kunnen daarom de LCoE per windgebied ook nog enigszins doen veranderen, dit zal echter gaan over maximaal een paar % meer of minder energie opbrengst en dus zal dit niet leiden tot zeer grote verschillen in LCoE tussen de verschillende onderzochte gebieden.



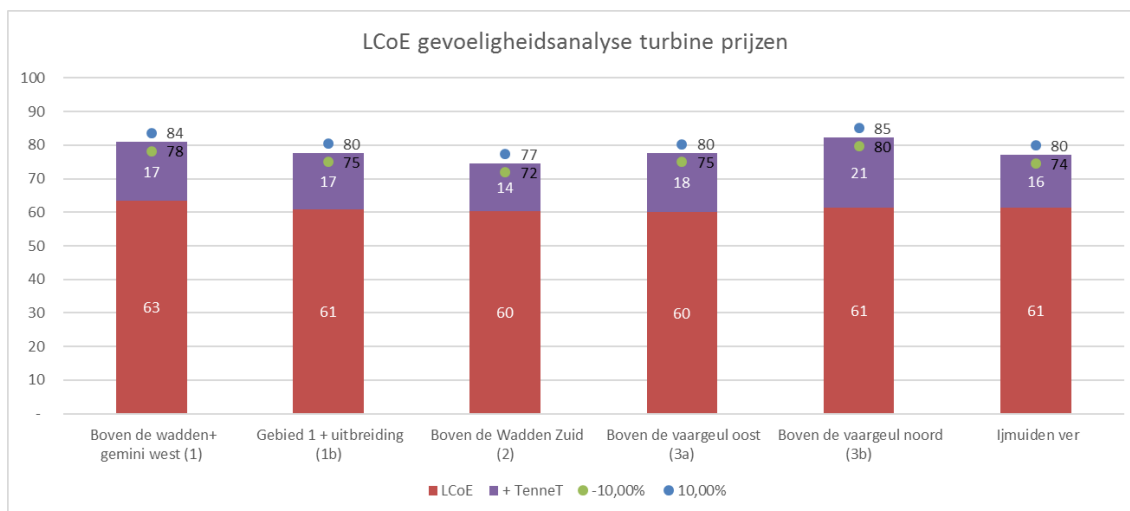
Figuur 14: LCoE gevoeligheidsanalyse met meer of minder windopbrengst

¹⁹ Volgend uit het financieel model staat 1 €/MWh LCoE gelijk aan zo’n ~40 mln € CAPEX, dus 2-3 € LCoE verschil is 80 á 120 mln € CAPEX.

4.5.2 LCoE met wind turbine prijs gevoeligheidsanalyse

Uitgangspunt voor de turbinekosten is 1,175 mln €/MW geïnstalleerd vermogen. Deze turbinekosten vormen het grootste deel van de totale CAPEX kosten van een windpark op zee. Omdat de ontwikkelingen op turbine vlak zeer snel gaan is hierom gekozen voor een gevoeligheidsanalyse op deze kosten (+ en - 10%). Voor scenario 3a betekent dit een toename betekent van zo'n 117,5 mln € ($1,175 \times 1000 \times 10\%$).

Over het algemeen kan hieruit afgeleid worden dat een afname van 1 euro in de LCoE een CAPEX reductie van zo'n 40 mln € vergt.



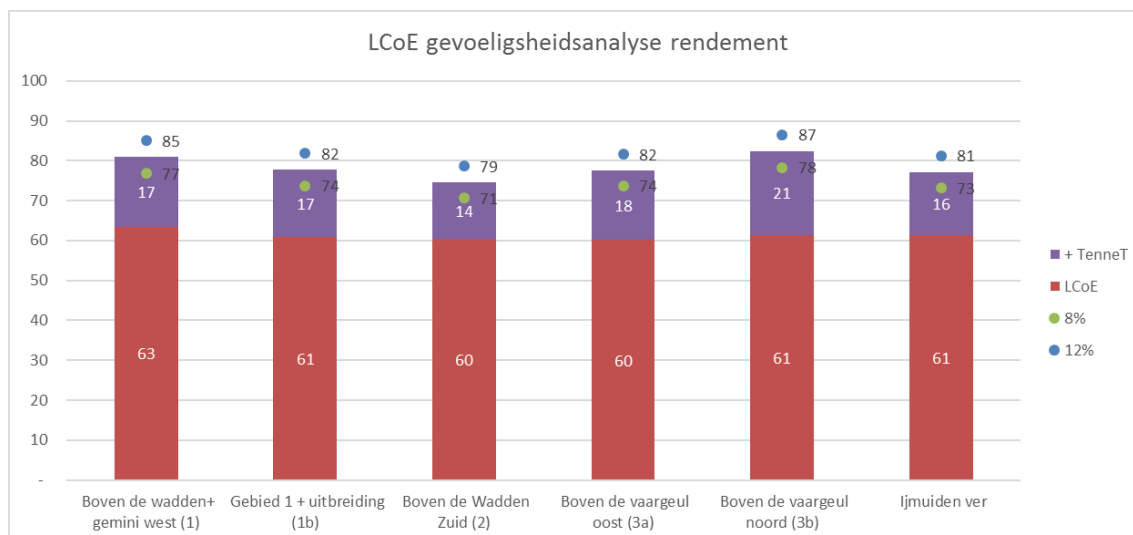
Figuur 15: LCoE gevoeligheidsanalyse met hogere of lagere windturbine kosten

De gevoeligheid voor schommelende turbineprijzen verschilt niet noemenswaardig tussen de verschillende locaties.

4.5.3 LCoE met verschillende rendementseisen

Er is in deze studie uitgegaan van een project-finance gefinancierd project waarin de ontwikkelaar uitgaat van een rendement van 10% op eigen vermogen. Dit rendement komt overeen met wat BLIX heeft gezien in de windindustrie. Omdat de wind op zee markt snel “volwassen” aan het worden is, zijn de rendementseisen al significant gedaald de afgelopen jaren (omdat het risico steeds kleiner wordt, en omdat er weinig andere goede investeringsmogelijkheden zijn voor banken/investeerders, resulterende in lagere rentekosten en rendementseisen). Het blijft echter moeilijk voorspellen hoe dit de komende jaren zal ontwikkelen, waardoor onderstaande gevoeligheidsanalyse uitgevoerd is (rendement + en – 2%).

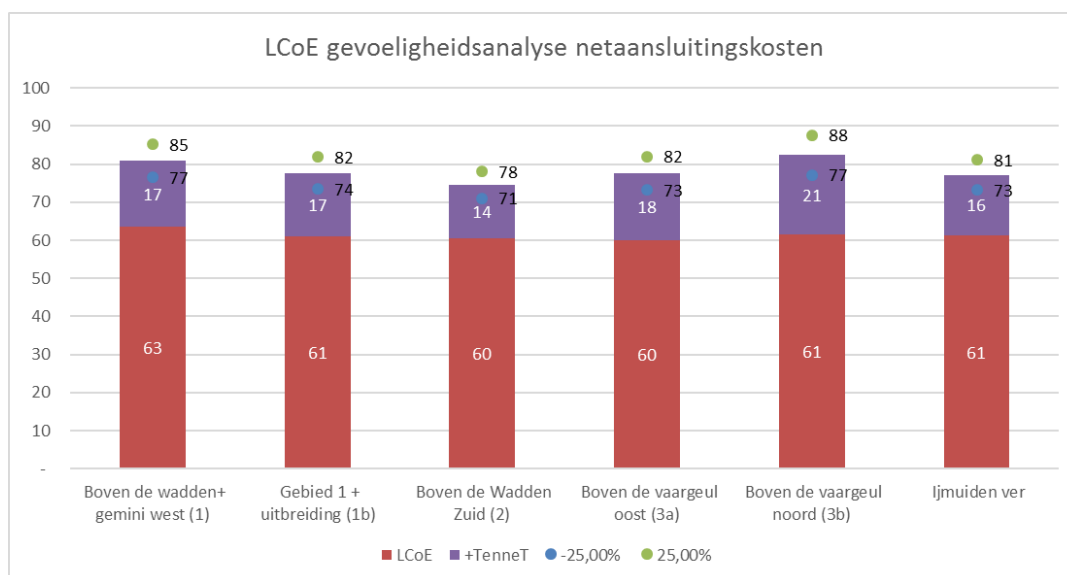
Wat geconcludeerd kan worden uit de uitkomsten is dat de rendementseis een vrij hoge impact zal hebben op de LCoE (2% rendement verschil is 4 á 5 € LCoE). Echter is dit een aspect wat geen onderscheid zal creëren tussen de aantrekkelijkheid van de verschillende locaties, aangezien dit puur een interne bedrijfsbeslissing is met een vergelijkbare gevoeligheid voor alle locaties.



Figuur 16: LCoE gevoeligheidsanalyse met verschillende rendementseisen

4.5.4 LCoE met netaansluitingskosten gevoeligheidsanalyse

Omdat de exacte netaansluitingskosten voor de onderzochte gebieden nog onbekend zijn, is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op deze kosten. De kosten van de netaansluiting zijn gevarieerd met +25% en -25%. De verschillen in LCoE per gebied bedragen tussen deze extremen zo'n 7 tot 11 euro/MWh. Logischerwijs worden de windgebieden met de hoogste netaansluitingskosten (boven de vaargeul noord) het meeste beïnvloed door deze gevoeligheidsanalyse. Wat de gevoeligheidsanalyse verder aangeeft is dat de rangorde van de locaties met betrekking tot de LCoE niet wezenlijk zal veranderen bij een duurdere of goedkopere netaansluiting (zolang de prijsstijging of daling op elk gebied wordt toegepast).



Figuur 17: LCoE gevoeligheidsanalyse met verschillende rendementseisen

4.6 Conclusies LCoE

Uit de LCoE studie kan geconcludeerd worden dat de verschillen in LCoE tussen de locaties niet heel groot zullen zijn. De grootste impact komt uit het verkleinen van een windpark (700 MW voor Gemini-West + Clearcamp, in plaats van 1000 MW). De LCoE van de gebieden boven de Wadden laat zich goed vergelijken met de eerste inschatting van de LCoE van IJmuiden-ver. De netaansluiting voor IJmuiden-Ver zal goedkoper zijn dan de meeste boven de Wadden gebieden (op het gebied boven de Wadden zuid na), maar dit zorgt niet voor zeer significante verschillen.

Gevoeligheidsanalyses tonen aan dat de LCoE nog wel wezenlijk kan verschillen met wat in deze studie is berekend, echter zullen de meest bepalende factoren van invloed zijn op alle windparken (rendementseis, turbinekosten), waardoor de onderlinge LCoE rangschikking niet heel sterk zal veranderen.

De toekomstige ontwikkeling van de stroomprijzen is echter één van de meest bepalende factoren voor de biedprijzen van de opkomende tenders en daarmee ook de hoogte van het subsidie-niveau. De stroomprijs beïnvloedt echter niet de onderlinge rangschikking van LCoEs, aangezien ook dit voor alle opties geldt..

De verwachting is dat in Nederland in de nabije toekomst er subsidievrij op de tenders geboden gaat worden (net als in Duitsland). In een dergelijk scenario worden voor de Rijksoverheid de LCoEs van deze windparken dan naar alle waarschijnlijkheid irrelevant, omdat de windparken geen subsidie meer nodig hebben. Mochten windparken geen subsidie meer nodig hebben, dan hoeft het Rijk vanuit (subsidie) kostenooqpunt dus geen specifieke volgorde aan te houden. Andere factoren gaan op dat moment naar alle waarschijnlijkheid een grotere rol spelen. Dit zouden de volgende factoren kunnen zijn (lijst is een inschatting en daardoor waarschijnlijk niet volledig):

- Netaansluitingkosten
- Cumulatieve ecologische effecten,
- Aanlandmogelijkheden voor de exportkabels,
- Kosten van het net op zee
- Lokale elektriciteitsvraag bij aanlandingsplekken,
- Reeds aangewezen gebieden versus nieuwe gebieden,
- Visserij,
- Connectie-mogelijkheden tot interconnectie hubs.

Het is echter ook mogelijk dat de Nederlandse overheid in de toekomst overgaat op een nieuwe constructie voor het bepalen wie welke kavel mag ontwikkelen (bijvoorbeeld doormiddel van het verpachten van de kavels).

5 LOKAAL NUTTIG GEBRUIK VAN OFFSHORE WINDENERGIE EN RISICO OP CONGESTIE

5.1 Inleiding

Het aanwijzen van windparken op zee heeft meer voeten in aarde dan alleen een plek op zee bepalen. De opgewekte stroom moet immers naar het land getransporteerd worden om daar zijn weg te vinden naar de eindgebruiker. Wanneer het transportnet op land daartoe technisch niet in staat is noemt men dat 'congestie'. Om dit op te lossen, zijn tijd en geld nodig voor netverzwaring of andere oplossingen. Om een goede inschatting te kunnen maken in welke mate dit voor uitbreiding van de windparken boven de wadden speelt, is een model van de toekomstige energieproductie en -consumptie gemaakt. In Noord-Nederland staan op dit moment reeds een grote hoeveelheid energieverbruikers, die de toekomstig boven de Wadden geproduceerde stroom kunnen opnemen. Bovendien wordt de transportcapaciteit de komende jaren sterk uitgebreid. Daarnaast zijn er veel energiegerelateerde initiatieven, zoals nieuwe datacenters, waterstofproductie etc. De investeringsbeslissing hierover is echter meestal nog niet gevallen.

Binnen dit model is de congestie bepaald op basis van de volgende drie toekomstscenario's:

1. **Toekomstscenario 1: Business as usual.** Geen noemenswaardige groei of afname van productie en consumptie. Alleen investeringen waarvoor reeds een investeringsbeslissing genomen is, zullen worden meegenomen.
2. **Toekomstscenario 2: Incrementele groei.** Naast de huidige productie en consumptie zullen de te verwachten trends in energieverbruik worden meegenomen, waarbij uitgegaan wordt van de Nationale Energieverkenning en afspraken tussen rijk en regio.
3. **Toekomstscenario 3: Groene Transformatie.** In dit scenario vindt er grootschalige groene transformatie in de Eemsdeltaregio plaats; oude grijze producenten verdwijnen en de groene initiatieven die op dit moment bestaan, worden allemaal uitgevoerd. Om transport en industrie te vergroenen wordt er volop duurzame elektriciteit verbruikt voor de productie van o.a. groene waterstof en groen ammoniak.

In de drie toekomstscenario's zal gekeken worden in hoeverre het mogelijk is om grootschalige offshore wind boven de wadden te installeren en zo ja, hoeveel. Hiertoe zal allereerst gekeken hoeveel ruimte er in de drie toekomstscenario's nog is voordat congestie optreedt. Op basis hiervan wordt per toekomstscenario de maximale hoeveelheid offshore wind bepaald, inclusief een uitrolstrategie. Tenslotte wordt geverifieerd of deze inpassing inderdaad op geen enkel moment tot congestie kan leiden.

5.2 Onderzoeksvragen

De provincie Groningen wil de aantrekkelijkheid van het gebied boven de Wadden voor windenergie bepalen. Een belangrijk aspect daarbij is in hoeverre de in de regio geproduceerde elektriciteit ook lokaal kan worden gebruikt of kan worden afgevoerd naar andere regio's. Vanuit die achtergrond zijn de volgende onderzoeksvragen aan dit rapport toegevoegd.

De hoofd-onderzoeksvraag is: *“zal er door invoeding van toekomstige offshore windparken boven de Wadden congestie optreden in het elektriciteitsnet van de provincie Groningen en wat is hierbij het effect van bestaande of toekomstige elektriciteitsvraag in de provincie, zoals de industrie van Eemshaven, Delfzijl of andere elektriciteitsvragers”.*

Secondaire onderzoeksvragen zijn:

- a. Wat is de huidige elektriciteitsvraag in de provincie/de havens?
- b. Wat is de toekomstige elektriciteitsvraag, en wat voor kansen zijn er in de toekomst voor energieopslag (o.a. doormiddel van power-to-gas)?

Op basis van vraag en aanbod van energie is het vervolgens mogelijk om de ruimte voor offshore wind te bepalen.

5.3 Methodiek

Congestie ontstaat op het moment dat de lokale vraag naar elektriciteit en de transportcapaciteit naar elders niet voldoende zijn om de lokale productie en import van elektriciteit op te vangen. Logischerwijs vindt congestie voornamelijk plaats op momenten met lage lokale vraag naar elektriciteit en een hoog aanbod van elektriciteit.

Op basis van literatuuronderzoek en interviews met de Provincie Groningen, Groningen Seaports, Energy Valley, NUON, Noordelijke Innovation Board, Hygro en E&E advies²⁰ heeft BLIX in Excel een model gemaakt van het provinciale elektriciteitssysteem van 2016 tot 2035. Het model bestaat uit het huidige, met een inschatting van het toekomstige:

- geïnstalleerde vermogen van offshore wind, onshore wind, zon, biomassa, gas en kolen,
- de productie van elektriciteit,
- het piekvermogen van de consumptie van elektriciteit,
- de (minimale) consumptie van elektriciteit,
- de nationale en internationale interconnectie-capaciteit.

Op basis van bovenstaande is de beschikbare netcapaciteit (voor offshore wind of andere opwekkers) bepaald in de verschillende toekomstscenario's. Per scenario kan vervolgens een maximale uitrolstrategie voor offshore wind bepaald worden. Op basis van deze uitrolstrategieën kan tenslotte worden bepaald onder welke condities er congestie kan optreden.

Onze aanname is dat de Duitse windparken invoeden in Duitsland en daar hun stroom afvoeren. De interconnector Meeden – Diele hebben wij in onze modellen in twee interconnectie situaties op import elektriciteit gezet en in één positieve situatie op export. Meestal staat de Meeden - Diele connector op import. Hoewel het niet altijd waar is, gaan we er van uit dat als het bij ons waait het in de landen om ons heen ook waait.

5.4 Productie van elektriciteit

5.4.1 Onshore wind

Op basis van windstats.nl is bepaald dat het huidige opstelde vermogen aan on-shore wind 444 MW is. Voor toekomstscenario 2 en 3 groeit dit tot 2020 groeit dit vermogen naar 855,5 MW (de provinciale doelstelling zoals afgesproken met het Rijk). Voor scenario's 2 & 3 wordt daarnaast aangenomen dat er 100 MW per jaar bij komt tot een totaal van 1455 MW in 2026. Voor deze studie is aangenomen dat het totale vermogen vanaf 2026 constant blijft tot 2035.

²⁰ Energy Valley is een netwerkorganisatie voor duurzame energie met veel expertise op het gebied van energiemarkten. De Noordelijke Innovation Board is een belangrijke aanjager voor grootschalige ontwikkeling van waterstof. HYGRO (Hydrogen Groningen) is een ontwikkelaar van waterstofsysteem voor gebruik in de mobiliteit. E&E Advies is een consultant die de jaarlijkse noordelijke energiemonitor verzorgt.

5.4.2 Biomassa

Voor biomassa gaan we ervan uit dat de bestaande Eneco Golden Raand centrale van 50 MW blijft draaien tot 2035 (deze centrale produceert ook stoom voor de industrie). Er komen naar onze inschatting geen vergelijkbare centrales bij.

5.4.3 Zon-pv

In Delfzijl staat op dit moment een zonnepark van 30 MW. Na overleg met Energy Valley en op basis van recente SDE beschikkingen verwachten we een snelle groei van ongeveer 100 MW per jaar voor scenario 2 & 3. Op basis van deze schatting zou de provincie Groningen in 2035 ongeveer 1930 MW aan commerciële zonneparken hebben. Dit is inclusief zonnepanelen op bijvoorbeeld bedrijfspanden, ziekenhuizen, scholen en kantoren, waarvoor SDE kan worden aangevraagd.

Daarnaast nemen we aan dat de Groningse huishoudens op dit moment ca. 10 MW aan zonnepanelen hebben gelegd en dat dit met 2 MW per jaar zal groeien tot 2035. Dit is gebaseerd op 2 kW systemen en 1000 nieuwe huishoudens per jaar.

Het totale vermogen aan zonnepanelen in de provincie schatten we daarmee op ca. 2000 MW in 2035. Overigens is het aantal vollasturen relatief laag (rond de 850), dus in de elektriciteitsproductie van de provincie is de productie van zonnestroom bijna niet terug te vinden.

5.4.4 Kolen

Voor deze studie gaan we ervan uit dat de 1560 MW RWE kolencentrale zal doordraaien tot 2035, maar wel hoogstwaarschijnlijk wel voor 100% zal overschakelen op het gebruik van biomassa. Dit conform de eigen statements van RWE. Kolencentrales zijn in de regel basislastcentrales en hebben daarmee een bedrijfstijd van meer dan 8000 uur. Inzet van biomassa zal deze bedrijfstijd niet veranderen, waardoor we in alle toekomstscenario's uitgaan van vollast gedurende de worst case situaties.

5.4.5 Gas

In de provincie Groningen staan drie gasgestookte centrales:

1. De 550 MW Delesto WKK-centrale staat uit en wij verwachten dat deze uit zal blijven, gas is duur, het elektrisch rendement is laag en voor de warmte zijn andere bronnen (zoals de Eneco Golden Raand) beschikbaar. De centrale zal hoogstens gebruikt worden als piekcentrale, maar deze zal slechts aangaan bij stroomtekorten, waarbij geen congestie optreedt. Er is dus geen invloed te verwachten in de worst case scenario's.
2. De Engie centrale draait als piekcentrale op een vermogen van 1200 MW en wordt voor ca. 2000 uur per jaar ingezet, vooral als het niet waait. Er is dus geen invloed te verwachten in de worst case scenario's.
3. Hetzelfde geldt voor de 1400 MW NUON Magnum centrale. NUON heeft haar ambitie geuit om voor deze centrale ammoniak te gaan maken door middel van elektrolyse wanneer stroom goedkoop is (wanneer het hard waait) en deze ammoniak te gaan verbranden wanneer stroom duur is (wanneer het weinig waait). Hierbij gaan wij uit van 2920 productievollasturen²¹ per jaar voor een dergelijk bedrijf. NUON gaf aan dat in 2023 1/3 van de centrale (465 MW) zo is omgebouwd en in 2026 de overige 2/3 (935 MW). De NUON

²¹ We gaan uit van 1/3 van de tijd harde wind (waarbij ammoniak wordt gemaakt) en 1/3 van de tijd weinig wind (waarbij ammoniak wordt verbrand). In de tussentijd is de spread onvoldoende voor arbitrage. Dit komt overeen met $8760/3=2920$ vollasturen.

Magnum centrale zal echter vooral elektriciteit produceren bij energietekorten, en dan is de kans op congestie klein.

5.4.6 CAES productie

AkzoNobel is van plan om in 2025 een 1200 MW CAES, ofwel compressed air energy storage, te realiseren. CAES maakt gebruik van het verschil tussen lage en hoge elektriciteitsprijzen door stroom te produceren op momenten van schaarste, en deze op te slaan op momenten van overschot. De round trip efficiency van adiabatische CAES is ongeveer 60%. Dit betekent dat er alleen een business case is als het verschil tussen lage en hoge prijzen meer is dan 66%²². Bij lage windproductie (en hoge prijzen) zal CAES elektriciteit produceren. In een worst case scenario met maximale windproductie, waarbij eventueel congestie kan optreden, is het zeer waarschijnlijk dat CAES energie zal consumeren. Vanuit dezelfde redenering als voor de NUON Magnum centrale gaan we uit van ongeveer 2800 productie vollasturen. CAES zal echter vooral elektriciteit produceren bij energietekorten, en dan is de kans op congestie klein.

Onderstaande twee grafieken zijn gebaseerd op analyses van de afzonderlijke technieken, deze worden daarna toegelicht. Alleen in toekomstscenario 3 wordt de introductie van CAES meegenomen.

5.4.7 Offshore wind

In 2017 is Gemini (600 MW) operationeel geworden. In een volgend hoofdstuk zullen we bepalen hoeveel nieuwe offshore wind kan worden geïntroduceerd zonder dat er congestie optreedt.

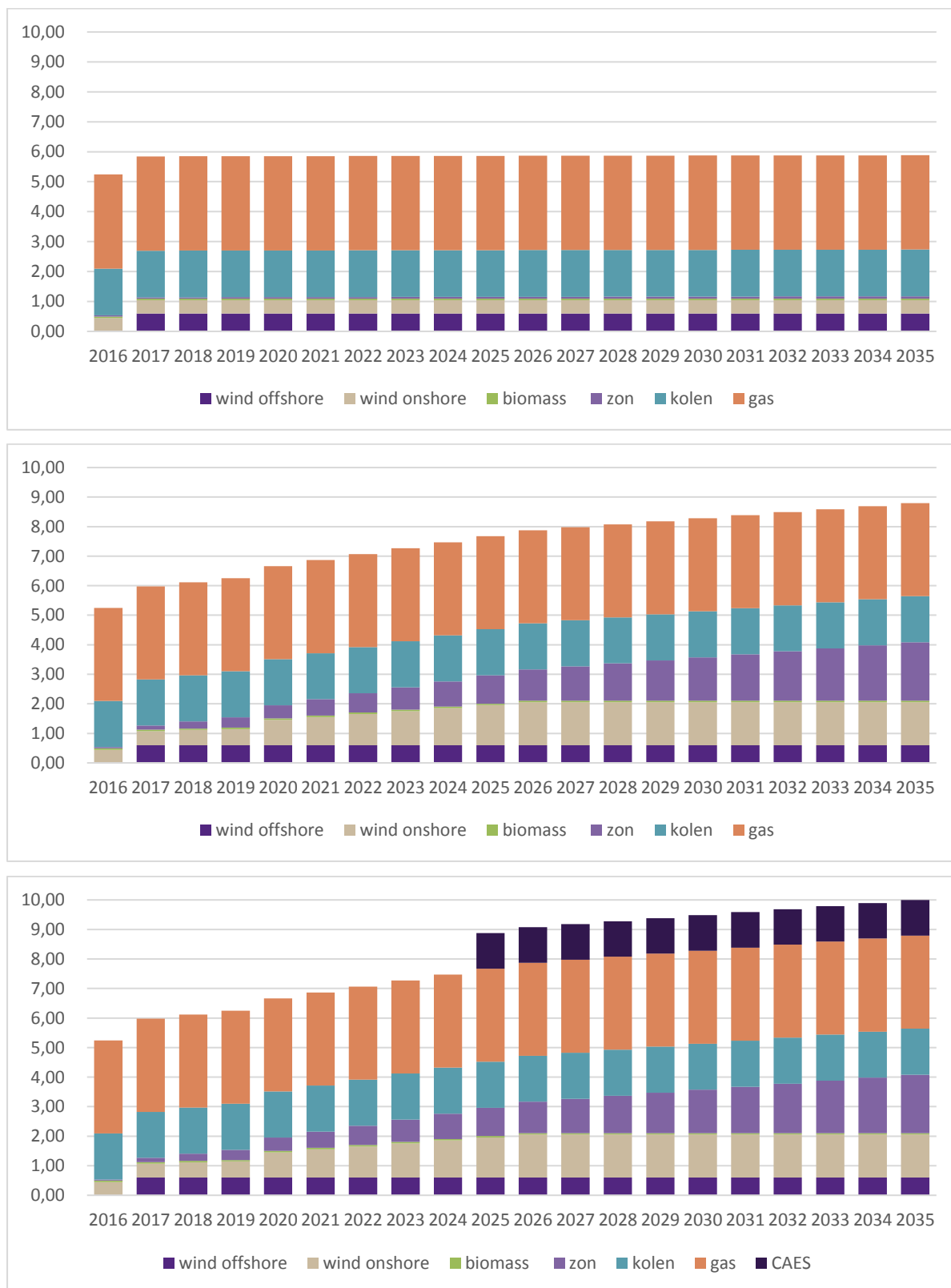
5.4.8 Het totale provinciale geïnstalleerde vermogen

Op basis van bovenstaande gegevens is per jaar het gezamenlijke provinciale geïnstalleerde vermogen voor de drie toekomstscenario's bepaald en weergegeven in onderstaande grafieken.

1. Voor Toekomstscenario 1: Business as usual wordt geen noemenswaardige groei of afname van geïnstalleerd vermogen verwacht. Voor het conventioneel vermogen van kolen- en gascentrales is de verwachting dat de huidige capaciteit blijft staan en deels vergroend wordt.
2. Voor Toekomstscenario 2: Incrementele groei neemt het huidige opgesteld vermogen licht toe als gevolg van incrementele veranderingen en de taakstelling voor wind op land van 0,85 GW in 2020. Daarna is in dit model rekening gehouden met enige doorgroei tot 1,5 GW. Zon PV is nu nog klein, maar groeit naar ca. 2 GW in 2035.
3. In Toekomstscenario 3: Groene Transformatie zien we, naast grootschalige on-shore wind en zon-PV, dat het CAES zal beschikbaar zijn vanaf 2025 met zo'n 1,2 GW. Biomassa zal een zeer klein aandeel vormen van het geïnstalleerd vermogen.

²² Stel de stroomprijs is 100 euro per MWh, bij een efficiency van 60% blijft er na conversie $60\% \cdot 1 = 0,6$ MWh over. De stroomprijs moet dan dus $100/0,6 = 167$ euro zijn om het rendabel te maken. Een minimale spread van 67% is dan dus benodigd

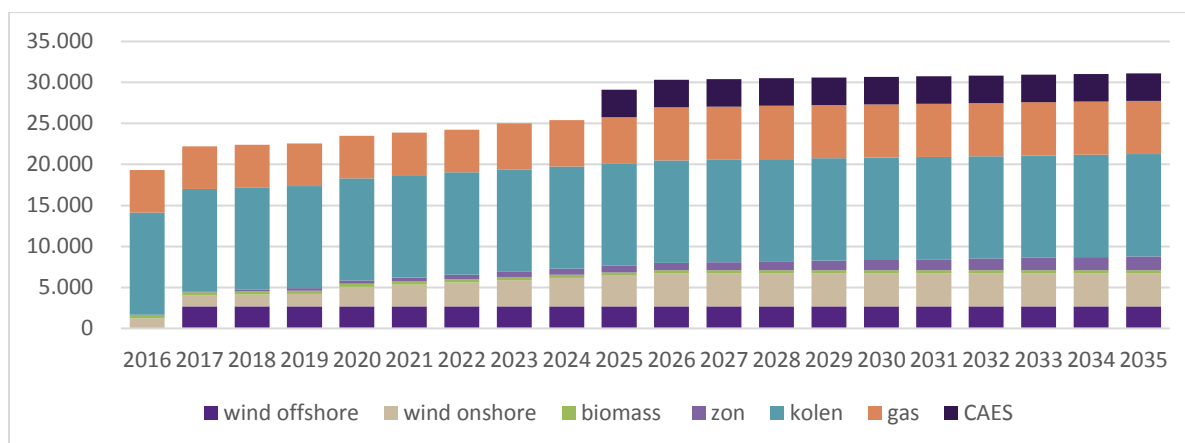
OFFSHORE WIND BOVEN DE WADDEN



Figuur 18: Overzicht geïnstalleerd vermogen 2016 – 2035 in GW voor drie toekomstscenario's (boven "Business as usual", midden "Incrementele Groei", onder "Groene Transformatie")

5.4.9 De provinciale jaarproductie van elektriciteit

De huidige provinciale productie van elektriciteit en een visie op de ontwikkeling ervan is weergegeven in onderstaande grafiek. Deze grafiek lijkt erg op die van het geïnstalleerd vermogen, echter valt uit deze grafiek het aantal vollasturen per technologie af te leiden. Het aandeel zon, gas en onshore wind is bijvoorbeeld minder in dit figuur omdat zon, gas en onshore wind relatief weinig vollasturen maken. Om het overzicht te bewaren is alleen de grafiek voor “Groene transformatie” weergegeven. Dit plaatje geeft het meest complete beeld van de onderlinge verhoudingen in jaarproductie weer wanneer alle verschillende opwekkers produceren.



Figuur 19: Overzicht productie elektriciteit 2016 – 2035 in GWh voor Toekomstscenario 3 “Groene Transformatie”

5.5 Consumptie van elektriciteit

5.5.1 Industrie Delfzijl & Eemshaven

In nauwe samenwerking met Groningen Seaports is voor de grote industriële verbruikers van stroom het aansluitvermogen en de geschatte consumptie op basis van een inschatting van het aantal vollasturen bepaald. De grote industriële verbruikers draaien bijna allemaal op vollast (ca. 8000 uur per jaar). Het gewogen gemiddelde van alle industrie is 7846 vollasturen. Voor Delfzijl, met veel chemie, wordt een huidig geïnstalleerd vermogen ingeschat van 166 MW, voor Eemshaven 5 MW. We voorzien een beperkte groei van 1% per jaar op basis van een verdere elektrificatie van de industrie en wat bijbouw; dit zal deels ook gecompenseerd worden door hogere efficiency van nieuwe pompen, motoren en compressoren.

5.5.2 Datahotels Eemshaven

Een belangrijke groeisector is die van datahotels in de Eemshaven. Groningen Seaports merkt hierbij op dat de nabije aanwezigheid van zgn. "oranjegroene stroom" een belangrijke vestigingsfactor is. In nauwe samenwerking met Groningen Seaports is hiervoor een inschatting gemaakt op basis van de volgende data en aannames:

- Google heeft in de Eemshaven een datahotel met een geïnstalleerd vermogen van 60 MW. Voor toekomstscenario 1 zal het hierbij blijven.

Gebaseerd op diverse leads met partijen wordt voor toekomstscenario 2 en 3 de volgende groei voorzien:

- In 2020 150 MW aan datahotels
- In 2021 100 MW aan datahotels

- In 2022 150 MW aan datahotels
- In 2024 300 MW aan datahotels

5.5.3 Consumptie door overige bedrijven

Naast de bovenstaande toegelichte specifieke categorieën, zijn er nog verscheidene andere bedrijfscategorieën die elektriciteit gebruiken in de provincie Groningen. Deze kunnen als volgt onderverdeeld worden:

- Landbouw, bosbouw en visserij
- Delfstoffenwinning
- Industrie
- Waterbedrijven en afvalbeheer
- Bouwnijverheid
- Handel
- Vervoer en opslag
- Horeca
- Informatie en communicatie
- Financiële dienstverlening
- Verhuur en handel van onroerend goed
- Specialistische zakelijke diensten
- Verhuur en overige zakelijke diensten
- Openbaar bestuur en overheidsdiensten
- Onderwijs
- Gezondheids- en welzijnszorg
- Cultuur, sport en recreatie
- Overige dienstverlening
- Extraterritoriale organisaties

Door middel van brondata van E&E advies is de totale consumptie van bedrijven bepaald. De totale elektriciteitsconsumptie van de categorie overige bedrijven was 2.247 GWh in 2015²³.

De verwachting is dat er geen factoren zullen zijn waardoor de elektriciteitsconsumptie van deze categorieën zal toe- of afnemen de komende jaren anders dan licht meebewegen met de economische conjunctuur. Deze consumptie is voor de modellering dus constant gehouden tot 2035 voor alle toekomstscenario's.

5.5.4 Consumptie door huishoudens

Een aantal bestaande studies die voor de provincie Groningen zijn uitgevoerd (oa. Verhalen en scenario's over energiegebruik in 2035 van Quintel) geven aan dat het huishoudelijk elektriciteitsverbruik zal dalen. BLIX is echter van mening dat een toename van elektriciteitsgebruik door huishoudens te verwachten is. Dit wordt met name gedreven door het feit dat nieuwbouwhuizen steeds vaker niet meer voorzien zullen worden van een aardgas-aansluiting,

²³ Omdat de consumptiecijfers van industrie in Delfzijl en Eemshaven en datahotels in Eemshaven verkregen zijn van Groningen Seaports zijn deze uit dit getal gehaald en apart gepresenteerd in 5.5.1 en 5.5.2.

waardoor huizen steeds vaker elektrisch verwarmd zullen worden. Ook renovatie door middel van nul-op-de-meter (NOM)-woningen en het gebruik van elektriciteit voor elektrisch vervoer dragen hieraan bij. Hierdoor is de verwachting dat in 2030 het elektriciteitsverbruik van huishoudens met zo'n 30% toegenomen zal zijn. Deze 30% is berekend op basis van de volgende aannames:

- Door toename van elektrificatie van de verwarming zal in 2030 de helft van de huizen geen gasaansluiting meer hebben.
- Daarvan zal de helft een warmtepomp hebben en de andere helft zal aangesloten zijn op een warmtenetwerk.
- Voor de 25% huizen met een warmtepomp rekenen we met een vermeden 1000 m³ aardgas per jaar, en dat is ca. 10.000 kWh (warmte).
- Bij een COP van een warmtepomp van 4 is het elektrisch verbruik van zo'n warmtepomp 2500 kWh per jaar extra (voor een kwart van de huizen).

Deze stijging is meegenomen voor toekomstscenario 2 en 3.

5.5.5 Waterstofproductie

Voor de productie van waterstof zijn in de Groningse regio diverse initiatieven. Gesprekken zijn gevoerd met de Noordelijke Innovation Board en Hygro die elk eigen initiatieven hebben, die gericht zijn op de productie van waterstof bij lage prijzen ter verkoop aan de industrie en de transportsector.

We gaan uit van de realisatie van een eerste demo in 2019 bij Zuidwending van 20 MW. Deze installatie zal nog draaien op 6000 vollasturen, omdat de installatie klein is en een demo-karakter heeft.

Veel zal afhangen van de voorziene en gehoopte kostprijzdaling van electrolyzers. Om die reden is deze ontwikkeling alleen in toekomstscenario 3 meegenomen. Dat in ogenschouw nemende, voorzien we in dit toekomstscenario - nog enigszins voorzichtig - in 2021 de realisatie van een 100 MW installatie. Dit gevolgd door 200 MW extra in 2023 en dan ieder jaar 200 MW er bij tot een totaalvermogen van 2620 MW in 2035. De productie van waterstof in nieuwe projecten zal naar verwachting ongeveer 5000 uur per jaar plaatsvinden²⁴. Dit is het optimum tussen hoge kapitaalslasten (bij lage bedrijfstijd dient de electrolyser gedurende weinig uren te worden terugverdiend) en operatielasten (bij hoge bedrijfstijd moet ook dure stroom worden gebruikt in het productieproces)²⁵. Deze 5000 uur komt ongeveer overeen met de bedrijfstijd van offshore wind en zon-pv samen. Zolang er in een regio voldoende offshore wind geïnstalleerd is, zal de waterstofproductie grofweg de wind- en zonneproductie volgen.

²⁴ Bron: economische analyse Energy Valley

²⁵ Alle expert voorspellingen geven een stijging van de elektriciteitsprijs voor de komende decennia, er zitten echter grote verschillen tussen de voorspellingen van de verschillende bedrijven die gespecialiseerd zijn in het bepalen van toekomstige elektriciteitsprijzen. Wat geconcludeerd zou kunnen worden is dat de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen een opwaartse trend laat zien, maar dat het verder hoogst onzeker is hoe deze precies zal zijn.

5.5.6 CAES consumptie

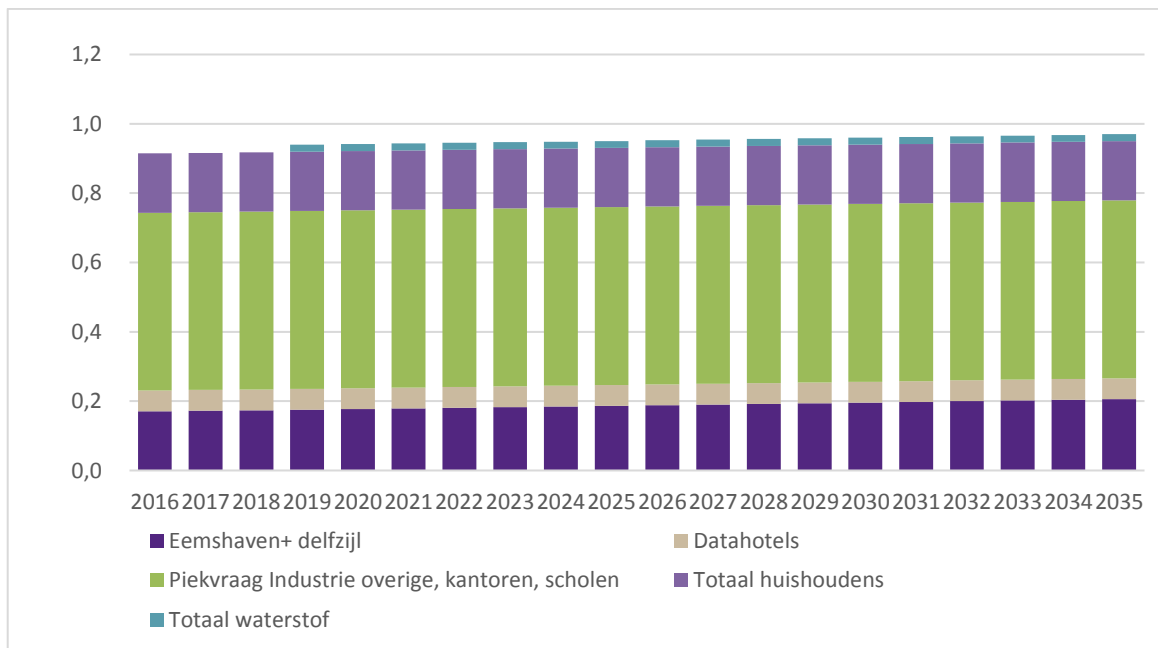
AkzoNobel is van plan om in 2025 een 1200 MW CAES, ofwel compressed air energy storage, te realiseren. Meer informatie hierover is in de vorige paragraaf te vinden (zie 5.4.6). Bij lage windproductie (en hoge prijzen) zal CAES elektriciteit produceren. In de worst case congestiescenario's, met maximale windproductie, is het zeer waarschijnlijk dat CAES energie zal consumeren (zo'n 2000 MW²⁶). We gaan uit van 2800 vollasturen consumptie die alleen is meegenomen in toekomstscenario 3.

5.5.7 NUON Magnum ammoniak

Er zijn plannen om de NUON Magnum om te bouwen, zodat deze op ammoniak kan draaien. De NUON Magnum zal dan op ammoniak draaien in tijden van weinig wind (zie 5.4.5). De ammoniak zal geproduceerd worden in tijden van veel wind door middel van elektrolyse van water, waarbij de vrijkomende waterstof wordt omgezet in ammoniak via het Haber-Boschproces. De roundtrip-efficiency van dit proces is ongeveer 40%. Dit betekent dat er alleen een business case is indien het verschil tussen lage en hoge prijzen een factor 2,5 is. In de worst case scenario's, met maximale windproductie, is het zeer waarschijnlijk dat de NUON Magnum energie zal consumeren, maar niet maximaal, aangezien er efficiëntere consumenten zijn en er nieuwe interconnectie capaciteit aanwezig is. Het aantal vollasturen wordt daarom op zo'n 3000 geschat met een consumerend vermogen van zo'n 2800 MW. Dit gebeurt alleen in toekomstscenario 3, in de overige 2 toekomstscenario's blijft de Magnum een klassieke gascentrale.

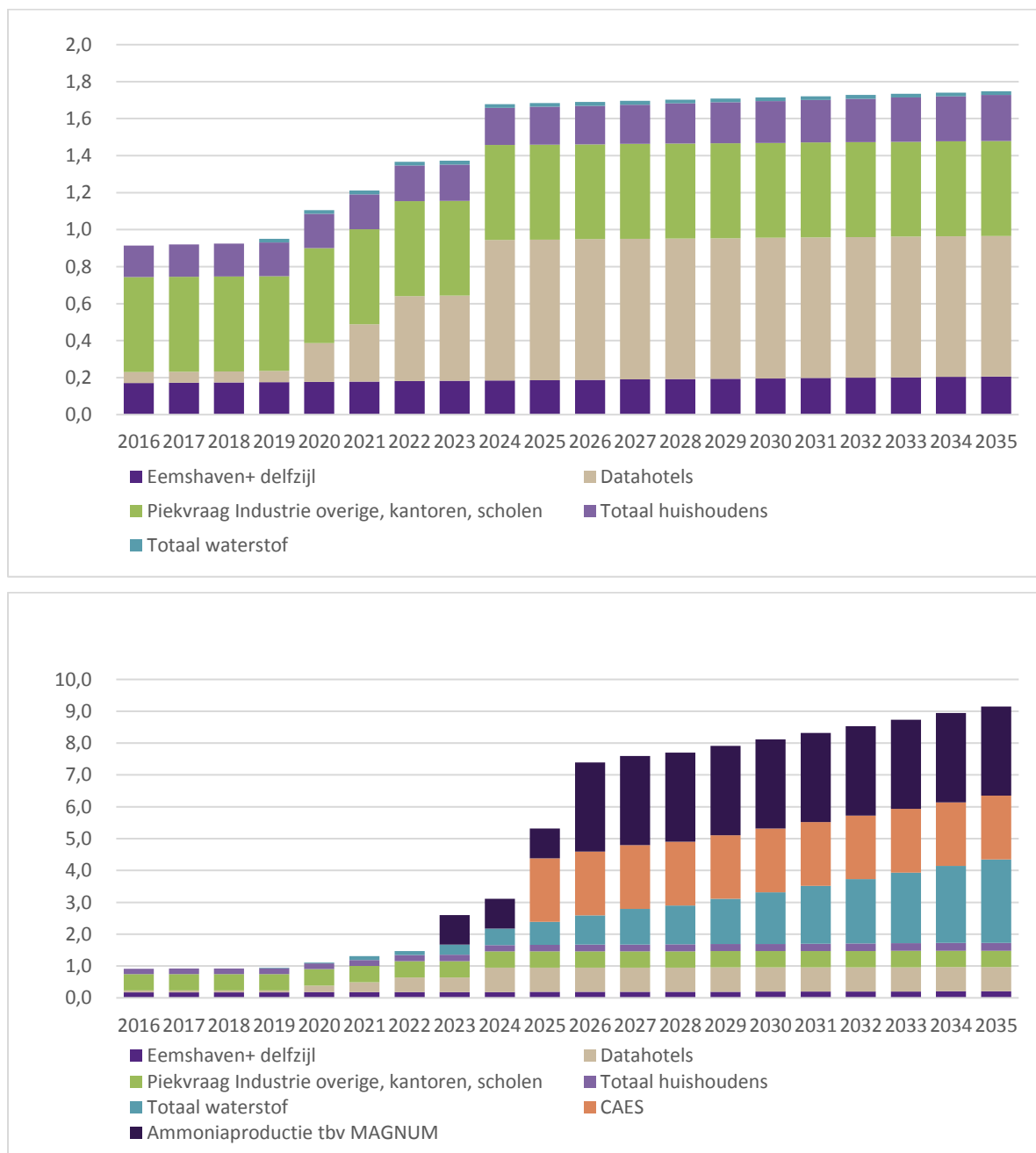
5.5.8 De provinciale piek consumptie

Op basis van bovenstaande gegevens is per jaar het gezamenlijke provinciale piekvermogen van de consumptie voor de drie toekomstscenario's bepaald en weergegeven in onderstaande grafieken.



²⁶ De roundtrip efficiency van de CAES is zo'n 60%. Aangezien de productie en consumptie periodes beiden op 2800 uur wordt geschat, en aangezien het producerend vermogen 1200 MW is, dient de consumptie $1200/0,6=2000$ MW te zijn.

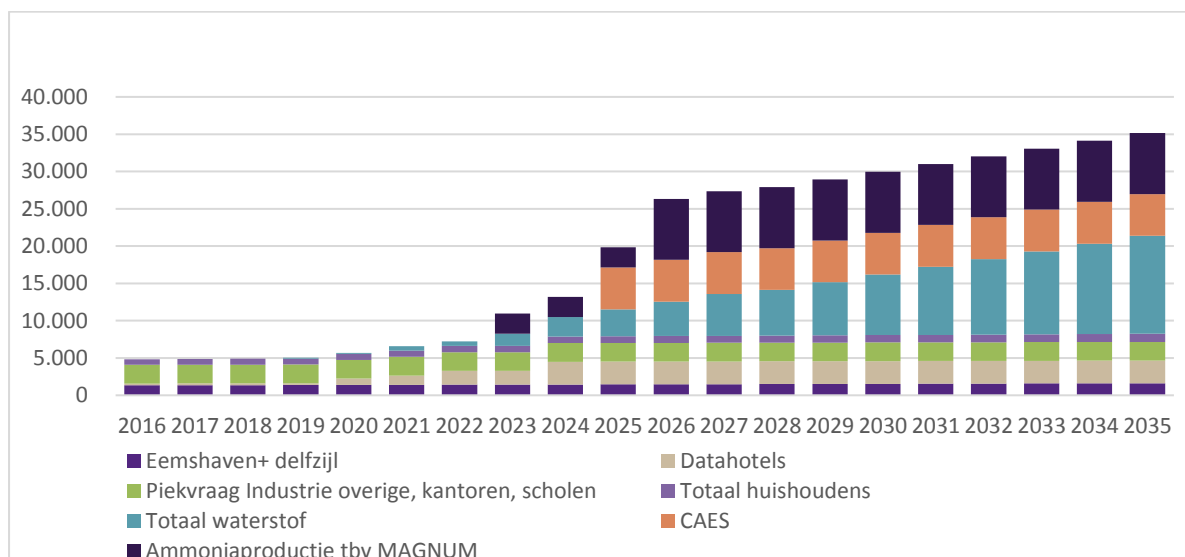
OFFSHORE WIND BOVEN DE WADDEN



Figuur 20: Overzicht piekvermogen van de consumptie 2016 – 2035 in GW voor drie toekomstscenario's (boven "Business as usual", midden "Incrementele Groei", onder "Groene Transformatie")

5.5.9 De provinciale (jaarlijkse) consumptie van elektriciteit

De huidige gezamenlijke provinciale consumptie van elektriciteit en een visie op de ontwikkeling ervan is voor scenario 3 weergegeven in onderstaande grafiek. Om het overzicht te bewaren is alleen de grafiek voor “Groene transformatie” weergegeven. Dit plaatje geeft het meest complete beeld van de onderlinge verhoudingen in jaarconsumptie weer.

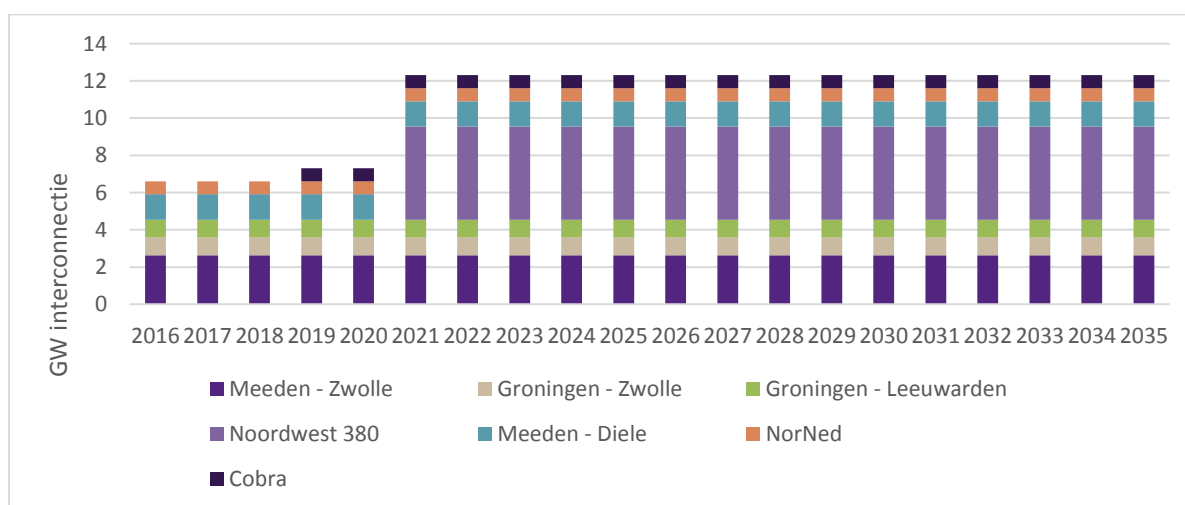


Figuur 21: Overzicht consumptie elektriciteit 2016 – 2035 in GWh voor Toekomstscenario 3 “Groene Transformatie”

5.6 Nationale connectie en internationale interconnectie

5.6.1 Inleiding

Eemshaven is vanwege de ligging aan de kust in het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) aangewezen als één van de belangrijke productielocaties voor elektriciteit. Eemshaven is daarnaast een belangrijk schakelpunt geworden in het internationale elektriciteitsnetwerk, vanwege een interconnector met Noorwegen (NorNed) en een in voorbereiding zijnde verbinding met Denemarken (Cobra) en de Noordwest 380.



Figuur 22: Ontwikkeling nationale en internationale interconnectie provincie Groningen

5.6.2 Nationaal

Op nationaal niveau zijn er de volgende verbindingen en ontwikkelingen²⁷:

- Er is een bestaande verbinding Meeden – Zwolle met een capaciteit van 2.365 MW.
- Er is een bestaande verbinding Groningen – Zwolle van 953 MW.
- Er is een bestaande verbinding Groningen – Leeuwarden van 953 MW.
- In 2^{de} helft 2021 wordt de realisatie van de Noordwest 380 verbinding afgerond waardoor er 5 GW bij komt.

5.6.3 Internationaal

Op internationaal niveau zijn er de volgende interconnectors en ontwikkelingen:

- Er is een bestaande verbinding Meeden – Diele (Duitsland) van 1.370 MW. Deze verbinding zal wellicht verdubbelen in capaciteit, maar daar is nog geen rekening mee gehouden.
- NorNed is een bestaande interconnector naar Noorwegen van 700 MW.
- In 2019 wordt de realisatie van Cobra naar Denemarken voorzien van 700 MW.
- TenneT ontwikkelt NSWPH (North Sea Wind Power Hub) op de Doggersbank. Deze wordt pas voorzien na 2035 en valt dus buiten onze studie.

5.7 Bepaling beschikbare netcapaciteit zonder nieuwe offshore wind

5.7.1 Methode voor het bepalen van beschikbare netcapaciteit

In dit hoofdstuk wordt voor de drie toekomstscenario's de beschikbare netcapaciteit bepaald. Deze beschikbare netcapaciteit kan in de toekomst worden gebruikt voor de inpassing van offshore wind of andere opwekkers (zie hiervoor de volgende paragrafen). De beschikbare capaciteit wordt bepaald door consumptie en transportcapaciteit (van elektriciteit) af te trekken van de productie van elektriciteit in de drie toekomstscenario's. Bij het bepalen van deze capaciteit wordt de, normaal gesproken optredende, maximale lokale productie bepaald, evenals de minimale consumptie, een worst case situatie. In alle gevallen wordt uitgegaan van een situatie waarin het hard waait, aangezien de netbenutting dan naar verwachting het grootst is.

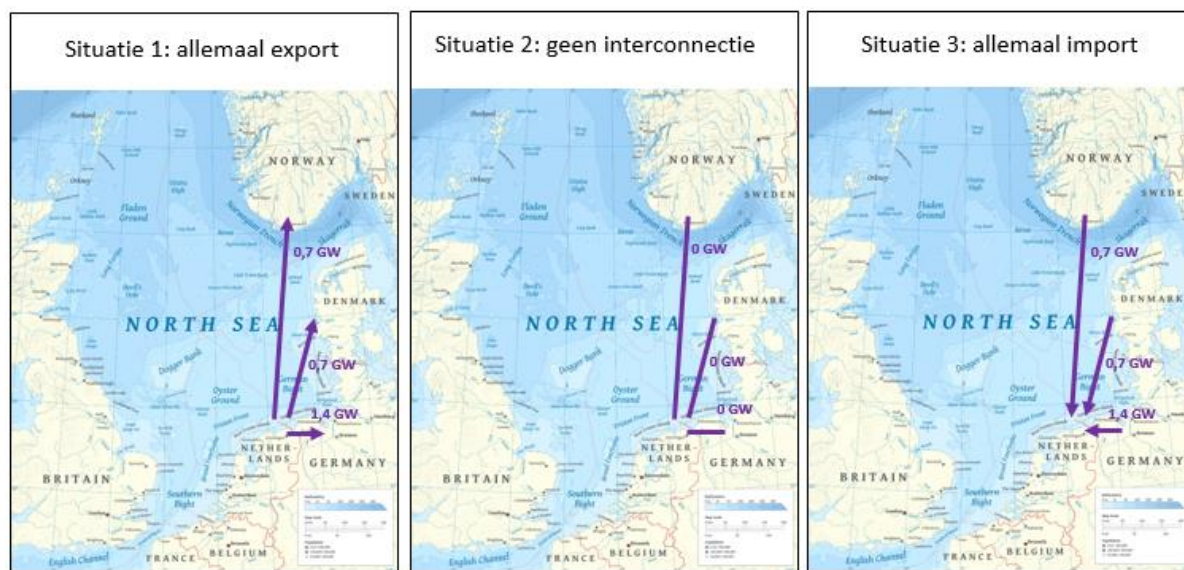
1. Voor deze berekening is de maximale productie van elektriciteit in Groningen berekend. Het is hierbij zeer onwaarschijnlijk dat gascentrales (ofwel 'dispatchable production') op vol vermogen zullen draaien als het hard waait/ de zon schijnt en er dus veel, relatief goedkope, wind/zonne-energie ('intermittent production') wordt geproduceerd. Daarnaast is het onwaarschijnlijk dat zowel zon als wind maximaal produceren. Ervaring met geavanceerdere modelleertools leert dat hiervoor als vuistregel aangehouden kan worden dat de maximale productie van wind+zon ongeveer de productie van de meest producerende, plus de helft van de minst producerende is. Deze twee vuistregels zijn in de berekening meegenomen.
2. Daarnaast is de minimale consumptie berekend, aangezien bij minimale lokale consumptie de grootste congestie optreedt. Deze is bepaald als fractie van het opgesteld vermogen in de verschillende toekomstscenario's op basis van vuistregels; zie de volgende tabel.

²⁷ Bron: TenneT en webkaart.hoogspanningsnet.com

Tabel 15: Vuistregels minimaal verbruik tijdens een worst case situatie

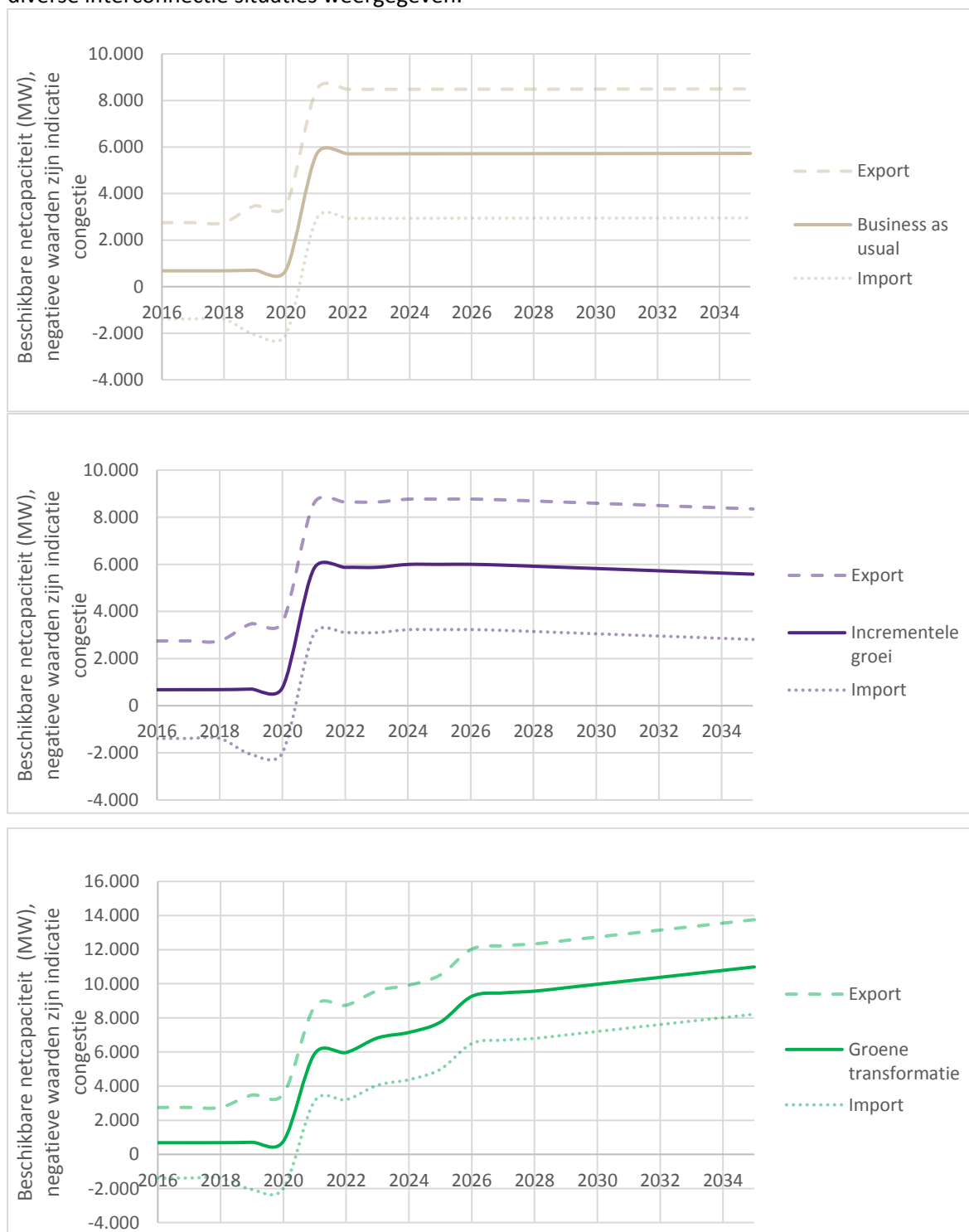
Consument	Minimaal verbruik tijdens worst case situatie	Reden
Industrie	70%	Draaien vrijwel continu, 70% is worst case
Datahotels	40% van maximum	Bij koud weer en lage loads daalt verbruik naar 40%
Bedrijven	30% van maximum	Minimale consumptie is ongeveer 30% van maximum
Consumenten	30% van maximum	Minimale consumptie is ongeveer 30% van maximum
CAES	80%	Alleen bij lage prijzen is het rendabel om energie op te slaan in CAES
Waterstof	100%	Omzetting naar waterstof volgt naar verwachting de offshore wind productie. Tijdens de worst case waar congestie mogelijk is, is de productie van wind maximaal en dus de productie van waterstof ook.
Productie NH3	70%	Alleen bij zeer lage prijzen is het rendabel om ammoniak te maken.

3. Tenslotte is de hoeveelheid transport (nationaal) en interconnectiecapaciteit (internationaal) bepaald. Bij interconnectie is het echter mogelijk dat de interconnectoren naar Duitsland en Noorwegen en Denemarken niet altijd in 'uitvoerstand' staan op het moment dat er een stroomoverschot is in Nederland. Hiervoor zijn 3 situaties te onderscheiden:
- Alle interconnectoren staan in uitvoerstand (exporteren)
 - De interconnectoren staan allemaal uit. In situaties met grote hoeveelheden offshore wind is dit een redelijk logische situatie. Numeriek komt dit overeen met de situatie dat de interconnector naar Duitsland in invoerstand staat (importeren), de overige in uitvoerstand (exporteren)
 - Alle interconnectoren staan in invoerstand (importeren) (= worst case)

**Figuur 23: interconnectie situaties provincie Groningen**

5.7.2 Resultaten van (worst case) beschikbare netcapaciteit

De beschikbare netwerkcapaciteit in de drie toekomstscenario's is bepaald en kan worden gevonden in onderstaande grafieken. Per deelgrafiek zijn in de verschillende toekomstscenario's de diverse interconnectie situaties weergegeven:



Figuur 24: Verwachte beschikbare netcapaciteit voor nieuwe offshore wind (of andere opwekkers) voor drie toekomstscenario's (boven "Business as usual", midden "Incrementele Groei", onder "Groene transformatie")

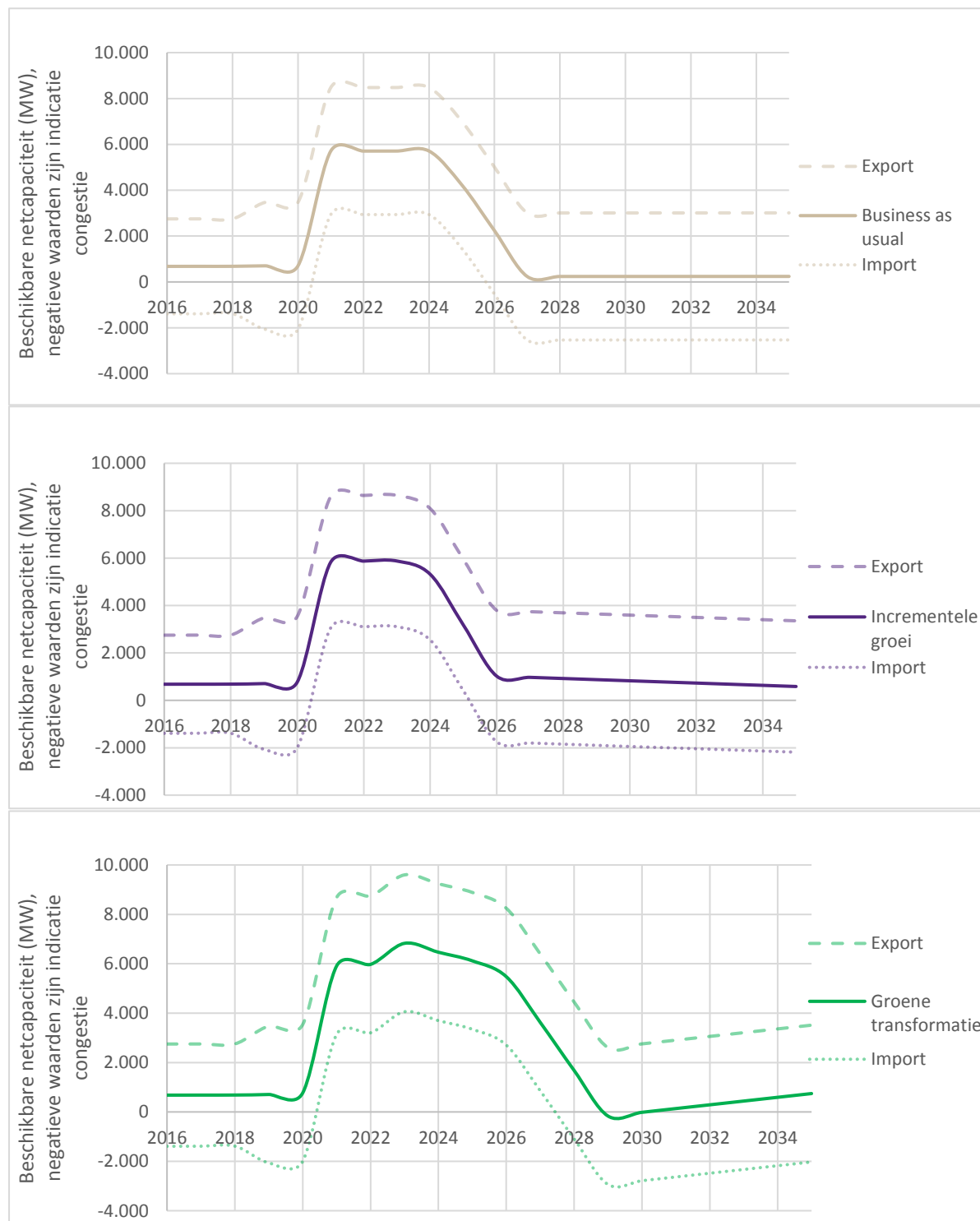
In alle toekomstscenario is er op dit moment een kleine hoeveelheid capaciteit over in de situatie waarin de interconnectors niet importeren of exporteren. Indien alle interconnectoren op import zouden staan, kan reeds een lichte congestie optreden. Dit is met recht een worst case situatie. Door het online komen van de Noordwest 380 connectie neemt de beschikbare capaciteit in alle toekomstscenario's toe naar ongeveer 6 GW. In toekomstscenario 1 en 2 blijft deze vervolgens gelijk, terwijl hij in toekomstscenario 3 verder stijgt, vooral vanwege de extra vraag van productie van waterstof en ammoniak. Concluderend, er is in de worst worst case situatie (harde wind, internationale interconnectors staan op invoerstand) in alle drie toekomstscenario's ruimte voor meerdere Gigawatts offshore wind

5.8 Inpasbaarheid en uitrolstrategieën offshore wind en bijbehorende congestie

Op basis van bovenstaande beschikbare netcapaciteit is per toekomstscenario gekozen voor een passende uitrolstrategie voor wind op zee:

- 700-1000 MW Gemini-West operationeel vanaf 2024, bij een tender in 2020.
- Vanaf 2025 tot 2029 ieder jaar 2.000 MW aan operationele wind op zee in het gebied boven Gemini en boven de vaargeul.
- Dit leidt tot in totaal:
 - o Voor Toekomstscenario 1: 7 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2027, die tot 2035 zo blijft.
 - o Voor Toekomstscenario 2: 5 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2026, die tot 2035 zo blijft.
 - o Voor Toekomstscenario 3: 11 GW aan nieuwe offshore wind capaciteit in 2029, die tot 2035 zo blijft.

In onderstaande grafieken is de gekeken of deze uitrol strategieën tot congestie leiden:



Figuur 25: Verwachte beschikbare netcapaciteit voor drie toekomstscenario's (boven "Business as usual" met 7 GW offshore wind, midden "Incrementele Groei" met 5 GW offshore wind, onder "Groene transformatie" met 11 GW offshore wind)

De resultaten laten het volgende zien:

- Er treedt nergens congestie op in het scenario dat alle interconnectors exporteren (bovenste lijnen).
- Er treedt geen congestie op in het scenario dat de NorNed en Cobra interconnectors exporteren en de Duitse interconnector importeert (middelste lijn).
- Congestie treedt alleen op in het worst worst case scenario waarin alle interconnectors importeren (onderste lijn). Een beperkte congestie treedt dan alleen op van 2016 - 2019 (dus het heden) en van 2029 - 2035. Overigens is er op dit moment geen congestie, wat aangeeft dat het een echt worst worst case scenario is.

5.9 Conclusies congestie

Als antwoord op de hoofdvraag van deze studie: *“zal er door invoeding van toekomstige offshore windparken boven de Wadden congestie optreden in het elektriciteitsnet van de provincie Groningen en wat is hierbij het effect van bestaande of toekomstige elektriciteitsvraag in de provincie, zoals de industrie van Eemshaven, Delfzijl of andere elektriciteitsvragers?”* kan gesteld worden dat het in alle toekomstscenario's mogelijk lijkt om meerdere Gigawatts aan offshore wind aan te leggen zonder congestie. Op basis van ons model is voor de verschillende toekomstscenario's bepaald hoeveel offshore wind kan worden geïnstalleerd:

1. In het toekomstscenario “business as usual” is 7 GW mogelijk
2. In het toekomstscenario “Incrementele groei” is 5 GW mogelijk
3. In het toekomstscenario “Groene Transformatie” is 11 GW mogelijk

Op basis van onze analyse blijkt vervolgens dat er bij bovenstaande hoeveelheden offshore wind alleen congestie optreedt in een *worst worst case* situatie wanneer alle interconnectors importeren. Dat dit een *worst worst case* betreft wordt bevestigd door het feit dat er op dit moment geen congestie is, terwijl in onze *worst worst case* situatie dat er zou moeten zijn.

Ten laatste gaan wij er van uit dat ook in de toekomst de provincie Groningen een netto exporteur van elektriciteit zal blijven en dat er bij een verdere integratie van het Europese onshore en offshore elektriciteitssysteem altijd voldoende interconnectie capaciteit gevonden kan worden om de additionele offshore wind elektriciteit af te voeren naar gebieden met netto consumptie.

6 WERKGELEGENHEIDSEFFECTEN VAN ADDITIONELE OFFSHORE WIND

6.1 Onderzoeksvraag

Een voor de provincie belangrijke additionele onderzoeksvraag is de volgende:

- Wat is de potentiële toename in werkgelegenheid/bedrijvigheid in de provincie Groningen door de ontwikkeling van windparken op zee, en de nieuwe industrieën gerelateerd aan energieopslag?

6.2 Werkgelegenheidsverwachtingen

6.2.1 Overzicht werkgelegenheidsverwachting per windparkfase

Wind op zee zal in de verschillende fases van ontwikkeling, bouw en operatie tot positieve werkgelegenheidseffecten leiden. Een groot deel van de werkgelegenheid (vaak meer dan 75%, afhankelijk van de fase) zal echter in het buitenland plaatsvinden omdat de ontwikkeling, fabricage en bouw van windmolenparken veelal door internationale consortia/partijen gedaan wordt. De werkgelegenheid in Nederland is gebaseerd op een studie van het Economisch Instituut voor de Bouw (EIB, 2016), waarin doormiddel van expert interviews (o.a. ECN, Van Oord, Siemens, TenneT) inschattingen gemaakt zijn voor de werkgelegenheid in Nederland. De werkgelegenheid voor provincie Groningen is gebaseerd op expert inschattingen van BLIX en externe artikelen²⁸:

²⁸ Artikelen ter referentie: http://nmfgroningen.nl/friksbeheer/wp-content/uploads/2014/04/1404-Offshore-wind-Rapport-Deloitte-Windenergie-op-Zee-Kansen-voor-opschaling-boven-de-Wadden_def.pdf p;8-9

<https://www.provinciegroningen.nl/actueel/nieuws/nieuwsbericht/nieuws/toon/Item/eemshaven-krijgt-helikopterluchthaven-voor-windparken-op-zee/>

http://windenergiecourant.nl/offshore/start-bouw-duits-windpark-merkur-vanuit-eemshaven/?utm_source=Nieuwsbrief+Windenergie+Courant&utm_campaign=bea62a4f3c-Nieuwsbrief_29_mei&utm_medium=email&utm_term=0_27e2cf6ce1-bea62a4f3c-520947317

<http://www.groningen-seaports.com/Nieuws/tabid/2122/articleType/ArticleView/articleId/304/language/nl-NL/Zaterdag-26-september-Open-Dag-in-Eemshaven-over-offshore-wind.aspx>

Tabel 16: Verwachte werkgelegenheid per 700 MW wind op zee

Fase	Type werkgelegenheid	Hoeveelheid arbeidsjaren NL (per 700 MW)	Hoeveelheid arbeidsjaren prov. Gron. (per 700 MW)
Vergunning- en ontwerpfase	- Voorbereidende werkzaamheden overheid - Milieu-onderzoeken en site data verzameling - Consortia bereiden tender voor	~450	5-10% NL= 23- 45
Constructiefase²⁹	- Constructie monopiles - Fabricage elektrische werken - Toelevering turbine fabrikanten - Overige constructie van onderdelen	~4200	3-5% NL=126-210
Aanlegfase	- Installatie turbines en funderingen + aanleg kabels	~1600	10%-25% NL=~160-400
Exploitatiefase	- Management en onderhoud van windparken	~115 per jaar	10-20% NL= ~12-23 per jaar

6.2.2 Vergunning en ontwerpfase

In deze fase wordt het meeste werk verricht door de overheid, die onder andere verschillende site-studies zal uitvoeren om een database (windsnelheden, bodemcondities etc.) te creëren die ontwikkelaars kunnen gebruiken bij het voorbereiden van hun biedingen. De verwachting is dat dit niet tot veel werk zal leiden in de provincie Groningen. De grootste werkzaamheden zullen waarschijnlijk het gebruik van de Eemshaven zijn voor het uitvoeren van bepaalde kavel onderzoeken (bijv. bodem).

Daarnaast zullen in deze fase ontwikkelaars actief zijn. De ontwikkelaars zijn over het algemeen internationale bedrijven die de windparken niet zullen ontwikkelen vanuit de provincie Groningen.

Door bovenstaande redenen is de verwachting dat maar zo'n 5 - 10% van de verwachte werkgelegenheid in Nederland in de provincie Groningen zal plaatsvinden.

²⁹ Het wordt met name verwacht dat de metaalverwerkende industrie zal profiteren van het bouwen van windparken in Nederland (~3200 arbeidsjaren per 700 MW)

6.2.3 Constructiefase

De meeste constructie zal plaatsvinden in het buitenland, een deel zal naar alle waarschijnlijkheid in Nederland plaatsvinden, omdat er in Nederland ook bedrijven gevestigd zijn die o.a. monopiles fabriceren. Omdat deze bedrijven niet actief zijn in de provincie Groningen is de verwachte werkgelegenheid in Groningen heel laag (3 - 5%).

6.2.4 Aanlegfase

Omdat er een zeer grote kans is dat de Eemshaven voor bepaalde activiteiten van de aanleg van een windpark wordt gebruikt, zal een aanzienlijk deel van de verwachte NL werkgelegenheid voor windparken boven de Wadden in de provincie Groningen plaatsvinden (geschat 10-25% van de totale NL werkgelegenheid, zie ook ambitie Groningen SeaPorts in referentie links). Het betreft echter veelal tijdelijke werkzaamheden, waardoor de werkuitvoerenden maar voor beperkte tijd werkzaam zijn. Aangezien de toekomstige windpark uitrol uit meerdere parken boven de Wadden kan bestaan, zou dit toch nog wel voor een aanzienlijk blijvende piek in werkgelegenheid kunnen zorgen³⁰.

6.2.5 Exploitatiefase

De O&M strategie is bepalend voor de locatie van de werkgelegenheid. Omdat momenteel wordt uitgegaan van een sea-based O&M oplossing, is de verwachte toename voor werkgelegenheid in de provincie niet heel groot. Het is echter wel vrij waarschijnlijk dat er vanuit de Eemshaven op enige regelmaat bepaalde onderhoudsactiviteiten worden uitgevoerd (wat aansluit bij de ambitie van Groningen Seaports) waardoor ingeschat is dat 10 a 25% van de verwachte NL werkgelegenheid in provincie Groningen zal plaatsvinden.

6.3 Conclusie werkgelegenheid

De toename in werkgelegenheid is moeilijk te voorspellen omdat verscheidene onvoorspelbare factoren (afkomst ontwikkelaar, afkomst leveranciers, constructie en O&M haven) een grote rol zullen spelen. Omdat de provincie Groningen over een zeer geschikte haven beschikt (Eemshaven) waar het de ambitie is om op het vlak van wind op zee te groeien, is de verwachting dat dit tot werkzaamheden zal leiden. Uitgaande van de EIB studie uit 2016, is de verwachting dat een 700 MW windpark zo'n 6.250 arbeidsjaren in Nederland zal opleveren. Uitgaande van de BLIX aannames en de literatuur zal het provincie Groningen aandeel hiervan circa 300 - 600 arbeidsjaren zijn gedurende de ontwikkel, constructie en installatieperiode. Voor de operationele periode worden zo'n 115 arbeidsjaren per jaar in Nederland verwacht waarvan circa 10 - 20 in de provincie Groningen.

Uitgaande van een schaalbaarheid van deze werkgelegenheid (wat een reële aanname is aangezien de windparken elkaar op chronologisch volgorde zullen opvolgen), zou dit bij een ontwikkeling van 11 GW leiden tot een totaal van 5.000 a 10.000 arbeidsjaren in de provincie Groningen gedurende de ontwikkel, constructie en installatie periode. De totale werkgelegenheid zou gedurende de operationele fase rond de 180 - 360 arbeidsjaren per jaar zijn.

³⁰ Mede ook omdat diverse Duitse offshore windparken vanuit de Eemshaven gebouwd worden, maar daar is hier geen rekening mee gehouden.

7 CONCLUSIE ONDERZOEK

Het doel van dit onderzoek was tweeledig. Enerzijds was het doel om een beeld te krijgen van het potentieel voor windmolenparken boven de Wadden (ruimte & kosten), anderzijds was er het doel om te onderzoeken hoe de geproduceerde elektriciteit van deze parken in de provincie Groningen gebruikt kan worden.

Het resultaat van het eerste deel, de potentiële windgebieden (ruimte & kosten), heeft aangetoond dat er een groot GW potentieel is voor windgebieden boven de Wadden, en dan met name in het gebied boven de vaargeul. De totaalkosten van de gebieden boven de Wadden (inclusief netaansluiting) zijn vergelijkbaar met referentie gebied IJmuiden-Ver. De kosten voor de netaansluiting zijn het laagste voor IJmuiden-Ver en het boven de Wadden gebied zuid waardoor de totale LCoE inclusief netaansluiting iets lager is voor deze 2 gebieden. Het verschil in kosten met het boven de vaargeul gebied zuid-oost, en het gebied Gemini-west + uitbreiding is echter zeer beperkt.

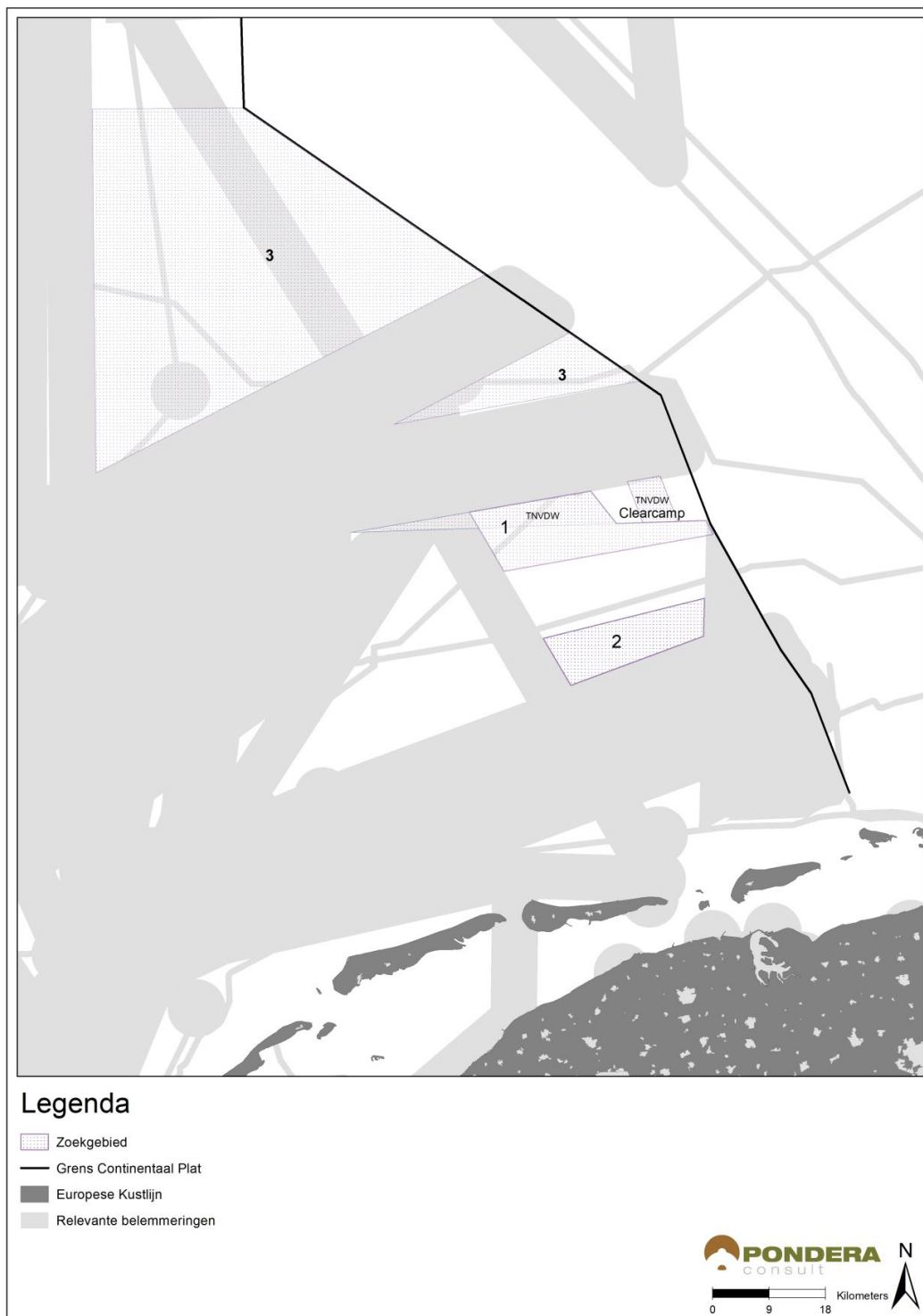
Het resultaat van het tweede deel heeft aangetoond, dat een sterk toenemende elektriciteitsproductie (5-11 GW aan wind op zee, afhankelijk van het gekozen toekomstscenario) in de provincie Groningen niet leidt tot netcongestie (alleen in een *worst-worst case*, die zelfs in de huidige situatie congestie voorspelt), omdat naar verwachting de consumptie van elektriciteit in de provincie Groningen onder andere sterk zal toenemen door nieuwe datahotels, waterstof- & ammoniakproductie en door gebruik van *Compressed Air Energy Storage*. Hiervoor is wel een voorwaarde dat de 5000 MW Noordwest 380 verbinding in 2021 gereed zal zijn. Ook in een toekomstscenario waarin alleen reeds zekere investeringen en ontwikkelingen worden meegenomen, is ongeveer 7GW boven de Wadden inpasbaar. De opslag van energie door middel van bovenstaande methodes zal er bovendien voor zorgen dat wind op zee een minder verstorend effect zal hebben op de elektriciteitsprijzen (energie opslag zal de volatiliteit in de markt verminderen).

In antwoord op één van de hoofdvragen van deze studie, kan geconcludeerd worden dat de gebieden boven de Wadden qua kostprijs geen sterk onderscheidend vermogen zullen hebben (niet goedkoper dan andere parken, maar zeker ook niet duurder). De bouw van windmolenparken zal echter mogelijkheden genereren voor duurzame initiatieven als waterstofproductie voor de transportsector, of ammoniak of CAES voor tijdelijke energie opslag. De windgebieden boven de Wadden bieden daarmee zonder grote belemmeringen een goede mogelijkheid om Nederland verder te verduurzamen.

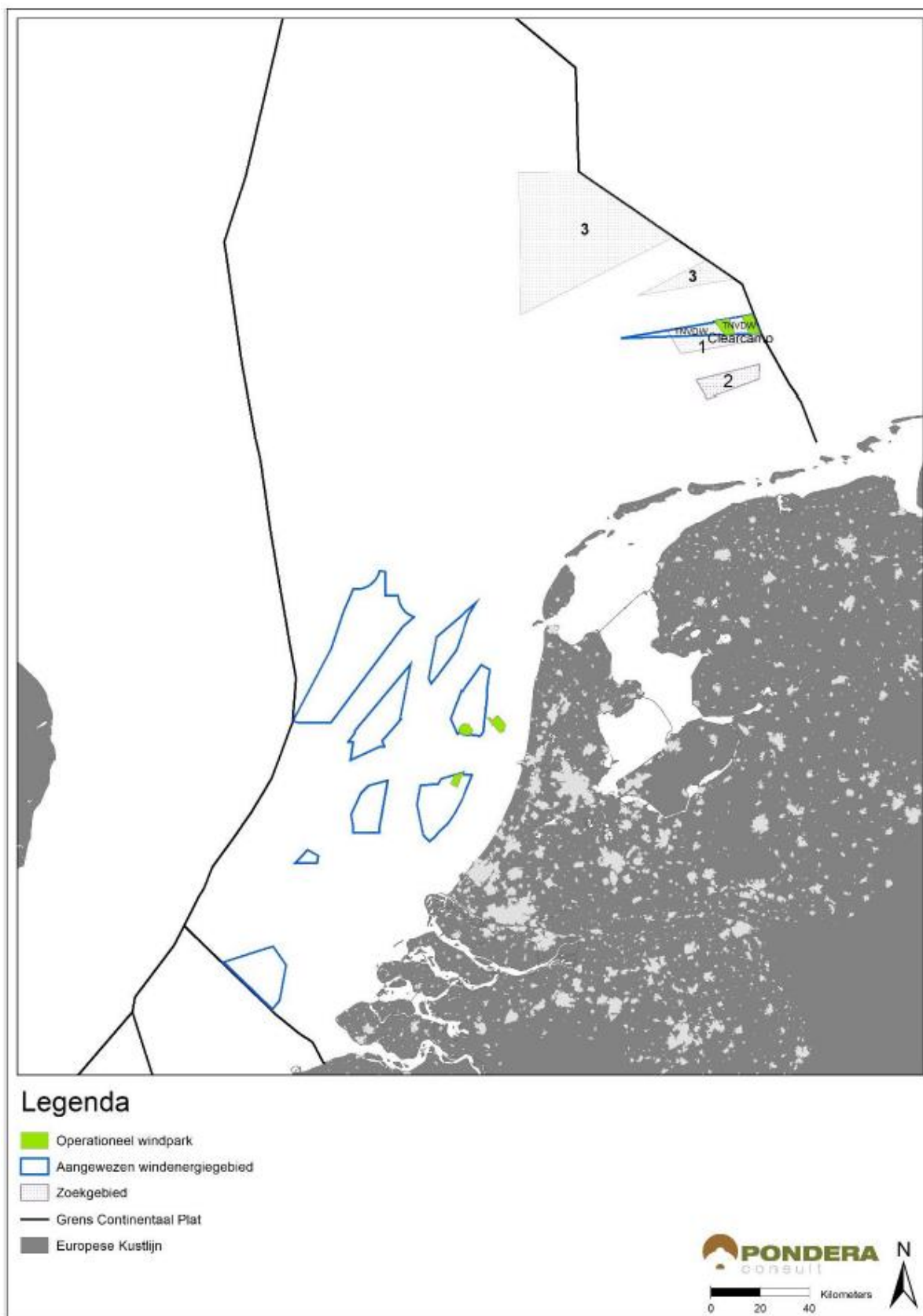
8 ANNEXES

8.1 Grote gebiedskaarten

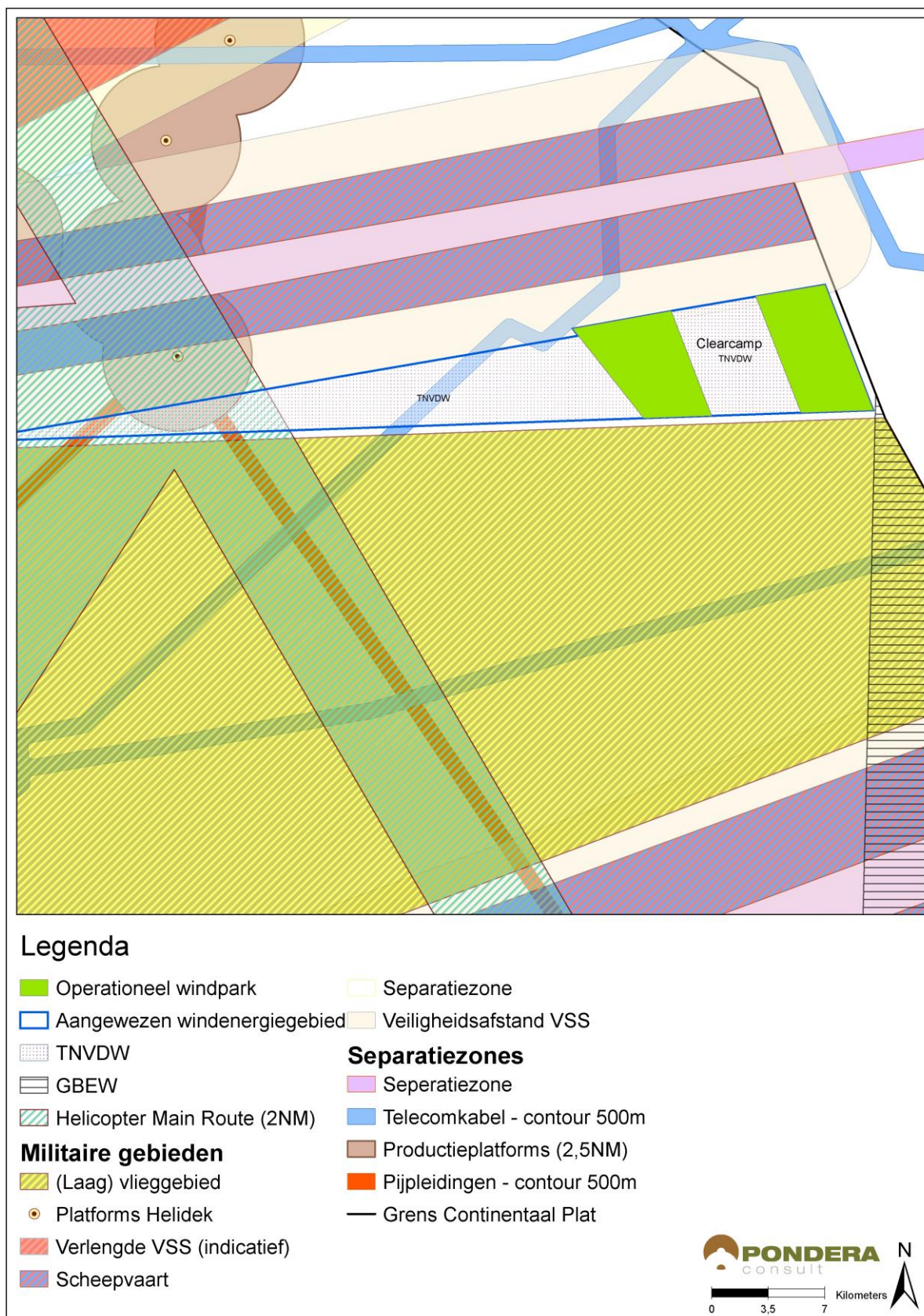
8.1.1 Overzichtkaart gebieden boven de Wadden



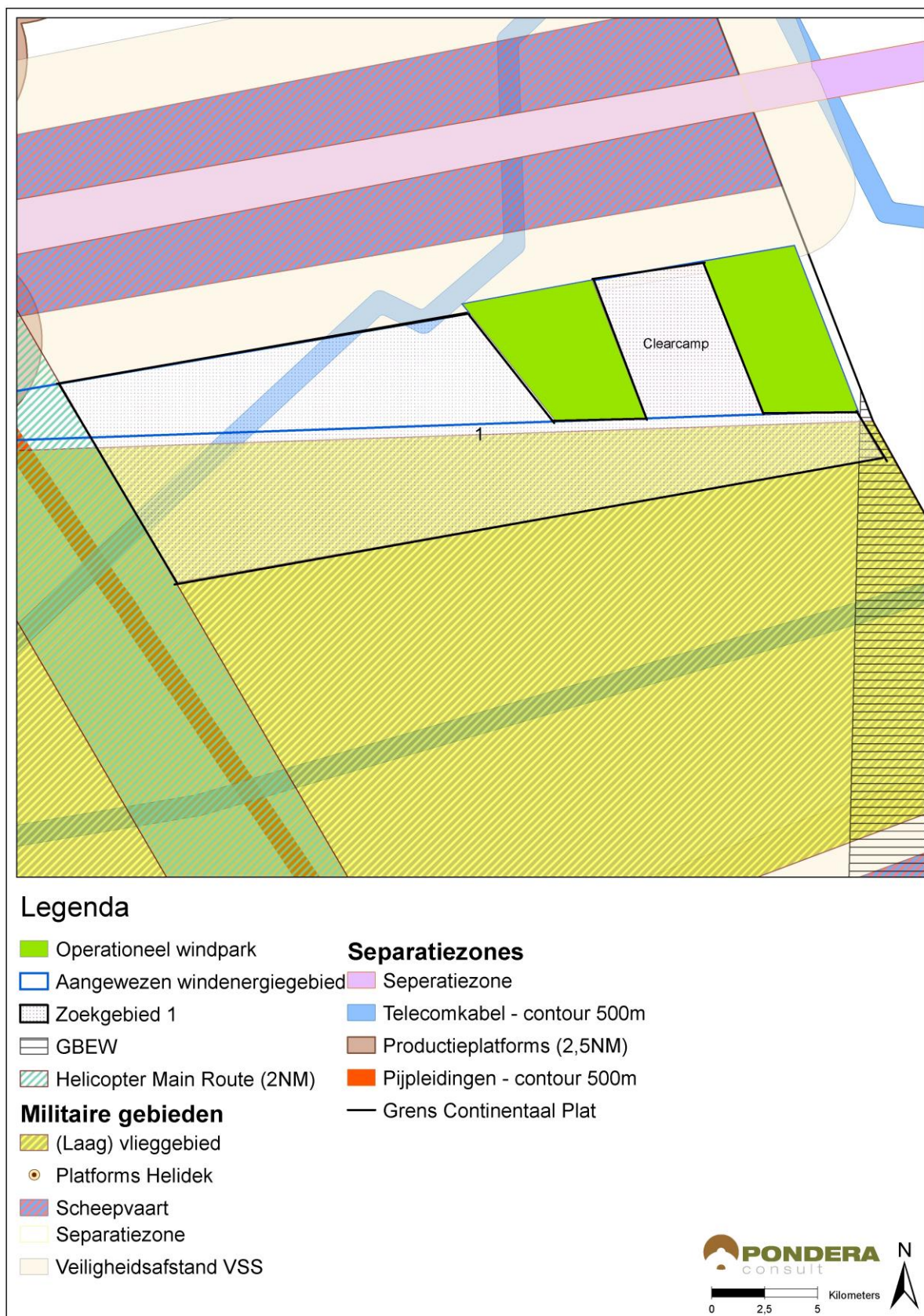
8.1.2 Overzichtkaart NL EEZ met daarin onderzochte windgebieden



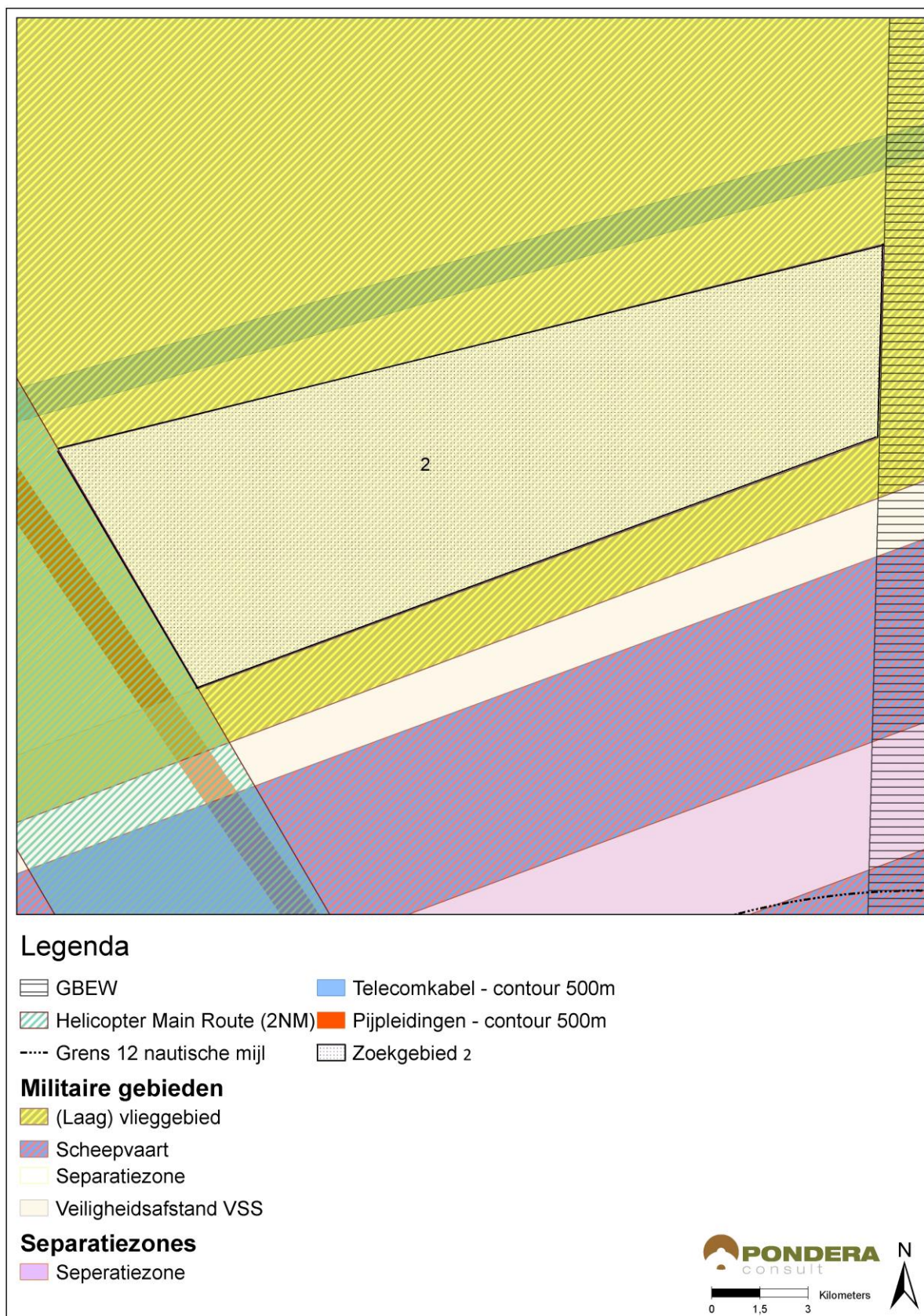
8.1.3 Onderzocht gebied 1a met belemmeringen



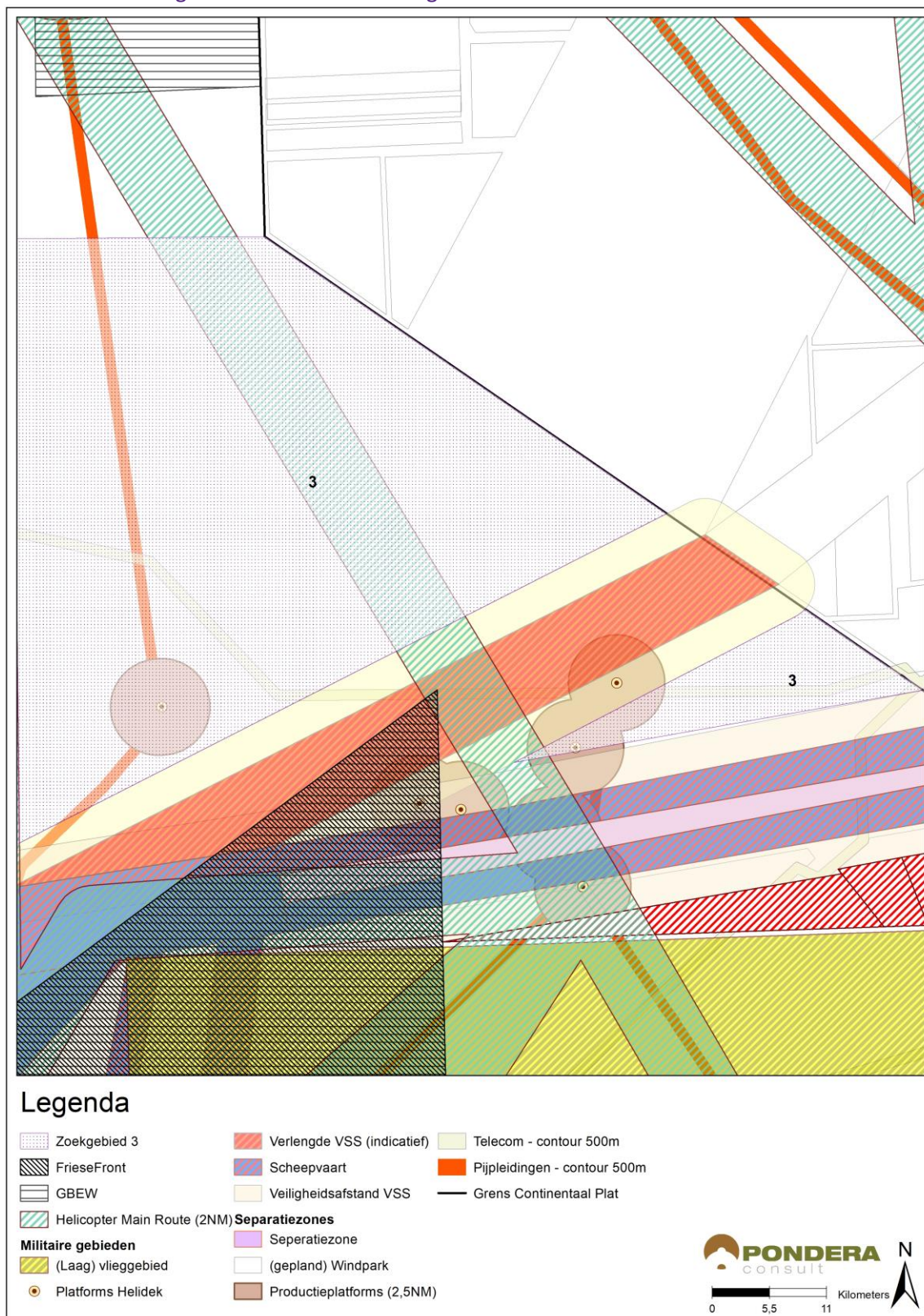
8.1.4 Onderzocht gebied 1b met belemmeringen



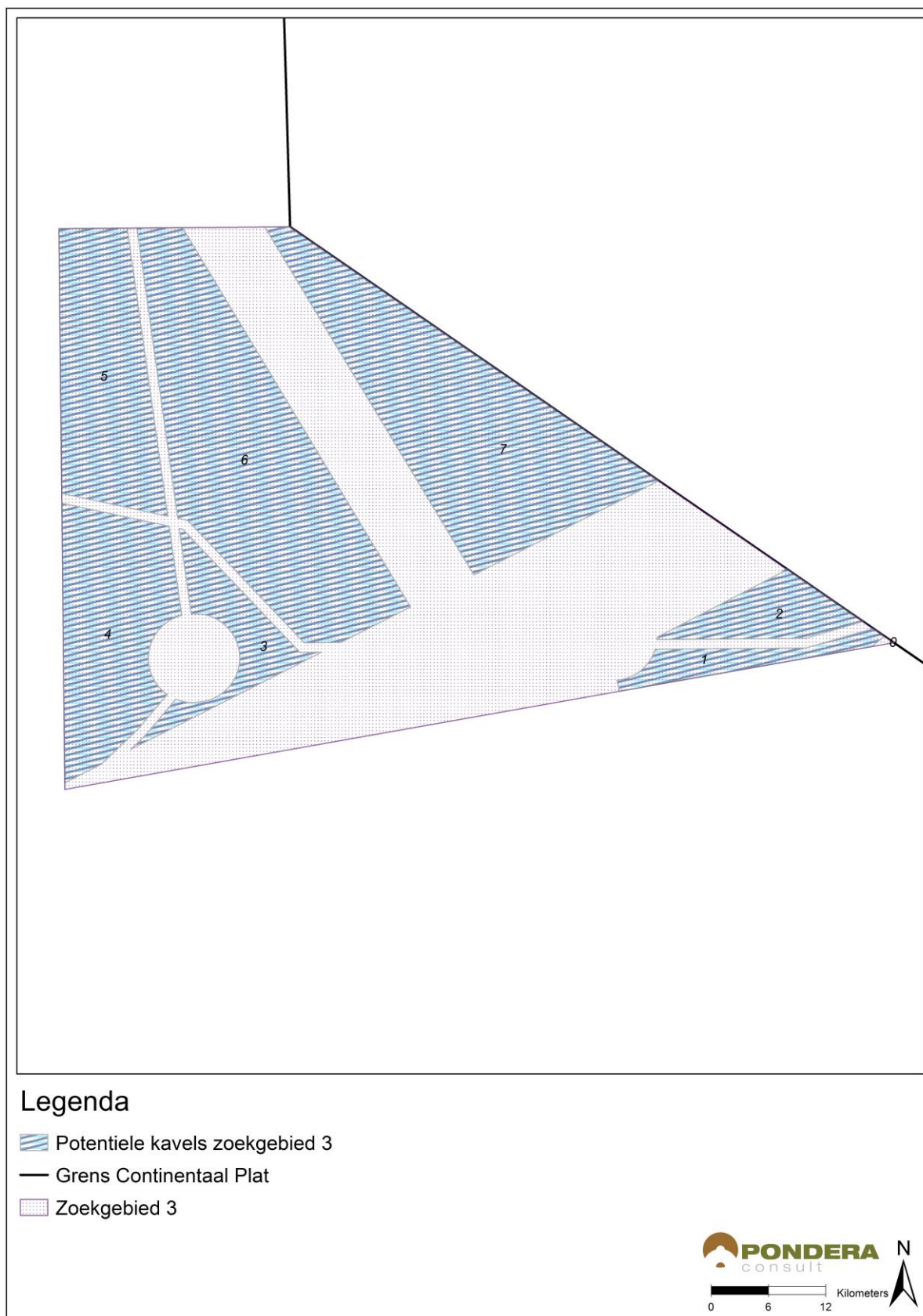
8.1.5 Onderzocht gebied 2 met belemmeringen



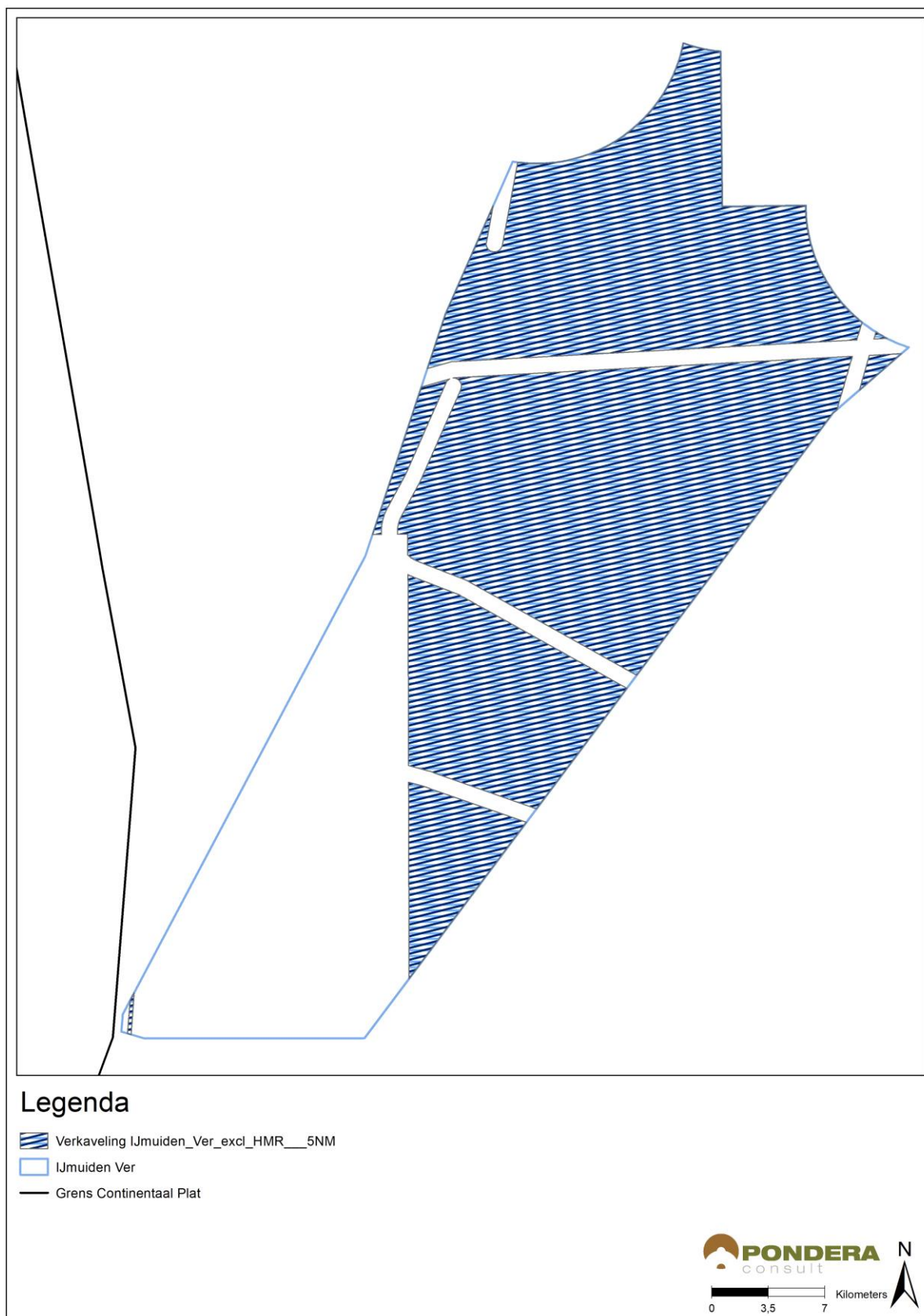
8.1.6 Onderzocht gebied 3 met belemmeringen



8.1.7 Kavels onderzocht gebied 3

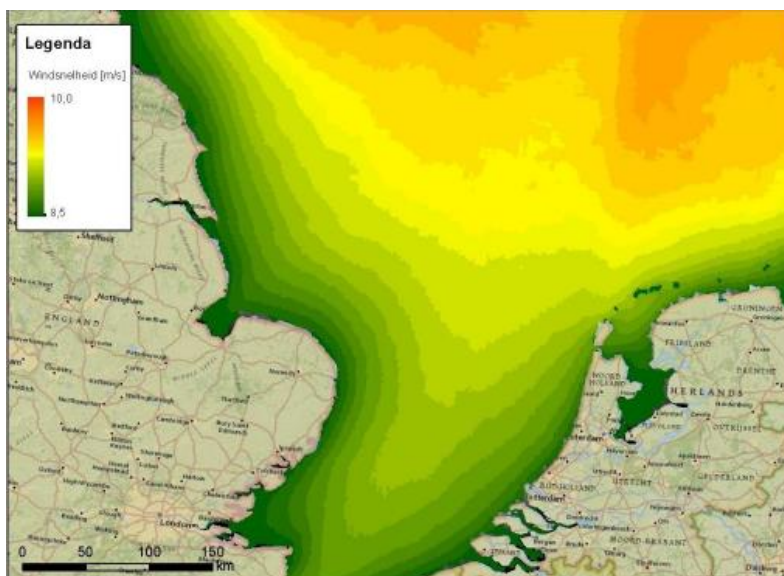


8.1.8 IJmuiden-Ver met belemmeringen



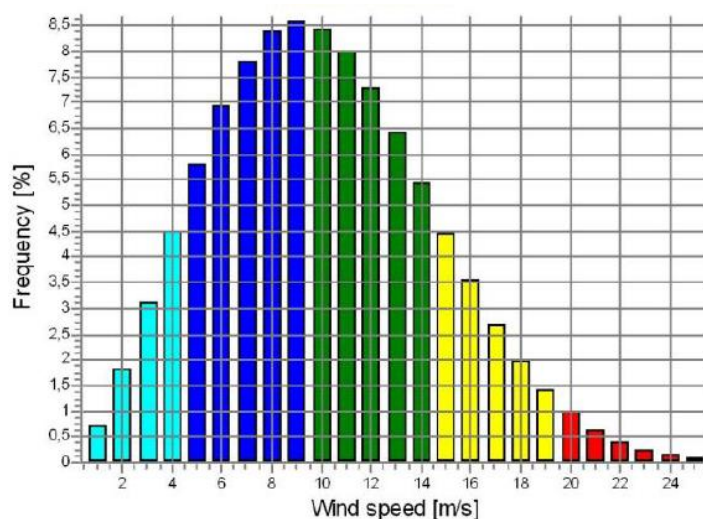
8.2 Wind-opbrengst methodiek

Naarmate er verder noordelijk wordt gegaan op de Noordzee neemt de wind toe.



Figuur 26: gemiddelde windsnelheden Noordzee, bron: Pondera

Het windaanbod is bepaald aan de hand van een windsnelheidsverdeling die gekarakteriseerd wordt door een Weibull-verdeling. Deze verdeling wordt berekend aan de hand van drie parameters: de langjarig gemiddelde windsnelheid, een schaalfactor A en een vormfactor k. Deze methodiek wordt veelvuldig gebruikt voor windprofielinschattingen.



Figuur 27: Weibull verdeling wind voor gebied 1b

8.3 Factsheet

Tabel 17: factsheet

<u>Capaciteit windparken</u>	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	Ijm – Ver
Bruto oppervlak	Km ²	150	254	174	x	x	1.171
Netto oppervlak	Km ²	114	239	174	138	1.664	487
Capaciteit (6MW/ Km ²)	GW	0,68	1,4	1,0	0,83	10,0	4,7
Capaciteit (8MW/ Km ²)	GW	0,91	1,9	1,4	1,01	13,3	6,3
Capaciteit (10MW/ Km ²)	GW	1,1	2,4	1,7	1,38	16,6	7,9
<u>Algemene input financiële model</u>	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	Ijm – Ver
Capaciteit turbine	MW	10	10	10	10	10	10
Aantal turbines	#	70	100	100	100	100	100
Capaciteit windpark	MW	700	1000	1000	1000	1000	1000
Levensduur windpark	jaar	25	25	25	25	25	25
Waterdiepte	meter	32-37	32-37	25-30	35-40	38-47	23-27
Afstand tot dichtstbijzijnde bestaande of geplande windpark (midden park)	km	20	20	31	27	118	48
Afstand tot de kust (punt dichtstbij hemelsbreed)	km	60	55	35	75	80	65
Afstand tot aanlandingspunt kabel	km	125	125	90	140	180	95
<u>Energie opbrengst</u>	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	Ijm-Ver
Gemiddelde windsnelheid (op 100 m hoogte)	m/s	9,75	9,75	9,68	9,80	9,79	9,58
Interne zog effecten	%	9	9	9	9	9	9
Externe zog effecten	%	1,5	1,5	0	0	0	0
Andere verliezen (oa transportverliezen)	%	13,9%	13,9%	13,7%	14,1%	14,7%	14,4%
Netto-productie	TWh/ jaar	3,2	4,5	4,5	4,6	4,5	4,4

OFFSHORE WIND BOVEN DE WADDEN

Capaciteitsfactor	%	51%	51%	51%	52%	51%	50%
Vollasturen	uren	4500	4500	4500	4600	4500	4400
Investeringskosten	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Windturbine CAPEX	mIn €	823	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175
Fundering CAPEX	mIn €	268	384	363	393	406	355
Windpark kabels	mIn €	56	80	80	80	80	80
Project ontwikkeling (DEVEX)	mIn €	45	45	45	45	45	45
Overige CAPEX	mIn €	88	106	106	106	106	106
Onvoorzien budget	mIn €	61	86	85	86	87	84
Totaal	mIn €	1.340	1.875	1.853	1.885	1.899	1.845
Operationele kosten	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Onderhouds- kosten	€/ MWh	18,5	17,1	17,1	17,0	17,1	17,2
Indexatie O&M	% per jaar	2	2	2	2	2	2
Belasting- percentage	%	25	25	25	25	25	25
LCoE	Eenheid	1a	1b	2	3a	3b	IJm-Ver
Rendements-aanname <i>return on equity project-finance</i>	%	10	10	10	10	10	10
Verdisconteerde productie	TWh	20	28	28	29	28	27
Verdisconteerde kosten ex. net aansluiting	Mld €	1,24	1,70	1,68	1,71	1,71	1,67
LCoE ex. netaansluiting	€/MWh	63	61	60	60	63	61
Verdisconteerde kosten	Mld €	1,58	2,16	2,08	2,21	2,29	2,10
LCoE incl. netaansluiting	€/MWh	81	78	75	78	82	77