

RAPPORT

Verkenning locaties en randvoorwaarden Laadinfrastructuur op de Noordzee Zaaknummer 31202966

Klant: Rijkswaterstaat Zee & Delta

Referentie: BK2098-RHD-RP-0001

Status: Definitief/01

Datum: 19 februari 2025

Voor distributie



Gefinancierd door
de Europese Unie
NextGenerationEU



Rijkswaterstaat
Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat



Royal
HaskoningDHV
Enhancing Society Together

Open

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85
3068 AX Rotterdam
Netherlands
Water & Maritime

Trade register number: 56515154

Telefoon: +31 88 348 90 00

Email: info@rhdhv.com

Website: royalhaskoningdhv.com

Titel document:	Verkenning locaties en randvoorwaarden Laadinfrastructuur op de Noordzee Zaaknummer 31202966
Ondertitel:	
Referentie:	BK2098-RHD-RP-0001
Uw kenmerk	
Status:	Definitief/01
Datum:	19 februari 2025
Projectnaam:	Verkenning laadinfrastructuur op de Noordzee
Projectnummer:	BK2098
Auteur(s):	Camiel Schreuder; Hans Vermij
Opgesteld door:	Camiel Schreuder
Gecontroleerd door:	Wim Klomp, Hans Vermij
Datum:	23-12-2024
Goedgekeurd door:	Wim Klomp
Datum:	24-12-2024
Classificatie:	Open

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.

Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Open



Gefinancierd door
de Europese Unie
NextGenerationEU

Inhoud

Management samenvatting (PM)	1
1 Inleiding	10
1.1 Aanleiding	10
1.2 Doel van het project	10
1.3 Werkwijze	10
1.4 Leeswijzer	11
2 Plan van aanpak	12
2.1 Inleiding	12
2.2 Stap 1: Inventarisatie data en rapporten.	12
2.3 Stap 2: Interviews	12
2.4 Stap 3: Analyse locaties en randvoorwaarden	13
2.5 Stap 4: Rapportage	13
3 Inventarisatie data en rapporten	14
3.1 Inleiding	14
3.2 Rapporten	14
3.3 Gegevens	15
3.4 Samenvattend beeld randvoorwaarden, eisen en locaties	19
4 Marktverkenning	21
4.1 Inleiding	21
4.2 Technische oplossingen en mogelijkheden	21
4.3 Locatiekeuze	25
4.4 Aandachtspunten	28
4.5 Overzicht uitkomsten interviews	30
5 Afwegingskader	31
5.1 Inleiding	31
5.2 Locatiekeuze proces	31
5.3 Werkgebieden, planning, showstoppers en varianten	32
5.4 Kwalitatieve aspecten	35
5.5 Weging kwalitatieve aspecten	40
6 Kwaliteitsscore	41
6.1 Inleiding	41
6.2 Werkgebied 1 – Borssele	41



6.3	Werkgebied 2 – HKZ & HKN	42
6.4	Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver	42
6.5	Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini	45
6.6	Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7	46
7	Kostenaspecten	48
7.1	Inleiding	48
7.2	Kosten aspecten	48
7.3	Kosten rangorde	49
8	Kostenraming laadinfrastructuur	54
8.1	Inleiding	54
8.2	Uitgangspunten	54
8.3	Prijzenboek	55
9	Uitkomsten Kosten-kwaliteitsafweging	58
9.1	Inleiding	58
9.2	Uitkomsten werkgebieden	58
9.3	Gevoeligheidsanalyse	61
10	Conclusies	64

Tabellen

Tabel 2-1: De geïnterviewde stakeholders binnen dit onderzoek	13
Tabel 3-1: Informatie verzameld uit aangeleverde rapporten	14
Tabel 3-2: Informatie verzameld uit de data	16
Tabel 4-1: Overzicht van de verschillende oplossingen voor laadinfrastructuur	25
Table 4-2: Windparken met een TenneT substation	27
Table 4-3: Windpark met andere of geen substations	27
Tabel 5-1: Scores toebedeeld voor Criterium 1	36
Tabel 5-2: Scores toebedeeld voor Criterium 2	36
Tabel 5-3: Scores toebedeeld voor Criterium 3A	37
Tabel 5-4: Scores toebedeeld voor Criterium 3B	37
Tabel 5-5: Scores toebedeeld voor Criterium 4A	39
Tabel 5-6: Scores toebedeeld voor Criterium 4B	39
Tabel 5-7: Scores toebedeeld voor Criterium 5	40
Tabel 5-8: Gewichten toebedeeld aan elk criterium	40

Tabel 6-1: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 1	41
Tabel 6-2: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 2A	42
Tabel 6-3: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 2B	42
Tabel 6-4: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3A	43
Tabel 6-5: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3B	43
Tabel 6-6: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3C	45
Tabel 6-7: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4A	45
Tabel 6-8: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4B	46
Tabel 6-9: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4C	46
Tabel 6-10: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 5	47
Tabel 7-1: Kosten scores toebedeeld voor criterium 1	48
Tabel 7-2: Kosten scores toebedeeld voor criterium 2	49
Tabel 7-3: Varianten en kosten scoring van werkgebied 1	49
Tabel 7-4: Varianten en kosten scoring van werkgebied 2A	50
Tabel 7-5: Varianten en kosten scoring van werkgebied 2B	50
Tabel 7-6: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3A	50
Tabel 7-7: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3B	51
Tabel 7-8: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3C	51
Tabel 7-9: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4A	52
Tabel 7-10: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4B	52
Tabel 7-11: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4C	52
Tabel 7-12: Varianten en kosten scoring van werkgebied 5	53
Tabel 8-1: Dimensionering monopile	55
Tabel 8-2: Overige bijkomende kosten	56
Tabel 8-3: Uitkomsten kostenraming op 30m waterdiepte	57
Tabel 9-1: Wegingen voor de verschillende scenario's	61
Tabel 9-2: Overzicht hoogst scorende varianten	64

Figuren

Figuur 2-1: Plan van aanpak	12
Figuur 3-1: De meest relevante GIS lagen die gebruikt zijn voor het onderzoek. Groen=Bestaande windparken, Blauw= Toekomstige parken of windparken in aanbouw. Rode, oranje en gele gebieden volgen uit MARIN risico hotspotkaart. (Bron: RWS)	16
Figuur 3-2: Routekaart voor wind op zee na 2030 (RWS, verkregen op 22-11-2024)	17
Figuur 3-3: Verkeersdichtheid in 2023. (Bron: MARIN)	18
Figuur 3-4: Wind rose plot van windpark Borssele. (Bron: MOOD)	19

Figuur 4-2: Testlocatie MJR Power bij OSS Nobelwind	22
Figuur 4-1: Vard Ocean charger concept (Bron; Vard.com)	22
Figuur 4-3: Laadboei van Oasis Marine Power. (Bron: Oasis Marine Power)	22
Figuur 4-4: CALM e-buoy van Bluewater. (Bron: Bluewater)	23
Figuur 4-5: Monopile oplossing voor laadinfrastructuur (Bron: Bluewater)	24
Figuur 5-1: Afwegingskader gebruikt voor dit project	31
Figuur 5-2: Overzicht met werkgebieden. De blauwe cirkels zijn om retourhavens getrokken om het indicatieve bereik van de ERTV op elektriciteit weer te geven.	33
Figuur 5-3: Locaties van varianten voor laadinfrastructuur. De rode cirkels zijn de beoogde varianten die gebruikt zijn in de analyse.	34
Figuur 9-1: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 1	58
Figuur 9-2: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 2	59
Figuur 9-3: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 3	59
Figuur 9-4: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 4	60
Figuur 9-5: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 5	60

Bijlagen

- A1 Data en rapporten
- A1.1 Wind op zee na 2030
- A1.2 Metocean data
- A2 Interviewverslagen
- A3 Gedefinieerde locaties

Werkgebied 1

- A4 Scoring locaties
- A4.1 Werkgebied 1 – Borssele
- A4.2 Werkgebied 2 – HKZ & HKN
- A4.3 Werkgebied 3 – HKW & Ijmuiden Ver
- A4.4 Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini
- A4.5 Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7
- A5 Gevoeligheidsanalyse werkgebieden
- A6 Kostenraming

Management samenvatting (PM)

In het Nederlandse deel van de Noordzee komen er tot en met 2031 nog circa 1.500 windturbines bij. Uit onderzoek blijkt dat de kans op aanvaringen tussen schepen en windturbines aanzienlijk toeneemt met de komst van nieuwe windparken. De Rijksrederij is voornemens de huidige vloot van Emergency Response Towing Vessels (ERTV's) uit te breiden en emissievrije schepen te ontwikkelen die voor 90% elektrisch varen. Momenteel zijn er drie schepen als ERTV actief. Dit is in samenhang met de toekomstig geplande offshore windparken te weinig om de scheepvaartveiligheid te garanderen.

Om deze 90% emissieloze doelstelling te behalen is laadinfrastructuur nodig, zowel onshore als offshore. Rijkswaterstaat heeft daarom Royal HaskoningDHV opdracht geven een verkenning uit te voeren naar mogelijke locaties en randvoorwaarden voor de laadinfrastructuur op Zee. In deze verkenning wordt onderzocht waar locaties van laadinfrastructuur voor nieuwe hybride ERTVs mogelijk zijn en welke relevante randvoorwaarden daarbij gelden.

Het plan van aanpak voor dit project is gebaseerd op een pragmatische benadering en bestaat uit vier stappen:

1. **Inventarisatie data en rapporten:** Relevante rapporten en data zijn verzameld en gebruikt als basis voor de verkenning van laadinfrastructuur op zee.
2. **Interviews:** Stakeholders zijn geïnterviewd over technische mogelijkheden, veiligheidsaspecten, locatievoorwaarden, beschikbaarheid, tijdsbestek, omgevings- en duurzaamheidsaspecten, kosten, en juridische aspecten.
3. **Analyse locaties en randvoorwaarden:** De verzamelde informatie is geanalyseerd om potentiële locaties en randvoorwaarden te identificeren. Een trechtermethodiek is gebruikt om de beste locaties te bepalen op basis van kwaliteitsaspecten en kosten.
4. **Rapportage:** De resultaten van de voorgaande stappen zijn gerapporteerd, inclusief een overzicht van mogelijkheden en randvoorwaarden, vijf werkgebieden en varianten, een scoring van varianten en een indicatieve kostenraming.

Deze aanpak zorgt voor een gestructureerde en gedetailleerde verkenning van de mogelijkheden voor laadinfrastructuur op zee.

Inventarisatie data en rapporten

De inventarisatie van data en rapporten voor de Noordzee omvat verschillende bronnen, zowel van RWS als intern binnen RHDHV. De verzamelde rapporten en gegevens dienen als uitgangspunten voor het afwegingskader. Belangrijke rapporten zijn onder andere het ERTV Concept operationeel profiel & energie consumptie studie, het ERTV Concept Ontwerp rapportage, en de risico-indicatoren scheepvaartveiligheid van MOSWOZ. De verzamelde gegevens omvatten GIS kaarten van bestaande en toekomstige windparken, scheepvaartroutes, militaire gebieden, en risicogebieden. Daarnaast zijn er verkeersdichtheid kaarten en metocean data verzameld.

Op basis van deze rapporten en gegevens zijn de volgende conclusies getrokken met betrekking tot de locatie analyse:

- De windparken Borssele, HKZ, HKN en HKW hebben een hoog risicoprofiel. Daarnaast zijn er risico's geïdentificeerd bij de windparken TnvdW en Gemini, al zijn deze laag;
- Het is wenselijk om de afstand van de retourhaven tot aan het laadpunt binnen de elektrisch actieradius van de ERTV te laten vallen om niet over te hoeven schakelen naar methanol. Het bereik van de ERTV is nog niet vastgesteld. Vanuit de literatuur worden aannames gemaakt van 89km/48NM actieradius (18-20 MWh accupakket). In dit onderzoek zijn deze overgenomen. Deze aannames kunnen afwijken van het uiteindelijke ERTV ontwerp.

- Indien een kabeltracé en/of een aparte constructie geïnstalleerd moeten worden, zal onderzocht moeten worden wat de impact is op ecologie, daar de zeebodem hoerdoor verstoord zal worden. Hiervoor zal een Milieu effectrapportage noodzakelijk zijn.
- Qua nautische veiligheid wordt een responstijd van maximaal 2 uur aangehouden met een minimale vaarsnelheid van 15 knopen. In 2 uur moet de ERTV dus 30 NM kunnen overbruggen om ter plaatse te zijn bij een calamiteit;
- Het plaatsen van een laadpunt in een windpark brengt extra nautische risico's met zich mee. Er wordt in dit onderzoek aangenomen dat het omwille van nautische veiligheid gewenst is de laadinfra buiten een windpark te plaatsen;
- Als laadinfrastructuur binnen de contouren van een windpark komt te liggen kan worden meegelift op onderzoeken die voor het kavelbesluit zijn opgesteld;
- Bij zoekgebied 4, 6 en 7 zullen in de toekomst ook nautisch risico's te verwachten zijn, kijkend naar de verkeersdichtheid kaarten rond deze gebieden.

De volgende additionele technische eisen op de laadinfrastructuur zijn geïdentificeerd op basis van de eisen en wensen van gebruikers:

- Om 90% emissieloos te kunnen varen, moet de laadinfrastructuur bij maximaal 2,5m Hs aan de laadkabel kunnen koppelen. Daarnaast moet de laadinfrastructuur bij 3,0m Hs afgemeerd kunnen laden, en tot maximaal 4,5m Hs kunnen laden op Dynamic Positioning (DP).
- De constructie waar de laadinfrastructuur op geplaatst wordt moet bestand zijn tegen aanvaring van de ERTV met de constructie, met een nader te bepalen snelheid.
- De laadinfrastructuur moet verlicht en gemarkeerd worden volgens de IALA G1162 regelgeving. Een HWS is een overweging om toe te voegen naast deze verlichting en markering.

Marktverkenning

Er zijn verschillende technische oplossingen mogelijk voor laadinfrastructuur op zee:

- Directe koppeling aan een WTG of Substation door middel van een hang-off systeem
- Koppeling door middel van een aparte boei-constructie
- Koppeling door middel van een monopile-constructie

Een overzicht van de voor- en nadelen van elke oplossing is te vinden in Tabel 0-1:

Tabel 0-1: Overzicht van de verschillende oplossingen voor laadinfrastructuur

Eigenschap	Hang-off	Laadboei	Monopile
Directe koppeling	Ja	Nee	Nee
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Directe koppeling, geen kabeltracé • Minder complex • Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Vrije weathervaning • Flexibiliteit in locatiekeuze • Toepassing bij bestaande windparken 	<ul style="list-style-type: none"> • Vrije weathervaning • Flexibiliteit in locatiekeuze • Toepassing bij bestaande windparken
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Risico mbt aanvaring WTG of substation • Flexibiliteit locatie • Potentieel minder mogelijkheden voor weathervaning • Hoogstwaarschijnlijk alleen toepasbaar op toekomstige windparken 	<ul style="list-style-type: none"> • Kabeltracé vereist • Bewegende constructie kan koppelen bemoeilijken, zeker in ruige omstandigheden • Inpassing transformator • Toepassing in <25 meter waterdiepte vereist robuuster ontwerp en wordt daardoor relatief duurder 	<ul style="list-style-type: none"> • Kabeltracé vereist • Kosten toepassing in dieper water

De belangrijkste uitkomsten van de interviews zijn hieronder beschreven:

1. Technisch zijn er veel mogelijkheden, maar bij bestaande windparken worden de oplossingen als extra complex en duur gezien.
 - a. Bij de bestaande 700MW substations wordt inpassen als erg complex gezien in verband met geen aanwezigheid van klantaansluitingen. Deze zullen door middel van retrofitting moeten worden ingepast. Hiervoor is eerst een verkennend onderzoek nodig.
 - b. Bij bestaande WTG's wordt het inpassen als erg complex gezien. Laadinfra zal ook hier door middel van retrofitting geïnstalleerd moeten worden. De mogelijkheden hiertoe zullen eerst onderzocht moeten worden. Bij windparken in ontwikkeling kan laadinfra in het ontwerp worden meegenomen
 - c. Indien er een aansluiting bij een WTG wordt gerealiseerd, zal dit aan het einde van een kabelstring gefaciliteerd moeten worden.
2. Vanuit een technisch aspect werden de volgende oplossingen als werkbaar gezien
 - a. Bij de 2GW substations van TenneT zijn klantaansluitingen standaard beschikbaar.
 - b. Bij de tweede generatie 2GW substations van TenneT is inpassing eventueel nog mogelijk
 - c. Bij windparken in ontwikkeling kan laadinfra op een WTG worden ingepast in het ontwerp
3. Voor de locatie ten opzichte van een windpark (upwind, downwind, in een park) zijn er meerdere afwegingen te nemen met betrekking tot nautische veiligheid. Bij bestaande windparken is de voorkeur om laadinfra buiten het windpark te bouwen vanwege de nautische risico's; er is bij het ontwerp van windpark geen rekening gehouden met de navigatie / laden van een ERTV in het windpark.
4. Vanuit de toezichthouder zijn gebieden aangewezen waar zij risico's zien met betrekking tot het beschermen van de windparken. Deze gebieden komen grotendeels overeen met de risico-hotspotkaart van MARIN.
5. Een kabeltracé brengt zowel complexiteit als kosten met zich mee. Voor een subsea kabel moet eerst bodemonderzoek plaatsvinden om zo de route van de kabel te bepalen. Er zal ook rekening gehouden moeten worden met bestaande kabels en leidingen, aangezien kruisingen van deze objecten extra kosten met zich meebrengen. Daarnaast wordt bij zowel de installatie van de subsea

- kabel als de aparte constructie (boei of monopile) ecologische impact verwacht. Een MER zal hierbij meer duidelijkheid moeten geven of deze effecten acceptabel zijn of gemitigeerd moeten worden.
6. Indien laadinfra bij een bestaand windpark wordt geïnstalleerd is een monopile oplossing voor de Nederlandse windparken goedkoper dan een boei oplossing. Dit is project afhankelijk en wordt beïnvloedt door waterdiepte, bodemgesteldheid, weersomstandigheden, operationele eisen en specificaties.

Aan de hand van beschikbare data en rapporten en afgenomen interviews zijn potentiële werkgebieden en locaties gedefinieerd. Deze zijn door middel van kosten en kwaliteitscriteria beoordeeld.

Werkgebieden. De werkgebieden zijn in Figuur 0-1 indicatief op een kaart weergegeven. Een werkgebied representeert één of meerdere windparken. Op deze kaart staan de windparken, scheepvaartroutes, risico-hotspots (van geel naar rood in intensiteit) en afstand van 80km tot de retourhavens (blauwe cirkels). Hierbij zijn de uitkomsten van de interviews en de verschillende rapporten en data gebruikt om de werkgebieden te definiëren:

- **Werkgebied 1 – Borssele:** Dit gebied is dichtbij drukke scheepvaartroutes met gevaarlijke lading en ankergebieden. Daarnaast is er veel niet-route gebonden verkeer aanwezig. Het werkgebied is een relatief afgelegen plek ten opzichte van andere windparken, waardoor het minder snel te bereiken is vanaf andere potentiële ERTV-locaties. Een van de huidige ERTVs patrouilleert hier ook al.
- **Werkgebied 2 – HKZ & HKN:** Dit gebied bevindt zich dicht bij de aanloop naar de haven van IJmuiden, drukbevaren routes, er wordt snel gevaren en er bevinden zich LPG/LNG schepen en olietankers. Ook vaart de ferry van IJmuiden naar Newcastle langs deze parken. Verder is ook hier relatief veel niet-route gebonden verkeer en liggen er 3 O&G platforms binnen het park HKN. Momenteel is hier al een ERTV aanwezig om te patrouilleren.
- **Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver:** HKW wordt omgeven door drukke routes, er varen grote schepen en snel varende schepen (>14 knopen, met een Gross Tonnage (GT) van meer dan 30000, zie MARIN rapport). Ook liggen er twee O&G platforms in het park. Daarnaast wordt het park ingesloten tussen kruispunten van scheepvaartroutes. Bij IJmuiden Ver is dit ook het geval, naast het feit dat er een offshore gasplatform in het park ligt. Bij beide parken vaart de ferry van IJmuiden naar Newcastle.
- **Werkgebied 4 – DDW, TnvdW, Gemini:** Deze windparken liggen vrij afgelegen, ook van drukke verkeersroutes. Voor het windpark DDW ligt ten westen ervan een drukke verkeersroute. De parken bevinden zich dichtbij een Natura2000 gebied. Momenteel is hier geen ERTV aanwezig, maar door de komst van nieuwe windparken is dat wel wenselijk. Het grootste deel van dit gebied ligt buiten het bereik van een retourhaven indien deze afstand elektrisch wordt afgelegd.
- **Werkgebied 5 – Zoekgebied 6 & 7:** Zoekgebied 6 & 7 zijn gebieden waar zich ten oosten een drukbevaren route bevindt. Indien deze windparken gebouwd worden zal hier waarschijnlijk een ERTV gestationeerd moeten worden. Wel ligt dit gebied buiten het bereik van een retourhaven indien deze afstand elektrisch afgelegd wordt.

Uit het interview met de kustwacht werden de windparken Nederwiek en Lagelander niet als risicogebied gezien met betrekking tot scheepvaartveiligheid. Dit is ook zo geconcludeerd aan de hand van de aangeleverde scheepvaartdichtheidskaarten. Hierdoor zijn deze windparken niet als werkgebied aangemerkt. Werkgebied 3 zou daarnaast kunnen fungeren als uitvalsbasis voor deze windparken, aangezien deze binnen het aangenomen bereik van de ERTV liggen.

Varianten

Per werkgebied zijn varianten gedefinieerd op basis van de uitgangspunten, als volgt:

- Locatie ten opzichte van het windpark:

- Upwind: Ligging laadinfrastructuur in de richting van waaruit de wind komt ten opzichte van het windpark
- Downwind: Ligging laadinfrastructuur in de richting waarin de wind waait ten opzichte van het windpark
- In een windpark: Midden in het windpark ongeacht de windrichting
- Type aansluiting:
 - Aansluiting aan een WTG
 - Aansluiting aan een Substation

Scoring varianten

Op basis van de uitgevoerde analyse op de interviews en relevante rapporten en data zijn 5 kwaliteitscriteria opgesteld op basis van de mogelijkheid tot een klantaansluiting, de afstand tot de retourhaven, de lengte van het kabeltracé, de nautische veiligheid en mogelijkheid tot uniformiteit van afspraken. Daarnaast zijn kostencriteria opgesteld aan de hand van de mogelijkheden tot een klantaansluiting en de lengte van het kabeltracé.

Bij de beoordeling van de varianten is het type deeloplossing, indien het om een monopile of boei constructie gaat, niet meegenomen. Voor het bepalen van de afweging voor een monopile versus een boei oplossing is meer informatie nodig dan wat er nu beschikbaar was; bodemgesteldheid, specifieke waterdiepte en weersomstandigheden spelen hier een grote rol in.

Kosten

Voor de verschillende deeloplossingen is een kostenraming opgesteld. De raming is gemaakt volgens het meest recente SSK-2018 rekenmodel van het CROW. Dit houdt in dat de raming in een voorgeschreven stramen is uitgewerkt en dat bij deze raming een dossier is opgebouwd om daarmee scope en raming eenduidig vast te leggen. Bij de totstandkoming van de kosten is gebruik gemaakt van de beschikbare literatuur en referentieprojecten.

Tabel 0-2: Uitkomsten kostenraming op 30m waterdiepte

Kosten Componenten	Algemene kosten (CMS) (hangoff) [MEUR]	Boei oplossing 30m WD [MEUR]	Monopile 30m WD [MEUR]
Bouwkosten	4,9	5,9	2,9
Engineering-kosten	0,73	0,93	0,46
Overige bijkomende kosten	0,51	0,66	0,33
Totale investeringskosten, exclusief BTW	6,1	7,5	3,69
Totale investeringskosten inclusief algemene kosten, excl. BTW	6,1	13,64 (7,5+6,1)	9,79 (3,69+6,1)

Conclusies

De scores van deze kosten en kwaliteitsaspecten zijn verwerkt in kosten-kwaliteitsdiagrammen en getoetst op gevoeligheid. De scores zijn gebaseerd op de beschikbare literatuur en de interviews met relevante stakeholders. Hierdoor zijn de varianten zo objectief mogelijk bepaald. De hoogst scorende varianten zijn in Tabel 10-1 en Figuur 0-1 hieronder weergegeven:

Tabel 0-3: Overzicht hoogst scorende varianten

Werkgebied	Variante(n) met hoogste scores	Ligging tov windpark	Type aansluiting	Inpassing	Windpark
1	A (kwaliteit)	Upwind	Substation	Retrofit	Borssele
	B (kwaliteit)	Upwind	WTG	Retrofit	Borssele
	C (kosten)	Downwind	Substation	Retrofit	Borssele
2	G (kosten)	Downwind	Substation*	Retrofit	HKN
	C (kwaliteit)	Downwind	Substation	Retrofit	HKZ
3	J	Downwind	WTG	Inpassing**	IJVer III/IV
4	L	Downwind	WTG	Inpassing	TnvdW
	B	Upwind	WTG	Inpassing	DDW
	K	Downwind	Substation*	Inpassing***	TnvdW
5	A	Upwind	Substation*	Inpassing	ZG6+7
	B	Upwind	WTG	Inpassing	ZG6+7

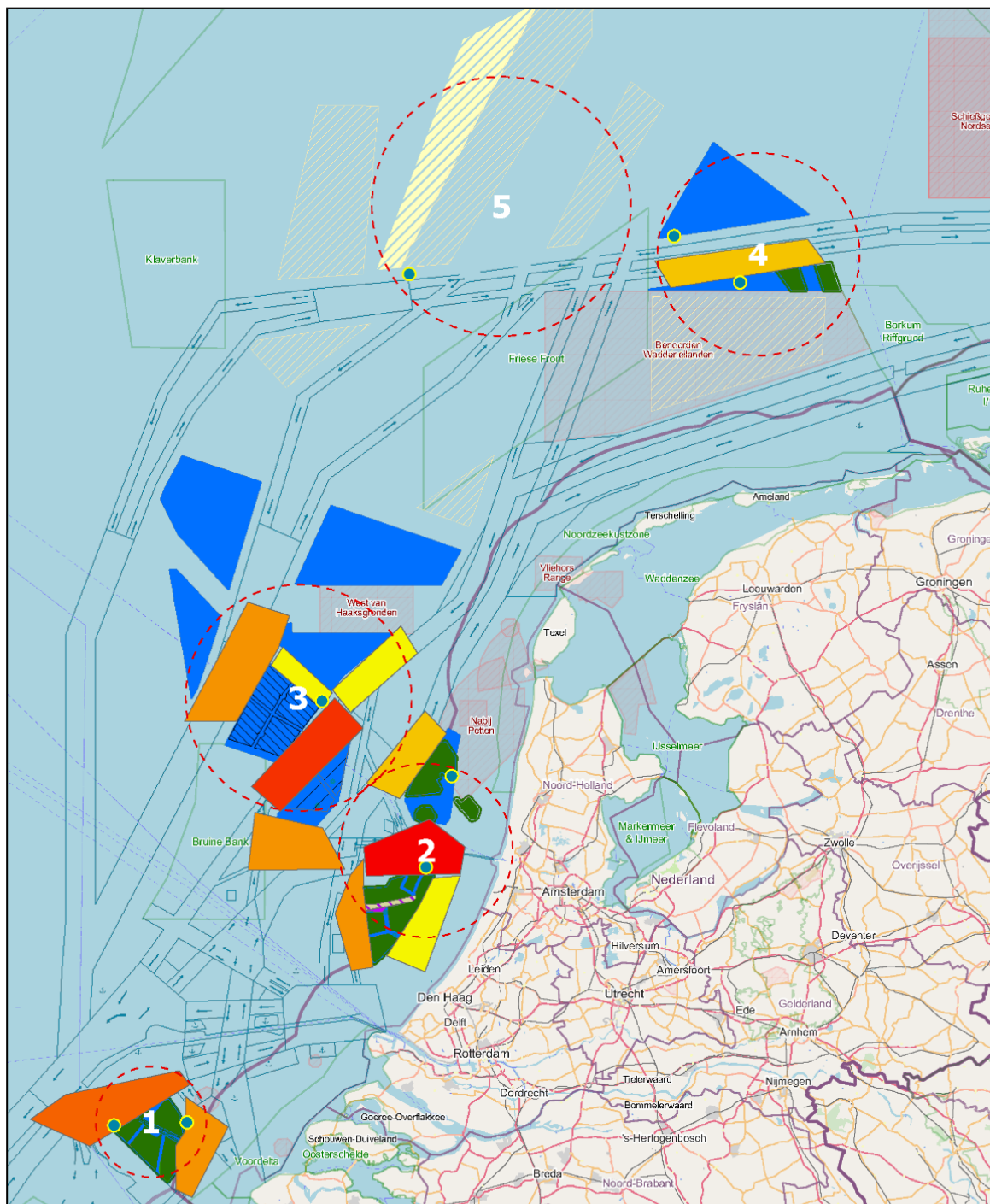
*Bij deze substations is een standaard klantaansluiting aanwezig

**IJmuiden Ver III/IV is nu in ontwikkeling, inpassing is afhankelijk van tijdsplanning

***Afhankelijk van mogelijkheden in ontwikkeling bij TenneT

Prioritering van locaties: Uit de varianten met de hoogste score valt een prioritering aan te brengen waar RWS hun focus op kan leggen met betrekking tot de ontwikkeling van laadinfrastructuur.

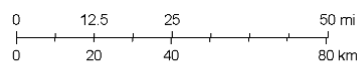
1. Werkgebied 3: Er is potentieel de mogelijkheid om bij windpark IJmuiden Ver de laadinfrastructuur in de constructie van een WTG in te passen. Hier zal zo snel mogelijk contact moeten worden opgenomen met de relevante partijen, aangezien deze parken al in de ontwerpfase zijn aanbeland.
2. Werkgebied 2: Bij het substation van windpark HKN is momenteel nog een klantaansluiting beschikbaar. Deze zou gebruikt kunnen worden om laadinfrastructuur op aan te sluiten. Dit zal hoogstwaarschijnlijk wel met een aparte constructie moeten worden gebouwd.
3. Werkgebied 4: In 2026/2027 (indicatief) zullen windpark TnvdW en DDW getenderd worden. De eis van inpassing van laadinfrastructuur zou eventueel opgenomen kunnen worden in de tendercriteria.
4. Werkgebied 1: Bij windpark Borssele is geen mogelijkheid tot inpassing. Laadinfrastructuur zal hoe dan ook door middel van retrofitting moeten plaatsvinden. Echter is wel geïdentificeerd dat hier sowieso een ERTV gestationeerd zal moeten worden
5. Werkgebied 5: Zoekgebieden 6 en 7 zijn nog in volle ontwikkeling. Er is nog geen tenderdatum voor deze zoekgebieden bekend. Geadviseerd wordt om de inpassing van laadinfrastructuur mee te nemen in de ontwikkeling van deze gebieden, bij voorkeur aan het substation voor dit werkgebied..



12/23/2024

- Werkgebied
- Varianten met hoogste score
- Toekomstige Windparken_2030
- Aanullend zoekgebied voor begrenzing
- Zoekgebied windenergie na 2030
- MARIN Clusters Indicatoren v2**
- <5
- 5-10
- 11-15
- 16-20
- 21 - 25
- 26 - 50
- verkeersscheidingsstelsel
- scheepvaartinfrastructuur
- verkeer_symbolen
- vergunde windparken
- in gebruik
- in aanbouw
- in ontwerp
- in ontwikkeling
- vergunde windparken_veiligheidszones
- veiligheidszone offshore high voltage station
- passage
- vrijruimte_medegebruik
- aquacultuur
- natuur
- gecombineerde innovaties
- opwekking duurzame energie
- passieve visserij
- passage
- visserij vrije zone
- aangewezen_windenergiegebieden

1:1.803,515



Map data © OpenStreetMap contributors, Microsoft, Facebook, Inc. and its affiliates, Esri Community Maps contributors, Map layer by Esri

Figuur 0-1: Gekozen werkgebieden (rode omcirkelingen) en hoog scorende varianten (blauw)

De scores van de varianten per werkgebied liggen dicht bij elkaar, waardoor deze met verder ontwikkelingen in locatiekeuzes en eisen kunnen veranderen. Hierdoor kunnen alternatieve varianten eventueel beter uit de analyse komen. Wij adviseren om per gedefinieerd werkgebied met de relevante stakeholders om tafel te zitten en de varianten te bespreken.

Aannames zoals de actieradius van de ERTV zijn nog niet definitief en kan de komende jaren zich verder ontwikkelen. Daarnaast wordt vanuit de interviews duidelijk dat de gewenste laadeisen met betrekking tot golfhoogtes als ambitieus worden beoordeeld. Uiteindelijk is het aan een kapitein om een beslissing te maken om zijn of haar schip te koppelen aan de laadinfrastructuur. Dit kan van invloed zijn op de 90% emissieloos eis die is gesteld.

Kosten: De kosten voor deze laadinfrastructuur zijn conceptueel beoordeeld en zullen per locatie afhankelijk zijn van het type oplossing en mogelijkheden tot aansluiting en inpassing in een windpark. Kabeltracés en retrofit aanpassingen zullen naar verwachting aanzienlijke kostenposten vormen.

Contractuele Afspraken: Het is essentieel om contractuele afspraken te maken over de interface tussen de laadinfra en het substation of de windturbinegenerator (WTG). Dit omvat ook afspraken over de kosten van energie, inclusief de mogelijkheid van teruglevering vanaf land en eventuele gebruikersfees.

Veiligheidseisen: Er wordt geadviseerd om nautische veiligheidseisen op te nemen in de vergunningsverlening voor de laadinfrastructuurfabrikanten. Vanuit de industrie wordt nu een industry practice van 500m als veiligheidszone aangehouden om hun WTGs en substations. Deze 500 m zou ook als veiligheidszone rond laadinfrastructuur kunnen worden aangehouden, nader onderzoek en overleg met stakeholders zou tot een betere onderbouwing van de 500 m kunnen leiden of tot een verkleining van de 500 m.

Stakeholder Betrokkenheid: Het is belangrijk om zo snel mogelijk contact op te nemen met relevante partijen, zoals netbeheerders en windparkexploitanten, om de mogelijkheden voor het inpassen van laadinfrastructuur in het ontwerp van de windparken te bespreken. Enkele parken zijn momenteel in ontwikkeling, hier zou potentieel laadinfrastructuur op een WTG ingepast kunnen worden, afhankelijk van de fase van de planning.

Verdiepend Onderzoek: Zodra de locaties voor de laadinfrastructuur zijn gekozen, moet er verdiepend onderzoek worden gedaan naar de mogelijkheden voor inpassing in het windpark en het type oplossing dat het meest geschikt is voor die specifieke locatie.

Definities & afkortingen

Begrip	Definitie
CAPEX	Uitgaven om fysieke activa te ontwerpen, bouwen en te installeren.
Downwind	Benedenwinds van het park.
Dynamic Positioning (DP)	Door middel van een computergestuurd systeem wordt de positie en koers van een schip automatisch gehandhaafd door gebruik te maken van haar eigen schroeven en boegschroeven.
ERTV	Emergency Response Towing Vessel
Hawser	Afmeerlijn van een schip naar een vaste constructie.
Hs	Significante golfhoogte
HWS	Hazard Warning Systeem
OPEX	Lopende uitgaven zoals salaris, nutsvoorzieningen en onderhoud.
O&G	Olie en Gas
OSS	Offshore SubStation
SPM	Single Point Mooring
Upwind	Bovenwinds van het park
UTM	Universele Transversale Mercatorprojectie
UXO	Unexploded Ordnance
Weathervanen	Met de wind mee draaien
WTG	Wind Turbine Generator

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Naast scheepvaart gebruikt Nederland de Noordzee voor vele andere doeleinden. Het winnen van energie is er hier één van. De ambitie is de komende decennia meer windenergie op zee te produceren om de klimaatdoelen te halen. Dat heeft invloed op de scheepvaartveiligheid, want de Noordzee is één van de drukste bevaarde zeeën in de wereld.

In het Nederlandse deel van deze zee komen er tot en met 2031 nog circa 1.500 windturbines bij. De Aanvullende Routekaart Windenergie op Zee 2030 geeft in hoofdlijnen deze plannen weer. Uit onderzoek van Maritime Research Institute Netherlands (MARIN) blijkt dat de kans op aanvaringen tussen schepen en windturbines aanzienlijk toeneemt met de komst van nieuwe windparken. Daarom zijn extra (preventieve) maatregelen nodig om incidenten te voorkomen. Hierbij wordt gedacht aan extra sensoren in windparken, extra toezicht en handhaving, en maatregelen voor het geval er een incident is in de vorm van extra noodsleepcapaciteit. Voor dit laatste is de Rijksrederij van plan de huidige Rijksvloot van Emergency Response Towing Vessels (ERTV's) uit te breiden met extra schepen om de huidige en de toekomstige windparken te beschermen. Er zijn nu drie schepen actief als ERTV. Dit is in samenhang met de toekomstig geplande offshore windparken te weinig om de scheepvaartveiligheid te garanderen.

De huidige schepen worden diesel aangedreven en leveren een aanzienlijke bijdrage aan de totale uitstoot van de Rijksvloot. Het doel voor de Rijksrederij is nieuwe ERTV-schepen te ontwikkelen die voor 90% emissievrij kunnen varen. Dit is gedefinieerd als volgt:

- Ten minste 90 % van het energieverbruik van de schepen moet gedurende de levensduur elektrisch zijn.
- Het resterende energieverbruik moet afkomstig zijn van groene methanol, die voldoet aan de richtlijn hernieuwbare energie (Richtlijn (EU) 2018/2001).

Om deze doelstelling te behalen is laadinfrastructuur nodig, zowel onshore als offshore. RWS heeft daarom Royal HaskoningDHV opdracht geven een verkenning uit te voeren naar mogelijke locaties en randvoorwaarden voor de laadinfrastructuur op Zee. In deze verkenning wordt onderzocht waar locaties van laadinfrastructuur voor nieuwe elektrische ERTVs mogelijk zijn en welke relevante randvoorwaarden daarbij gelden.

1.2 Doel van het project

Het doel van deze opdracht is voldoende inzicht te geven in de mogelijke ontwikkeling van locaties voor laadinfrastructuur op de Noordzee, passend bij het operationeel profiel van duurzame ERTV's. Het onderzoek dient inzicht te geven in de relevante randvoorwaarden voor realisatie en exploitatie van deze laadinfrastructuur. Er dient daarbij een indicatie te worden gegeven van de benodigde processtappen, voorwaarden en afhankelijkheden. Verder dient de verkenning inzicht te geven in de te verwachten kosten van het realiseren van de laadinfrastructuur op zee. De verkenning brengt inzichten en kennis vanuit de markt op een gestructureerde wijze in beeld en geeft een advies aan de opdrachtgever.

1.3 Werkwijze

Aan het begin van het onderzoek is een uitgewerkt plan van aanpak opgesteld en afgestemd met de opdrachtgever. Het plan van aanpak geeft invulling aan een stapsgewijze aanpak, inventariseert huidige inzichten en laat de markt spreken over de randvoorwaarden en locatiekeuze. Aan de hand van een kosten-kwaliteitsafweging wordt systematisch toegewerkt naar een rangorde van mogelijke locaties en hun geschiktheid. Dit heeft zowel een kwaliteitselement van locatiefactoren die niet te kwantificeren zijn als een

kwantitatief element, namelijk van de te verwachten kosten van het realiseren van de laadinfrastructuur op zee. Door kwaliteit en kosten tegen elkaar af te zetten, ontstaat inzicht in de scores per locatie en de voorkeurslocatie.

1.4 Leeswijzer

Dit rapport is als volgt opgebouwd. In Hoofdstuk 2 wordt het plan van aanpak en gevolgde werkwijze beschreven, Hoofdstuk 3 gaat in op de inventarisatie van bestaande rapporten en data welke relevant zijn voor mogelijke locaties en randvoorwaarden voor de realisatie van laadinfrastructuur op zee. Hoofdstuk 4 geeft de uitkomsten weer van de locaties en het belang van de randvoorwaarden zoals die door belangrijke spelers zoals netbeheerders, windparkexploitanten, toezichthouders en maritieme dienstverleners zijn geschetst. Op basis hiervan wordt het zoekgebied afgebakend, de technische en operationele eisen beschreven en de randvoorwaarden afgeleid. Vooruitlopend op de vraag welke locaties goed en welke minder goed scoren ontwikkelen wij eerst een afwegingskader in Hoofdstuk 5. In dit afwegingskader vergelijken wij de kwalitatieve aspecten en de verwachte kosten van mogelijke locaties voor de laadinfrastructuur met in achtneming van harde randvoorwaarden of eventuele showstoppers. Hoofdstuk 6 werkt de kwaliteitsaspecten per locaties uit en in Hoofdstuk 7 komen de kosten aspecten aan de orde. In Hoofdstuk 8 wordt een kostenraming beschreven voor de verschillende oplossingen. Hoofdstuk 9 sluit af met kosten-kwaliteitsdiagrammen voor de locaties en geeft de gevoeligheid van de wegingen voor 3 extra scenario's weer. Eén scenario bezien vanuit de kustwacht/RWS, één vanuit het perspectief van de netbeheerder en één vanuit de ontwikkelaar van een windparken. Tenslotte trekken wij in Hoofdstuk 9 conclusies en stellen wij een advies op.

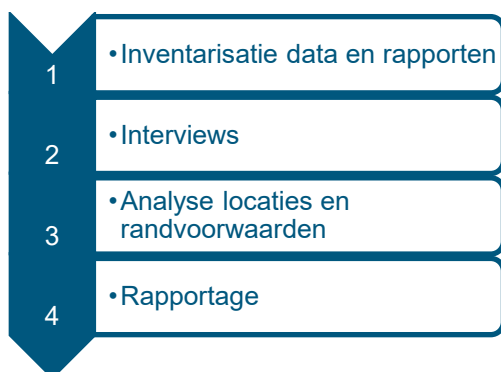
In de bijlagen van dit rapport is de volgende informatie opgenomen:

- Bijlage A1: Kaarten en andere relevante data
- Bijlage A2: Interviewverslagen
- Bijlage A3: Gedefinieerde varianten
- Bijlage A4: Scoring varianten
- Bijlage A5: Gevoeligheidsanalyse
- Bijlage A6: Kostenraming

2 Plan van aanpak

2.1 Inleiding

Aan de hand van een pragmatische benadering is een plan van aanpak opgesteld, dat met de opdrachtgever aan het begin van het project is besproken. Deze aanpak is weergegeven in Figuur 2-1:



Figuur 2-1: Plan van aanpak

Hieronder wordt het plan van aanpak stapsgewijs verder toegelicht.

2.2 Stap 1: Inventarisatie data en rapporten.

De opdrachtgever heeft relevante rapporten en data gedeeld, welke zijn gebruikt voor deze verkenning. De verzamelde data en rapporten zijn in stap 3 verder uitgewerkt tot uitgangspunten en randvoorwaarden voor laadinfrastructuur op zee.

2.3 Stap 2: Interviews

Naast de beschikbare data hebben wij relevante stakeholders geïnterviewd. In de interviews is, afhankelijk van de stakeholder, aandacht besteed aan de volgende onderwerpen:

- Technische mogelijkheden en voorwaarden van laadinfrastructuur op zee;
- Veiligheidsaspecten en risico's;
- Voorwaarden voor een optimale locatie van een laadpunt op zee;
- Beschikbaarheid en leveringszekerheid voor ERTVs;
- Tijdsbestek van laadinfrastructuur, van ontwerp tot exploitatie;
- Omgevingsaspecten, zoals impact op de ecologie;
- Duurzaamheidsaspecten;
- Kosten van laadinfrastructuur op zee, en
- Juridische/contractuele aspecten.

De volgende stakeholders zijn geïnterviewd binnen dit onderzoek:

Tabel 2-1: De geïnterviewde stakeholders binnen dit onderzoek

Doelgroep	Partijen
Toeziachter	Kustwacht
Netbeheerder	TenneT
Windparkexploitanten	Eneco, RWE, Parkwind
Leveranciers offshore laadinfrastructuur	Stillstrom, Blue-Water, VARD
Andere partijen	Project BOEI

2.4 Stap 3: Analyse locaties en randvoorwaarden

De informatie uit de interviews zijn gebundeld met de verzamelde rapporten en data, om tot potentiële locaties en randvoorwaarden te komen. Voor de totstandkoming van deze locaties is een trechter methodiek gebruikt. Dit is een methode die door het stapsgewijs trechteren van de scope tot een aantal specifieke locaties komt. Door middel van het afwegen van kwaliteitsaspecten en kosten worden de locaties tegen elkaar afgezet. Hiervoor is een indicatieve kostenraming gemaakt voor laadinfrastructuur op zee. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen de verschillende oplossingen, zodat duidelijk wordt welke opties in termen van kosten de voorkeur heeft.

2.5 Stap 4: Rapportage

Door middel van de voorgaande stappen zijn de volgende producten in dit onderzoek opgeleverd:

- Een overzicht van de mogelijkheden en randvoorwaarden voor laadinfrastructuur op zee;
- Vijf locaties waar mogelijk laadinfrastructuur kan worden geïnstalleerd. Daarnaast zijn alternatieve locaties aangemerkt die eventueel een uitkomst zouden kunnen zijn voor laadinfrastructuur op zee
- Een beschouwing van de mogelijkheden tot bunkeren van (groene) methanol
- Een kwalitatieve scoring van de vijf locaties en oplossingen;
- Een indicatieve kostenraming voor laadinfrastructuur op zee, waarbij onderscheid is gemaakt tussen verschillende oplossingen
- Een globale planning voor het inpassen van laadinfra in de gedefinieerde werkgebieden

3 Inventarisatie data en rapporten

3.1 Inleiding

Om een volledig beeld te krijgen van de activiteiten en omstandigheden op de Noordzee zijn verschillende rapporten en gegevens verzameld. Deze zijn zowel aangeleverd door RWS als intern verzameld binnen RHDHV op basis van eigen expertise en project ervaringen.

3.2 Rapporten

In Tabel 3-1 wordt een overzicht van de verzamelde informatie uit de rapporten beschreven, die dienen als uitgangspunten voor het afwegingskader in Hoofdstuk 5.

Tabel 3-1: Informatie verzameld uit aangeleverde rapporten

Rapport	Verzamelde informatie
ERTV Concept operationeel profiel & energie consumptie studie, 2024, Vuyk Engineering	<ul style="list-style-type: none"> Bereik vanuit retourhaven is ongeveer 48NM met in achtname van vaarroute. Een absolute vaarafstand van 80 km is aangenomen Een ERTV is 28 dagen op zee, met 1 mobilisatie dag in de haven voor aanvoer van personeel, voorraad en bunkering van brandstof Een accupakket van 18000kWh op het schip is aangenomen. Voor 90% emissieloosheid moet de laadinfra tot 3m Hs aangemeerd kunnen blijven. Tot 4,5m Hs moet het schip op DP kunnen laden De scheepvaartroute knooppunt ten noordwesten van Terschelling wordt als positie gezien voor toekomstige ERTV positie
ERTV Concept Ontwerp rapportage, 2024, Vuyk Engineering	<ul style="list-style-type: none"> In een noodgeval moet een ERTV minimaal 15 knopen per uur kunnen bereiken Dimensies concept ERTV: Lengte: 78.5 m Breedte: 18.6 m Diepgang: 6.6 m Bollard pull: 180 ton (methanol + elektrisch) Laadinfra werkt op 11 of 6.6 kV afhankelijk van leverancier en oplossing. Omzetting naar 690V wordt op het schip gedaan. De methanol brandstof tank is berekend op 14 dagen volledig op methanol kunnen draaien
Risico-indicatoren scheepvaartveiligheid – MOSWOZ, 2022, MARIN	<ul style="list-style-type: none"> De parken met hoge risicoprofielen zijn Borssele, Hollandse Kust West (HKW), Hollandse Kust Noord (HKN) en Hollandse Kust Zuid (HKZ). Parken met het laagste risicoprofiel zijn Ten Noorden van de Wadden (TnvdW) en Offshore Windpark Egmond aan Zee (OWEZ).
Memo en Samenvatting marktconsultatie offshore laadvoorzieningen (februari 2024), RWS	<ul style="list-style-type: none"> Verschillende opties zijn mogelijk: -Directe hang-off -Vaste constructie -Drijvende boei -Installatie op de zeebodem De vaste constructie lijkt het meest geschikt voor de toepassing op ERTVs Doorlooptijden van het ontwerp en de bouw van offshore laadinfrastructuur variëren tussen 6 maanden en 2,5 jaar. De aan de marktconsultatie deelnemende partijen ontwikkelen systemen met een voldoende hoog laadvermogen.

<p>Indieningsvereisten voor vergunning laadpaal in de Noordzee, 2024, RWS</p>	<p>Vereisten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Werkplan waarin wordt beschreven hoe de activiteit wordt verricht; plan van aanpak bij het leggen van de kabel/plaatsen van de laadpaal, materieelinzet, veiligheidsmaatregelen • Toelichtende tekening en coördinaten van de activiteit (in Universele Transversale Mercatorprojectie (UTM) en geografie volgens ETRS9) met daarbij het ontwerp en de afmetingen van het werk of het tracé van de kabel • De verwachte datum en het verwachte tijdstip van het begin van de activiteit en de verwachte duur ervan • een beschrijving van de gevolgen van de activiteit voor de waterkwaliteit, waterkwantiteit, waterveiligheid en maatschappelijke functies van het waterstaatswerk • contactgegevens van de partijen die direct bij het verrichten van de activiteit zijn betrokken • Er zal door middel van ontwerpdocumenten/berekeningen aangetoond moeten worden dat de constructie deugdelijk en zeewaardig is en ter plaatse blijft staan. Hierbij moet de zeebodem en bodemsamenstelling in kaart worden gebracht door middel van een geofysische en geotechnische survey. Het is gebruikelijk om dit soort berekeningen door een extern bureau te laten uitvoeren • Op de locatie van de laadpaal en van het kabeltracé moet een UXO-onderzoek worden verricht • De laadpaal moet worden verlicht en gemarkeerd volgens de IALA G1162 regelgeving. Daarnaast is een Hazard Warning System (HWS) een optie om in overweging te nemen. • Indien de kabel en laadpaal binnen de contouren van een windpark komen te liggen kan worden meegelift op onderzoeken die voor het kavelbesluit al zijn opgesteld. • Mocht de laadpaal binnen een windpark komen te liggen moet er nog een onderzoek naar scheepvaartveiligheid worden verricht • Het is verstandig om, zodra een preciezere locatie bekend is, contact op te nemen met het ministerie van LVVN in het kader van een (mogelijk vergunning plichtige) Natura 2000-activiteit of Flora- en fauna-activiteit
---	--

3.3 Gegevens

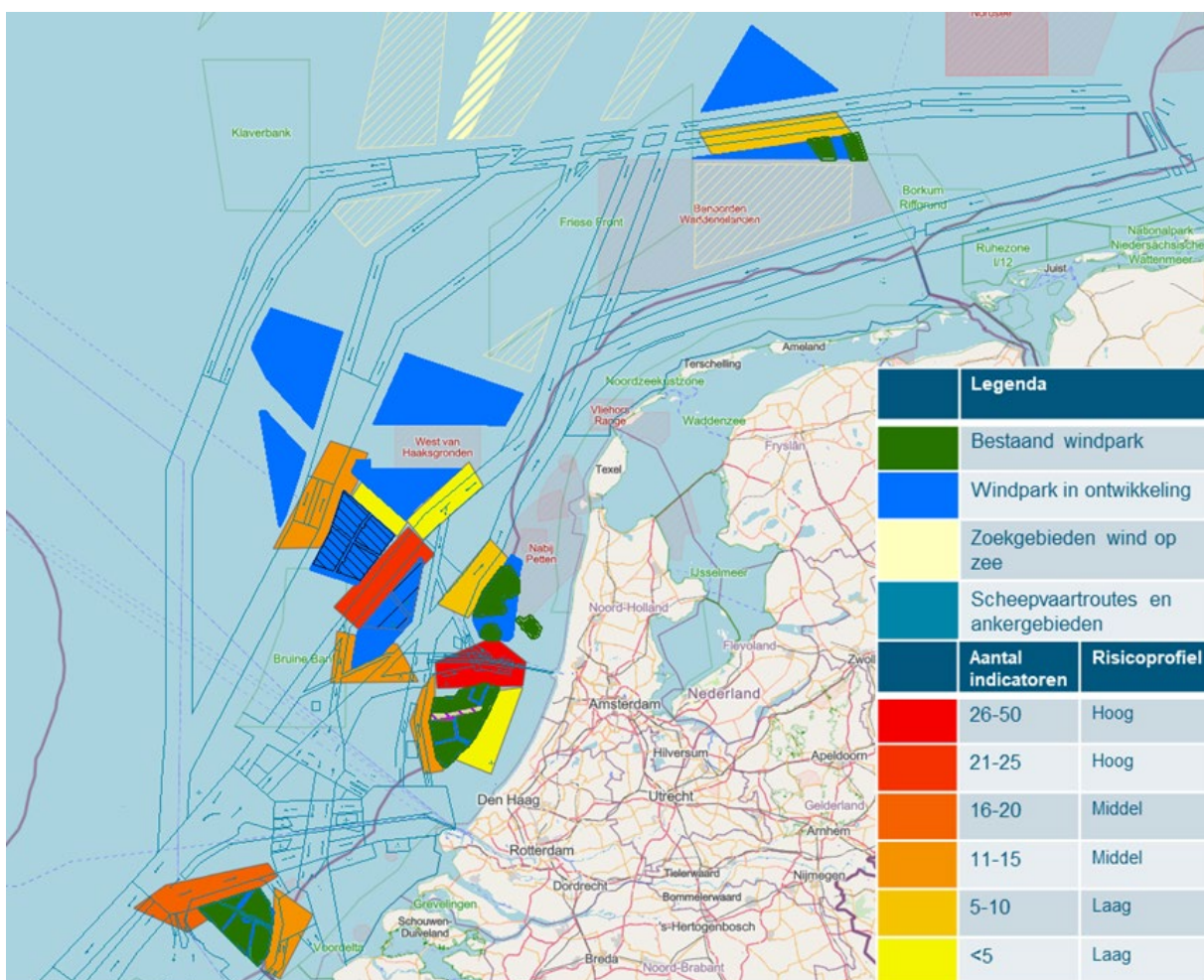
In Tabel 3-2 wordt een overzicht van de verzamelde informatie uit de gegevens beschreven die dienen als input voor de verkenning en ontwikkeling van het afwegingskader in Hoofdstuk 5.

Tabel 3-2: Informatie verzameld uit de data

Data	Verzamelde informatie
GIS kaarten, 2024, RWS	Bestaande windparken, scheepvaartroutes en ankergebieden, militaire gebieden, kabels en leidingen, natuurgebieden, O&G platforms, waterdieptes, risicogebieden (MARIN rapport)
Kaart Wind op Zee na 2030, uit 22-11-2024, Rijksoverheid	Zoekgebieden voor toekomstige windparken
Verkeersdichtheid kaarten (2018-2022), MARIN	Dichtheden scheepvaartverkeer
Metocean data, MetOcean On Demand	Dominante windrichtingen per gebied

GIS kaarten

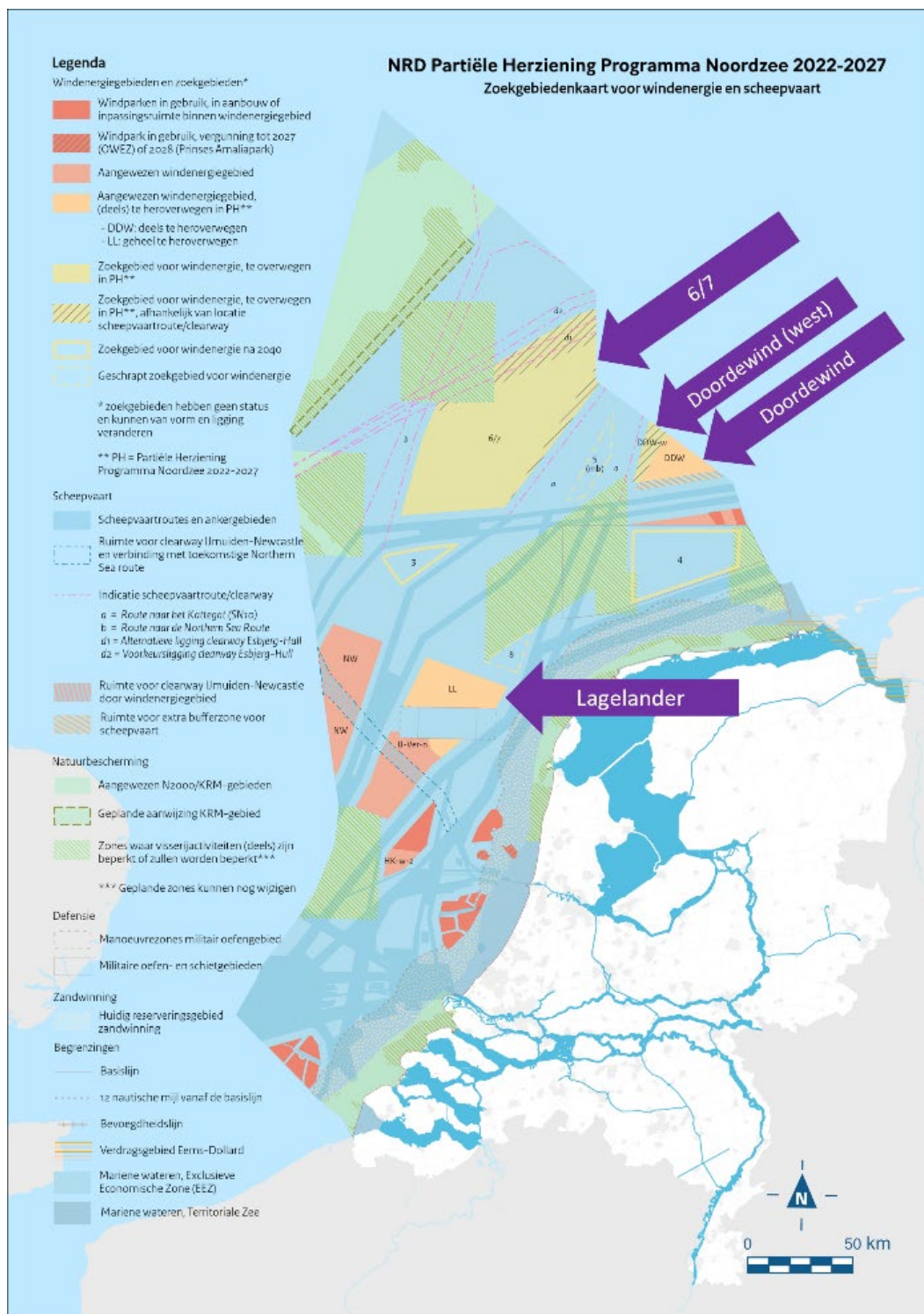
In Figuur 3-1 zijn de meest relevante GIS-kaarten samengevat weergegeven die gebruikt zijn in de verkenning. Voor het overzicht zijn kabels en leidingen weggelaten uit de figuur.



Figuur 3-1: De meest relevante GIS lagen die gebruikt zijn voor het onderzoek. Groen=Bestaande windparken, Blauw= Toekomstige parken of windparken in aanbouw. Rode, oranje en gele gebieden volgen uit MARIN risico hotspotkaart. (Bron: RWS)

Wind op zee na 2030.

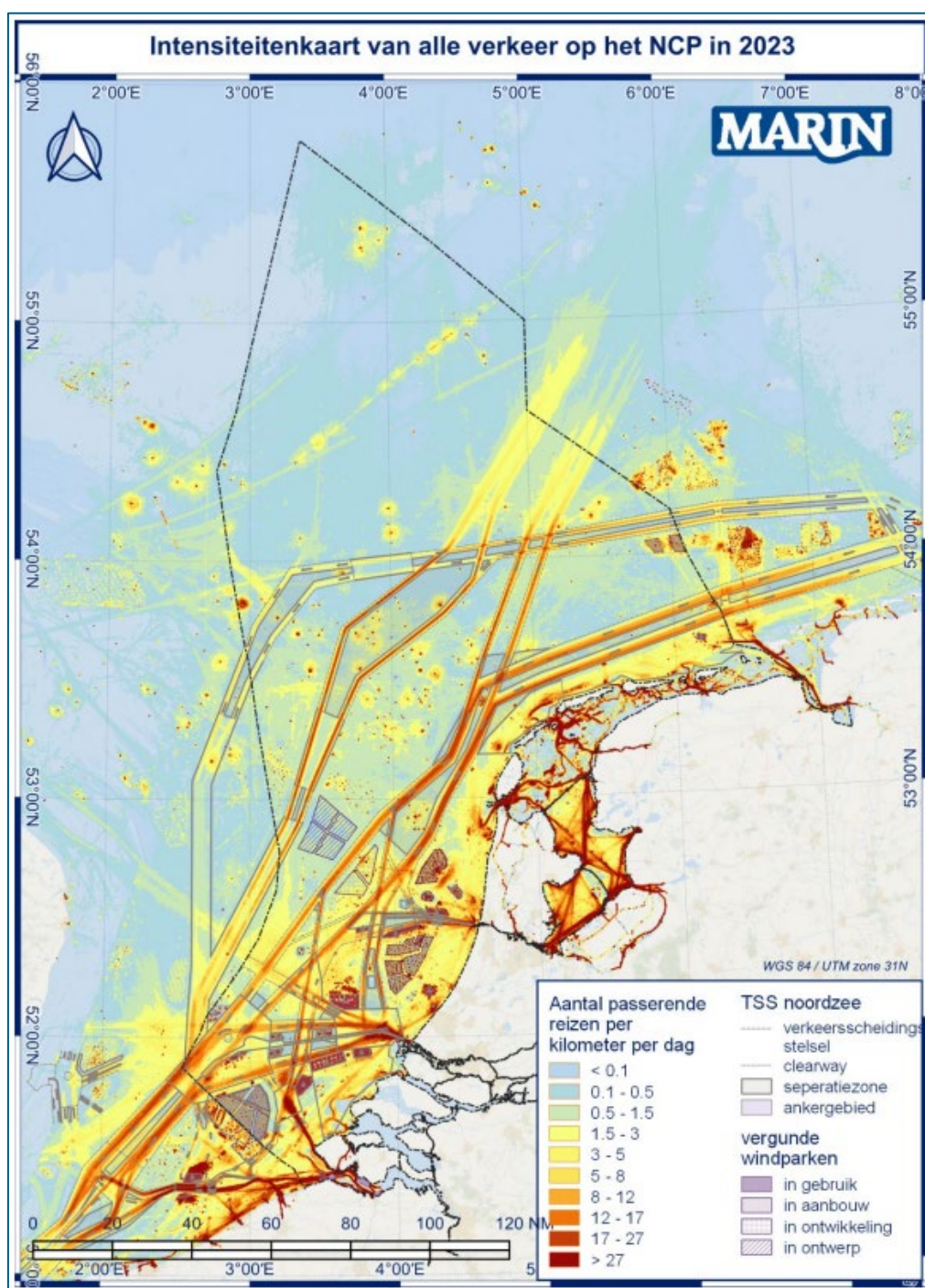
In Figuur 3-2 wordt de routekaart van wind op zee na 2030 weergegeven, zoals aangeleverd door RWS. Deze kaart is nog niet officieel uitgegeven, waardoor deze nog onderhevig is aan veranderingen.



Figuur 3-2: Routekaart voor wind op zee na 2030 (RWS, verkregen op 22-11-2024)

Verkeersdichtheid kaarten.

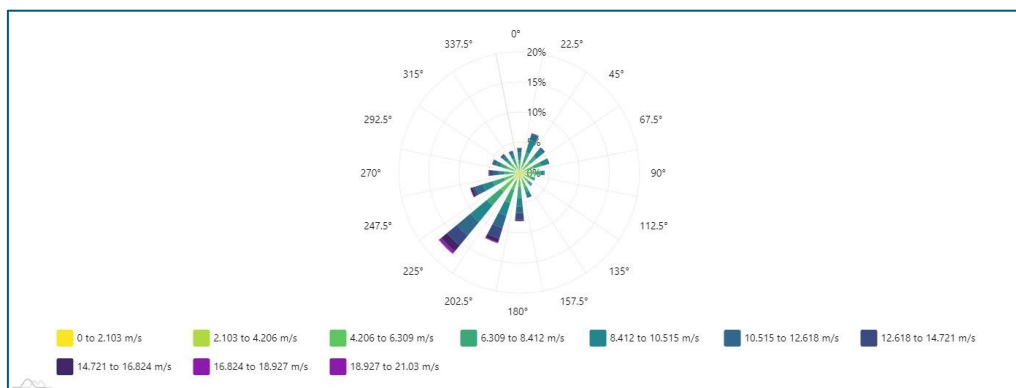
In Figuur 3-3 wordt de verkeersdichtheid van de scheepvaart bij toekomstige windparken weergegeven. Voor de toekomstige windparken (zoekgebieden) zijn geen risico's in kaart gebracht in het MARIN rapport. Op basis van de verkeersdichtheid kaarten is daarom gekeken naar wat mogelijk risicogebieden kunnen zijn. In Hoofdstuk 5 gaan wij nader in op de relatie tussen risicogebieden en de locatie van de ERTVs.



Figuur 3-3: Verkeersdichtheid in 2023. (Bron: MARIN)

Metocean data.

Figuur 3-4 geeft een overzicht van de windrichtingen. De dominante windrichting geeft een indicatieve richting waar een op drift geraakt schip heen zal drijven indien een calamiteit ontstaat. Windrichtingen worden weergegeven in zogenaemde “wind roses”, zoals te zien in Figuur 3-4. De dominante windrichting is gebruikt om posities van laadinfra ten opzichte van windparken te bepalen. De gebruikte wind rose plots voor alle gebieden zijn bijgevoegd in Bijlage A1.



Figuur 3-4: Wind rose plot van windpark Borssele. (Bron: MOOD)

3.4 Samenvattend beeld randvoorwaarden, eisen en locaties

Aan de hand van de rapporten en de gegevens is een aantal uitgangspunten vastgesteld en zijn de volgende conclusies met betrekking tot de locatie analyse getrokken:

- De windparken Borssele, HKZ, HKN en HKW hebben een hoog risicoprofiel. Daarnaast zijn er risico's geïdentificeerd bij de windparken TnvdW en Gemini, al zijn deze laag;
- Het is wenselijk om de afstand van de retourhaven tot aan het laadpunt binnen de elektrisch actieradius van de ERTV te laten vallen om niet over te hoeven schakelen naar methanol. Het bereik van de ERTV is nog niet vastgesteld. Vanuit de literatuur worden aannames gemaakt van 89km/48NM actieradius (18-20 MWh accupakket). In dit onderzoek zijn deze overgenomen. Deze aannames kunnen afwijken van het uiteindelijke ERTV ontwerp.
- Indien een kabeltracé en/of een aparte constructie geïnstalleerd moeten worden, zal onderzocht moeten worden wat de impact is op ecologie, daar de zeebodem hoerdoor verstoord zal worden. Hiervoor zal een Milieu effectrapportage noodzakelijk zijn.
- Qua nautische veiligheid wordt een responstijd van maximaal 2 uur aangehouden met een minimale vaarsnelheid van 15 knopen. In 2 uur moet de ERTV dus 30 NM kunnen overbruggen om ter plaatse te zijn bij een calamiteit;
- Het plaatsen van een laadpunt in een windpark brengt extra nautische risico's met zich mee. Er wordt in dit onderzoek aangenomen dat het omwille van nautische veiligheid gewenst is de laadinfra buiten een windpark te plaatsen;
- Als laadinfrastructuur binnen de contouren van een windpark komt te liggen kan worden meegelift op onderzoeken die voor het kavelbesluit zijn opgesteld;
- Bij zoekgebied 4, 6 en 7 zullen in de toekomst ook nautisch risico's te verwachten zijn, kijkend naar de verkeersdichtheid kaarten rond deze gebieden.

De volgende additionele technische eisen op de laadinfrastructuur zijn geïdentificeerd op basis van de eisen en wensen van gebruikers:

- Om 90% emissieloos te kunnen varen, moet de laadinfrastructuur bij maximaal 2,5m Hs aan de laadkabel kunnen koppelen. Daarnaast moet de laadinfrastructuur bij 3,0m Hs afgemeerd kunnen laden, en tot maximaal 4,5m Hs kunnen laden op Dynamic Positioning (DP).
- De constructie waar de laadinfrastructuur op geplaatst wordt moet bestand zijn tegen aanvaring van de ERTV met de constructie, met een nader te bepalen snelheid.
- De laadinfrastructuur moet verlicht en gemarkeerd worden volgens de IALA G1162 regelgeving. Een HWS is een overweging om toe te voegen naast deze verlichting en markering.

4 Marktverkenning

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de uitkomsten besproken op basis van interviews met belangrijke stakeholders, zoals netbeheerders, windparkexploitanten, toezichthouders en maritieme dienstverleners. Op basis hiervan wordt het zoekgebied afgebakend, de technische en operationele eisen beschreven en de randvoorwaarden afgeleid. In Paragraaf 4.2 wordt een overzicht van de technische mogelijkheden geschetst. Paragraaf 4.3 beschrijft de overwegingen en randvoorwaarden voor de keuzes van locaties, waarna Paragraaf 4.4 andere aandachtspunten onder de aandacht brengt. Paragraaf 4.5 geeft een samenvattend overzicht van de uitkomsten van de marktverkenning.

4.2 Technische oplossingen en mogelijkheden

Er zijn verschillende oplossingen voor het laden van schepen op zee. Hieronder zijn deze oplossingen uitgewerkt en beoordeeld op de mogelijkheden. Uit de interviews blijkt dat de keuze van een oplossing afhangt van een veelheid van factoren. De mogelijkheden moeten per locatie verder worden onderzocht om tot een optimale oplossing te komen.

De laadinfrastructuur-concepten kunnen zowel met als zonder afmeersysteem worden uitgerust. Indien het systeem met afmeersysteem wordt ontwikkeld zal het schip met een aparte lijn aan een (relatief) vast punt worden gekoppeld om in positie te blijven. Met **Dynamic Positioning (DP)** gebruikt het schip haar schroef en boegschroeven om in positie te blijven. Het voordeel van DP systemen is dat er minder stappen nodig zijn om aan en af te koppelen, aangezien er geen extra lijn van de laadinfra naar het schip gehaald hoeft te worden. Het nadeel is dat dit systeem meer energie verbruikt dan een regulier afmeersysteem, aangezien de motoren continu moeten blijven draaien. Door dit energieverbruik zal een deel van de laadcapaciteit van de kabel verloren gaan aan het in positie houden van het schip, waardoor het langer duurt voordat de accu van het schip is opgeladen. In ruig weer zal DP meer energie gaan verbruiken, aangezien het dan door ruigere golven en wind moeilijker wordt om in positie te blijven. Voordelen van het gebruik van DP is dat deze systemen over het algemeen veiliger zijn dan een ankerlijn en meer comfort bieden voor de bemanning. Per laadinfrastructuur aanbieder verschilt de methode van in positie blijven. Hieronder komen de verschillende oplossingen aanbod:

Directe koppeling (hang-off). Een oplossing voor het laden van het schip is om het schip aan een vaste constructie te koppelen waar de elektriciteit direct vandaan komt. Dit zou zowel aan een substation als een turbine kunnen. Bij een turbine moet wel rekening gehouden worden met de overdraai van de bladen van een turbine. Bij grote schepen zoals ERTV's kan dit een beperking zijn. Het voordeel is dat er geen extra locatie hoeft te worden gereserveerd voor een laadboei of laadpaal. Daarnaast hoeft ook niet geïnvesteerd te worden in een aparte constructie. Het grootste nadeel van directe koppeling is dat de mogelijkheden hiervan beperkt lijken te zijn tot toekomstige windparken, want in een bestaand windpark zou directe koppeling door middel van retrofitting aan de WTG of substation moeten worden ingepast. De constructies zijn vaak niet berekend op de extra belasting van de laadinfra. Daarnaast is de beschikbare ruimte in een windturbine of substation vaak beperkt. Per locatie moet worden aangetoond of retrofitting een mogelijkheid is. Ook zal voor directe koppeling aan een bestaande constructie een speciale voorziening ontworpen, gemaakt en geïnstalleerd moeten worden om de componenten aan de WTG of substation te koppelen. Dit zou allemaal offshore geïnstalleerd moeten worden, wat de kosten zal verhogen. Daarnaast zal de installatie offshore extra engineeringonderzoek met zich meebrengen, wat de complexiteit zal verhogen. Daarnaast staan deze objecten vaak al in een gebied met hoge dichtheid van andere objecten. Het risico op aanvaring van een ERTV met deze objecten zal daarom toenemen.

Figuur 4-1 en Figuur 4-2 hieronder geven een impressie van een directe koppeling:



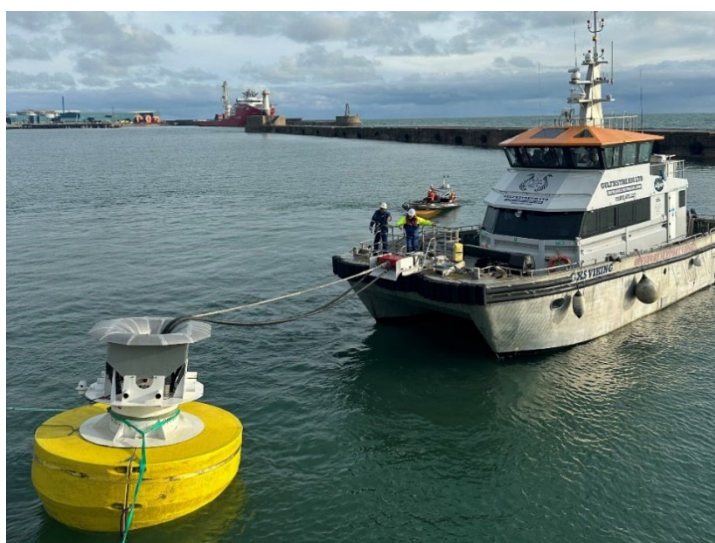
Figuur 4-2: Testlocatie MJR Power bij OSS Nobelwind



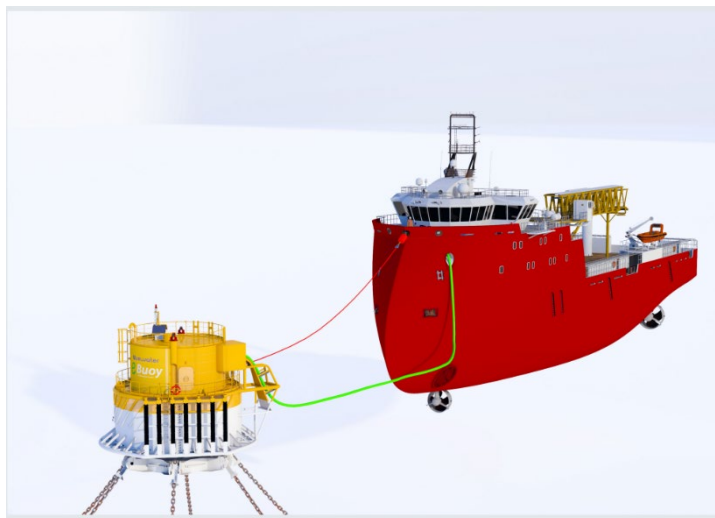
Figuur 4-1: Vard Ocean charger concept (Bron; Vard.com)

Laadboei (Single Point Mooring). De laadboei oplossing werkt door het verankeren van een boei aan de zeebodem met één of meerdere ankers. Vanaf een windturbine of substation wordt de elektriciteitskabel naar de laadboei aangesloten op een energiebron. Deze kabel kan zowel met een conventionele subsea kabel over de zeebodem, als met een drijvende dynamische elektriciteitskabel worden aangelegd. Echter, voor het laatste stuk (vanaf de zeebodem direct onder de boei tot aan de boei) is altijd een dynamische elektriciteitskabel nodig om de bewegingen van de boei te kunnen opvangen. Vanaf de boei wordt de kabel uit de boei getrokken en gekoppeld door het inhaalsysteem van het te laden schip. Dit systeem kan zowel met als zonder afmeersysteem ontwikkeld worden. Zonder het afmeersysteem zal het schip DP gebruiken om zichzelf in positie te houden. Het schip heeft hierbij de mogelijkheid om met de wind mee te draaien weathervanen). Dit is gunstig, aangezien dit minder energie kost voor het DP systeem. Boeioplossingen worden over het algemeen pas toegepast bij een waterdiepte van 20-25 meter. Onder deze 25 meter zal het ontwerp robuuster gemaakt moeten worden in verband met de grotere bewegingen van de boei en ankerkettingen die bij ondiepere wateren worden verwacht. Bij ruige zeeën (zoals de Noordzee) zal deze minimale waterdiepte toenemen. Vanaf de aansluiting zal de stroom met een transformator van 66kV naar 11kV of 6.6kV moeten worden omgevormd.

In Figuur 4-3 en Figuur 4-4 worden voorbeelden van boei oplossingen geschetst.



Figuur 4-3: Laadboei van Oasis Marine Power. (Bron: Oasis Marine Power)

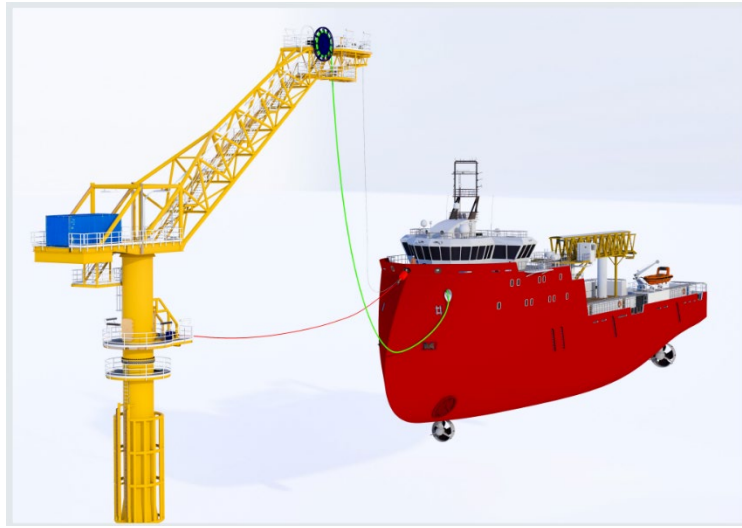


Figuur 4-4: CALM e-buoy van Bluewater. (Bron: Bluewater)



Figure 4-5: Laadboei van Stillstrom (Bron: Stillstrom)

Vaste constructie (monopile). Dit concept is vergelijkbaar met het voorgaande, afgezien van het feit dat er een aparte constructie in zee moet worden geplaatst. Vanaf het substation of de turbine loopt een kabel naar deze vaste constructie, om vanaf daar laadcapaciteit te kunnen leveren aan een schip. Aangezien de vaste constructie niet meebeweegt met golven heeft deze geen dynamische kabel nodig van de zeebodem naar het wateroppervlak. Vanaf de constructie naar het schip is dit uiteraard wel nodig. In principe zorgt deze stabiliteit ook voor minder cyclische schade aan de kabel. Ook bij deze oplossing is het mogelijk voor het schip om te weathervanen, zowel op DP als via een hawser. In Figuur 4-5 wordt een visualisatie van een monopile oplossing weergegeven:



Figuur 4-6: Monopile oplossing voor laadinfrastructuur (Bron: Bluewater)

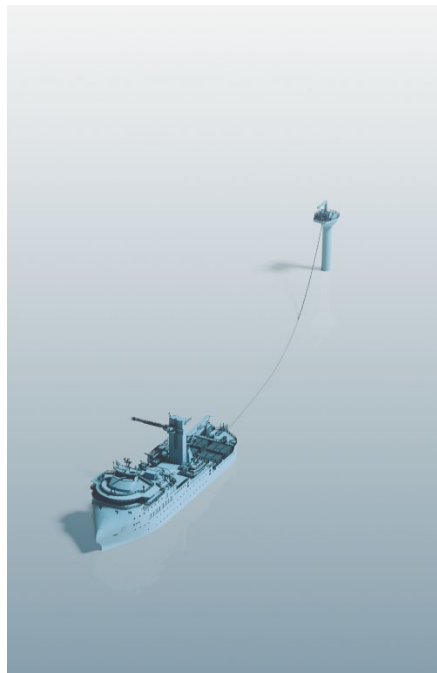


Figure 4-7: Monopile oplossing (Bron: Stillstrom)

Samenvattend overzicht oplossingen voor laadinfrastructuur.

In Tabel 4-1 wordt een samenvattend overzicht van de oplossingen voor de laadinfrastructuur gegeven:

Tabel 4-1: Overzicht van de verschillende oplossingen voor laadinfrastructuur

Eigenschap	Hang-off	Laadboei	Monopile
Directe koppeling	Ja	Nee	Nee
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Directe koppeling, geen kabeltracé • Minder complex • Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Vrije weathervaning • Flexibiliteit in locatiekeuze • Toepassing bij bestaande windparken 	<ul style="list-style-type: none"> • Vrije weathervaning • Flexibiliteit in locatiekeuze • Toepassing bij bestaande windparken
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Risico mbt aanvaring WTG of substation • Flexibiliteit locatie • Potentieel minder mogelijkheden voor weathervaning • Hoogstwaarschijnlijk alleen toepasbaar op toekomstige windparken 	<ul style="list-style-type: none"> • Kabeltracé vereist • Bewegende constructie kan koppelen bemoeilijken, zeker in ruige omstandigheden • Inpassing transformator • Toepassing in <25 meter waterdiepte vereist robuuster ontwerp en wordt daardoor relatief duurder 	<ul style="list-style-type: none"> • Kabeltracé vereist • Kosten toepassing in dieper water

4.3 Locatiekeuze

Uitgangspunten en voorwaarden.

Uit de interviews zijn onderstaande uitgangspunten afgeleid.

- Een aansluiting aan een WTG kan alleen aan het eind van een string. Dit is meestal aan de buitenzijde van een windpark.
- Bij het (los)koppelen van een schip aan een laadpunt aan een WTG zal de turbine stilgezet moeten worden omwille van veiligheid. Daarna kan het schip op een veilige afstand laden en kan de WTG energie opwekken. Het feit dat de WTG stilgezet moet worden kan vanuit een windparkexploitant perspectief misschien niet wenselijk in verband met verloren opbrengsten.
- Installatie van een direct hang-off systeem op een bestaande WTG of substation wordt als erg complex gezien. De WTGs zijn lean ontworpen; de constructie hiervan is niet berekend op de belastingen van de laadinfra systemen. Per specifiek geval moet worden uitgezocht of er ruimte is in de monopile en of er structurele aanpassingen nodig zijn om de J-tube en benodigde laadinfrastructuur te plaatsen. Dit zal in ieder geval extra kosten met zich meebrengen.
- Ruimtegebrek op de bestaande WTG of substation wordt als een probleem gezien.
- Er wordt gestreefd naar een responstijd van 2 uur van de ERTVs, afhankelijk van de weersomstandigheden.
- Bij de toekomstige 2GW substations van TenneT is er standaard 1 klantaansluiting met een capaciteit van 100MW beschikbaar waar laadinfrastructuur op aangesloten kan worden. De substations zijn echter al ver in de ontwerpfase, waardoor inpassing van laadinfra in het ontwerp van de constructie moeilijk wordt. Een aparte constructie voor de laadinfra wordt hier voorzien. In een tweede generatie van de 2GW substations zijn eventueel nog mogelijkheden voor inpassing van laadinfrastructuur.

- Bij het bestaande 700MW substation van TenneT van windpark HKN is er 1 klantaansluiting over (in totaal zijn hier 2 klantaansluitingen)
- Een laadpunt bij een substation brengt mogelijk verhoogd risico op aanvaringen voor het substation met zich mee.

Voor een volledig overzicht van de uitkomsten, zie Bijlage A3.

Situering ten opzichte van windparken.

Ten opzichte van de dominante windrichting kan laadinfrastructuur op verschillende manieren worden geplaatst, als volgt:

- “upwind”; aan de zijde waarvan het merendeel van de tijd de wind vandaan komt;
- “downwind”; aan de zijde waar de wind het merendeel van de tijd naartoe waait;
- In het windpark (midden);

Over deze drie mogelijkheden zeggen de partijen het volgende:

- De 700MW substations van TenneT liggen meestal in het midden van een windpark. Dit is lastiger te bereiken voor schepen voor laadinfra. De 2GW stations zullen wat meer aan de randen van windparken komen te liggen. Hier zal laadinfra logischer op te faciliteren zijn.
- Laadinfrastructuur in de huidige bestaande windparken wordt niet als wenselijk gezien in verband met veiligheid en risico op schade. Net buiten een windpark wordt als meest logisch gezien omwille van veiligheid en kosten van een eventueel kabeltracé. Het kabeltracé wordt als een van de grotere kostenposten voor laadinfrastructuur gezien. Toekomstige windparken hebben een corridor waar eventueel ruimte gevonden zou kunnen worden voor de inpassing van laadinfrastructuur. ERTV schepen zijn vrijgesteld van toegangseisen tot windparken, waardoor deze vrije toegang hebben binnen de windparken.
- In verband met responstijd van een ERTV wordt de buitenkant (upwind) van een windpark, tussen een scheepvaartroute en het windpark in, als voorkeurslocatie gezien.
- Laadinfra leveranciers zien hun laadinfrastructuur liever downwind. Dit mede door het verminderde risico op aanvaring door de beschutting van het windpark.

Vanuit de kustwacht kwamen de volgende voorkeurslocaties naar voren, mede door bestaande patrouilleroutes en inzichten in waar risico's voor windparken liggen:

- Tussen windpark HKN en HKZ;
- Ten noorden van windpark TnvdW;
- Tussen windpark HKW en IJmuiden Ver in;
- Bij windpark Borssele
- Bij zoekgebied 6 en 7

Mogelijkheden per windpark.

Ten aanzien van de mogelijkheden om een windpark aan te sluiten op het elektriciteitsnetwerk, zijn twee mogelijkheden genoemd:

Tabel 4-2: Windparken met een TenneT substation

Windpark	OSS	Klantaansluiting	Mogelijkheid aansluiting OSS	Mogelijkheid aansluiting WTG	Status windpark
Borssele	700MW	-	Retrofit*	Retrofit*	Operationeel
HKZ	2x 700MW	-	Retrofit*	Retrofit*	Operationeel
HKN	700MW	2x Aanwezig	Klantaansluiting beschikbaar	Retrofit*	Operationeel
HKW	3x 700MW	-	Retrofit*	Retrofit*	In aanbouw
IJmuiden Ver	3x 2GW	Aanwezig	Klantaansluiting	Inpassing in ontwerp	Deels ontwerpfase, deels nog te tenderen
TnvdW	700MW	Aanwezig	-	Inpassing in ontwerp	Nog te tenderen (2026/2027)**
Doordewind	2x 2GW	Aanwezig	Klantaansluiting	Inpassing in ontwerp	Nog te tenderen (2027)**
Nederwiek	3x 2GW	Aanwezig	Klantaansluiting	Inpassing in ontwerp	n.t.b
Lagelandier	2x 2GW	Aanwezig	Klantaansluiting	Inpassing in ontwerp	n.t.b

*De mogelijkheden van retrofitting is locatie specifiek; meer onderzoek is nodig naar de mogelijkheden.

**De tenderdata voor deze windgebieden zijn indicatief.

Tabel 4-3: Windpark met andere of geen substations

Windpark	OSS	Klantaansluiting	Mogelijkheid aansluiting OSS	Mogelijkheid aansluiting WTG	Status windpark
OWEZ	-	?	Retrofit*	Retrofit*	Operationeel
Amalia	120MW	?	Retrofit*	Retrofit*	Operationeel
Gemini	2x 300MW	?	Retrofit*	Retrofit*	Operationeel

*De mogelijkheden van retrofitting is locatie specifiek; meer onderzoek is nodig naar de mogelijkheden.

4.4 Aandachtspunten

In de gesprekken met de geïnterviewde partijen zijn naast randvoorwaarden voor de locaties de volgende aandachtspunten in beeld gekomen:

Veiligheid

- Het koppelen en laden bij de respectievelijk aangenomen 2,5m Hs en 4,5m wordt als uitdagend gezien door geïnterviewde partijen. Leveranciers en andere partijen houden vast aan minder ruwe condities voor hun eigen operaties. Leveranciers geven aan dat hun systemen voor deze condities in principe ontworpen kunnen worden, maar dat hiervoor aanpassingen aan het ontwerp gedaan moeten worden waardoor de systemen robuuster zullen worden. De leveranciers, kustwacht, netbeheerder en andere partijen gaven aan dat de keuze van koppelen en laden uiteindelijk bij de kapitein ligt. De kapitein schat deze keuze in aan de hand van wind, stroming en ervaring in de operatie. Er is dus een kans dat de 90% emissieloosheid eis niet wordt gehaald omwille van veiligheid.
- Uit de interviews blijkt er nog geen standaard regelgeving te zijn voor veiligheidszones voor laadinfrastructuur. Uit gesprekken met de leveranciers, windparkeexploitanten en de netbeheerder blijkt dat meestal een veiligheidszone van 500m wordt aangehouden voor offshore constructies. Deze zou als industry practice overgenomen kunnen worden voor laadinfrastructuur. Rijkswaterstaat zou als vergunningsverlener eisen kunnen stellen aan veiligheidszones.
- Voor de lengte van de hawser (de lijn tussen schip en laadconstructie) kan als uitgangspunt 4 maal de lengte ($4 \cdot L$) van het betreffende schip genomen worden.
- Uit een gesprek met een laadinfraleverancier werd de opmerking gemaakt dat een ERTV operator een boei als voorkeursoptie zou kunnen zien, aangezien er potentieel minder schade aan het schip ontstaat bij een aanvaring met een boei dan met een monopile of andere constructie. Dit zou echter getoetst moeten worden bij de ERTV operator.
- Er dient een minimale afstand van 1 nautische mijl (NM) in acht te worden genomen tussen een scheepvaartroute en andere activiteiten. Niet alle schepen gebruiken de scheepvaartroute, dus er is kans dat schepen dichterbij zullen komen dan de gestelde 1 NM.
- Een veiligheidsanalyse moet worden uitgevoerd om vast te stellen wat de afstand tussen schip en turbine zou zijn bij het koppelen. Een leverancier geeft aan dat momenteel 16 meter tussen schip en constructie wordt aangehouden.

Beschikbaarheid en leveringszekerheid

- Er kan uitgegaan worden van 18 dagen downtime (95% beschikbaarheid). In deze periode moet de ERTV op alternatieve brandstof kunnen varen.
- Bij uitval van turbines door te weinig wind kan er terug worden geleverd vanuit land. Turbines en substations hebben namelijk zelf elektriciteit nodig voor hun controle systemen bij uitval, waardoor dit technisch mogelijk is. Er is niet duidelijk met wat voor vermogen teruglevering mogelijk is. Dit zal in nader onderzoek bepaald moeten worden

Juridische en contractuele aspecten

- Vanaf 2026 wordt de energiewet aangepast om energie aan te kunnen leveren vanaf zee. Tot op heden mag er op zee alleen energie getransporteerd worden.
- Het overdrachtpunt tussen windparkeexploitant en netbeheerder ligt op het substation. Bij een laadinfra aansluiting aan een substation kan het overdrachtpunt complex worden. Een netbeheerder mag namelijk geen energie produceren of leveren; alleen de aansluiting en het transport van elektriciteit mag worden verzorgd.

Ecologie

- Bij de installatie van laadinfra wordt dezelfde impact als bij de installatie van een WTG verwacht. Naar verwachting zal een Milieu Effect Rapportage (MER) moeten worden uitgevoerd om de effecten te bepalen.

Planningsaspecten

- Leveranciers geven verschillende tijden voor het ontwerp en levering van hun oplossing. Dit zal tussen de 18 en 24 maanden liggen, exclusief installatie.
- De installatie van de oplossingen moeten door een aparte aannemer worden uitgevoerd, inclusief het leggen van de subsea cable. Installatie kan in enkele weken.
- Bij aansluiting aan een substation zal een interface afspraak gemaakt moeten worden tussen de netbeheerder en de laadinfra aansluiting. Dit kan veel tijd kosten.
- Er moet op tijd contact worden opgenomen met relevante partijen om de laadinfra goed te kunnen inpassen in het ontwerp van de windparken.

Kosten

- Indien een kabeltracé wordt getrokken zal dit de kosten significant verhogen. De lengte van het tracé, samen met het aantal kruisingen van andere kabels, is hierin bepalend.
- Bij uitval van turbines (bijvoorbeeld door te weinig wind) kan er stroom worden terug geleverd vanaf land. De kosten hiervan kunnen een stuk duurder uitvallen dan direct vanaf een windpark, afhankelijk van de prijsafspraken die zijn gemaakt met de leverancier en van regelgeving. Hier is nader onderzoek voor nodig. Er zullen dus goede contractuele afspraken gemaakt moeten worden vanuit RWS met energieleverancier en netbeheerder om de kosten laag te houden.
- Er zouden kosten kunnen worden bespaard als een monopile oplossing samen met de bouw van een ander windpark kan worden gecombineerd.
- Als eerste inschatting kunnen onderhoudskosten (OPEX) worden aangenomen als 2% van de CAPEX
- Kosten zijn project specifiek en afhankelijk van operationele eisen en specificaties. Voor een nauwkeurige raming moeten locaties eerst in detail worden gekozen, waarna verdere studies kunnen worden uitgevoerd.
- Indien laadinfra bij een bestaand windpark wordt geïnstalleerd wordt er vanuit meerdere laadinfrafabrikanten aangegeven dat een monopile oplossing waarschijnlijk een goedkopere oplossing zal zijn dan een boei oplossing. Per locatie zal dit in een gedetailleerde locatie specifieke studie moeten blijken.

4.5 Overzicht uitkomsten interviews

Hieronder volgt een overzicht van de belangrijkste uitkomsten in relatie tot de afweging van locaties:

7. Technisch zijn er veel mogelijkheden, maar bij bestaande windparken worden de oplossingen als extra complex en duur gezien.
 - a. Bij de bestaande 700MW substations wordt inpassen als erg complex gezien in verband met geen aanwezigheid van klantaansluitingen. Deze zullen door middel van retrofitting moeten worden ingepast. Hiervoor is eerst een verkennend onderzoek nodig.
 - b. Bij bestaande WTG's wordt het inpassen als erg complex gezien. Laadinfra zal ook hier door middel van retrofitting geïnstalleerd moeten worden. De mogelijkheden hiertoe zullen eerst onderzocht moeten worden. Bij windparken in ontwikkeling kan laadinfra in het ontwerp worden meegenomen
 - c. Indien er een aansluiting bij een WTG wordt gerealiseerd, zal dit aan het einde van een kabelstring gefaciliteerd moeten worden.
8. Vanuit een technisch aspect werden de volgende oplossingen als werkbaar gezien
 - a. Bij de 2GW substations van TenneT zijn klantaansluitingen standaard beschikbaar.
 - b. Bij de tweede generatie 2GW substations van TenneT is inpassing eventueel nog mogelijk
 - c. Bij windparken in ontwikkeling kan laadinfra op een WTG worden ingepast in het ontwerp
9. Voor de locatie ten opzichte van een windpark (upwind, downwind, in een park) zijn er meerdere afwegingen te nemen met betrekking tot nautische veiligheid. Bij bestaande windparken is de voorkeur om laadinfra buiten het windpark te bouwen vanwege de risico's.
10. Vanuit de toezichthouder zijn gebieden aangewezen waar zij risico's zien met betrekking tot het beschermen van de windparken. Deze gebieden komen grotendeels overeen met de risico-hotspotkaart van MARIN.
11. Een kabeltracé brengt zowel complexiteit als kosten met zich mee. Voor een subsea kabel moet eerst bodemonderzoek plaatsvinden om zo de route van de kabel te bepalen. Er zal ook rekening gehouden moeten worden met bestaande kabels en leidingen, aangezien kruisingen van deze objecten extra kosten met zich meebrengen. Daarnaast wordt bij zowel de installatie van de subsea kabel als de aparte constructie (boei of monopile) ecologische impact verwacht. Een MER zal hierbij meer duidelijkheid moeten geven.
12. Indien laadinfra bij een bestaand windpark wordt geïnstalleerd is een monopile oplossing waarschijnlijk goedkoper dan een boei oplossing. Dit is project afhankelijk en wordt beïnvloed door waterdiepte, bodemgesteldheid, weersomstandigheden, operationele eisen en specificaties.

5 Afwegingskader

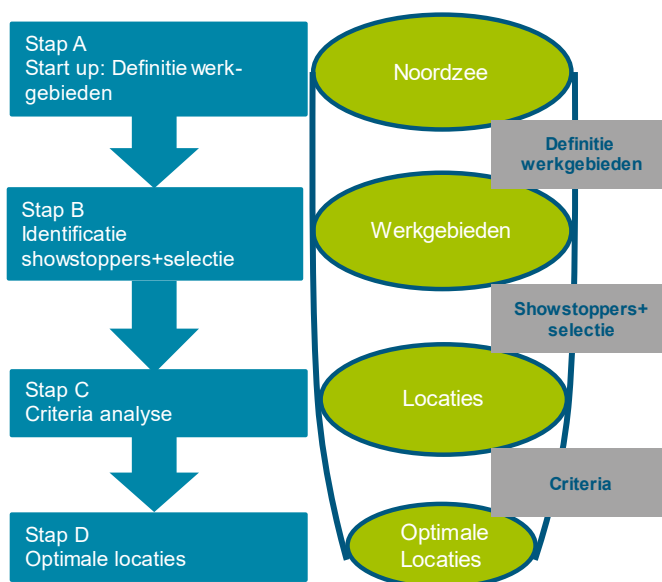
5.1 Inleiding

Vooruitlopend op de vraag welke locaties goed, en welke minder goed scoren, ontwikkelen wij eerst een afwegingskader in dit hoofdstuk. In dit afwegingskader vergelijken wij de kwalitatieve aspecten en de verwachte kosten van mogelijke locaties voor de laadinfrastructuur met in achtneming van harde randvoorwaarden of eventuele showstoppers. Daarvoor worden eerst het locatiekeuze proces toegelicht, de randvoorwaarden en mogelijke varianten in beeld gebracht. Daarna worden de verschillende locatiecriteria uitgewerkt, zowel voor kwalitatieve criteria als de kwantitatieve (kosten). Tenslotte worden de wegingsfactoren in de uiteindelijke beoordeling besproken.

5.2 Locatiekeuze proces

Figuur 5-1 geeft het locatiekeuze en selectieproces stapsgewijs weer. In Stap A worden de werkgebieden afgebakend. Deze werkgebieden bieden houvast om verder te selecteren naar specifieke locaties die afhangen van de opties geschetst door stakeholders en de literatuurstudie. In Stap B worden de showstoppers en randvoorwaarden voor laadinfra op zee gespecificeerd. Hierbij is rekening gehouden met:

- Voorkeursgebieden van de kustwacht;
- Bestaande en toekomstige windparken;
- Risicogebieden uit de MARIN hotspotkaart;
- Retourhavens;
- De aangenomen actieradius van de ERTV (48 NM);
- Dominante windrichtingen;
- Scheepsroutes en
- Kabellengtes.



Figuur 5-1: Afwegingskader gebruikt voor dit project

In Stap C worden de locaties beoordeeld op basis van kwaliteits- en kosten aspecten. Deze aspecten zijn afgeleid uit de analyse en gewogen naar relevantie, waaruit de optimale locaties resulteren (Stap D).

In de analyse is de keuze voor het type infrastructurele oplossing (boei, monopile of directe hang off) nog niet expliciet opgenomen. Uit interviews blijkt dat het type oplossing afhankelijk is van factoren die in deze fase van de studie niet gespecificeerd kunnen worden, zoals bodemgesteldheid en specifieke waterdieptes. Zodra een keuze is gevallen op een precieze locatie kan een studie uitwijzen welke oplossingen mogelijk zijn aan de hand van desbetreffende waterdiepte, wind-, golf- en stromingscondities en andere aspecten.

5.3 Werkgebieden, planning, showstoppers en varianten

Werkgebieden. De werkgebieden zijn in Figuur 5-2 indicatief op een kaart weergegeven. Een werkgebied representeert één of meerdere windparken. Op deze kaart staan de windparken, scheepvaartroutes, risico-hotspots (van geel naar rood in intensiteit) en afstand van 80km tot de retourhavens (blauwe cirkels). Hierbij zijn de uitkomsten van de interviews en de verschillende rapporten en data gebruikt om de werkgebieden te definiëren:

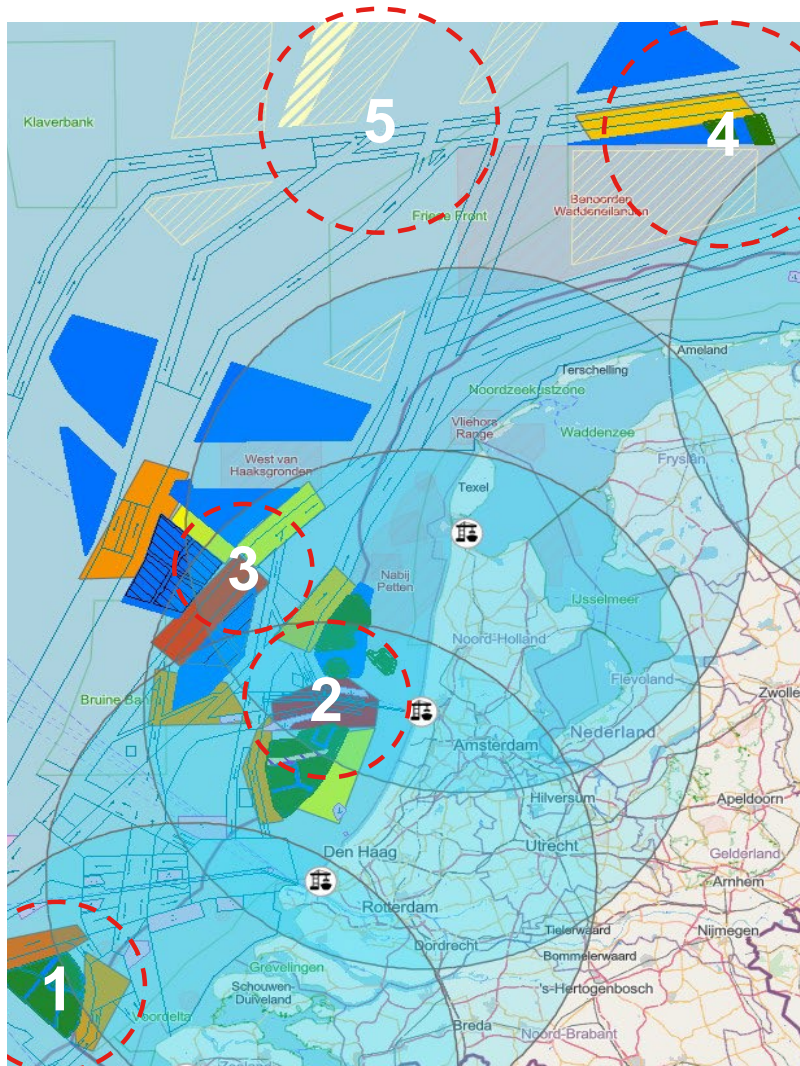
- **Werkgebied 1 – Borssele:** Dit gebied is dichtbij drukke scheepvaartroutes met gevaarlijke lading en ankergebieden. Daarnaast is er veel niet-routegebonden verkeer aanwezig. Het werkgebied is een relatief afgelegen plek ten opzichte van andere windparken, waardoor het minder snel te bereiken is vanaf andere potentiële ERTV locaties. Een van de huidige ERTVs patrouilleert hier ook al.
- **Werkgebied 2 – HKZ & HKN:** Dit gebied bevindt zich dichtbij de aanloop naar de haven van IJmuiden, drukbevaren routes, er wordt snel gevaren en er bevinden zich LPG/LNG schepen en olietankers. Ook vaart de ferry van IJmuiden naar Newcastle langs deze parken. Verder is ook hier relatief veel niet-routegebonden verkeer en liggen er 3 O&G platforms binnen het park HKN. Momenteel is hier al een ERTV aanwezig om te patrouilleren.
- **Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver:** HKW wordt omgeven door drukke routes, er varen grote schepen en snel varende schepen (>14 knopen, met een Gross Tonnage (GT) van meer dan 30000, zie MARIN rapport). Ook liggen er twee O&G platforms in het park. Daarnaast wordt het park ingesloten tussen kruispunten van scheepvaartroutes. Bij IJmuiden Ver is dit ook het geval, naast het feit dat er een offshore gasplatform in het park ligt. Bij beide parken vaart de ferry van IJmuiden naar Newcastle.
- **Werkgebied 4 – DDW, TnvdW, Gemini:** Deze windparken liggen vrij afgelegen, ook van drukke verkeersroutes. Voor het windpark DDW ligt ten westen ervan een drukke verkeersroute. De parken bevinden zich dichtbij een Natura2000 gebied. Momenteel is hier geen ERTV aanwezig, maar door de komst van nieuwe windparken is dat wel wenselijk. Het grootste deel van dit gebied ligt buiten het bereik van een retourhaven indien deze afstand elektrisch wordt afgelegd.
- **Werkgebied 5 – Zoekgebied 6 & 7:** Zoekgebied 6 & 7 zijn gebieden waar zich ten oosten een drukbevaren route bevindt. Indien deze windparken gebouwd worden zal hier waarschijnlijk een ERTV gestationeerd moeten worden. Wel ligt dit gebied buiten het bereik van een retourhaven indien deze afstand elektrisch afgelegd wordt.

Uit het interview met de kustwacht werden de windparken Nederwiek en Lagelander niet als risicogebied gezien met betrekking tot scheepvaartveiligheid. Dit is ook zo geconcludeerd aan de hand van de aangeleverde scheepvaartdichtheidskaarten. Hierdoor zijn deze windparken niet als werkgebied aangemerkt. Werkgebied 3 zou daarnaast kunnen fungeren als uitvalsbasis voor deze windparken, aangezien deze binnen het aangenomen bereik van de ERTV liggen.

Planning van de werkgebieden

Op basis van de verkregen informatie over de bouw van TenneT substations en de bouw van de windparken wordt onderstaand een indicatieve planning voor laadinfrastructuur op zee beschreven. Hierbij wordt aangenomen dat bij parken in ontwikkeling, de gesprekken tot inpassing van laadinfrastructuur in het ontwerp na de tender zal plaatsvinden. Vanuit interviews wordt aangegeven dat laadinfrastructuur ook in tendercriteria opgenomen kan worden. Indien dit gewenst is zal dit zo snel mogelijk moet worden aangegeven in de nog uit te brengen tenderdocumenten.

- **Werkgebied 1 – Borssele:** Dit betreft een bestaand windpark waar in principe de bouw van afgerond is. Er is dus geen tijdslijmiet om laadinfrastructuur in te passen in het windpark, aangezien alle laadinfra hier door middel van retrofitting geïnstalleerd zal moeten worden.
- **Werkgebied 2 – HKZ & HKN:** Beide windparken zijn al afgerond en in gebruik genomen. Alles zal dus door middel van retrofitting moeten worden geïnstalleerd. Wel heeft het substation van HKN nog een ongebruikte klantaansluiting.
- **Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver:** Voor HKW wordt aangegeven dat het te laat is om inpassing in het windpark te realiseren. Dit zal dus door middel van retrofitting moeten gebeuren. Voor windpark IJmuiden Ver worden nog mogelijkheden gezien aangezien deze momenteel nog in de engineeringfase zitten.
- **Werkgebied 4 – DDW, TnvdW, Gemini:** Windpark Gemini is een bestaand windpark. Hier bestaat dus geen tijdslijmiet. De tender van windpark TnvdW zal rond 2026/2027 starten. In 2026 of 2027 zal het traject moeten starten indien hier laadinfra moet worden gerealiseerd. De tender van Doordewind zal in 2027 starten. Hier geldt dus ook dat de start van het traject in 2027 begint.
- **Werkgebied 5 – Zoekgebied 6 & 7:** Van deze zoekgebieden is nog niet duidelijk wanneer deze in ontwikkeling zullen zijn.



Figuur 5-2: Overzicht met werkgebieden. De blauwe cirkels zijn om retourhavens getrokken om het indicatieve bereik van de ERTV op elektriciteit weer te geven.

Showstoppers en harde randvoorwaarden.

Aan de hand van voorgaande hoofdstukken zijn een aantal showstoppers en harde randvoorwaarden afgeleid en hieronder gedefinieerd:

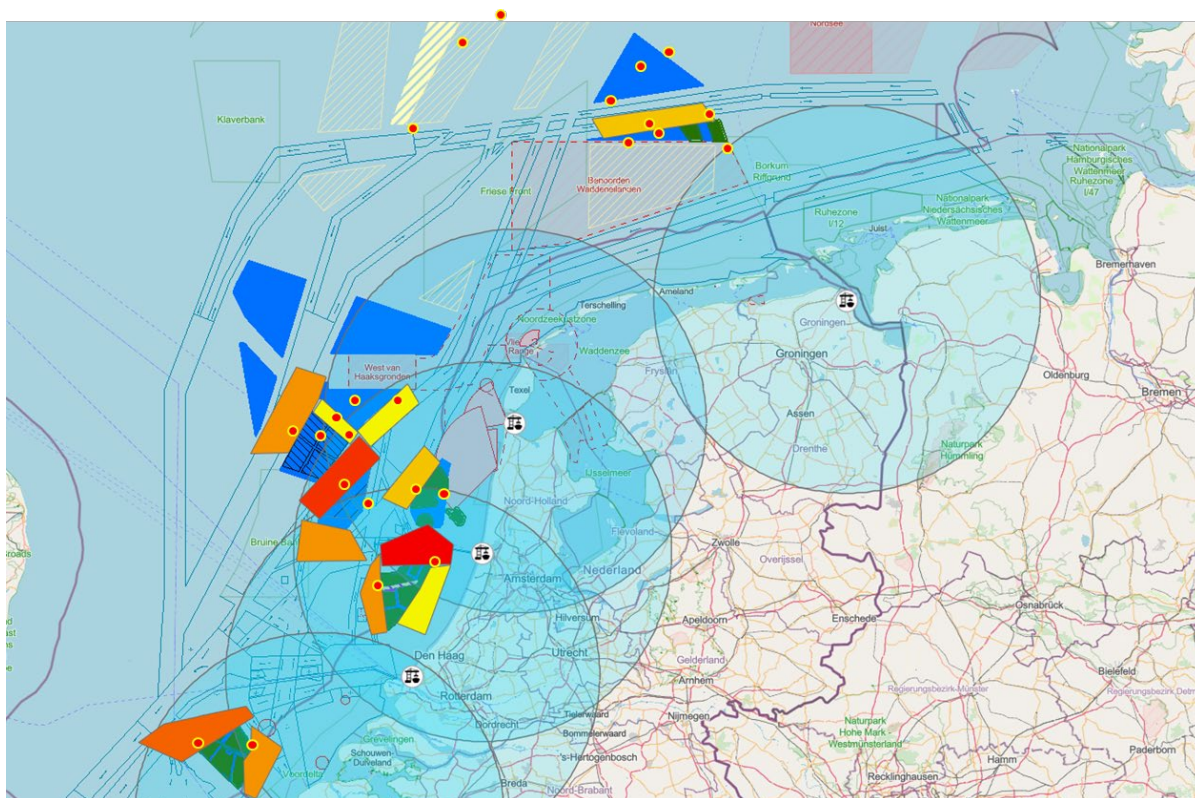
- Laadinfra zal omwille van de lengte van het kabeltracé in de buurt van windparken moeten worden geplaatst.
- Bij bestaande windparken wordt het niet realistisch geacht om laadpunten in een windpark te plaatsen vanwege de nautische veiligheid. Deze mogelijkheden worden daarom niet beschouwd in de analyse.
- Indien een aansluiting bij een WTG wordt gerealiseerd, moet dit bij een WTG die aan het uiteinde van een kabelstring is geplaatst omwille van technische beperkingen.

Varianten.

Per werkgebied zijn varianten gedefinieerd op basis van de uitgangspunten, als volgt:

- Locatie ten opzichte van het windpark:
 - Upwind: Ligging laadinfrastructuur in de richting van waaruit de wind komt ten opzichte van het windpark
 - Downwind: Ligging laadinfrastructuur in de richting waarin de wind waait ten opzichte van het windpark
 - In een windpark: Midden in het windpark ongeacht de windrichting
- Type aansluiting:
 - Aansluiting aan een WTG
 - Aansluiting aan een Substation

De varianten zijn uitgewerkt als indicatieve locaties die in Figuur 5-3 zijn weergegeven:



Figuur 5-3: Locaties van varianten voor laadinfrastructuur. De rode cirkels zijn de beoogde varianten die gebruikt zijn in de analyse.

5.3.1 Alternatieve locaties

Naast de geïdentificeerde werkgebieden zijn er een aantal alternatieve locaties geïdentificeerd, maar niet meegenomen in de analyse:

- **Windpark Amalia:** de vergunning voor dit windpark loopt tot in 2028. Daarna zal dit windpark ofwel langer door produceren of uit bedrijf worden genomen worden. Indien het windpark opgeruimd zal worden, zou een deel van de infrastructuur eventueel achtergelaten kunnen worden om opnieuw gebruikt te worden voor laadinfrastructuur. De mogelijkheden hiervan zullen technisch en economisch nog onderzocht moeten worden. Dit valt niet binnen dit project.
- **CCS & O&G platforms:** In de toekomst zullen een aantal platforms voor Carbon, Capture & Storage (CCS) op de Noordzee geplaatst worden. Deze platforms zullen eventueel geëlektrificeerd moeten worden vanuit een substation op zee. Deze platforms kunnen mogelijk ook dienen als vaste constructie voor laadinfrastructuur. Hetzelfde geldt voor toekomstig geëlektrificeerde Olie & Gas platforms.
- **Zoekgebied 4:** Dit zoekgebied ligt bij een drukbevaren route en knooppunt ter hoogte van de Waddeneilanden. Dit kan mogelijk een nieuw risicogebied opleveren. Hier wordt daarom een mogelijke locatie gezien voor laadinfra. Daarnaast zou het kunnen fungeren als tussenstation voor het op elektriciteit kunnen bereiken van windpark 6 & 7. Het gebied is momenteel aangemerkt als gebied voor de bouw na 2040, dus dit ligt ver in de toekomst.
- **Energie eilanden:** Momenteel wordt voor de kust van België een energie eiland gebouwd. Energie eilanden dienen als verzamelpunt van energie van windparken naast een uitvalsbasis voor het onderhoud van windparken. Indien in het Nederlandse Continentaal Plat (NCP) een energie eiland gebouwd zou worden, zou een ERTV dit ideaal kunnen gebruiken als uitvalsbasis voor calamiteiten op de Noordzee.

5.4 Kwalitatieve aspecten

Op basis van de uitgevoerde analyse op de interviews en relevante rapporten en data zijn 5 kwaliteitscriteria opgesteld. Hieronder zijn deze criteria beschreven en wordt uitgelegd hoe de scores van de criteria worden afgezet tegen elkaar. Op basis van de criteria en de waarderingsschaal worden in Hoofdstuk 6 de kwalitatieve scores bepaald. De volgende criteria worden behandeld:

- Criterium 1: Mogelijkheid klantaansluiting;
- Criterium 2: Afstand tot retourhaven
- Criterium 3: Kabeltracé: 3A. Complexiteit en 3B: Ecologie
- Criterium 4: Nautische veiligheid: 4A. Responstijd en 4B. Risico
- Criterium 5: Uniformiteit

Hieronder worden de criteria en waardering van score verder uitgelegd.

Criterium 1: Wijze van klantaansluiting

De mogelijkheid tot een klantaansluiting is een belangrijk criterium, omdat de mogelijkheden per locatie erg uiteenlopen. De mogelijkheden kunnen van zeer complex in de vorm van retrofitting worden beschouwd tot aan het mogelijk inpassen in het originele ontwerp van een windpark. De mogelijkheden zijn per locatie ingeschat op basis van de gevoerde gesprekken. Naar mate de mogelijkheden van een klantaansluiting makkelijker worden en meer keuze ontstaat tussen de laadoplossingen wordt de score hoger. De uiteindelijke mogelijkheden per locatie moeten in een verdere studie blijken.

In Tabel 5-1 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-1: Scores toebedeeld voor Criterium 1

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Retrofit aanpassingen aan WTG (met een transformator op een aparte constructie). Beperkt mogelijk	Retrofit aanpassingen aan WTG (met een transformator op een aparte constructie). Mogelijk	Retrofit aanpassingen bij een substation (met een transformator op een aparte constructie). Beperkt mogelijk	Standaard klantaansluiting bij een substation aanwezig (met een transformator op een aparte constructie)	Standaard klantaansluiting bij een substation (directe hangoff eventueel mogelijk adhv fase project) of inpassing op toekomstige WTG

Criterium 2: Afstand tot retourhaven

De afstand van het laadpunt tot de retourhaven is een belangrijk criterium omdat de ERTV regelmatig terug naar wal moet om te bunkeren en bemanning te wisselen. In Tabel 5-2 wordt een overzicht gegeven van de waardering (score) van de afstand tot de retourhaven. Naarmate de retourhaven dichterbij is, wordt de score hoger.

Bij dit criterium is de mogelijkheid tot het bunkeren van (groene) methanol niet meegenomen. Havens hebben regelgeving in ontwikkeling voor het kunnen faciliteren van bunkering, maar hier is nog geen grootschalig aanbod in. Veel havens zijn bezig met alternatieve brandstoffen zoals ammoniak, methanol, waterstof en andere alternatieven. Methanol wordt gezien als kanshebber voor mid-afstand brandstof, terwijl ammoniak en waterstof respectievelijk als lange en korte afstand brandstoffen worden gezien. Havens wachten nu voornamelijk op waar de maritieme sector heen beweegt. Vanuit rederijen en andere gebruikers bestaan nog veel onduidelijkheden. Ook is het prijsverschil met conventionele brandstoffen nog erg groot. Qua kosten, technische en milieu aspecten moet er nog veel ontwikkeling plaatsvinden.

Tabel 5-2: Scores toebedeeld voor Criterium 2

Score	1	2	3	4	5
Waardering	>110 km afstand tot retourhaven	Tussen 100-110 km afstand tot retourhaven	Tussen 89-100 km afstand tot retourhaven	Tussen 80-89 km afstand tot retourhaven	De retourhaven ligt binnen het bereik van het accupakket

Criterium 3A: Kabeltracé: Complexiteit

Het leggen van een subsea kabel brengt extra complexiteit met zich mee qua ontwerp, installatie en onderhoud. De lengte van het kabeltracé is ingeschat vanaf het dichtstbijzijnde aansluitingspunt (substation/WTG) naar het midden van de buitenrand van een risicogebied. Indien de locaties van de aansluitingen niet bekend zijn, is de rand van het zoekgebied genomen als beginpunt. Naar mate de complexiteit van de aanleg van het kabeltracé afneemt, neemt de score toe. Dit hangt vrijwel altijd samen met de lengte van de kabels (kans op minder kruisingen). Daarnaast is in de scoring geen rekening gehouden met het daadwerkelijk aantal kruisingen die het kabeltracé zou moeten maken. In Tabel 5-3 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-3: Scores toebedeeld voor Criterium 3A

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte van meer dan 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 10 en 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 5 en 10 km	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 0 en 5 km	Er is geen kabeltracé noodzakelijk (directe hangoff)

Criterium 3B: Kabeltracé: Ecologie

Het leggen van een kabel zorgt voor omwoeling van de zeebodem en kan hierbij het zeeleven beïnvloeden. In dit ecologisch criterium is het concept van de laadinfra (boei vs monopile) niet meegenomen. Ook hier geldt, net zoals in criterium 3A, dat naarmate de lengte van de kabel afneemt de ecologische impact ook minder wordt en de score toeneemt.

In Tabel 5-4 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-4: Scores toebedeeld voor Criterium 3B

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte van meer dan 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 10 en 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 5 en 10 km	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 0 en 5 km	Er is geen kabeltracé noodzakelijk (directe hangoff)

Criterium 4: Nautische veiligheid. Nautische veiligheid speelt een belangrijke rol in de keuze van locaties voor het elektrisch op kunnen laden van de ERTVs. Dit criterium is opgedeeld in twee subcriteria, aangezien er qua nautische veiligheid twee tegenstrijdigheden zijn omwille van locatiekeuzes. De twee subcriteria zijn hieronder uitgewerkt

Criterium 4A: Responstijd ten opzichte van risicogebied

De kustwacht heeft een streven van een maximale responstijd van 2 uur om ter plaatse te zijn bij een calamiteit. Bij de minimale eis van 15 knopen per uur gesteld door de kustwacht, zal laadinfra maximaal 30NM van een hoog risicogebied (Zie MARIN hotspotkaart) moeten worden geïnstalleerd. Hierbij wordt een “upwind” risicogebied genomen. Bij een aantal werkgebieden is geen “hoog” risicogebied geïdentificeerd, terwijl daar wel een ERTV gestationeerd zal moeten worden. Het hoogste risicogebied is in dit werkgebied leidend. Naarmate de responstijd/afstand afneemt en het laadpunt dichterbij het risicogebied ligt, wordt de score hoger.

In

Tabel 5-5 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-5: Scores toebedeeld voor Criterium 4A

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het laadpunt bevindt zich meer dan 30 NM van een hoog risicogebied en het laadpunt bevindt zich in een windpark	Het laadpunt bevindt zich meer dan 30 NM van een hoog risicogebied of het laadpunt bevindt zich in een windpark	Het laadpunt bevindt zich minder dan 30 NM van een hoog risicogebied.	Het laadpunt bevindt zich minder dan 15 NM van een hoog risicogebied.	Het laadpunt heeft een directe of gunstige ligging aan een hoog risicogebied ten opzichte van het betreffende windpark

Criterium 4B Risico ERTV ten opzichte van windpark

Een laadpunt voegt een extra obstakel toe in de Noordzee en in de buurt van een windpark. Dit kan extra risico voor andere activiteiten met zich meebrengen. Daarnaast bestaat er een risico dat een niet functionerende ERTV zelf schade veroorzaakt aan een windpark. In een corridor van een windpark is eventueel nog genoeg ruimte en daarom minder risico op schade. Naarmate de locatie van het laadpunt minder risico geeft, scoort deze hoger.

In Tabel 5-6 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-6: Scores toebedeeld voor Criterium 4B

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het laadpunt bevindt zich in een windpark	Het laadpunt ligt in een corridor van een windpark	Het laadpunt ligt upwind ten opzichte van een windpark	Het laadpunt ligt downwind ten opzichte van een windpark	Het laadpunt ligt downwind ten opzichte van een windpark en geen andere activiteiten om zich heen liggen

Criterium 5: Uniformiteit afspraken

Als er meer partijen betrokken zijn bij de afspraken over de aansluiting van de laadinfrastructuur maakt dit de opgave en het proces complexer vanwege mogelijke belangentegenstellingen. Als met minder partijen afspraken gemaakt worden zal dit mogelijk een voordeel opleveren. Het aansluiten van een laadpunt aan substations van TenneT in plaats van een WTG vergt waarschijnlijk minder uniforme afspraken. Dit omdat er contractuele afspraken kunnen worden gemaakt over de interface tussen TenneT en laadinfra-fabrikanten. Dit wordt daarom als toegevoegde waarde gezien. In Tabel 5-7 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 5-7: Scores toebedeeld voor Criterium 5

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het laadpunt moet vanaf land worden aangesloten met een aparte kabel	Het laadpunt is aangesloten aan een WTG door middel van retrofitting	Het laadpunt is aangesloten op een TenneT substation door middel van retrofitting	Het laadpunt is aangesloten aan een WTG met een ingepaste aansluiting	Het laadpunt is aangesloten op een TenneT substation met een standaard klantaansluiting

5.5 Weging kwalitatieve aspecten

De kwalitatieve criteria zijn gewogen aan de hand van uitkomsten uit de interviews en gebaseerd op onze interne kennis. Op basis van desk research en de interviews hebben wij de gewichten aan de verschillende criteria toegekend. De toegekende gewichten zijn in Tabel 5-8 hieronder beschreven:

Tabel 5-8: Gewichten toebedeeld aan elk criterium

Criterium	Gewicht
1. Mogelijkheid klantaansluiting	2
2. Afstand tot retourhaven	0,5
3A: Kabeltracé	1,5
3B: Ecologie	1
4A: Responstijd tov risicogebied (Nautische veiligheid)	3,5
4B: Risico ERTV tov windpark (Nautische veiligheid)	1
5. Uniformiteit afspraken	0,5
Totaal	10

6 Kwaliteitscore

6.1 Inleiding

In het vorige hoofdstuk zijn kwaliteitscriteria geformuleerd en de wijze waarop deze worden gewaardeerd/ In dit hoofdstuk wordt de kwaliteitscore per locatie voor de 5 werkgebieden bepaald. De gekozen locaties zijn in het afwegingskader bepaald en opgenomen in Bijlage 0. In de volgende paragrafen zijn de conclusies van de beoordeelde locaties beschreven vanuit kwalitatieve aspecten. Voor de volledige scores per criterium verwijzen wij naar Bijlage A4.

De volgende uitgangspunten zijn in de beoordeling (score) van de kwaliteitsaspecten gehanteerd:

- Indien er geen “hoog” risicogebied (conform de MARIN hotspotkaart) in de buurt van het windpark ligt, wordt het hoogste risicogebied in het werkgebied als leidend genomen;
- Kabeltracé afstanden zijn indicatief bepaald. Vanaf het midden van de buitenrand van het dichtstbijzijnde hoge risicogebied tot aan het dichtstbijzijnde substation of WTG. Indien locaties van de substations/WTGs niet bekend zijn, is de rand van het gebied als meetpunt genomen.

6.2 Werkgebied 1 – Borssele

Werkgebied 1 omvat windpark Borssele en een aantal Belgische windparken. Deze operationele windparken bevinden zich ten zuidwesten van windpark Borssele en dus buiten het Nederlands Continentaal Plat (NCP). Aangezien windpark Borssele een operationeel windpark is zijn de mogelijkheden van aansluiting beperkt. Het TenneT substation (700MW) heeft geen standaard klantaansluiting, waardoor nader onderzoek nodig is naar de mogelijkheden. Daarnaast zijn de windturbines en hun fundaties niet ontworpen voor laadinfrastructuur; de mogelijkheden voor aansluiting bij een WTG wordt als zeer complex beoordeeld.

Binnen het werkgebied zijn 4 varianten onderzocht en gescoord, zie Tabel 6-1:

Tabel 6-1: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 1

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	Borssele	Upwind	Substation	35,5
B	Borssele	Upwind	WTG	36
C	Borssele	Downwind	Substation	34,5
D	Borssele	Downwind	WTG	33,5

Toelichting uitkomsten werkgebied 1: Mede door de goede responstijd tegenover het hoge risicogebied is variant B als hoogst gescoord. De laagste score is toebedeeld aan variant D, mede door de beperkte mogelijkheid tot mogelijkheden bij de bestaande WTGs en de lagere responstijd.

6.3 Werkgebied 2 – HKZ & HKN

Werkgebied 2 omvat de operationele windparken Hollandse Kust Zuid (2A) en Hollandse Kust Noord (2B). Binnen het werkgebied zijn 8 varianten onderzocht en gescoord.

Werkgebied 2A: HKZ

Windpark HKZ is een bestaand windpark, waardoor de mogelijkheden beperkt zijn. De twee bestaande 700MW substations hebben geen standaard klantaansluiting. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-2 hieronder weergegeven:

Tabel 6-2: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 2A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	HKZ	Upwind	Substation	38
B	HKZ	Upwind	WTG	36
C	HKZ	Downwind	Substation	39
D	HKZ	Downwind	WTG	37

Werkgebied 2B: HKN

Windpark HKN is een bestaand windpark, waardoor de mogelijkheden bij de WTGs tot retrofitting beperkt is. Het 700MW substation heeft echter een standaard klantaansluiting beschikbaar waarbij laadinfrastructuur aangesloten zou kunnen worden. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-3 hieronder weergegeven:

Tabel 6-3: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 2B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
E	HKN	Upwind	Substation	38,5
F	HKN	Upwind	WTG	36
G	HKN	Downwind	Substation	41
H	HKN	Downwind	WTG	33,5

Toelichting uitkomsten werkgebieden 2A en 2B: Variant G scoort het hoogst. Dit komt door de mogelijkheid tot een standaard klantaansluiting bij windpark HKN. Daarnaast zal bij deze variant het kabeltracé naar verwachting korter zijn dan bij andere varianten. Variant H scoort het laagst, mede door de beperkte mogelijkheid tot klantaansluiting en de responstijd tegenover het hoog risicogebied.

6.4 Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver

Werkgebied 3 omvat het in aanbouw zijnde windpark HKW en beoogde windpark IJmuiden ver. Binnen het werkgebied zijn 16 varianten onderzocht en gescoord, die in 3 deelgebieden zijn verdeeld om de analyse overzichtelijk te houden.

Werkgebied 3A: HKW

Windpark HKW is een park wat nog in ontwikkeling is. Echter is gebleken dat het inpassen van laadinfra in het ontwerp van de WTGs niet meer mogelijk is. Bij de 2GW substations zijn klantaansluitingen beschikbaar (1 per substation), waardoor hier wel mogelijkheden zijn. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-4 hieronder weergegeven:

Tabel 6-4: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	HKW	Upwind	Substation	38
B	HKW	Upwind	WTG	36
C	HKW	Downwind	Substation	35,5
D	HKW	Downwind	WTG	33,5

Werkgebied 3B: IJmuiden Ver III/IV

Windpark IJmuiden ver kavel III/IV is een park wat nog in ontwikkeling is. Mogelijkheden tot inpassing moeten onderzocht worden, maar uit interviews lijken hier kansen voor te zijn. Daarnaast zijn hier 2GW substations aanwezig met een klantaansluiting. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-5 hieronder weergegeven:

Tabel 6-5: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
E	IJVer III/IV	Upwind	Substation	33,5
F	IJVer III/IV	Upwind	WTG	42,5
G	IJVer III/IV	In park	Substation	38,5
H	IJVer III/IV	In park	WTG	42,5
I	IJVer III/IV	Downwind	Substation	42
J	IJVer III/IV	Downwind	WTG	48,5

Werkgebied 3C: IJmuiden Ver V/VI

Windpark IJmuiden ver kavel V/VI is een park wat in ontwikkeling is. Mogelijkheden tot inpassing moeten onderzocht worden maar hier is een kans toe. Daarnaast zijn hier 2GW substations aanwezig met een klantaansluiting. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in



Tabel 6-6 hieronder weergegeven:

Tabel 6-6: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 3C

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
K	IJVer V/VI	Upwind	Substation	37,5
L	IJVer V/VI	Upwind	WTG	44
M	IJVer V/VI	In park	Substation	39
N	IJVer V/VI	In park	WTG	43
O	IJVer V/VI	Downwind	Substation	36
P	IJVer V/VI	Downwind	WTG	45

Toelichting uitkomsten deelgebieden 3A, 3B en 3C: Variant J scoort in werkgebied 3 het hoogst door zijn gunstige ligging ten opzichte van windpark IJmuiden Ver en de directe ligging aan het hoge risicogebied. Daarnaast worden hier kansen gezien tot inpassing van laadinfra op een WTG. Varianten D en E scoren het laagst door de slechte mogelijkheden van inpassing op een WTG (D) en de minder gunstige ligging (E). Over het algemeen worden de meeste varianten relatief hoog gescoord, mede door de mogelijkheden van aansluiting.

6.5 Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini

Werkgebied 4 omvat het operationele windpark Gemini en de geplande windparken DDW en TnvdW. Binnen het werkgebied zijn 16 varianten onderzocht welke zijn verdeeld in 3 deelgebieden.

Werkgebied 4A: DDW

Windpark DDW is nog in ontwikkeling. Hier wordt de inpassing van laadinfrastructuur op een WTG als mogelijk gezien. Daarnaast zal dit park een 2GW substation een standaard klantaansluiting krijgen. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-7 hieronder weergegeven:

Tabel 6-7: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	DDW	Upwind	Substation	41,5
B	DDW	Upwind	WTG	45,5
C	DDW	In park	Substation	33,5
D	DDW	In park	WTG	37,5
E	DDW	Downwind	Substation	36,5
F	DDW	Downwind	WTG	40,5

Werkgebied 4B: TnvdW

Windpark TnvdW is nog in ontwikkeling. Hier wordt de inpassing van laadinfrastructuur op een WTG voor mogelijk gezien. Maar er komt hier geen 2GW substation, waardoor er ook geen standaard klantaansluiting aanwezig zal zijn. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-8 hieronder weergegeven:

Tabel 6-8: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
G	TnvdW	Upwind	Substation	36
H	TnvdW	Upwind	WTG	39
I	TnvdW	In park	Substation	35
J	TnvdW	In park	WTG	38
K	TnvdW	Downwind	Substation	44
L	TnvdW	Downwind	WTG	47

Werkgebied 4C: Gemini

Gemini is een bestaand windpark, hier zijn mogelijkheden tot aansluiting beperkt. Er is niet bekend of het substation een klantaansluiting heeft, aangezien dit substation niet in beheer van TenneT is. Er is aangenomen hier geen standaard aansluiting aanwezig is. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-9 hieronder weergegeven:

Tabel 6-9: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 4C

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
M	Gemini	Upwind	Substation	33
N	Gemini	Upwind	WTG	28,5
O	Gemini	Downwind	Substation	40,5
P	Gemini	Downwind	WTG	36

Toelichting uitkomsten werkgebied 4A, 4B en 4C: Variant L krijgt in werkgebied 4 de hoogste score. Dit is mede door de gunstige directe ligging aan een risicogebied en de mogelijkheden tot inpassing bij een WTG. Variant N scoort het laagst door de slechte inpassing bij een WTG en de minder gunstige ligging tegenover een risicogebied.

6.6 Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7

Werkgebied 5 omvat Zoekgebieden 6 en 7. Deze zoekgebieden staan nog niet vast en zijn dus onderhevig aan verandering. De verwachting is dat hier 2GW substations worden geplaatst en dat deze mogelijk een klantaansluiting zullen hebben. Voor Zoekgebieden 6 en 7, in werkgebied 5, zijn 6 varianten onderzocht en gescoord. De varianten en de bijbehorende scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 6-10 hieronder weergegeven:

Tabel 6-10: Varianten en kwalitatieve scoring van werkgebied 5

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	Substation	46
B	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	WTG	45,5
C	Zoekgebied 6 & 7	In park	Substation	31
D	Zoekgebied 6 & 7	In park	WTG	30,5
E	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	Substation	37,5
F	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	WTG	37

Toelichting uitkomsten werkgebied 5: Variant A scoort het hoogst door de verwachte nabijheid van de scheepvaartroutes inclusief kruispunt. Variant D scoort het laagst door de ligging in het windpark, en het feit dat deze ver van het risicogebied zou liggen.

7 Kostenaspecten

7.1 Inleiding

Dit hoofdstuk gaat in op de kostenaspecten van elke variant in de afzonderlijke werkgebieden. Het gaat hier om een inschatting van de verwachte kosten op basis van desk research en de gesprekken met de windparkontwikkelaars, beheerders en de netbeheerders. Omdat in deze fase van de verkenning de kostencomponent nog niet kwantificeerbaar zijn, volgen wij een kwalitatieve benadering, d.w.z. een rangschikking van het verwachte kostenelement.

In deze beoordeling van de varianten zijn de verwachte indicatieve kosten van het type oplossing (monopile of boei) niet expliciet meegenomen, aangezien de keuze hiervan in een verdere studie bepaald moet worden. Wel wordt in de beoordeling meegenomen dat een standaard klantaansluiting of de inpassing van laadinfra op een WTG waarschijnlijk in kosten zal schelen. In Hoofdstuk 8 wordt een indicatieve kostenraming van laadinfra bepaald.

7.2 Kosten aspecten

Op basis van de gesprekken zijn hieronder de kostenaspecten opgesteld. Hierbij zijn CAPEX kosten (investeringskosten) opgenomen. OPEX kosten (operationele kosten), zoals brandstof voor de ERTV, elektriciteit, een eventuele gebruikersfee en onderhoud zijn hierbij niet nog beoordeeld, want hier is nog te veel onzekerheid over.

Criterion 1: Wijze van klantaansluiting

De mogelijkheid tot een klantaansluiting is van grote invloed op de kosten. Uit de interviews is gebleken dat retrofit aanpassingen en een aparte constructie erg kostbaar zullen zijn, waardoor deze een lagere score krijgen. Naar mate de mogelijkheden van een aansluiting verbreedt, zoals een standaard klantaansluiting of de inpassing van de laadinfra in een WTG, wordt de score hoger omdat de verwachte kosten relatief lager uitvallen. In Tabel 2-1 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 7-1: Kosten scores toebedeeld voor criterium 1

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Retrofit aanpassingen aan WTG (met een transformator op een aparte constructie). Beperkt mogelijk	Retrofit aanpassingen aan WTG (met een transformator op een aparte constructie). Mogelijk	Retrofit aanpassingen bij een substation (met een transformator op een aparte constructie). Beperkt mogelijk	Standaard klantaansluiting bij een substation aanwezig (met een transformator op een aparte constructie)	Standaard klantaansluiting bij een substation (directe hangoff eventueel mogelijk adhv fase project) of inpassing op toekomstige WTG

Criterion 2: Lengte kabeltracé

Subsea kabels zijn één van de kostbaardere aspecten van laadinfra qua ontwerp, installatie en onderhoud. De lengte van het kabeltracé is ingeschat vanaf het dichtstbijzijnde aansluitingspunt (substation/WTG) naar het midden van de buitenrand van een risicogebied. Indien de locaties van de aansluitingen niet bekend zijn, is de rand van het zoekgebied genomen als beginpunt. Naarmate de kabel

langer wordt, zorgt dit voor hogere kosten. In Tabel 7-2 wordt een overzicht gegeven van de afzonderlijke scoring per eigenschap van een variant:

Tabel 7-2: Kosten scores toebedeeld voor criterium 2

Score	1	2	3	4	5
Waardering	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte van meer dan 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 10 en 20 km.	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 5 en 10 km	Het kabeltracé heeft een verwachte lengte tussen de 0 en 5 km	Er is geen kabeltracé noodzakelijk (directe hangoff)

7.3 Kosten rangorde

Werkgebied 1 – Borssele

Werkgebied 1 omvat windpark Borssele en een aantal Belgische windparken. Deze operationele windparken bevinden zich ten zuidwesten van windpark Borssele en dus buiten het Nederlands Continentaal Plat (NCP). De scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 7-3 hieronder weergegeven:

Tabel 7-3: Varianten en kosten scoring van werkgebied 1

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	HKZ	Upwind	Substation	5
B	HKZ	Upwind	WTG	5
C	HKZ	Downwind	Substation	6
D	HKZ	Downwind	WTG	5

Resultaten scores

Variant C scoort het hoogst in werkgebied 1 vanwege de mogelijkheid tot een klantaansluiting bij een substation, terwijl de kabeltracé kosten relatief laag blijven.

Werkgebied 2 – HKZ & HKN

Werkgebied 2 omvat de operationele windparken Hollandse Kust Zuid en Hollandse Kust Noord. De scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 7-4 en Tabel 7-5 hieronder weergegeven:

Tabel 7-4: Varianten en kosten scoring van werkgebied 2A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	HKZ	Upwind	Substation	6
B	HKZ	Upwind	WTG	5
C	HKZ	Downwind	Substation	6
D	HKZ	Downwind	WTG	5

Tabel 7-5: Varianten en kosten scoring van werkgebied 2B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
E	HKN	Upwind	Substation	6
F	HKN	Upwind	WTG	5
G	HKN	Downwind	Substation	8
H	HKN	Downwind	WTG	5

Resultaten scores

Variant G scoort in werkgebied 2 het hoogst vanwege de mogelijkheid tot klantaansluiting bij een substation en het relatief korte kabeltracé. De laagste scores worden toebedeeld vanwege de retrofit aansluiting bij een bestaande WTG.

Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver

Werkgebied 3 omvat het in aanbouw zijnde windpark HKW en beoogde windpark IJmuiden ver. De scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 7-6 t/m Tabel 7-8 hieronder weergegeven:

Tabel 7-6: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	HKW	Upwind	Substation	6
B	HKW	Upwind	WTG	5
C	HKW	Downwind	Substation	6
D	HKW	Downwind	WTG	5

Tabel 7-7: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
E	IJVer III/IV	Upwind	Substation	6
F	IJVer III/IV	Upwind	WTG	10
G	IJVer III/IV	In park	Substation	8
H	IJVer III/IV	In park	WTG	10
I	IJVer III/IV	Downwind	Substation	7
J	IJVer III/IV	Downwind	WTG	10

Tabel 7-8: Varianten en kosten scoring van werkgebied 3C

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
K	IJVer V/VI	Upwind	Substation	7
L	IJVer V/VI	Upwind	WTG	10
M	IJVer V/VI	In park	Substation	8
N	IJVer V/VI	In park	WTG	10
O	IJVer V/VI	Downwind	Substation	6
P	IJVer V/VI	Downwind	WTG	10

Resultaten scores

In werkgebied 3 zijn meerdere goedscorende varianten, mede door de mogelijkheid tot het inpassen van de laadinfrastructuur in het ontwerp. Bij de laagst scorende varianten kan juist alleen retrofitting op een WTG worden toegepast.

Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini

Werkgebied 4 omvat het operationele windpark Gemini en de geplande windparken DDW en TnvdW. De scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 7-9 t/m Tabel 7-11 hieronder weergegeven:

Tabel 7-9: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4A

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	DDW	Upwind	Substation	8
B	DDW	Upwind	WTG	10
C	DDW	In park	Substation	8
D	DDW	In park	WTG	10
E	DDW	Downwind	Substation	8
F	DDW	Downwind	WTG	10

Tabel 7-10: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4B

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
G	TnvdW	Upwind	Substation	9
H	TnvdW	Upwind	WTG	10
I	TnvdW	In park	Substation	9
J	TnvdW	In park	WTG	10
K	TnvdW	Downwind	Substation	9
L	TnvdW	Downwind	WTG	10

Tabel 7-11: Varianten en kosten scoring van werkgebied 4C

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
M	Gemini	Upwind	Substation	7
N	Gemini	Upwind	WTG	5
O	Gemini	Downwind	Substation	7
P	Gemini	Downwind	WTG	5

Resultaten scores

Bij werkgebied 4 zijn wederom meerdere goed scorende varianten door de mogelijke inpassing in de ontwerpen van WTGs. De laagst scorende varianten scoren laag door retrofitting op een bestaande WTG.

Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7

Werkgebied 5 omvat Zoekgebieden 6 en 7. Deze zoekgebieden staan nog niet vast en zijn dus onderhevig aan verandering.

De scores van elke variant van dit werkgebied zijn in Tabel 7-12 hieronder weergegeven:

Tabel 7-12: Varianten en kosten scoring van werkgebied 5

Variant	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting	Score
A	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	Substation	10
B	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	WTG	10
C	Zoekgebied 6 & 7	In park	Substation	10
D	Zoekgebied 6 & 7	In park	WTG	10
E	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	Substation	10
F	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	WTG	10

Resultaten scores

Alle varianten van werkgebied 5 scoren even hoog, mede door de eventuele mogelijkheid tot inpassing bij zowel de WTG als het substation.

8 Kostenraming laadinfrastructuur

8.1 Inleiding

De kostenraming is passend opgesteld aan uw vraagstelling, namelijk een indicatieve begroting van de mogelijke varianten van de laadinfrastructuur. De raming is gemaakt volgens het meest recente SSK-2018 rekenmodel van het CROW. Dit houdt in dat de raming in een voorgeschreven stramen is uitgewerkt en dat bij deze raming een dossier is opgebouwd om daarmee scope en raming eenduidig vast te leggen.

In paragraaf 8.2 worden de uitgangspunten voor het ontwerp opgesteld, op basis van de referenties, afgenomen interviews en expert judgement. Deze zijn daarna verwerkt in hoeveelheden. In paragraaf 8.3 is het prijzenboek opgesteld. In het prijzenboek is een overzicht gegeven van de gehanteerde prijzen voor arbeid, materieel en materiaal van de gehanteerde eenheidsprijzen. Uiteindelijk leidt dit tot de indicatieve totale kosten in paragraaf 8.4.

8.2 Uitgangspunten

Voor de kostenraming zijn de volgende algemene aannames genomen:

- De laadinfra is geschikt om op aan te meren met een hawser van de ERTV naar de constructie
- De voeding komt vanaf een WTG of vanaf een substation nabij de laadinfrastructuur
- Voor de subsea kabel is een lengte van 500 meter genomen om vanaf het substation/WTG rekening te houden met de safety zone.
- De monopile en boei oplossing zijn berekend voor waterdieptes tussen de 20 en 50 meter, met tussenstappen van 10 meter. Deze waterdieptes zijn een afspiegeling van de waterdieptes die in de werkgebieden in de Noordzee te vinden zijn.

8.2.1 Ontwerpmodules

Voor de kostenraming zijn de volgende aannames gedaan:

1. Algemeen:

- De laadinfra is geschikt om op aan te meren met een dikke troslijn (hawser) van de ERTV;
- De voeding komt vanaf een WTG of vanaf een substation nabij de laadinfrastructuur;
- Voor de subsea kabel is een lengte van 500 meter genomen om vanaf het substation/WTG rekening te houden met de safety zone.
- De monopile- en boei-oplossing zijn in dit rapport berekend voor waterdieptes tussen de 20 en 50 meter. Deze waterdieptes zijn een afspiegeling van de meest voorkomende waterdieptes die in de werkgebieden in de Noordzee te vinden zijn.

2. Ontwerpmodules: Per oplossing zijn een aantal verschillen die meegenomen moeten worden in de kostenraming, deze zijn hieronder opgesomd.

3. Algemene componenten. Voor laadinfrastructuur wordt in elke oplossing ten minste de volgende componenten meegenomen:

- Controle, meet- en schakelkasten
- Transformatorstation van 66kV naar 11kV. Dimensies van 7x7x3m, 30 ton gewicht
- (drijvende) aansluitkabel
- (drijvende) messenger wire
- Nautische markeringen
- Andere elektrische componenten; deze lijst is niet limitatief.

4. Monopile. Voor de monopile specifiek zijn de volgende modules aangenomen:

- Monopile fundering: in tabel Tabel 8-1 worden de eigenschappen van de monopile weergegeven.
- Subsea kabel

5. Dimensionering monopile: Voor de bepaling van de dimensies voor de monopile berekeningen zijn de volgende aannames gedaan:

- Een windbelasting van 2kN/m² op de paal en op het schip vormen de totale windbelasting op de paal
- Golfbelastingen representatief voor de Noordzee zijn gebruikt voor de berekeningen van de golfbelastingen. Golfhoogte = 13,4m, Golf periode= 9,9 s.
- Meerdere belastingcombinaties zijn uitgevoerd (SLS, ULS)
- S355 Staal is gebruikt voor de monopile
- Als grond is een zandlaag aangenomen representatief voor de Noordzee.

Tabel 8-1: Dimensionering monopile

Eigenschap	Waterdiepte 20m	Waterdiepte 30m	Waterdiepte 40m	Waterdiepte 50m
Diameter paal [m]	4	4	5	6
Dikte paalwand [m]	0,04	0,05	0,06	0,07
Totale lengte paal [m]	65	75	90	106
Totaal volume paal [m ³]	16,25	23,41	42,16	69,52

6. Boei componenten. Voor de boei specifiek zijn de volgende modules aangenomen:

- Boei constructie; 12 m doorsnede, 4,5m hoogte. 240ton gewicht
- Ankerlijnen
- Ankers (drag anchors)
- Subsea kabel
- Flexibele subsea kabel

8. Hoeveelheden

De hoeveelheden zijn ingeschat op basis van het Project "Boei" en project "Eurogeul".

9. Planning

Er is aangenomen dat het werk in één fase wordt uitgevoerd. In de raming is aangenomen dat een module in een aaneengesloten periode wordt gerealiseerd. De realisatieperiode voor deze raming is nog niet bekend. De verwachte installatietijd is ca. 1 maand. De verwachte doorlooptijd is ca. 1,5 jaar. De voorbereiding en levering zal hiervan de meeste tijd vergen. Deze planning is hetzelfde aangenomen voor de monopile en de boei oplossing.

8.3 Prijzenboek

De prijzen zijn ingeschat op basis van het Project Boei en Eurogeul. Tevens is voor (couranter) elektrische apparatuur een schatting gedaan op basis van prijzen van uiteenlopende aanbieders. Samengestelde

apparaten zijn lastiger te beprijsen. Voor personeelskosten is uitgegaan van 50% gevarentoeslag. Het prijspeil van de raming is 1 april 2024. De Cost Breakdown Structure (CBS) is onderverdeeld als volgt:

- Algemene kosten elektrische componenten
- Kosten Monopile
- Kosten Boei
- Kosten testen, indienststellen en vrijgave
- Kosten kabelsysteem

Per **module** zijn bouwkosten, engineeringkosten en overige bijkomende kosten uitgesplitst, als volgt:

A. Bouwkosten. Deze bestaan uit:

- Benoemde directe bouwkosten: De benoemde directe bouwkosten zijn de kosten voor het bouwen van het werk. Per deeltraject zijn de benoemde directe bouwkosten opgedeeld naar de systemen in lijn met de CBS.
- Nader te detailleren (NTD): Dit is een toeslag op de benoemde directe bouwkosten voor voorziene, maar nog niet uitgewerkte onderdelen. Voor alle deelramingen is, in dit stadium, een percentage van 25% gehanteerd voor de post nader te detailleren.
- Indirecte bouwkosten: De indirecte bouwkosten zijn de som van de eenmalige kosten, bouwplaatskosten, uitvoeringskosten, algemene kosten en winst & risico. Voor een kwalitatieve onderbouwing van deze werkzaamheden wordt verwezen naar de 'Standaardsystematiek voor kostenramingen – SSK-2018'. De kosten worden bepaald door middel van een toeslag (%) op de directe bouwkosten. In deze raming is een toeslag gehanteerd van circa 44%.
- Objectrisico reservering: In de raming is een toeslag van 15% opgenomen voor de objectrisico reservering. Dit is een toeslag voor onvoorziene risico's die betrekking hebben op de betreffende objecten. Hetzelfde percentage is aangehouden bij de engineeringkosten, vastgoedkosten en overige bijkomende kosten.

B. Engineeringskosten. Voor de engineeringskosten is een percentage van 25% opgenomen. Dit zijn kosten voor het Ingenieursbureau als de opdrachtnemer voor ontwerp en de benodigde (voor)onderzoeken.

C. Overige Bijkomende Kosten. De kosten welke niet zijn toe te schrijven aan de bovenstaande kostencategorieën worden ondergebracht onder deze categorie. In de ramingen zijn onder de overige bijkomende kosten de volgende aspecten meegenomen, zoals vermeld in Tabel 8-2:

Tabel 8-2: Overige bijkomende kosten

Overige bijkomende kosten	Bedrag/percentage
Leges	3%
Verzekeringspremies	1%
Overige niet benoemde bijkomende kosten	5%

Voor alle deelramingen is, in dit stadium, een percentage van 15% gehanteerd voor de post objectoverstijgende risicoreservering.

In de raming is geen rekening gehouden met BTW, onzekerheidsreserves, reserveringen voor scope wijzigingen en risicodossiers.

Raminguitsluitingen. Voor de ramingen zijn de volgende algemene uitsluitingen van toepassing:

- Kosten voor conditionering (NGCE, Flora & fauna, K&L-3, milieu)
- Marktwerving, het betreft een bedrijfseconomische kostenraming waarin geen rekening wordt gehouden met 'werkhonger' of 'werkoverschot' van de markt;
- Met het versneld afschrijven van bestaande objecten is geen rekening gehouden;
- Met beheer- en onderhoudskosten, operationele kosten etc. (levensduurkosten) is geen rekening gehouden;
- Scopewijzigingen om onder andere de maatschappelijke weerstand te verzachten.

Deterministische kostenraming

In de kostenraming komen alle hoeveelheden en eenheidsprijzen samen. De scope is vertaald naar kostenposten welke in de raming worden afgeprijsd, conform de SSK-2018 systematiek. De verkregen raming betreft een deterministische kostenraming. De uitkomsten zijn te vinden in Tabel 8-3. In deze tabel zijn alleen de oplossingen voor 30 meter waterdiepte meegenomen. In de bijlage zijn de kosten voor 20, 40 en 50 meter respectievelijk uitgezet. De algemene kosten zijn de componenten die voor laadinfrastructuur de basis vormen van de oplossing. Deze kosten zijn zowel bij een directe hang-off, boei of monopile oplossing toepasbaar. Er is aangenomen dat voor een directe hang-off geen additionele componenten nodig zijn ten opzichte van de boei en monopile oplossing. Vandaar zijn deze in de kolom algemene kosten opgenomen.

Tabel 8-3: Uitkomsten kostenraming op 30m waterdiepte

Kosten Componenten	Algemene kosten (CMS) (hangoff) [MEUR]	Boei oplossing 30m WD [MEUR]	Monopile 30m WD [MEUR]
Bouwkosten	4,9	5,9	2,9
Engineering-kosten	0,73	0,93	0,46
Overige bijkomende kosten	0,51	0,66	0,33
Totale investeringskosten, exclusief BTW	6,1	7,5	3,68
Totale investeringskosten inclusief algemene kosten, excl. BTW	6,1	13,64 (7,5+6,1)	9,79 (3,68+6,1)

9 Uitkomsten Kosten-kwaliteitsafweging

9.1 Inleiding

Op basis van de kwaliteits- en kosten scores uit Hoofdstuk 6 en 7 kunnen de varianten van elk werkgebied tegenover elkaar uitgezet worden in kosten-kwaliteitsdiagrammen. De diagrammen kunnen worden geïnterpreteerd als een indicatieve richting van welke varianten hoog scoren op kwaliteitsaspecten, waarbij een zo hoog mogelijke kosten score geambieerd wordt.

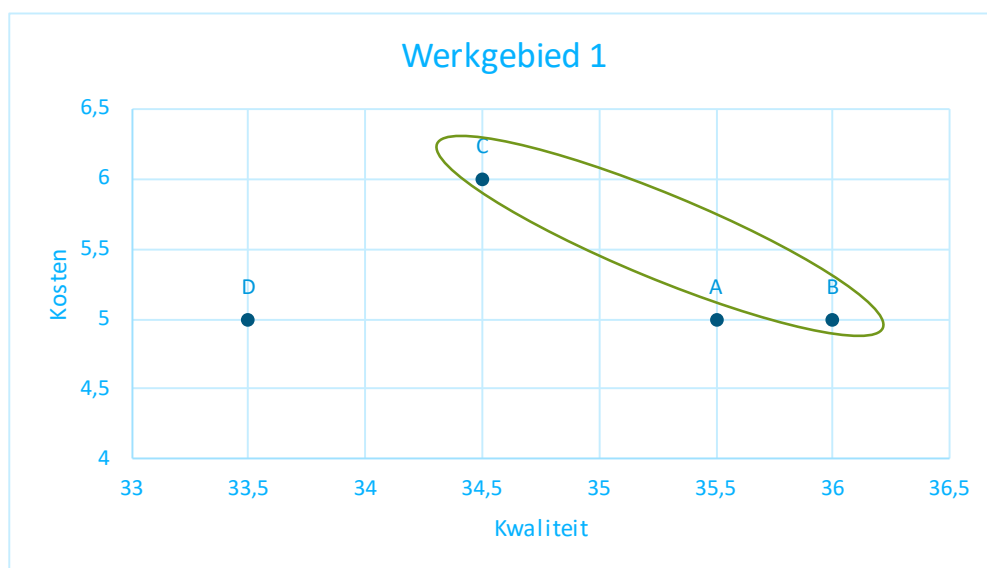
Omdat in deze fase van de verkenning de kostencomponent nog niet kwantificeerbaar zijn, volgen wij een kwalitatieve benadering, d.w.z. een rangschikken van de verwachte kostenelementen. Een **hogere** kostenscore betekent in dit geval een **goedkopere** oplossing.

In paragraaf 9.2 worden de uitkomsten beschreven. In paragraaf 9.3 wordt een gevoeligheidsanalyse met 3 alternatieve visies beschreven. De conclusies worden in paragraaf 9.4 beschreven.

9.2 Uitkomsten werkgebieden

Werkgebied 1: Borssele

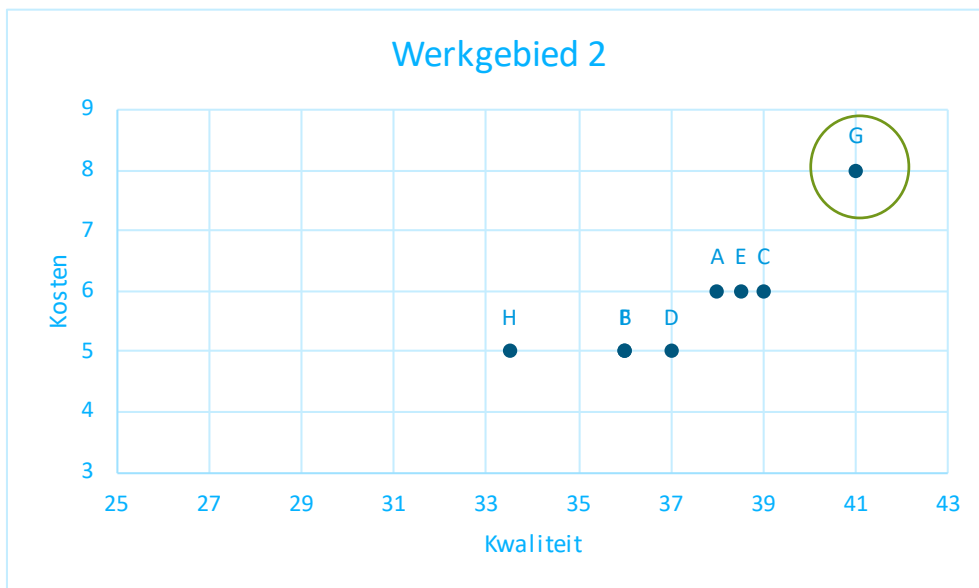
Zoals te zien in Figuur 9-1 is er geen eenduidige beste variant op zowel kosten als kwaliteitsscore. Variant B biedt de beste kwaliteitsscore, maar zorgt voor hogere kosten. Deze variant biedt een **upwind** locatie met **retrofitting** mogelijkheid aan de WTG. Variant C biedt daarentegen de laagste kosten, maar zorgt daarvoor wel voor een lagere kwaliteitsscore. Deze variant biedt een downwind locatie met een aansluiting aan een substation aan. Variant A (upwind, substation aansluiting) zou daarentegen ook een kanshebber kunnen zijn, aangezien deze erg dichtbij variant B ligt.



Figuur 9-1: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 1

Werkgebied 2: HKZ & HKN

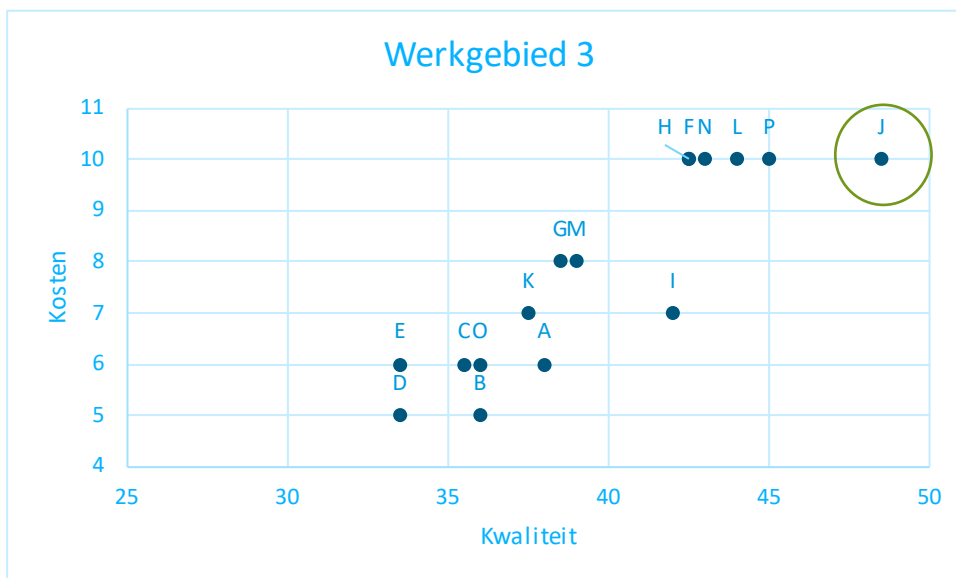
In Figuur 9-2 is te zien dat variant G zowel op kosten als op kwaliteit de beste scores geeft. Dit is de variant met een **downwind** positie, waarbij een **klantaansluiting** op het **substation** aanwezig is. Wel is er waarschijnlijk een aparte constructie nodig om de laadinfra op te kunnen faciliteren.



Figuur 9-2: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 2

Werkgebied 3: HKW & IJmuiden Ver

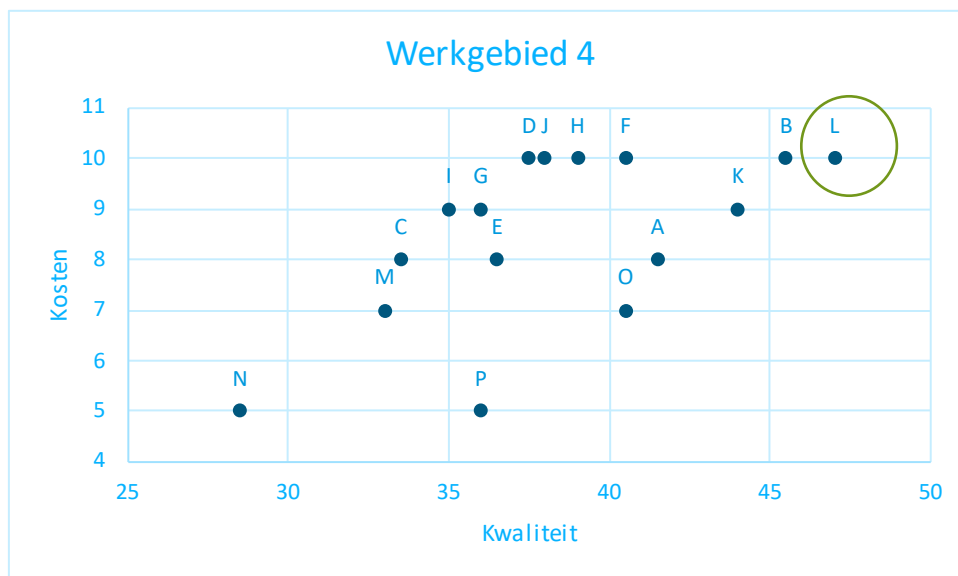
Voor werkgebied 3 biedt variant J volgens Figuur 9-3 de beste kwaliteit tegenover de laagste kosten score. Deze variant biedt een **downwind** positie tegenover windpark IJmuiden Ver kavel III/IV, met een **aansluiting** aan de **WTG**. Daarnaast is er eventueel de mogelijkheid om de inpassing van laadinfra in de WTG te realiseren.



Figuur 9-3: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 3

Werkgebied 4: Gemini, TnvdW, DDW

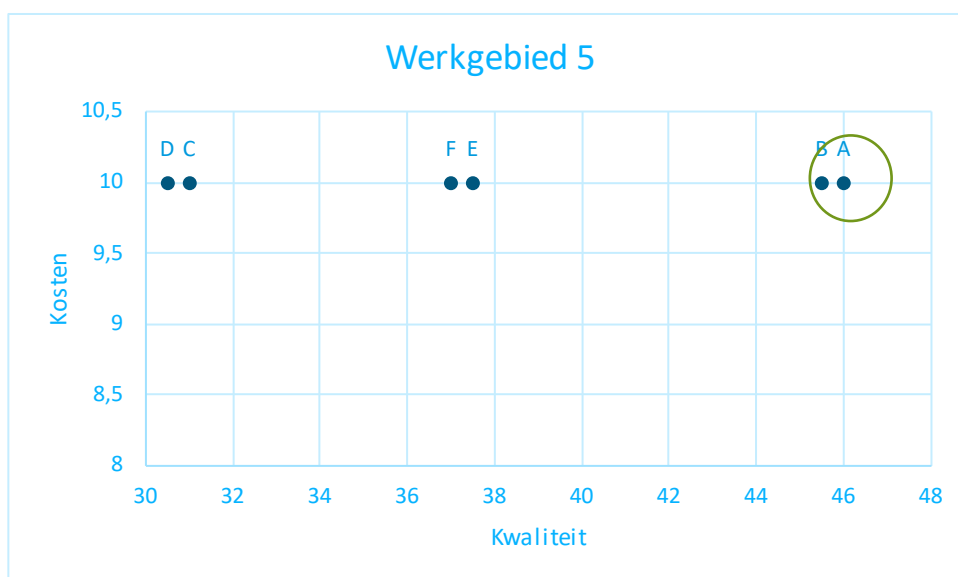
Voor werkgebied 4 biedt volgens Figuur 9-4 variant L de hoogste kwaliteit met de hoogste kostenscore (goedkoopste optie). Deze variant heeft een **downwind** positie tegenover windpark TnvdW, waarbij een WTG aansluiting met een eventuele **inpassing** op de **WTG**.



Figuur 9-4: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 4

Werkgebied 5: Zoekgebied 6 & 7

Voor werkgebied 5 scoort Variant A het hoogst op kwaliteit. Er zijn geen onderscheidende factoren met betrekking tot kosten. Dit is mede door de directe ligging aan het geïdentificeerde risicogebied, en de **inpassing** op een **substation** zonder aparte constructie. Variant B (**upwind**, **WTG** aansluiting) ligt daarnaast dichtbij variant A qua score.



Figuur 9-5: Kosten-kwaliteitsdiagram van Werkgebied 5

9.3 Gevoeligheidsanalyse

Op basis van de gesprekken met stakeholders zijn de kwaliteitsaspecten gewogen op basis van relevantie. Om de gevoeligheid van de analyse te onderzoeken, hebben we daarnaast verschillende perspectieven (vanuit stakeholders) opgenomen als scenario's. In Tabel 9-1 zijn deze perspectieven verwerkt in de wegingen. Deze scores zijn niet getoetst bij de stakeholders en kunnen dus afwijken van hoe stakeholders deze scores daadwerkelijk zouden invullen. De kosten-kwaliteitsdiagrammen van de gevoeligheidsanalyse zijn te vinden in Bijlage A5.

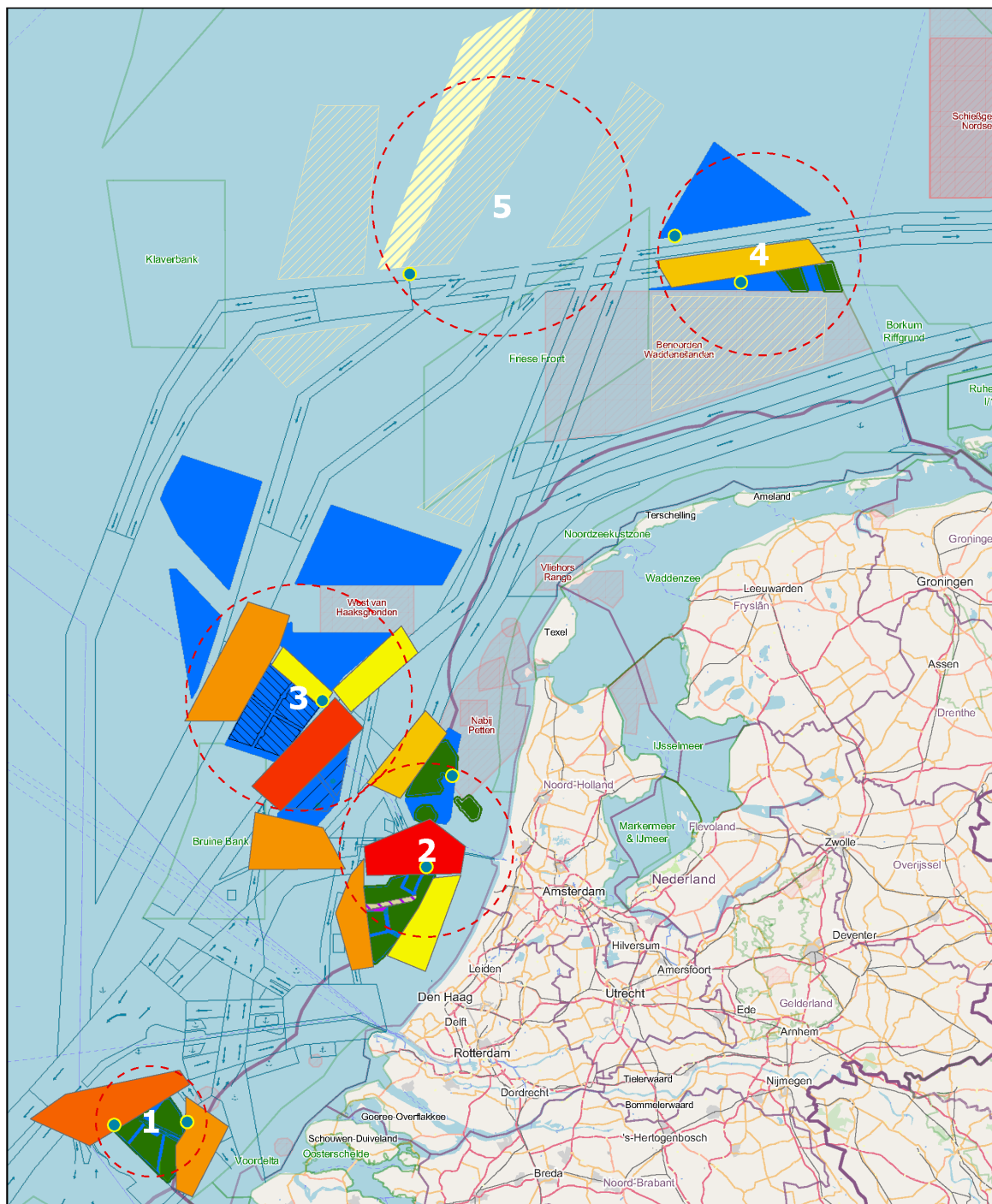
Tabel 9-1: Wegingen voor de verschillende scenario's

Criterium Perspectief:	Gewicht			
	Gecombineerd	Windpark exploitant	Toezichthouder	Netbeheerder
1. Mogelijkheid klantaansluiting	2	3	1	3
2. Afstand tot retourhaven	0,5	0	2	0
3A: Kabeltracé	1,5	0	0	0,5
3B: Ecologie	1	1	0	0,5
4A: Responstijd tov risicogebied (Nautische veiligheid)	3,5	3,5	5	3,5
4B: Risico ERTV tov windpark (Nautische veiligheid)	1	2	2	2
5. Uniformiteit afspraken	0,5	0,5	0	0,5
Totaal	10	10	10	10

Uit de gevoeligheidsanalyse bleken geen grote verschuivingen te komen. Per werkgebied kunnen er een aantal opmerkingen gemaakt worden:

- **Werkgebied 1 - Borssele:** Variant A werd in deze analyse bij alle drie de variaties een grotere kanshebber dan variant B. Variant C blijft hierbij de hoogste kostenscore hebben.
- **Werkgebied 2 – HKZ & HKN:** Variant C kwam bij de toezichthouder variant met een betere kwaliteitsscore naar voren. Wel had deze alsnog een lagere kostenscore dan variant G.
- **Werkgebied 3 – HKW & IJmuiden Ver:** Bij alle variaties bleef variant J de hoogst scorende variant.
- **Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini:** Bij alle variaties bleef variant L de hoogst scorende variant. Varianten B en K komen daarnaast dichtbij variant L, en zijn daarom ook meegenomen.
- **Werkgebied 5 – Zoekgebied 6 & 7:** Bij alle variaties bleef variant A de hoogst scorende variant. Het verschil tussen variant A en variant B werd wel kleiner bij andere gewichtsverdeling en voor sommige gewichtsverdeling scores beiden gelijk..

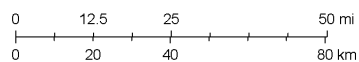
De hoogst scorende varianten zijn in Figuur 9-6 hieronder visueel weergegeven:



12/23/2024



1:1,803,515



Map data © OpenStreetMap contributors, Microsoft, Facebook, Inc. and its affiliates, Esri Community Maps contributors, Map layer by Esri

Figuur 9-6: Hoogst scorende locaties per werkgebied (blauw)

Prioritering van locaties: Uit de varianten met de hoogste score valt een prioritering aan te brengen waar RWS hun focus op kan leggen met betrekking tot de ontwikkeling van laadinfrastructuur.

6. Werkgebied 3: Er is potentieel de mogelijkheid om bij windpark IJmuiden Ver de laadinfrastructuur in de constructie van een WTG in te passen. Hier zal zo snel mogelijk contact moeten worden opgenomen met de relevante partijen, aangezien deze parken al in de ontwerpfase zijn aanbeland.
7. Werkgebied 2: Bij het substation van windpark HKN is momenteel nog een klantaansluiting beschikbaar. Deze zou gebruikt kunnen worden om laadinfrastructuur op aan te sluiten. Dit zal hoogstwaarschijnlijk wel met een aparte constructie moeten worden gebouwd.
8. Werkgebied 4: In 2026/2027 (indicatief) zullen windpark TnvdW en DDW getenderd worden. De eis van inpassing van laadinfrastructuur zou eventueel opgenomen kunnen worden in de tendercriteria.
9. Werkgebied 1: Bij windpark Borssele is geen mogelijkheid tot inpassing. Laadinfrastructuur zal hoe dan ook door middel van retrofitting moeten plaatsvinden. Echter is wel geïdentificeerd dat hier sowieso een ERTV gestationeerd zal moeten worden
10. Werkgebied 5: Zoekgebieden 6 en 7 zijn nog in volle ontwikkeling. Er is nog geen tenderdatum voor deze zoekgebieden bekend. Geadviseerd wordt om de inpassing van laadinfrastructuur mee te nemen in de ontwikkeling van deze gebieden, bij voorkeur aan het substation voor dit werkgebied..

10 Conclusies

In dit rapport is onderzocht wat de mogelijke locaties en randvoorwaarden voor laadinfrastructuur op de Noordzee zijn, met als doel de dat de ERTV's voor 90% van de tijd emissieloos kunnen opereren. De conclusies zijn gebaseerd op een uitgebreide analyse van werkgebieden, varianten, kwaliteits- en kostenaspecten, en technische en juridische overwegingen. Deze bevindingen bieden waardevolle inzichten en aanbevelingen voor de verdere ontwikkeling en implementatie van laadinfrastructuur op zee, met als doel een veilige, efficiënte en kosteneffectieve oplossing te realiseren.

Met betrekking tot laadinfrastructuur zelf is theoretisch veel mogelijk qua techniek. Zowel vaste constructies, directe hang-off systemen en boeisystemen worden als haalbare oplossingen beschouwd, afhankelijk van locatie en omstandigheden. Wel is de ontwikkeling van laadinfrastructuur nog in volle gang, waarbij vooral ontwikkeling in de flexibele aansluiting en emergency decoupling zit.

Werkgebieden, varianten en scores

Vijf werkgebieden zijn geïdentificeerd als potentieel geschikt voor laadinfrastructuur; deze zijn afgeleid uit gesprekken met verschillende stakeholders, analyse van de geleverde rapporten en data. Hiervoor is het afwegingskader uit Hoofdstuk 5 gebruikt.

De hieruit volgende varianten zijn beoordeeld op kwaliteits en kosten criteria, waarbij de responstijd van de ERTV en de risico's van aanvaringen met windparken, de mogelijkheid tot aansluiting en het kabeltracé belangrijke factoren zijn. De scores van deze kosten en kwaliteitsaspecten zijn verwerkt in kosten-kwaliteitsdiagrammen en getoetst op gevoeligheid. De scores zijn gebaseerd op de beschikbare literatuur en de interviews met relevante stakeholders. Hierdoor zijn de varianten zo objectief mogelijk bepaald. De hoogst scorende varianten zijn in Tabel 10-1 hieronder weergegeven:

Tabel 10-1: Overzicht hoogst scorende varianten

Werkgebied	Variant(en) met hoogste scores	Ligging tov windpark	Type aansluiting	Inpassing	Windpark
1	A (kwaliteit)	Upwind	Substation	Retrofit	Borssele
	B (kwaliteit)	Upwind	WTG	Retrofit	Borssele
	C (kosten)	Downwind	Substation	Retrofit	Borssele
2	G (kosten)	Downwind	Substation*	Retrofit	HKN
	C (kwaliteit)	Downwind	Substation	Retrofit	HKZ
3	J	Downwind	WTG	Inpassing**	IJVer III/IV
4	L	Downwind	WTG	Inpassing	TnvdW
	B	Upwind	WTG	Inpassing	DDW
	K	Downwind	Substation*	Inpassing***	TnvdW
5	A	Upwind	Substation*	Inpassing	ZG6+7
	B	Upwind	WTG	Inpassing	ZG6+7

*Bij deze substations is een standaard klantaansluiting aanwezig

**IJmuiden Ver III/IV is nu in ontwikkeling, inpassing is afhankelijk van tijdsplanning

***Afhankelijk van mogelijkheden in ontwikkeling bij TenneT

De scores van de varianten per werkgebied liggen dicht bij elkaar, waardoor deze met verder ontwikkelingen in locatiekeuzes en eisen kunnen veranderen. Hierdoor kunnen alternatieve varianten eventueel beter uit de analyse komen. Wij adviseren om per gedefinieerd werkgebied met de relevante stakeholders om tafel te zitten en de varianten te bespreken.

Prioritering van locaties: de ontwikkeling van laadinfrastructuur is afhankelijk van de status van de windparken. Wij adviseren de volgende prioriteit te leggen in de volgende volgorde:

1. Werkgebied 3: IJmuiden ver met inpassing op een WTG
2. Werkgebied 2: HKN, met klantaansluiting bij TenneT op een aparte constructie
3. Werkgebied 4: TnvdW/DDW, met inpassing op een WTG
4. Werkgebied 1: Borssele, aparte constructie
5. Werkgebied 5: Zoekgebied 6/7, inpassing op WTG/Substation

Technische eisen: Aannames zoals de actieradius van de ERTV zijn nog niet definitief en kan de komende jaren zich verder ontwikkelen. Daarnaast wordt vanuit de interviews duidelijk dat de gewenste laadeisen met betrekking tot golfhoogtes als ambitieus worden bevonden. Uiteindelijk is het aan een kapitein om een beslissing te maken om zijn of haar schip te koppelen aan de laadinfrastructuur. Dit kan van invloed zijn op de 90% emissieloos eis die is gesteld.

Kosten: De kosten voor deze laadinfrastructuur zijn conceptueel beoordeeld en zullen per locatie afhankelijk zijn van het type oplossing en mogelijkheden tot aansluiting en inpassing in een windpark. Kabeltracés en retrofit aanpassingen zullen naar verwachting aanzienlijke kostenposten vormen.

Contractuele Afspraken: Het is essentieel om contractuele afspraken te maken over de interface tussen de laadinfra en het substation of de windturbinegenerator (WTG). Dit omvat ook afspraken over de kosten van energie, inclusief de mogelijkheid van teruglevering vanaf land en eventuele gebruikersfees.

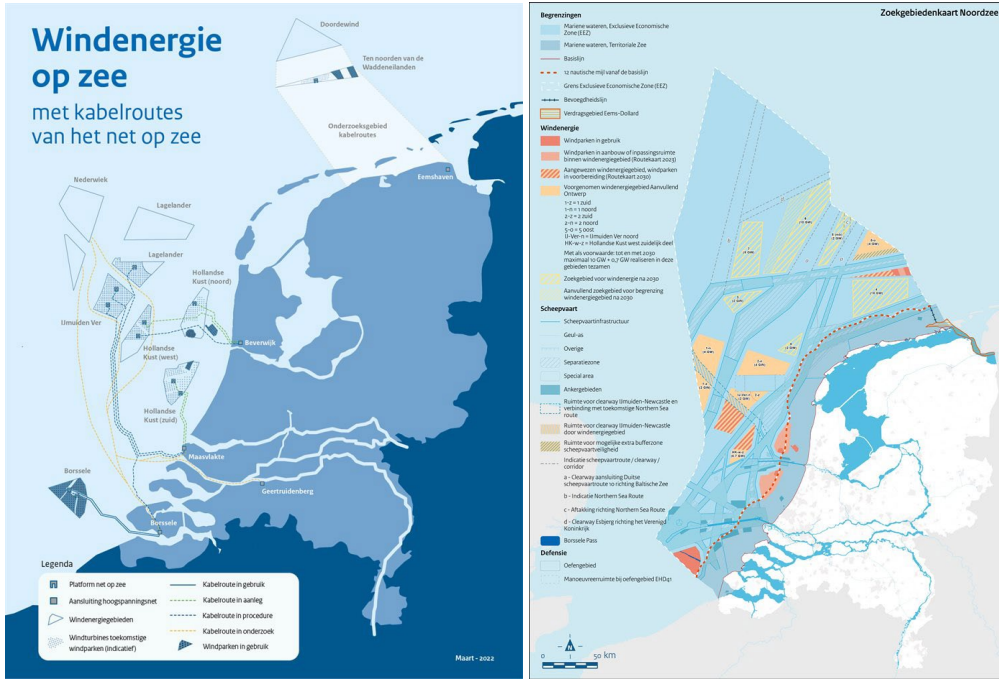
Veiligheidseisen: Er wordt geadviseerd om nautische veiligheidseisen op te nemen in de vergunningsverlening voor de laadinfrastructuurfabrikanten. Vanuit de industrie wordt nu een industry practice van 500m als veiligheidszone aangehouden om hun WTGs en substations. Deze 500 m zou ook als veiligheidszone rond laadinfrastructuur kunnen worden aangehouden, nader onderzoek en overleg met stakeholders zou tot een betere onderbouwing van de 500 m kunnen leiden of tot een verkleining van de 500 m.

Stakeholder Betrokkenheid: Het is belangrijk om zo snel mogelijk contact op te nemen met relevante partijen, zoals netbeheerders en windparkexploitanten, om de mogelijkheden voor het inpassen van laadinfrastructuur in het ontwerp van de windparken te bespreken. Enkele parken zijn momenteel in ontwikkeling, hier zou potentieel laadinfrastructuur op een WTG ingepast kunnen worden, afhankelijk van de fase van de planning.

Verdiepend Onderzoek: Zodra de locaties voor de laadinfrastructuur zijn gekozen, zal er verdiepend onderzoek moeten worden gedaan naar de mogelijkheden voor inpassing in het windpark en het type oplossing dat het meest geschikt is voor die specifieke locatie

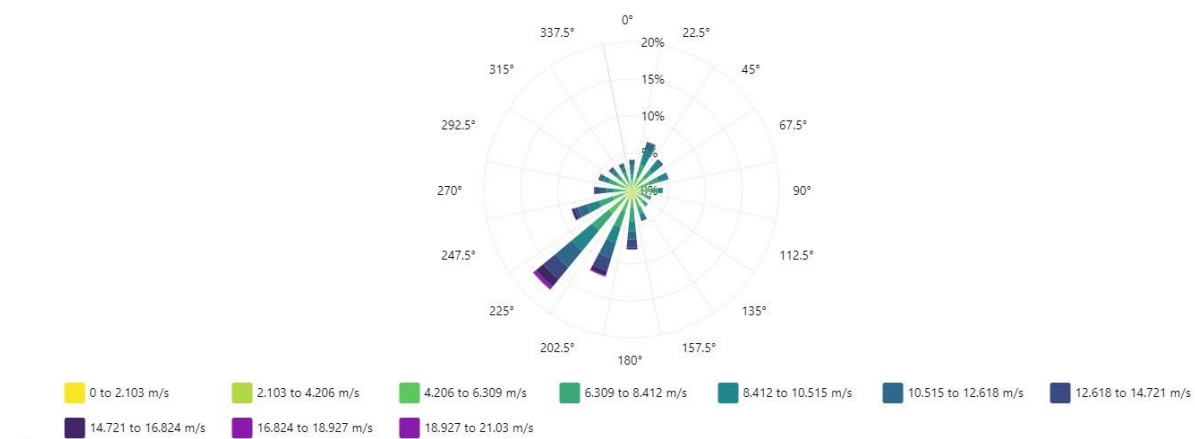
A1 Data en rapporten

A1.1 Wind op zee na 2030

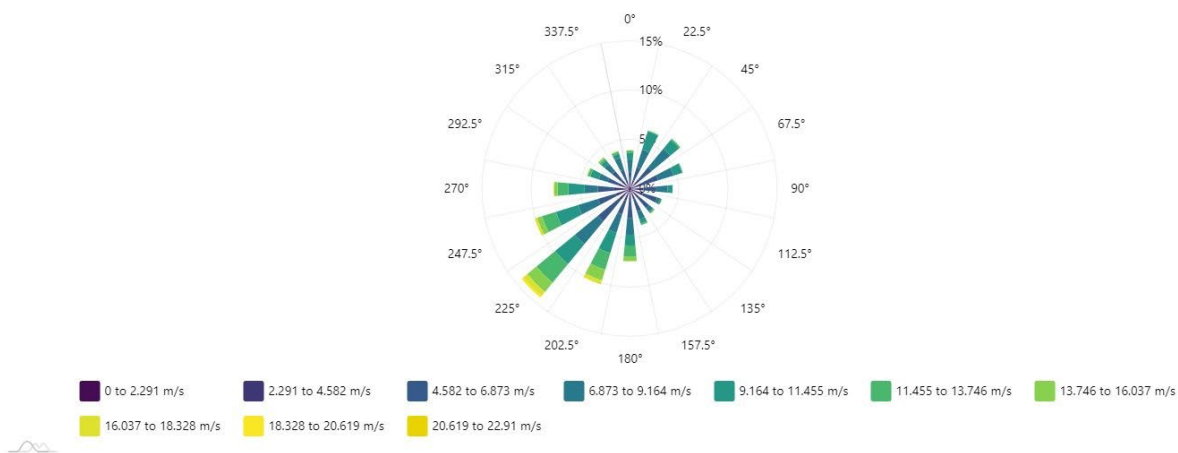


A1.2 Metocean data

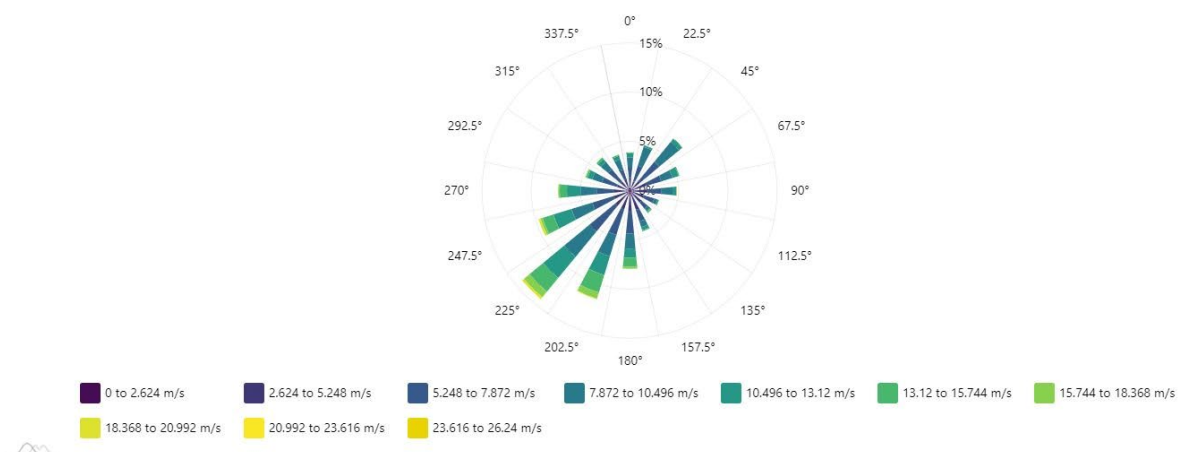
Werkgebied 1 – Borssele



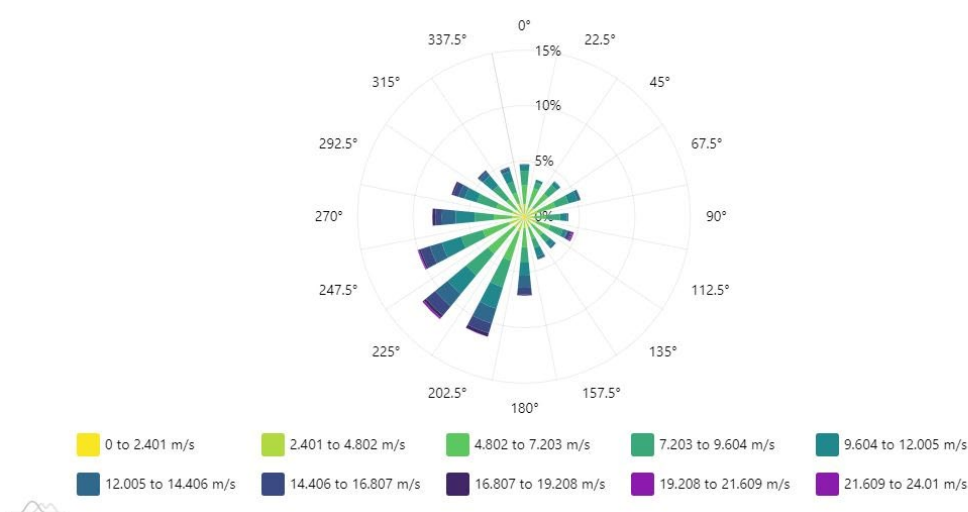
Werkgebied 2 – HKZ & HKN



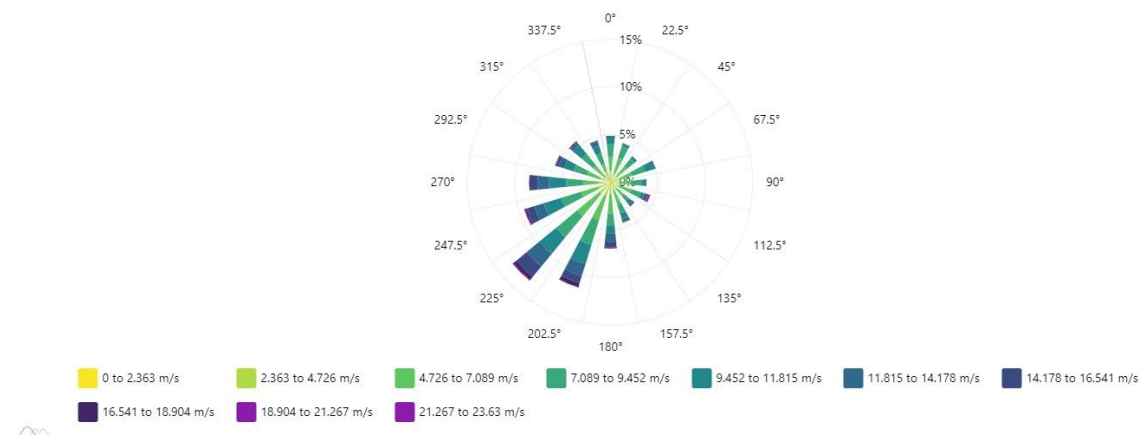
Werkgebied 3 – HKW & Ijmuiden Ver



Werkgebied 4 – DDW, TnvDW & Gemini



Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7



A2 Interviewverslagen

Onderwerp	Takeaway
Algemeen/locatie	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Éen van de laadinfraleveranciers geeft aan dat installatie van laadinfra op een bestaande WTG niet de beste oplossing is. De transformator zal mogelijk niet op de constructie passen. Indien dit wel past zullen er wel aanpassingen aan de WTG moeten worden gedaan, met de bijbehorende kosten. Daarnaast moet de turbine tijdens het koppelen stilgezet moeten worden, en moet er een onshore crew 24/7 aanwezig zijn om de turbine te kunnen stoppen. • Inde buurt van een windpark/power source om subsea cable kosten te drukken. • Laadinfrastructuur wordt niet in een windpark als aannemelijk gezien. Ook niet in scheepvaartroutes <p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Voor HKW is het te laat om laadinfra op een WTG te installeren • Bij IJmuiden ver kan eventueel de laadinfra nog geïntegreerd kunnen worden in het ontwerp. • Klantaansluitingen van TenneT zijn origineel ontworpen voor de elektrificering van O&G en CCS platforms en redundantie (interconnectors) <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De 700MW platforms liggen meestal in het midden van een windpark, dus lastig te bereiken voor laadinfra. • De 2GW platforms liggen meer aan de rand van een windgebied ivm aanwezigheid helikopterdeck • Het zou waardevol zijn als er specifieke locaties aangewezen worden. Vanaf dan kunnen de mogelijkheden en onmogelijkheden verder in kaart worden gebracht • Liever de laadpunten voor e-schepen niet bovenwinds van een platform plaatsen ivm eventuele drift <p>Toezichthouder (Kustwacht):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beste locatie ligt aan de buitenkant van een windpark ivm responstijd. Daarnaast is dichtbij een substation niet optimaal ivm schaderisico. • Tussen een park en een verkeersroute upwind zou de beste locatie voor de ERTV zijn • De verwachting is dat de eerste paar jaar van de introductie van de nieuwe ERTVs een mix van nieuwe en oude schepen zullen zijn ivm kinderziektes. Ze zien laadpalen logischerwijs dichtbij de kust, terwijl de oudere ERTVs verder uit de kust opereren • Er wordt gestreefd naar een responstijd van 2 uur, afhankelijk van locatie en weersomstandigheden • De huidige standby posities bevinden zich 2NM van een windpark af. 's Zomers voor anker liggen is mogelijk indien er vlak water is. Het duurt 15 minuten om een anker naar binnen te halen.

	<ul style="list-style-type: none"> • Waterstof zou ook een alternatief kunnen zijn ivm mogelijkheden opwekking op zee • Vermoeden is dat er uiteindelijk 6 ERTVs actief zullen moeten zijn in de toekomst, waarvan 1 reserve • Logische locaties volgens de toezichthouder: <ul style="list-style-type: none"> - Tussen HKN en HKZ - Ten noorden van TnvdW (wel eventueel overschakelen op methanol voor mobilisatie) - Tussen HKW en IJmuiden ver in - Borssele - Bij zoekgebied 6 en 7 • Momenteel ligt bij het ankergebied ten NW van HKZ de ERTV stationair. Laadinfra hier zou logisch zijn <p>Overig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Voorkeur om niet direct aan een WTG te hangen ivm bewegende rotorbladen • Technisch-economisch is alles mogelijk mits prijs daalt. De problemen zitten meer bij veiligheid en of scheepseigenaren de risico's durven te nemen
Technisch	<p>Leverancier</p> <ul style="list-style-type: none"> • In een kalme zee trekken DP systemen maar rond de 500kW aan elektriciteit • Meerdere leveranciers geven aan dat DP de logischere optie is voor hun om op te ontwerpen met betrekking tot weercondities, comfort van de crew en veiligheid met betrekking tot positie houden tegenover een monopile of boei. • De transformator heeft dimensies van een 10 feet container (3.05x2.44x2.59m). De kabel reel heeft dimensies van 2x4.5m, met een reel diameter van 1,5m. • Voor bestaande windparken is een aparte structure nodig voor de transformator (boei/monopile). Hangoff systemen zijn over het algemeen goedkoper om te bouwen. • Een aansluiting aan een WTG kan alleen aan het eind van een string • De boeioplossing wordt gebruikt bij een waterdiepte van minimaal 25 meter. Dit kan worden gerekt tot 20 meter waterdiepte, afhankelijk van de weerscondities. • Voor de boei-oplossing worden drag anchors gebruikt • De anker radius voor een boei is 6-8x de waterdiepte • Een boei is uitvoerbaar bij minimaal 20m waterdiepte. Bij ruige omstandigheden (zoals de Noordzee) wordt dit dieper. • Een tower (15-40m waterdiepte) met mooring wordt als logischer gezien voor de Noordzee en de toepassing van een ERTV (lange idle time). DP wordt dan alleen gebruikt voor het koppelen van de messenger wire • Tower systemen zijn proven technologies. Dit geldt ook voor de boei, afgezien van de dynamic power cable. Het zal niet lang duren voordat deze ook commercieel klaar is. Daarnaast zijn de quick release connectoren nog niet mature.

- Op wisselspanning hoog voltage (11 of 66kV) wordt elektriciteit naar de boei/tower vervoerd. Op een tower kan de de stepdown converter van 66kV naar 11kV. Naar het schip kan op wissel of gelijkspanning. Charger plug op vessel naar laatste omvorming.
- Qua onderhoud moet bij de boeioplossing kettingen geïnspecteerd worden volgens vast schema (typisch jaarlijks), bij monopile de constructie zelf. Geen vervanging nodig voor de lifetime. Voor de hawser en dynamic cable wordt wel periodieke vervanging verwacht.
- 25-35 jaar levensverwachting; hawser en dynamic cable wordt korter verwacht.
- Nautische markeringen moeten voldoen aan IALA regelgeving en de lokale regelgever

Windparkexploitant

- Éen van de laadinfraleveranciers heeft de elektriciteitskabel als mooring kabel. Deze kan ook gedimensioneerd worden voor een SOV. Bij welke golfcondities deze kan laden is niet bekend.
- Ruimte in de monopile en turbine voor laadinfra retrofitten wordt erg lastig ivm lean engineering. Mogelijkheden zijn ook afhankelijk van het concept en het laadvermogen.
- Bij bestaande windparken moet er een gat in de monopile gemaakt worden om extra kabel te kunnen trekken. Dit gebeurt onder water, wat niet wenselijk is en de monopile is hier niet op ontworpen. Technisch mogelijk nog wel mogelijk, maar niet ideaal
- Windturbine heeft mogelijk onvoldoende schakelinstallaties en mogelijk geen extra aftakking waar een andere installatie aan verbonden kan worden
- Eventueel mogelijkheid bij opgeruimde windparken (Amalia). Bestaande infra zou mogelijk gebruikt kunnen worden voor laadinstallaties.
-

Overig

- 4,5 meter Hs wordt erg hoog bevonden om te laden. Alles boven de 2,5m Hs wordt in principe voor veel scheepseigenaren weathervanen. Laadinfra moet erg overgedimensioneerd worden voor 4,5m Hs. Praktisch is het dus misschien niet haalbaar

Netbeheerder:

- HKN heeft 2 klantaansluitingen, 1 daarvan is nog beschikbaar
- Alleen voor 2GW substations zijn klantaansluitingen mogelijk
- De klantaansluiting heeft een maximaal vermogen van 100MW. De aansluiting voor de ERTV zou dus zwaar onderbenut worden.
- Een 2^e generatie 2GW stations gaat potentieel naar 132kV spanning en een klantaansluiting van max 200MW, waardoor een andere transformator voor laadinfra nodig zou zijn.
- Directe aansluiting op een substation is vrijwel onmogelijk door ruimtegebrek. Een eind weg op een apart platform kan eventueel. Hiervoor is een onderzoek nodig
- Ivm schaarste van klantaansluitingen (1) wordt een distributienet ook voorzien op lagere spanningsniveaus. Dit zou gefaciliteerd kunnen

	<p>worden vanaf een monopile. Haalbaarheid hiervan moet nog getoetst worden</p> <p>Toezichthouder (Kustwacht):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Een ERTV moet minimaal 15 knopen kunnen varen. • De oude eis was 130ton bollard pull, er wordt nu gekeken naar 150 ton. Er is een afweging tussen trekkracht en manoeuvreerbaarheid. • Er moet met 1 druk op de knop losgekoppeld kunnen worden van de laadinfra om snel ter plaatse te zijn bij een calamiteit. • Accupakket en daarmee actieradius staat nog niet vast • De toezichthouder houdt 2-2,5m Hs aan voor afmeren voor grote schepen. Dit zou dan ook voor laadinfra gelden voor koppelen van de kabel. • Op DP gebruik je erg veel energie bij hoge golven, zou zonde zijn.
Veiligheid	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Een steel-to-structure afstand van minimaal 16 meter wordt aangehouden voor het koppelen van de laadkabel. Mocht de kapitein dit aandurven, zou dit naar 10-12m kunnen worden gerekt. • Een leverancier geeft aan dat, omwille van veiligheid van de eigen laadinfrastructuur, deze beter downwind van een windpark geplaatst kan worden • Koppelen van een kabel kan tot 2,5m Hs, laden kan tot 3,5m Hs. Dit kan opnieuw ontworpen worden voor 4,5m Hs, maar dit wordt overontworpen. Uiteindelijk is de keuze van koppelen aan de kapitein. • Een safety zone van rond de 500m kan aangehouden worden. Dit is ook afhankelijk van lokale regelgeving. • Het schip heeft een mooring circle van 4*Lengte van het schip • De ERTV operator zou tegen een boei aanvaren als een voordeel zien om te kunnen koppelen, aangezien er dan minder schade aan het schip kan ontstaan • Er is nog niet geheel duidelijk of koppeling van het systeem aan het schip autonoom/afstand bediend of bemand gedaan kan worden. <p>Toezichthouder (kustwacht):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 200m manoeuvreerruimte om boei heen om te weathervanen, ook in combinatie met stroming en wind. • Tussen een scheepvaartroute en andere activiteiten zit minimaal 1NM. Niet alle schepen moeten door de route, dus kans op dat schepen dichterbij zullen komen. <p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Een veiligheidsanalyse moet worden uitgevoerd om vast te stellen wat de afstand tussen schip en turbine moet zijn bij laadinfra. <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Veiligheidskring om een substation is 500m. • Voor het boarden van substations geldt een max van 2,5m Hs voor SOVs
Beschikbaarheid	<p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 600 uur per jaar is er geen stroomproductie door onderhoud. De stroom moet dan vanaf land komen.

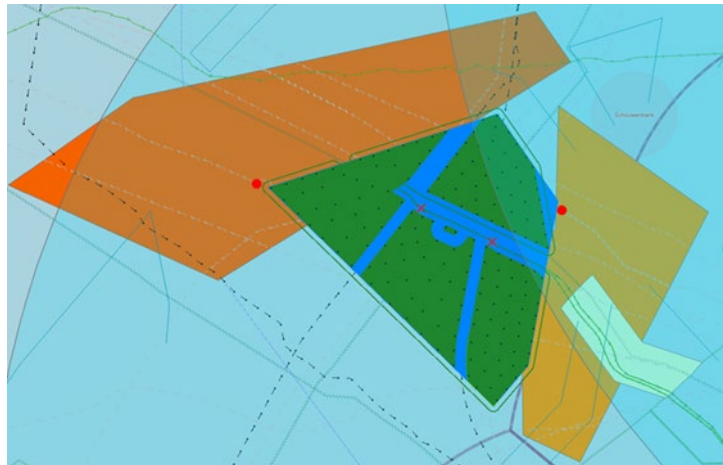
	<ul style="list-style-type: none"> Bij onderhoud aan de kabel van de turbine zal stroom worden afgeschakeld, indien laadinfra aan deze turbine is aangesloten zal deze dus niet kunnen laden. <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> Teruglevering vanaf land is mogelijk, maar is minder redundant aangelegd dan elektriciteit op land. Er kan uitgegaan worden van 18 dagen onbeschikbaarheid (95%)
Juridisch/contractueel	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> Regulering van het aftappen van stroom kan, afhankelijk per land, erg complex zijn. <p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> De energiewet wordt in 2026 aangepast om energie aan te leveren vanaf zee. Er mag tot op heden alleen getransporteerd worden. <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> Overdrachtpunt tussen windparkexploitant en netbeheerder ligt op het substation. Als extra partijen hierop worden aangesloten kan dit juridisch complex worden. Een netbeheerder mag geen energie produceren of leveren, alleen aansluiting en transport verzorgen.
Planning	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> Één van de leveranciers geeft aan een totale tijd van 18-24 maanden nodig te zullen hebben voor het ontwerp en installatie van een oplossing. Ze leveren alleen de transformator en het systeem, dus niet installatie en een boei/monopile. De installatietijd van een boei neemt een paar weken in beslag 18 maanden wordt genomen voor EPC levering. Installatie moet door aparte aannemer worden gedaan, inclusief subsea cable. Installatie kan in enkele weken. <p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> Er moet op tijd contact worden opgenomen met relevante partijen om de laadinfra goed te kunnen inpassen in het ontwerp van de windparken <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> Een interface afspraak tussen TenneT en RWS moet opgesteld worden bij aansluiting aan substation. Dit kan veel tijd kosten.
Ecologie	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> Bij de installatie wordt dezelfde impact als bij installatie van een WTG verwacht. Een MER moet deze impact precies bepalen
Kosten	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> De kosten van elektriciteit vanaf land kan een stuk duurder uitvallen dan direct vanaf een windpark. Een monopile moet door een aannemer geheid worden. Dit kan het beste gecombineerd worden met de bouw van een ander windpark ivm kosten. OPEX wordt aangenomen 2% kan de capex als eerste inschatting Kosten zijn project specifiek en afhankelijk van operationele eisen en specificaties

	<p>Windparkexploitant:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monopile oplossing lijkt goedkoper voor laadinfra indien dit moet worden geïnstalleerd bij bestaande windparken. (info uit 2^e hand) • Een windparkexploitant is bezig met onderzoek, maar ziet nog geen business case <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Het is de vraag of er een haalbare business case te halen valt voor de laadinfra exploitant indien deze enkel de ERTVs gaat bedienen • Meeliften met installatie van een windpark kan mogelijk efficiënter zijn • De maximale kabel afstand van boei tot substation is 20km.. De kabel is erg duur, installatiekosten zijn een groot deel hiervan. Focus op zo min mogelijk kruisingen met andere kabels ivm kosten <p>Toezichthouder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De subsea kabel geeft significante kosten
Overig	<p>Leverancier:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Er wordt aangegeven dat standaardisatie van de industrie een grote uitdaging zal worden, maar dat dit wel nodig is om op te kunnen schalen. <p>Netbeheerder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mogelijk kan de ERTV in de toekomst gebruikt worden voor teruglevering aan het net (net als auto's in de toekomst) • Laadinfra op zee zou vanuit een lange termijn visie ontwikkeld moeten worden. Onderzocht moet worden waar de behoefte is om elektrische schepen te kunnen bedienen

A3 Gedefinieerde locaties

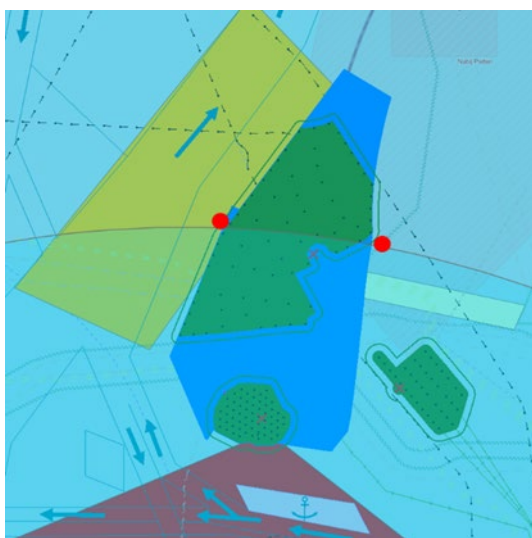
Werkgebied 1: Borssele

Werkgebied 1	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting
Variant:			
A	Borssele	Upwind	Substation
B	Borssele	Upwind	WTG
C	Borssele	Downwind	Substation
D	Borssele	Downwind	WTG

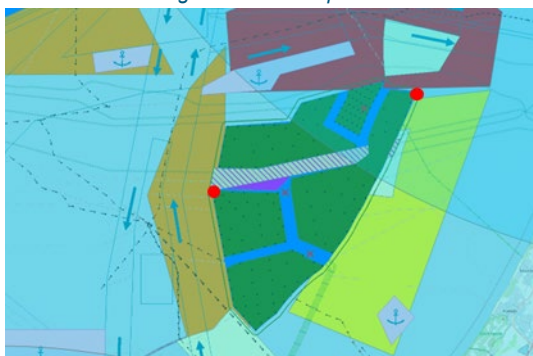


Werkgebied 2: HKZ & HKN, OWEZ en Amalia

Werkgebied 2	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting
Variant:			
A	HKZ	Upwind	Substation
B	HKZ	Upwind	WTG
C	HKZ	Downwind	Substation
D	HKZ <td Downwind	WTG	
E	HKN	Upwind	Substation
F	HKN	Upwind	WTG
G	HKN	Downwind	Substation
H	HKN	Downwind	WTG



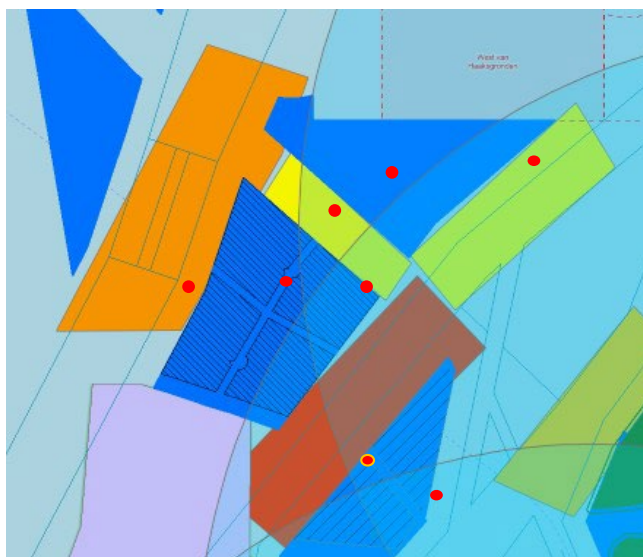
Werkgebied 2 - Windpark HKN



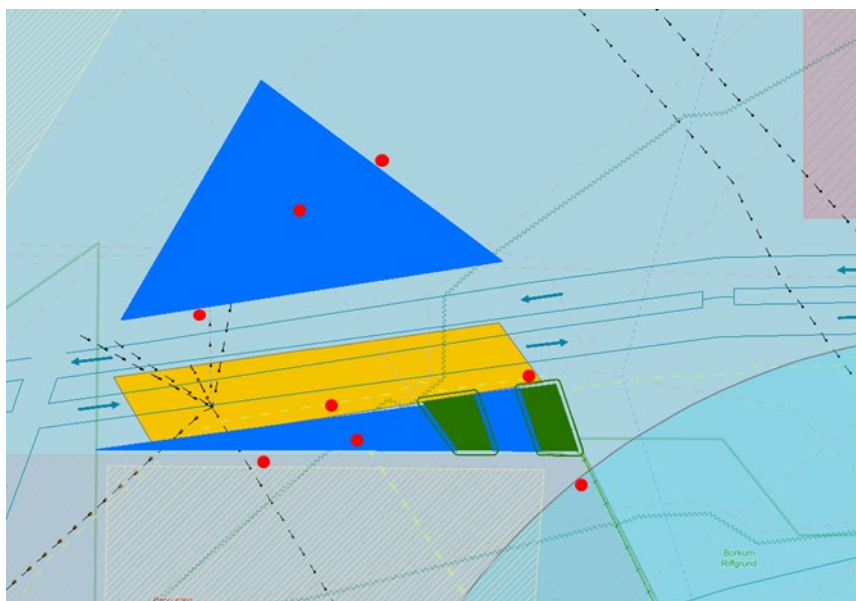
Werkgebied 2 - Windpark HKZ


Werkgebied 3A/B/C: HKW & IJmuiden Ver

Werkgebied 3 A/B/C	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting
Variant:			
A	HKW	Upwind	Substation
B	HKW	Upwind	WTG
C	HKW	Downwind	Substation
D	HKW	Downwind	WTG
E	IJVer III/IV	Upwind	Substation
F	IJVer III/IV	Upwind	WTG
G	IJVer III/IV	In park	Substation
H	IJVer III/IV	In park	WTG
I	IJVer III/IV	Downwind	Substation
J	IJVer III/IV	Downwind	WTG
K	IJVer V/VI	Upwind	Substation
L	IJVer V/VI	Upwind	WTG
M	IJVer V/VI	In park	Substation
N	IJVer V/VI	In park	WTG
O	IJVer V/VI	Downwind	Substation
P	IJVer V/VI	Downwind	WTG


Werkgebied 4: DDW, TnvdW, Gemini

Werkgebied 4	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting
Variant:			
A	DDW	Upwind	Substation
B	DDW	Upwind	WTG
C	DDW	In park	Substation
D	DDW	In park	WTG
E	DDW	Downwind	Substation
F	DDW	Downwind	WTG
G	TnvdW	Upwind	Substation
H	TnvdW	Upwind	WTG
I	TnvdW	In park	Substation
J	TnvdW	In park	WTG
K	TnvdW	Downwind	Substation
L	TnvdW	Downwind	WTG
M	Gemini	Upwind	Substation
N	Gemini	Upwind	WTG
O	Gemini	Downwind	Substation
P	Gemini	Downwind	WTG


Werkgebied 5: Zoekgebied 6 & 7:

Werkgebied 5	Windpark	Positie tegenover windpark	Aansluiting
Variant:			
A	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	Substation
B	Zoekgebied 6 & 7	Upwind	WTG
C	Zoekgebied 6 & 7	In park	Substation
D	Zoekgebied 6 & 7	In park	WTG
E	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	Substation
F	Zoekgebied 6 & 7	Downwind	WTG

A4 Scoring locaties

A4.1 Werkgebied 1 – Borssele

Kwaliteitsaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Crit. 3A	Crit. 3B	Crit. 4A	Crit. 4B	Crit. 5	Gewogen totaal
A	3	5	2	2	5	3	3	35,5
B	1	5	4	4	5	3	2	36
C	3	5	3	2	4	4	3	34,5
D	1	5	4	4	4	4	2	33,5

Kostenaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Gewogen totaal
A	3	2	5
B	1	4	5
C	3	3	6
D	1	4	5

A4.2 Werkgebied 2 – HKZ & HKN

Kwaliteitsaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Crit. 3A	Crit. 3B	Crit. 4A	Crit. 4B	Crit. 5	Gewogen totaal
A	3	5	3	3	5	3	3	38
B	1	5	4	4	5	3	2	36
C	3	5	3	3	5	4	3	39
D	1	5	4	4	5	4	2	37
E	4	5	2	2	5	3	5	38,5
F	1	5	4	4	5	3	2	36
G	4	5	4	4	4	4	5	41
H	1	5	4	4	4	4	2	33,5

Kostenaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Gewogen totaal
A	3	3	6
B	1	4	5
C	3	3	6
D	1	4	5
E	4	2	6
F	1	4	5
G	4	4	8
H	1	4	5

A4.3 Werkgebied 3 – HKW & Ijmuiden Ver

Kwaliteitsaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Crit. 3A	Crit. 3B	Crit. 4A	Crit. 4B	Crit. 5	Gewogen totaal
A	3	5	3	3	5	3	3	38
B	1	5	4	4	5	3	2	36
C	3	5	3	3	4	4	3	35,5
D	1	5	4	4	4	4	2	33,5
E	4	2	2	2	4	3	5	33,5
F	5	2	5	5	4	3	4	42,5
G	4	4	4	4	4	2	5	38,5
H	5	4	5	5	4	2	4	42,5
I	4	5	3	3	5	4	5	42
J	5	5	5	5	5	4	4	48,5
K	4	5	3	3	4	3	5	37,5
L	5	5	5	5	4	3	4	44
M	4	5	4	4	4	2	5	39
N	5	5	5	5	4	2	4	43
O	4	5	2	2	4	4	5	36
P	5	5	5	5	4	4	4	45

Kostenaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Gewogen totaal
A	3	3	6
B	1	4	5
C	3	3	6
D	1	4	5
E	4	2	6
F	5	5	10
G	4	4	8
H	5	5	10
I	4	3	7
J	5	5	10
K	4	3	7
L	5	5	10
M	4	4	8
N	5	5	10
O	4	2	6
P	5	5	10

A4.4 Werkgebied 4 – DDW, TnvdW & Gemini

Kwaliteitsaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Crit. 3A	Crit. 3B	Crit. 4A	Crit. 4B	Crit. 5	Gewogen totaal
A	4	1	4	4	5	3	5	41,5
B	5	1	5	5	5	3	4	45,5
C	4	1	4	4	3	2	5	33,5
D	5	1	5	5	3	2	4	37,5
E	4	1	4	4	3	5	5	36,5
F	5	1	5	5	3	5	4	40,5
G	5	2	4	4	3	3	3	36
H	5	2	5	5	3	3	4	39
I	5	2	4	4	3	2	3	35

J	5	2	5	5	3	2	4	38
K	5	2	4	4	5	4	3	44
L	5	2	5	5	5	4	4	47
M	3	4	4	4	3	3	3	33
N	1	4	4	4	3	3	2	28,5
O	3	3	4	4	5	4	3	40,5
P	1	3	4	4	5	4	2	36

Kostenaspecten

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Gewogen totaal
A	4	4	8
B	5	5	10
C	4	4	8
D	5	5	10
E	4	4	8
F	5	5	10
G	5	4	9
H	5	5	10
I	5	4	9
J	5	5	10
K	5	4	9
L	5	5	10
M	3	4	7
N	1	4	5
O	3	4	7
P	1	4	5

A4.5 Werkgebied 5 – Zoekgebied 6&7**Kwaliteitsaspecten**

Variant	Crit. 1	Crit. 2	Crit. 3A	Crit. 3B	Crit. 4A	Crit. 4B	Crit. 5	Gewogen totaal
A	5	1	5	5	5	3	5	46
B	5	1	5	5	5	3	4	45,5

C	5	1	5	5	1	2	5	31
D	5	1	5	5	1	2	4	30,5
E	5	1	5	5	2	5	5	37,5
F	5	1	5	5	2	5	4	37

Kostenaspecten

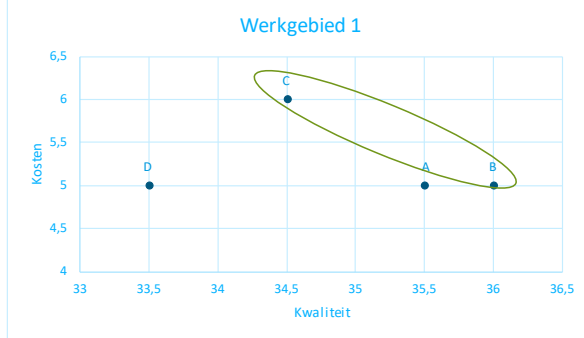
Variant	Crit. 1	Crit. 2	Gewogen totaal
A	5	5	10
B	5	5	10
C	5	5	10
D	5	5	10
E	5	5	10
F	5	5	10



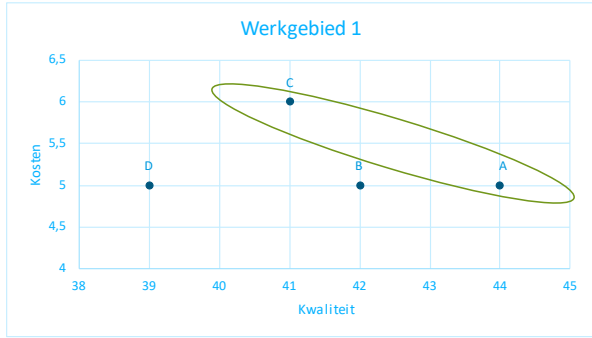
A5 Gevoeligheidsanalyse werkgebieden

Werkgebied 1

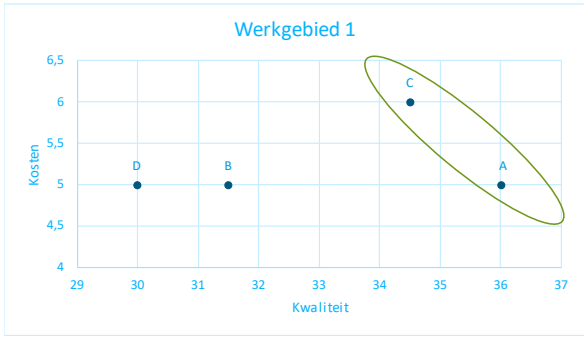
Afgewogen



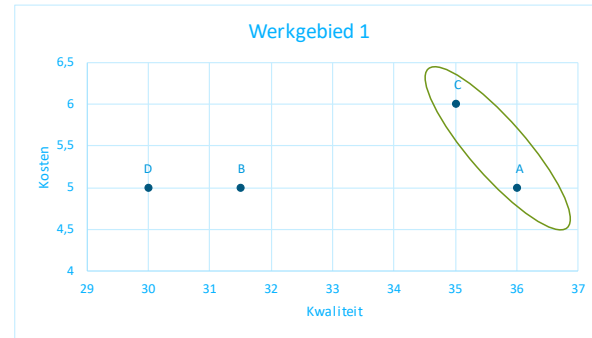
Toezichhouder



Windparkexploitant

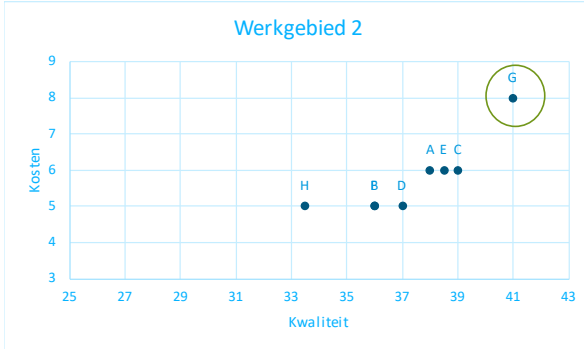


Netbeheerder

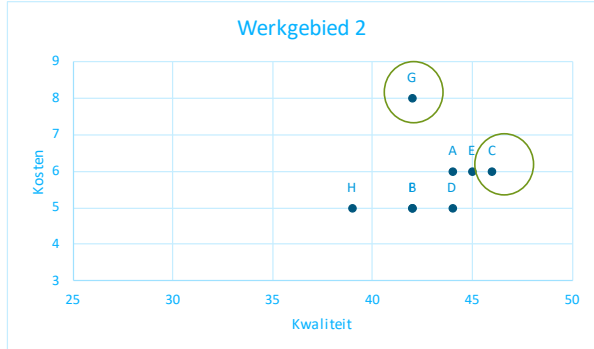


Werkgebied 2

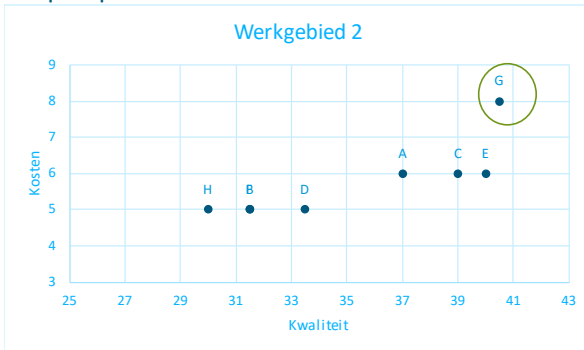
Afgewogen



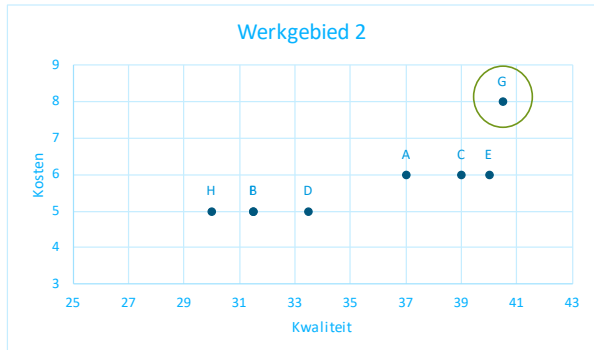
Toezichhouder



Windparkexploitant

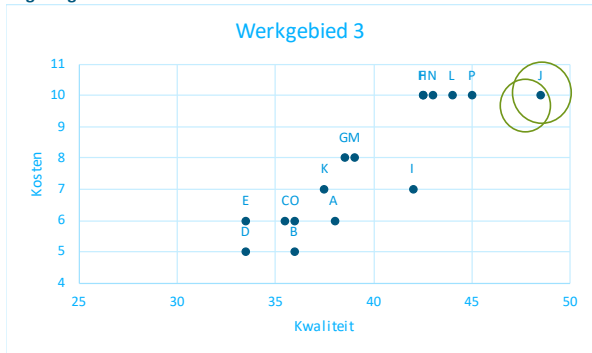


Netbeheerder

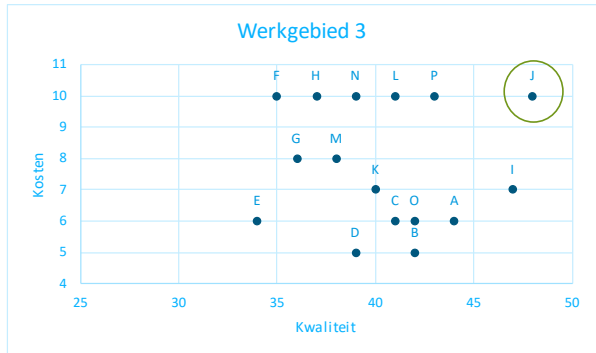


Werkgebied 3

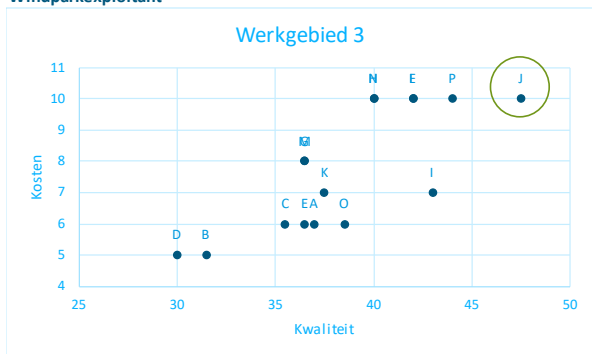
Afgewogen



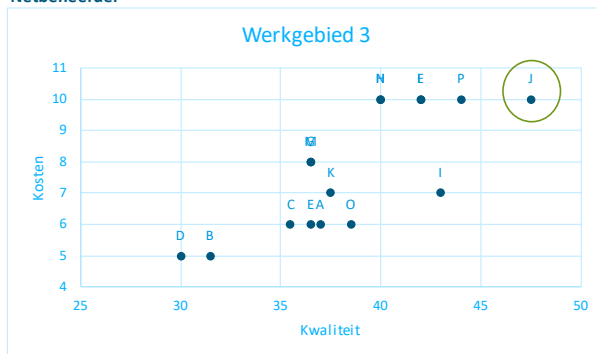
Toezichouder



Windparkexploitant

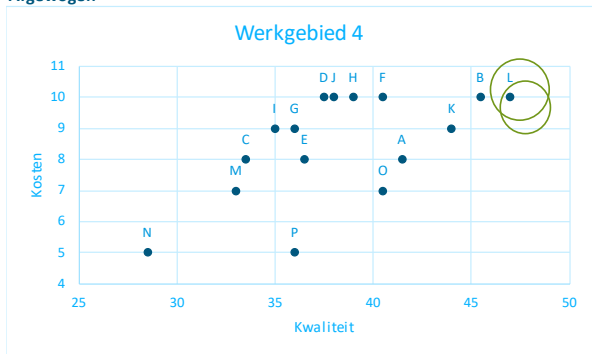


Netbeheerder

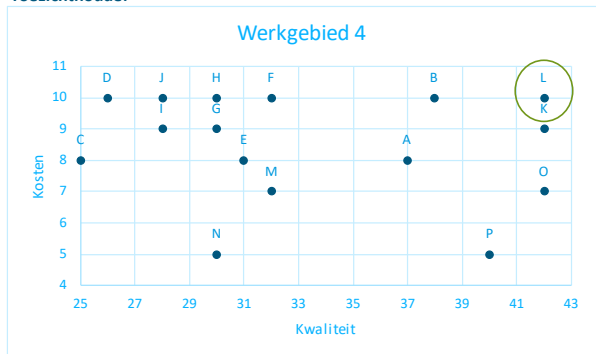


Werkgebied 4

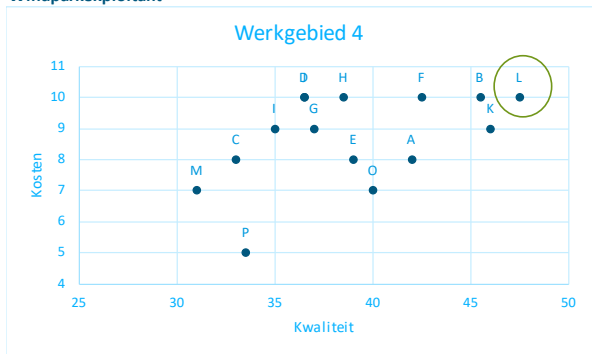
Afgewogen



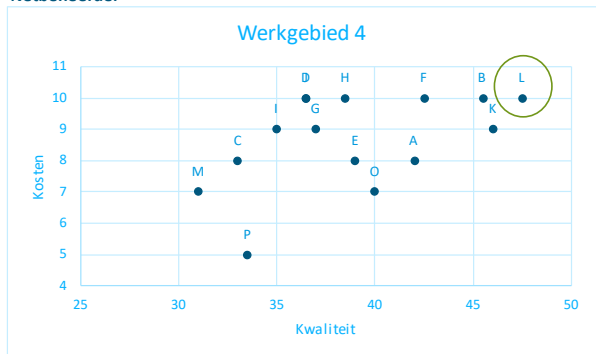
Toezichouder



Windparkexploitant

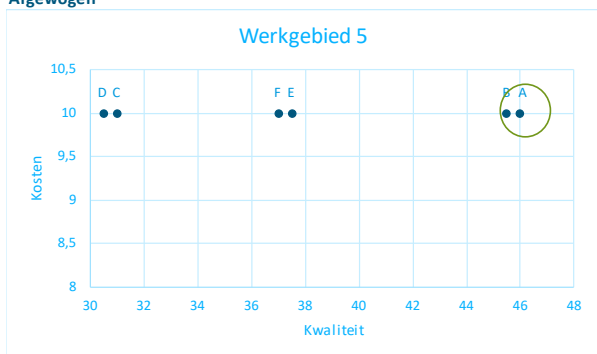


Netbeheerder

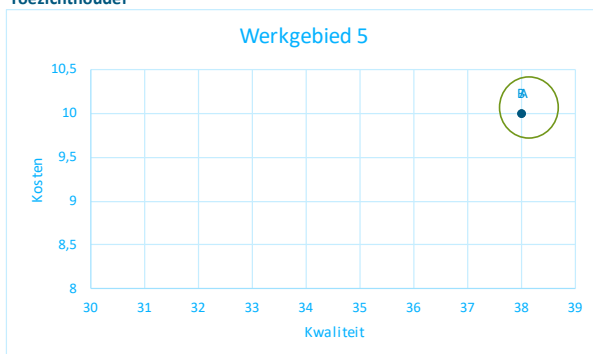


Werkgebied 5

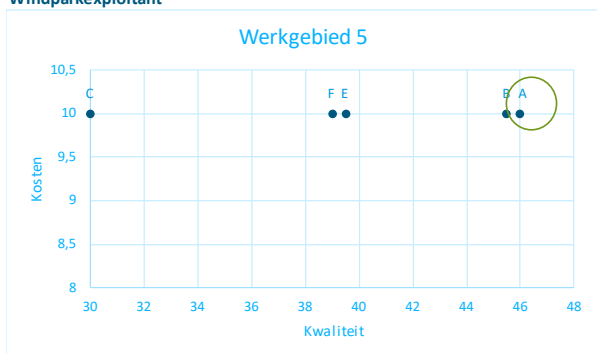
Afgewogen



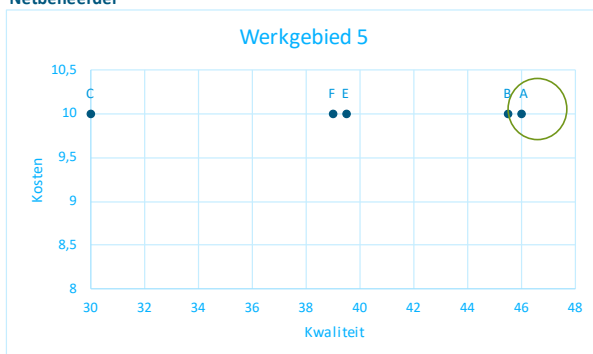
Toezichhouder



Windparkexploitant



Netbeheerder





A6 Kostenraming