

Oktober 2003

ECN-C--03-186
ECN-CX--03-086

Locaties en opwekkosten 6000 MW offshore windenergie

S.A. Herman
J.T.G. Pierik

Verantwoording

Dit project is uitgevoerd in opdracht van Novem, ordernummer 2021-03-30-50-005.

ECN projectnummer 7.4355.

Contactpersoon namens ECN is S.A. (Sergio) Herman, tel. 0224 56 8235; herman@ecn.nl.

Abstract

Het Ministerie van Economische Zaken heeft een aantal activiteiten gestart om knelpunten, die de implementatie van offshore windenergie in de weg kunnen staan, weg te nemen. Een van de activiteiten is de inventarisatie van mogelijke locaties voor windenergie op de Noordzee.

Deze studie heeft tot doel om de meest geschikte locaties voor windparken of clusters van windparken aan te wijzen op basis van een evaluatie van de opwekkosten voor twee gevallen: individuele aansluiting van windparken op het Nederlandse hoogspanningsnet of aansluiting via nog te definiëren aansluitpunten op zee.

Allereerst is er een keuze gemaakt voor de meest waarschijnlijke locaties van aansluitpunten op zee. Deze aansluitpunten op zee bundelen windvermogens tot en met 500 MW en transporteren dit vermogen naar de kust. Vervolgens werd er een indeling van locaties met de laagste opwekkosten gemaakt, zowel inclusief als exclusief kosten van het net op zee.

Het resultaat van de studie is een aantal kaarten met mogelijke locaties voor windparken in de NEEZ voor zowel individuele aansluiting op het Nederlandse elektriciteitsnet als voor aansluiting op het netwerk op zee, inclusief de uitgerekende opwekkosten van windenergie.

Uit de uitgevoerde analyses blijkt dat het net op zee geen economisch schaalvoordeel biedt ten opzichte van het individueel aansluiten van windparken aan het elektrisch netwerk. Wel zullen minder elektrische kabels nodig zijn voor het transport van windenergie aan land indien windparken van 100 MW grootte worden beschouwd.

Distributie

Novem	1-10
A.B.M. Hoff	11
C.A.M. van der Klein	12
W.C. Sinke	13
H.J.M. Beurskens, ECN Wind	14
L.G.J. Janssen, ECN Wind	15
L.W.M.M. Rademakers, ECN Wind	16
G.P. Corten, ECN Wind	17
S.A. Herman, ECN Wind	18-19
J.T.G. Pierik, ECN Wind	20
T.J. de Lange, ECN BS	21
J.R. Ybema, , ECN BS	22
M. de Noord, , ECN Wind	23
Central Archive	24-26
G. van Nes	27

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	4
LIJST VAN FIGUREN	5
SAMENVATTING	7
1. INLEIDING	9
1.1 Probleemstelling	9
1.2 Doelstelling	9
1.3 Werkwijze	10
2. UITGANGSPUNTEN	11
3. RESULTATEN	13
3.1 Opwekkosten offshore windenergie met individuele aansluiting naar land	14
3.2 Bepaling aansluitpunten voor elektriciteit op zee	19
3.3 Opwekkosten offshore windenergie met elektrische aansluitpunten op zee	21
3.4 Vergelijking van de individuele aansluiting van windparken met de optie elektrische aansluitpunten op zee	28
4. CONCLUSIES EN OPMERKINGEN	31
4.1 Conclusies	31
4.2 Opmerkingen	31
5. REFERENTIES	33
APPENDIX A: BESCHRIJVING PROGRAMMATUUR	35
APPENDIX B: LAYOUT EN KOSTEN ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR VOOR INDIVIDUEEL AANGESLOTEN WINDPARKEN	37
APPENDIX C: LOCATIES EN OPWEKKOSTEN VOOR 500 MW WINDPARKEN	41
APPENDIX D: MOGELIJK BESCHIKBARE EXTRA RUIMTE	43
APPENDIX E: VRAGEN DIE OVERBLIJVEN NA DE RAPPORTAGES VAN KEMA EN ECN	47

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met individuele aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet.	17
Tabel 2. Kostenschatting (in miljoenen Euro's)	20
Tabel 3. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met aansluiting op het elektriciteitsnet op zee. Exclusief de kosten van het net op zee.	24
Tabel 4. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met aansluiting op het elektriciteitsnet op zee, inclusief kosten van het net.....	26
Tabel 5. Vergelijking van de opwekkosten op basis van 100 MW parkgrootte en 20 respectievelijk 40 jaar afschrijftermijn voor het net op zee.....	28
Tabel 6. Vergelijking van de opwekkosten op basis van 500 MW parkgrootte en 20 resp. 40 jaar afschrijftermijn voor het net op zee.....	28
Tabel 7. Alternatieve ruimte voor OWE: kleinere parken en vrijgave militair gebied EN252....	45
Tabel 8. Investeringskosten voor het aansluiten van 6,1 GW elektrisch vermogen door het plaatsen van windenergie, op het aansluitpunt Beverwijk	53
Tabel 9. Investeringskosten voor het aansluiten van 5,1 GW elektrisch vermogen door het plaatsen van windenergie, op het aansluitpunt op de Maasvlakte	54

LIJST MET AFKORTINGEN

HVDC	High Voltage Direct Current
HVAC	High Voltage Alternating Current
VSC	Voltage Source Converter
OWECOP	Offshore Wind Energy Cost and Potential (computerprogramma)
GIS	Global Information System (database en computerprogramma)
Min. LNV	Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit
NEEZ	Nederlandse Exclusieve Economische Zone
NSW	Near Shore Windpark
EeFarm	Electrical and Economic wind Farm (computerprogramma)
TUD	Technische Universiteit Delft

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1. Relatieve opwekkosten van offshore windenergie op de Noordzee voor individuele aansluiting van windparken op het landelijk elektriciteitsnet.	15
Figuur 2. Beschikbare locaties bij individuele aansluiting.	16
Figuur 3. Relatieve opwekkosten van 2,5 GW bij aansluitpunt Beverwijk.	18
Figuur 4. Relatieve opwekkosten van 3,5 GW bij aansluitpunt Maasvlakte.	18
Figuur 5. Selectie van aansluitpunten op zee, gebaseerd op 100 MW windparkgroottes.	19
Figuur 6. Relatieve opwekkosten van offshore windenergie op de Noordzee bij elektrische aansluitpunten op zee.	22
Figuur 7. Beschikbare locaties bij aansluitpunten op zee.	23
Figuur 8. Relatieve opwekkosten van 2 GW bij aansluitpunt Beverwijk, exclusief net op zee. .	25
Figuur 9. Relatieve opwekkosten van 4 GW bij aansluitpunt Maasvlakte, exclusief net op zee.	25
Figuur 10. Relatieve opwekkosten van 2 GW bij aansluitpunt Beverwijk, inclusief net op zee.	27
Figuur 11. Relatieve opwekkosten van 4 GW bij aansluitpunt Maasvlakte, inclusief net op zee.	27
Figuur 12. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor individuele aansluiting.	29
Figuur 13. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor net op zee.	29
Figuur 14. Elektrische infrastructuur tussen 1x 500 MW windparken en landstation voor individuele aansluiting.	30
Figuur 15. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor net op zee.	30
Figuur 16. Windpark met wisselspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet.	37
Figuur 17. Windpark met gelijkspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet.	37
Figuur 18. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 500 MW windpark als functie van afstand windpark-onderstation.	38
Figuur 19. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 100 MW windpark als functie van afstand windpark-onderstation.	39
Figuur 20. Elektrische verliezen gemiddeld over de levensduur van een windpark als percentage van het nominale parkvermogen (500 MW).	39
Figuur 21. Beschikbare locaties en relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal van 10 GW (minimale grootte windpark 500 MW) in geval van individuele aansluiting naar land (rode stippen).	41
Figuur 22. Beschikbare locaties en relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal van 10 GW (minimale grootte windpark 500 MW) in geval van elektrische aansluitpunten op zee (rode stippen).	42
Figuur 23. Kostenefficiënte locaties voor OWE tot in totaal 10 GW vanaf 50 MW per park met individuele aansluiting op E-net op land.	44
Figuur 24. Uitsluitingsgebieden voor het gehele NCP zoals gebruikt in deze studie.	50
Figuur 25. Uitsluitingsgebieden voor het NCP waar de goedkoopste gebieden voor windenergie zich bevinden.	51

SAMENVATTING

Het Ministerie van Economische Zaken heeft een aantal activiteiten gestart om knelpunten, die de implementatie van offshore windenergie in de weg kunnen staan, weg te nemen. Een van de activiteiten is de inventarisatie van mogelijke locaties voor windenergie op de Noordzee. Slechts een deel van de Noordzee is beschikbaar voor windenergie en de afstand van mogelijke locaties heeft grote invloed op de opwekkosten. Parallel aan dit onderzoek wordt gezocht naar de beste oplossing voor het transport van de geproduceerde elektriciteit naar land. Naast verschillen in technische uitvoeringsvormen (bijvoorbeeld wissel- of gelijkspanning) is een cruciale vraag of er voordeel te behalen valt met een bundeling van transportcapaciteit op zee. Dit zou kunnen leiden tot het uitbreiden van het hoogspanningsnet met enkele onderstations op platforms in de Noordzee.

Deze studie heeft tot doel om de meest geschikte locaties voor windparken of clusters van windparken aan te wijzen op basis van een evaluatie van de opwekkosten voor twee gevallen: individuele aansluiting van windparken op het Nederlandse hoogspanningsnet of aansluiting via nog te definiëren aansluitpunten op zee.

De gehanteerde werkwijze was als volgt. Als eerste stap is een lijst van locaties op de Noordzee gemaakt met de laagste opwekkosten. Hierbij is gebruik gemaakt van kostprijsgegevens van windturbines en elektrische componenten, geografische informatie van de Nederlandse Exclusieve Economische Zone (NEEZ) en van het heersende windregime. In deze stap is uitgegaan van individuele aansluiting van windparken op het hoogspanningsnet. Aan de hand van deze lijst is door ECN en KEMA een keuze gemaakt voor de meest waarschijnlijke locaties van aansluitpunten op zee. De lay-out en de kosten van deze aansluitpunten en de verbinding met het hoogspanningsnet zijn bepaald in een parallel aan deze studie uitgevoerde analyse. Vervolgens is op basis van de aansluitpunten op zee een tweede indeling van locaties met de laagste opwekkosten gemaakt, zowel inclusief als exclusief kosten van het net op zee.

De resultaten van de studie zijn:

1. Een kaart met mogelijke locaties voor windparken in het Nederlandse deel van de Noordzee, tot een totaal geïnstalleerd vermogen van ongeveer 10.000 MW voor individuele aansluiting van windparken op het Nederlandse elektriciteitsnet. Zie Figuur 2. Beschikbare locaties bij individuele aansluiting.
2. Een kaart met mogelijke locaties voor windparken in het Nederlandse deel van de Noordzee, tot een totaal geïnstalleerd vermogen van ongeveer 10.000 MW voor aansluiting op het (nog niet bestaand) netwerk op zee. Zie Figuur 7. Beschikbare locaties bij aansluitpunten op zee.
3. De kostprijs van de geproduceerde windenergie bij een individuele aansluiting van windparken op deze locaties, varieert van 98% tot 115% (6000 MW) van de waarde berekend voor een referentie windpark op de locatie van het Near Shore Windpark NSW. Aangenomen werd dat de individuele aansluiting op een onderstation aan land plaats vindt.
4. Indien voor de uitbreiding van het Nederlandse hoogspanningsnet met een aantal onderstations op zee wordt gekozen, varieert de locatieafhankelijke kostprijs van de geproduceerde windenergie *exclusief kosten van dit net* tussen 100% en 110% van bovengenoemde referentiewaarde.
5. De opwekkosten inclusief de kosten van het net op zee variëren tussen 111% en 117% (afschrijftermijn van 20 jaar) en tussen 109% en 114% (afschrijftermijn van 40 jaar).

6. Uitgaande van een geschikte locatie voor vijf 100 MW windparken zijn gemiddelde opwekkosten voor de verschillende opties:

5 x 100 MW windparken	
Individuele verbinding naar land	112,3%
Net op zee, economische levensduur 20 jaar	114,2%
Net op zee, economische levensduur 40 jaar	111,9%

Ondanks een langere economische levensduur blijkt de optie net op zee duurder dan wel marginaal goedkoper te zijn.

7. Uitgaande van een geschikte locatie voor een 500 MW windpark zijn gemiddelde opwekkosten voor de verschillende opties:

1 x 500 MW windpark	
Individuele verbinding naar land	105,0%
Net op zee, economische levensduur 20 jaar	111,9%
Net op zee, economische levensduur 40 jaar	109,3%

Het net op zee biedt voor een 500 MW park geen schaalvoordeel meer en de gekozen individuele aansluiting is in dat geval duidelijk goedkoper.

1. INLEIDING

In 2002 is in opdracht van Novem een inventarisatie gemaakt van de knelpunten van inpassing van 6000 MW offshore windvermogen in het Nederlandse elektriciteitsnet [ref. 11]. Parallel aan deze studie hebben ECN en Pricewaterhouse Coopers (PWC) een analyse gemaakt van mogelijke locaties en bijbehorende opwekkosten van offshore windenergie [ref. 12]. Als vervolg op deze studies heeft het ministerie van Economische Zaken activiteiten gestart om enkele knelpunten, die de implementatie van 6000 MW offshore windvermogen in de weg kunnen staan, op te lossen. Recent is een werkgroep begonnen met de ontwikkeling van een bestuurlijk-organisatorische visie op de inpassing van 6000 MW. Met name de elektrische infrastructuur, die het windvermogen transporteert naar het vaste land, is hierbij een belangrijk onderwerp, evenals eventueel noodzakelijke aanpassingen van het Nederlandse hoogspanningsnet.

1.1 Probleemstelling

In de ontwerp- en realisatiefase van offshore windparken speelt de elektrische infrastructuur, zowel op zee als op land, een belangrijke rol. Offshore windparken zijn relatief groot (honderden megawatten, tientallen tot honderden turbines) en moeten daarom aangesloten worden op een hoogspanningsnet. Aansluiting van een grote hoeveelheid windvermogen kan bovendien aanpassingen in het hoogspanningsnet vereisen.

De windparken bevinden zich veelal op een aanzienlijke afstand van een geschikt onderstation en het vermogen moet van het windpark naar het onderstation getransporteerd worden via kabels of hoogspanningslijnen. Hiervoor zijn een aantal technische opties denkbaar, dat in belangrijke mate het gedrag van het windpark en de prijs van de geleverde energie bepalen. Belangrijke keuzes zijn met name:

- De locaties van de windparken in het Nederlandse deel van de Noordzee;
- Transport op basis van wisselspanning of gelijkspanning en de hoogte van de spanning;
- Individuele aansluiting van windparken op een onderstation op land of bundeling van windvermogen op zee en aanleg van een verbinding met een hoog vermogen van het aansluitpunt op zee naar het onderstation op land (in feite uitbreiding van het hoogspanningsnet met een onderstation op zee).

1.2 Doelstelling

Deze studie heeft tot doel de mogelijke locaties van windparken in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone te bepalen en een indeling van deze locaties te maken op basis van de kosten van het opgewekte windvermogen.

Om te komen tot de meest kosteneffectieve implementatie van 6000 MW offshore windvermogen worden de volgende vragen beantwoord:

- Welke offshore locaties komen op basis van kostprijs van de geleverde energie als eerste in aanmerking en welke zijn in een later stadium aantrekkelijk (gefaseerde ontsluiting)?
- Wat zijn de totale opwekkosten van de geleverde windenergie indien niet voor individuele aansluiting wordt gekozen maar voor een uitbreiding van het hoogspanningsnet op zee?
- Wat zijn de incrementele opwekkosten in beide gevallen (in verband met gefaseerde bouw van windvermogen)?

1.3 Werkwijze

Om de mogelijke locaties en de opwekkosten van 6000 MW offshore windvermogen te bepalen zijn de volgende berekeningen uitgevoerd:

1. Bepaling van de beschikbare, meest kostenefficiënte locaties voor offshore windenergie tot een totaal opgesteld vermogen van 10.000 MW in het Nederlandse deel van de Noordzee. Uitgangspunten zijn een minimale parkgrootte van 100 MW en individuele aansluiting van elk windpark op een onderstation op land;
2. Bepaling van de meest geschikte locaties voor elektrische aansluitpunten op zee (uitbreiding van het hoogspanningsnet met een verbinding op zee). Bepaling van de lay-out en de kosten van het zeenet. Deze analyse is uitgevoerd door KEMA [ref. 2] aan de hand van het resultaat van stap 1;
3. Bepaling van de beschikbare, meest kostenefficiënte locaties voor offshore windenergie tot een totaal opgesteld vermogen van 6000 MW uitgaande van de elektrische aansluitpunten op zee.

De berekeningen zijn uitgevoerd met het door ECN ontwikkelde computerprogramma OWECOP (zie appendix A), in combinatie met de GIS database en het EeFarm programma [ref. 10]. OWECOP bevat kentallen en modellen waarmee de investerings- en de productiekosten van offshore windparken kunnen worden bepaald. GIS bevat geografische informatie over het Nederlandse deel van de Noordzee, zoals uitsluitingsgebieden, waterdieptes, windsnelheden, afstanden tot havens en aansluitpunten op het hoogspanningsnet. EeFarm evalueert de lay-out en kosten van de elektrische infrastructuur in het windpark en de verbinding naar het onderstation op land. Appendix A bevat een korte beschrijving van OWECOP, GIS en EeFarm.

2. UITGANGSPUNTEN

Bij de bepaling van geschikte locaties voor windparken op zee en de bijbehorende rangschikking van opwekkosten, is uitgegaan van de volgende condities:

Windturbinepark

- Nominaal windturbinevermogen: 5 MW
- Geïnstalleerd parkvermogen: 100 MW ¹
- Park lay-out: vier rijen van vijf turbines, vermogen per zeeoppervlak is 6,67 MW/km²

De grootte van windturbine en windpark beïnvloeden de kosten van de geproduceerde energie en de locatiekeuze. Een groter turbine- en parkvermogen hebben in het algemeen lagere relatieve opwekkosten tot gevolg. De parkgrootte is van invloed op de locaties omdat van aaneengesloten gebieden wordt uitgegaan. Gebieden kleiner dan ongeveer 15 km², dus met onvoldoende ruimte voor de plaatsing van tenminste 100 MW, werden aanvankelijk niet in de berekeningen meegenomen.

Het effect van dit uitgangspunt is onderzocht door ook berekeningen met een parkgrootte van 50 MW en 500 MW te maken (zie appendices C en D). De uiteindelijke resultaten werden verkregen uit een combinatie van deze analyses.

Totaal cumulatief windturbineparkvermogen

De opdracht was om locaties aan te wijzen tot een totaal parkvermogen van 6000 MW (~900 km²). Tijdens de studie is gevraagd om ook locaties mee te nemen tot 10000 MW.

Economische uitgangspunten

- Economische levensduur: 15 jaar.
Er is niet uitgegaan van een restwaarde van het windpark, hetgeen impliciet neerkomt op een technische levensduur van alle componenten van 15 jaar. Wel zijn veronderstellingen gedaan voor reservering van kapitaal voor verwijdering van het park.
- Samengestelde jaarrente: 9.15%.
Gewogen gemiddelde tussen bancaire rente en rente voor aandelenemissie.
De percentages van het investeringskapitaal gefinancierd met bancaire rente en uit aandelenemissie zijn respectievelijk 65% en 35%. Deze aannames zijn in overeenstemming met eerder uitgevoerde MEP-studies [ref. 7].
- Annuïteit: 9,73 (afschrijving per jaar: 10,28%)
- Bouwtijd: 1 jaar.

Er is uitgegaan van een constant prijspeil voor de investeringen, met andere woorden; een verloop in kostprijs door leereffecten is niet meegenomen in de analyse².

Beschikbare ruimte voor windenergie op zee

Voor de gebiedsanalyse van het Nederlandse deel van de Noordzee is gebruik gemaakt van de GIS-kaarten zoals die op 16 december 2002 door Novem aan ECN beschikbaar zijn gesteld [ref. 8]. Hierin is de volgende informatie opgenomen:

Uitsluitingsgebieden voor windparken in deze studie zijn:

¹ Om te onderzoeken of kleinere aaneengesloten gebieden samen een groot gebied konden vormen, werd ook een analyse uitgevoerd voor geïnstalleerd parkvermogen van 50 MW. Zie ook appendix D.

² In ref. 3 (Harmsen, 2003) wordt een verwachte gemiddelde kostprijsreductie voor offshore windenergie vermeld tussen 2,3 en 3,7% per jaar.

- Militaire oefenterreinen (algemeen, training en vlieggebied)
- Vaarroutes
- Naderingsgebieden voor schepen en ankerplaatsen
- Pijp- en elektriciteitsleidingen
- Waddenzee
- 12-mijlszone³

Gebieden die in de berekeningen wel beschikbaar zijn voor windenergie:

- Gebieden buiten de Vaarroutes maar binnen het Verkeersscheidingstelsel (betrekkelijk klein oppervlak)
- Zandwinningsgebieden (klein en verplaatsbaar)
- Munitiedump (klein)
- Baggerstort (klein, liggen bovendien meestal direct naast scheepvaartroutes)
- Olieboorplatforms (klein, variabel) en afgesloten oliewinputten (groot in getal, maar hier kan waarschijnlijk omheen worden gebouwd)

Elektrische infrastructuur

- AC spanning in het park: 33 kV
- HVAC spanning voor het transport van elektriciteit naar land: 150 kV (voor individueel aangesloten parken)
- HVDC spanning voor het transport van elektriciteit naar land: 280 kV (+140 kV en -140 kV), voor individueel aangesloten parken

Het OWECOP-programma kiest afhankelijk van de marginale bijdrage in de opwekkosten voor transport van elektriciteit de meest kostenefficiënte optie tussen HVAC en HVDC. De bepaling van de kosten van de elektrische infrastructuur in OWECOP is gebaseerd op berekeningen met EeFarm [ref. 10]. Voor een evaluatie van de HVAC en HVDC opties voor individuele aansluiting van windparken, die ten grondslag ligt aan de OWECOP berekeningen, wordt verwezen naar Appendix B.

De aansluitpunten voor het transport van windvermogen vanaf het windpark naar het hoogspanningsnet zijn:

- Voor de optie individueel aansluiten van windparken: onderstations Beverwijk en Maasvlakte (Rotterdam);
- Voor de optie centraal aansluitpunt op zee: locatie zoals gedefinieerd door ECN en KEMA voor 100 MW parken, zie hoofdstuk 3.2.

³ Natuurwaardengebieden langs de Nederlandse kust, zoals aangegeven in het 3^e deel van de 5^e nota Ruimtelijke Ordening (RO), komen grotendeels overeen met de 12-mijlszone. De natuurwaardenkaarten zoals opgegeven door het Ministerie van LNV [ref. 9] is gebaseerd op de 20 meter waterdieptelijn. De 20 meter waterdieptelijn verkregen uit de GIS-database kwam niet overeen met de opgegeven natuurwaardenkaart, waardoor alleen de 12-mijlszone als uitluitingsgebied werd gebruikt.

3. RESULTATEN

Om de mogelijke locaties en de opwekkosten van 6000 MW offshore windvermogen te bepalen zijn de volgende berekeningen uitgevoerd:

1. Bepaling van de beschikbare, meest kostenefficiënte locaties voor offshore windenergie in het Nederlandse deel van de Noordzee met individuele aansluiting van elk windpark op een onderstation op land;
2. Bepaling van de meest geschikte locaties voor elektrische aansluitpunten op zee;
3. Bepaling van de beschikbare, meest kostenefficiënte locaties voor offshore windenergie uitgaande van de elektrische aansluitpunten op zee.

De opwekkosten van offshore windenergie zijn afhankelijk van de locatie van het windpark: met name de windsnelheid op de locatie en de afstand tot het aansluitpunt spelen een belangrijke rol. Om de consequenties van netuitbreiding op zee te kunnen bepalen, moet eerst worden vastgesteld waar zich de meest kosteneffectieve locaties bevinden. Deze locaties zijn bepaald aan de hand van de OWECOP-EeFarm-GIS berekening met individuele aansluiting van parken. Aan de hand van dit resultaat is een keuze gemaakt voor de locaties van de netuitbreiding op zee. De concrete uitvoering van deze uitbreiding is bepaald in een parallel aan deze studie uitgevoerde analyse [ref. 2]. De resultaten van deze analyse zijn vervolgens gebruikt om de locatieafhankelijke opwekkosten opnieuw te berekenen, maar nu voor de optie met aansluitpunten op zee.

Zowel voor de optie individueel vermogenstransport naar land als voor de optie met aansluitpunten op zee zijn voor de kaart met opwekkosten en de bijbehorende tabellen de referentiewaarden gekozen zoals berekend voor de NSW.

Deze waarden zijn berekend met OWECOP-EeFarm-GIS op voor de NSW locatie op basis van een 100 MW park met 5 MW turbines.

3.1 Opwekkosten offshore windenergie met individuele aansluiting naar land

Figuur 1 geeft een overzicht van zowel de uitsluitingsgebieden als de relatieve opwekkosten voor windenergie-exploitatie voor de gehele Nederlandse Exclusieve Economische Zone (NEEZ). Bij de berekening is uitgegaan van 100 MW windvermogen per park met individuele aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet in Beverwijk of Maasvlakte. De keuze van een parkvermogen voor de berekening van de opwekkosten is noodzakelijk vanwege het reeds vermelde schaaleffect: een toename van het parkvermogen leidt in het algemeen tot lagere opwekkosten. Ook de concrete uitvoering van de verbinding van park naar onderstation op land wordt bepaald door de parkgrootte. Waarschijnlijk zullen parken op zee, zeker op enige afstand van de kust, groter zijn dan 100 MW, zodat de opwekkosten op basis van deze veronderstelling conservatief zullen zijn. Wanneer een relatief groot parkvermogen gekozen zou zijn, vallen alle kleine locaties af, en dit geeft een vertekend beeld van het beschikbare windenergiepotentieel. geeft een overzicht van beschikbare locaties en opwekkosten indien een minimale parkgrootte van 500 MW gekozen wordt.

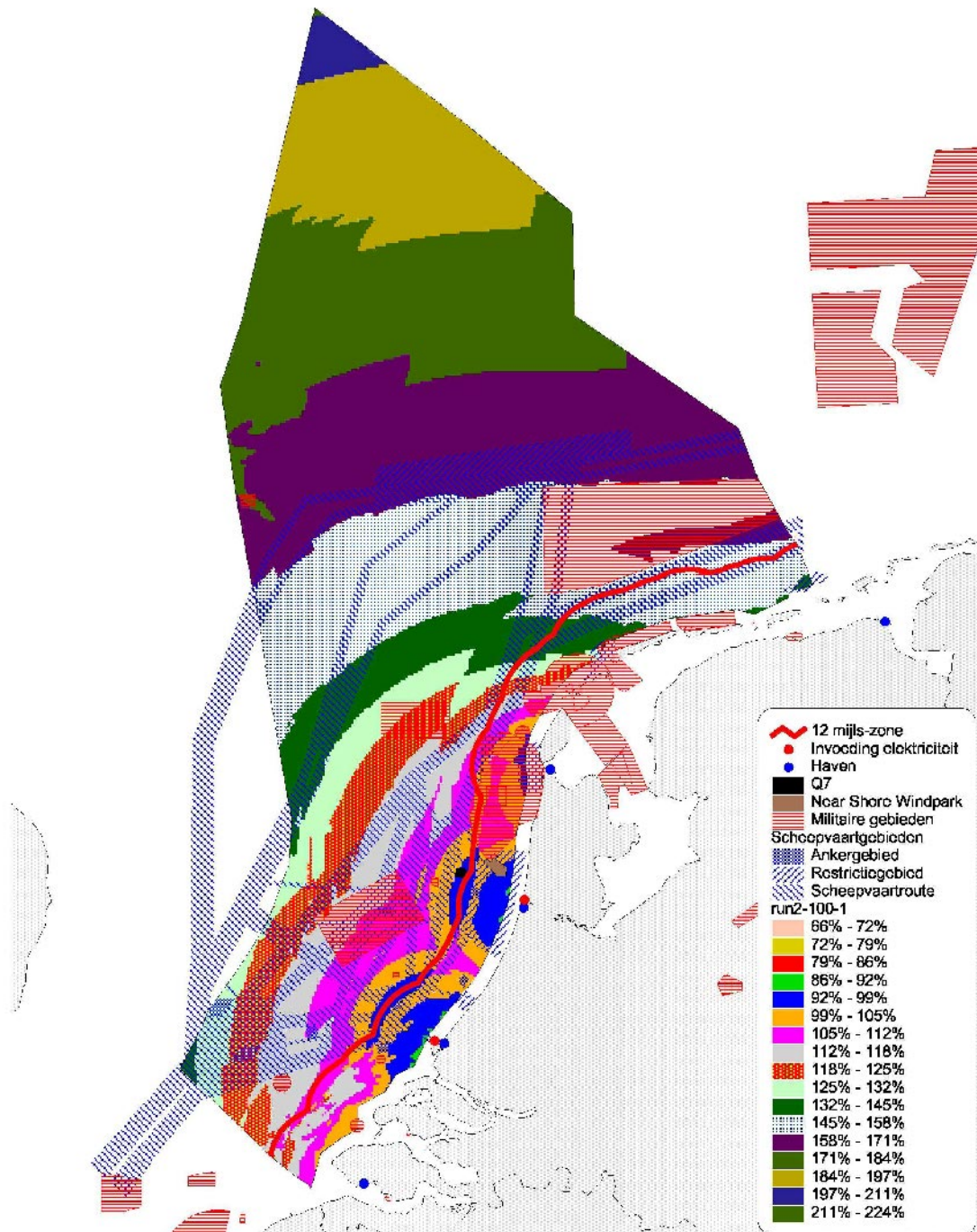
De keuze voor aansluiting op onderstation Beverwijk of Maasvlakte wordt enkel en alleen bepaald door de afstand. Uit Figuur 1 blijkt zowel het effect van de afstand tot de twee aanlandingspunten als het effect van variaties in windsnelheid op de Noordzee. De meest gunstige locaties vormen cirkels rond de twee onderstations. Discontinuïteiten in het cirkelvormige patroon worden veroorzaakt door variaties in windsnelheid. Een secundair effect vormen variaties in waterdiepte.

Wanneer alleen de toegestane locaties tot een cumulatief vermogen van 10 GW worden beschouwd is Figuur 2 het resultaat. Uit de figuur blijkt dat een groot gedeelte van de Noordzee tussen de Belgische kustwateren en Den Helder niet beschikbaar is voor windenergie of tot te kleine gebieden leidt. Toch blijkt er in het zuidelijke deel van de NEEZ voldoende ruimte te zijn voor de plaatsing van 10 GW windvermogen. Hierdoor hoeft geen gebruik gemaakt te worden van verder weggelegen gebieden, zoals bijv. de Doggersbank, en blijven de investeringskosten relatief laag. Figuur 2 geeft een rangschikking van de beschikbare locaties naar kostprijs van de geleverde energie gemiddeld over de levensduur van het windpark. De bijbehorende numerieke waarden zijn in volgorde van toenemende opwekkosten vermeld in Tabel 1.

De kosten van offshore windenergie zijn de opwekkings- en transportkosten van windenergie tot het aansluitpunt aan de kust, inclusief onderstations aan de kust. De kosten van het versterken van het hoogspanningsnet op land zijn niet inbegrepen.

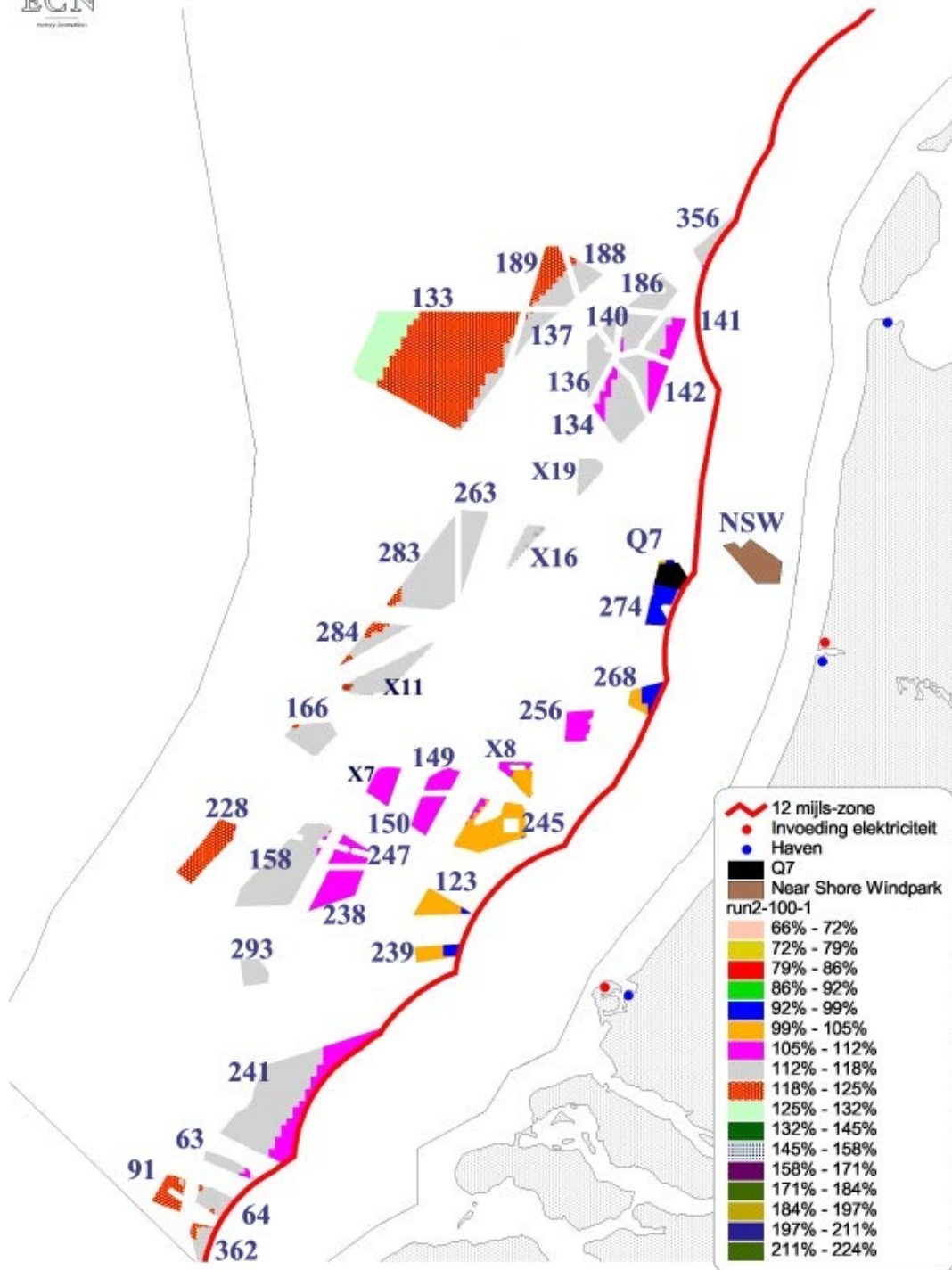
Uit de resultaten blijkt dat hogere aansluitkosten ten gevolge van een grotere afstand tot de kust in sommige gevallen wordt gecompenseerd door een eveneens toegenomen energieproductie. Dit verklaart waarom er relatieve opwekkosten lager dan 100% worden berekend terwijl het NSW dicht bij aansluitpunt Beverwijk c.q. een haven ligt (NSW afstand tot netaansluiting 18 km, afstand tot dichtstbijzijnde haven 21 km).

Tijdens overleg met de opdrachtgever is gebleken dat een groot gebied in de Noordzee, gereserveerd voor militaire doeleinden, niet meer als zodanig door de Nederlandse Overheid wordt gekwalificeerd [ref. 4]. Het gebied ligt ongeveer 50 km uit de kust ter hoogte van IJmuiden (zie Figuur 1). In appendix D wordt onderzocht wat het effect is als dit gebied alsnog als mogelijke locatie wordt meegenomen. De resultaten uit deze 'extra' analyse zijn alsnog opgenomen in de algemene resultaten en conclusies van deze studie.



Figuur 1. Relatieve opwekkosten van offshore windenergie op de Noordzee voor individuele aansluiting van windparken op het landelijk elektriciteitsnet.

Offshore windenergie



Figuur 2. Beschikbare locaties bij individuele aansluiting.

In deze figuur worden de relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal vermogen van 10 GW (minimale grootte windpark 100 MW) met individuele aansluiting van windparken op het landelijk elektriciteitsnet.

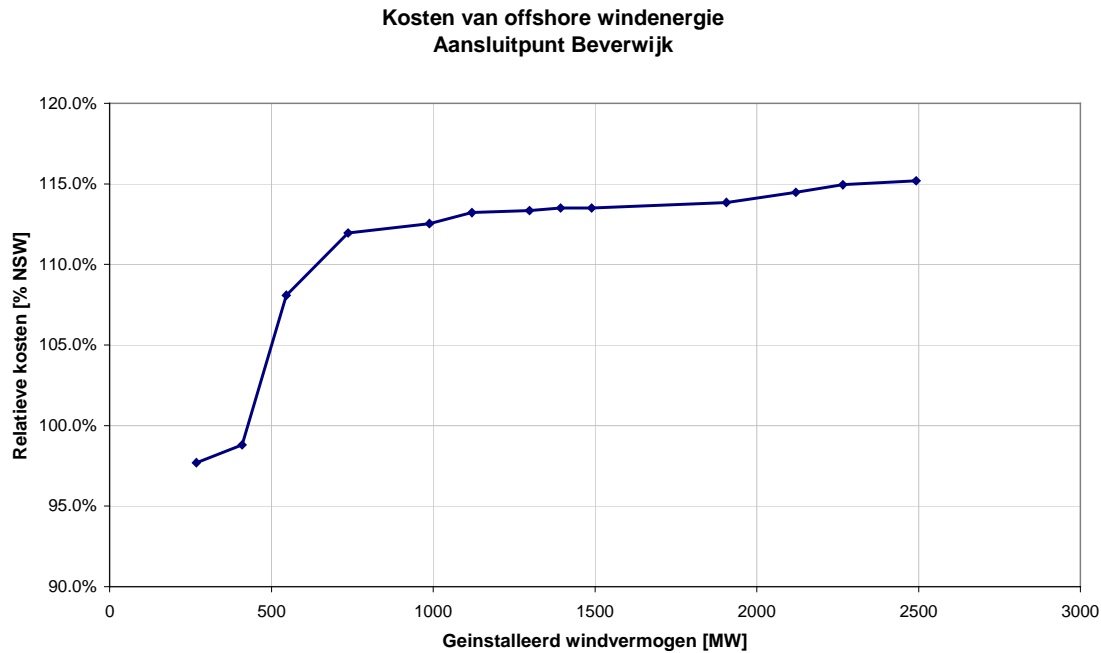
Tabel 1. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met individuele aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet.

	ID	Oppervlakte	Afstand tot grid ⁴	Vermogen	Cumulatief vermogen	Productie	Relatieve opwekkosten tov NSW ⁵
	[-]	[km ²]	[km]	[MW]	[GWh/j]	[GWh/j]	[%]
AANSLUITPUNT BEVERWIJK	274	40.2	42	268	268	1005	97.7%
	268	21.2	45	142	410	529	98.8%
	256	20.4	68	136	546	485	108.1%
	141	28.6	80	191	737	673	111.9%
	142	37.7	85	252	989	886	112.5%
	356	19.5	85	130	1119	458	113.2%
	136	26.7	85	178	1297	626	113.3%
	X16	14.4	75	96	1393	337	113.5%
	X19	14.4	75	96	1489	337	113.5%
	134	62.4	80	417	1906	1461	113.8%
	140	32.1	92	215	2120	750	114.5%
	186	21.9	98	146	2266	510	114.9%
	263	33.9	95	226	2492	789	115.2%
AANSLUITPUNT MAASVLAKTE	239	17.7	45	118	118	437	100.4%
	123	23.8	46	159	277	582	101.9%
	245	59.4	49	397	673	1449	102.8%
	X8	15.0	53	100	774	357	105.0%
	149	15.4	67	103	876	367	106.7%
	150	21.8	68	146	1022	519	107.6%
	X7	21.5	70	143	1165	506	108.0%
	247	17.0	73	114	1278	403	108.4%
	238	35.7	73	238	1517	844	109.5%
	241	202.5	85	1352	2869	4750	113.0%
	158	105.9	86	707	3576	2478	113.8%
	293	17.8	90	119	3695	417	114.3%

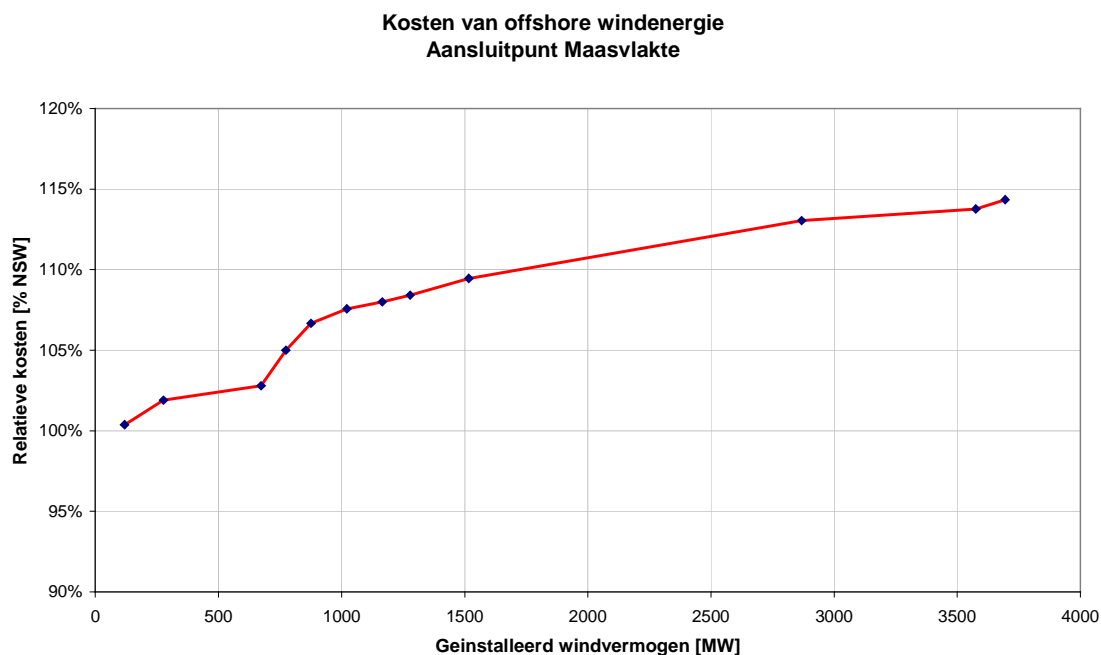
Bij aansluitpunten op land, 6 GW offshore windenergie verhouden zich over de aansluitpunten Beverwijk en Maasvlakte op ongeveer 2,5 : 3,5 GW indien de meest kostefficiënte gebieden vanaf ~14 km² (~ 95 MW) worden beschouwd.

⁴ Geschatte afstand, genomen vanaf het middenpunt van het park tot het aanlandingspunt op de kust

⁵ Referentiewaarde Near Shore Windpark, 100 MW bestaand uit 20 windturbines van 5 MW grootte



Figuur 3. Relatieve opwekkosten van 2,5 GW bij aansluitpunt Beverwijk.
De grafiek toont een toename van de relatieve opwekkosten offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde vermogen voor individuele aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet.

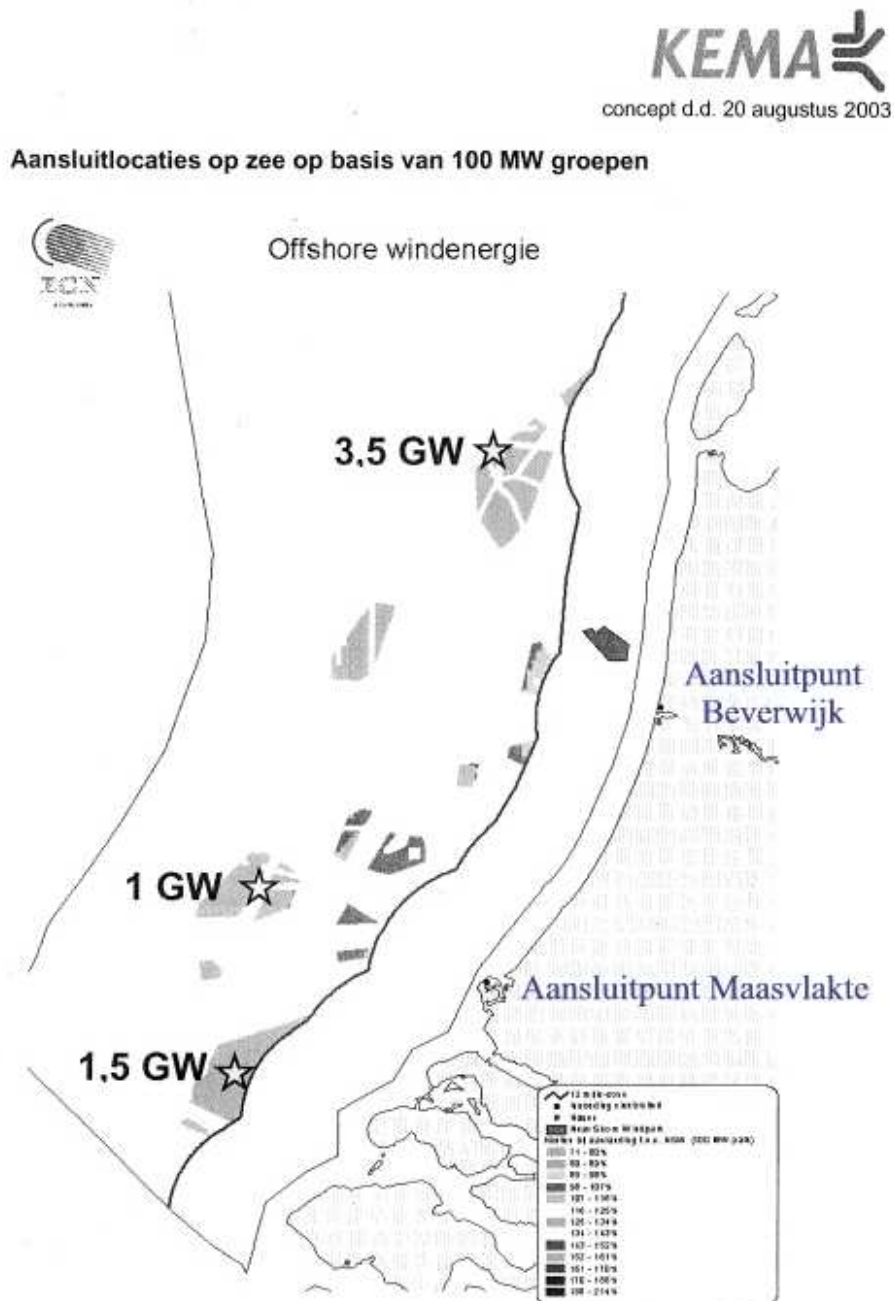


Figuur 4. Relatieve opwekkosten van 3,5 GW bij aansluitpunt Maasvlakte.
De grafiek toont een toename van de relatieve opwekkosten offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde vermogen voor individuele aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet.

Uit de resultaten blijkt, dat opwekkosten van windenergie onder de uitgangspunten in hoofdstuk 2 voor individuele aansluiting van windparken variëren van 98% tot ongeveer 115% van de referentiewaarde.

3.2 Bepaling aansluitpunten voor elektriciteit op zee

Aan de hand van de resultaten verkregen met de eerste stap, zijn door ECN en KEMA mogelijke locaties gekozen voor het plaatsen van aansluitpunten op zee met een totaal vermogen van 6 GW. De aansluitpunten zijn gekozen als eerste-orde benadering op locaties waar beschikbare gebieden voor windenergie zich concentreren. Deze locaties zijn aangegeven in Figuur 5.



Figuur 5. Selectie van aansluitpunten op zee, gebaseerd op 100 MW windparkgroottes.

Als alternatief voor individuele aansluiting van windparken zijn de lay-out en de kosten van een elektrisch netwerk op zee bepaald in een parallel uitgevoerde studie [ref. 2]. De resultaten voor wat kosten betreft zijn door KEMA opgegeven als volgt:

Tabel 2. Kostenschatting (in miljoenen Euro's)

Onderdeel	Optie A 150 kV AC	Optie B: 380 kV AC	Optie C: VSC-HVDC	Optie D: HVDC
Kuststation Beverwijk	84	61	653	389
Kuststation Maasvlakte	61	45	468	286
Verbindingen op zee	1878	1587	720	625
Stations op zee	141	362	1111	1370
Alg. kosten, bouwrente, onvoorzien	498	473	679	614
Totaal	2661	2528	3630	3283

Bij Optie B bestaat de verbinding naar elk aansluitpunt op zee uit twee secties: een sectie met een 150 kV spanning en een sectie met 380 kV spanning, gezien vanaf het aansluitpunt op zee richting de kust.

De eerste sectie overbruggt een afstand van 50 km en transporteert vermogen vanaf het aansluitpunt op zee naar het tussenstation. Bij het aansluitpunt op zee bevindt zich ook een station op een platform. Deze sectie heeft een spanning van 150 kV. Elke 500 MW opgestelde windvermogen worden getransporteerd met behulp van zes elektrische kabels, welke eventueel per groepen van drie bij elkaar gebundeld kunnen worden.

De tweede sectie overbruggt een afstand van 25 km en transporteert vermogen vanaf een tussenstation op zee richting de kust. Deze sectie heeft een spanning van 380 kV. Elke 500 MW opgestelde windvermogen worden getransporteerd naar de kust met behulp van drie (dikke) elektrische kabels, welke eventueel gebundeld kunnen worden.

Voor een uitgebreide toelichting van de secties van het netwerk op zee wordt verwezen naar referentie 2.

3.3 Opwekkosten offshore windenergie met elektrische aansluitpunten op zee

Bij de bepaling van mogelijke locaties en opwekkosten van windenergie voor aansluitpunten op zee zijn nieuwe berekeningen uitgevoerd met OWECOP-GIS, waarbij de opwekkosten per windpark worden berekend tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt op zee. Deze opwekkosten zijn onafhankelijk van de gekozen optie voor het net op zee. De invloed van de kosten van het net op zee op de opwekkosten van de geproduceerde windenergie, worden vervolgens apart berekend op basis van de waarden in Tabel 3. Hierbij is uitgegaan van de optie met de laagste opwekkosten: optie B (380 kV AC).

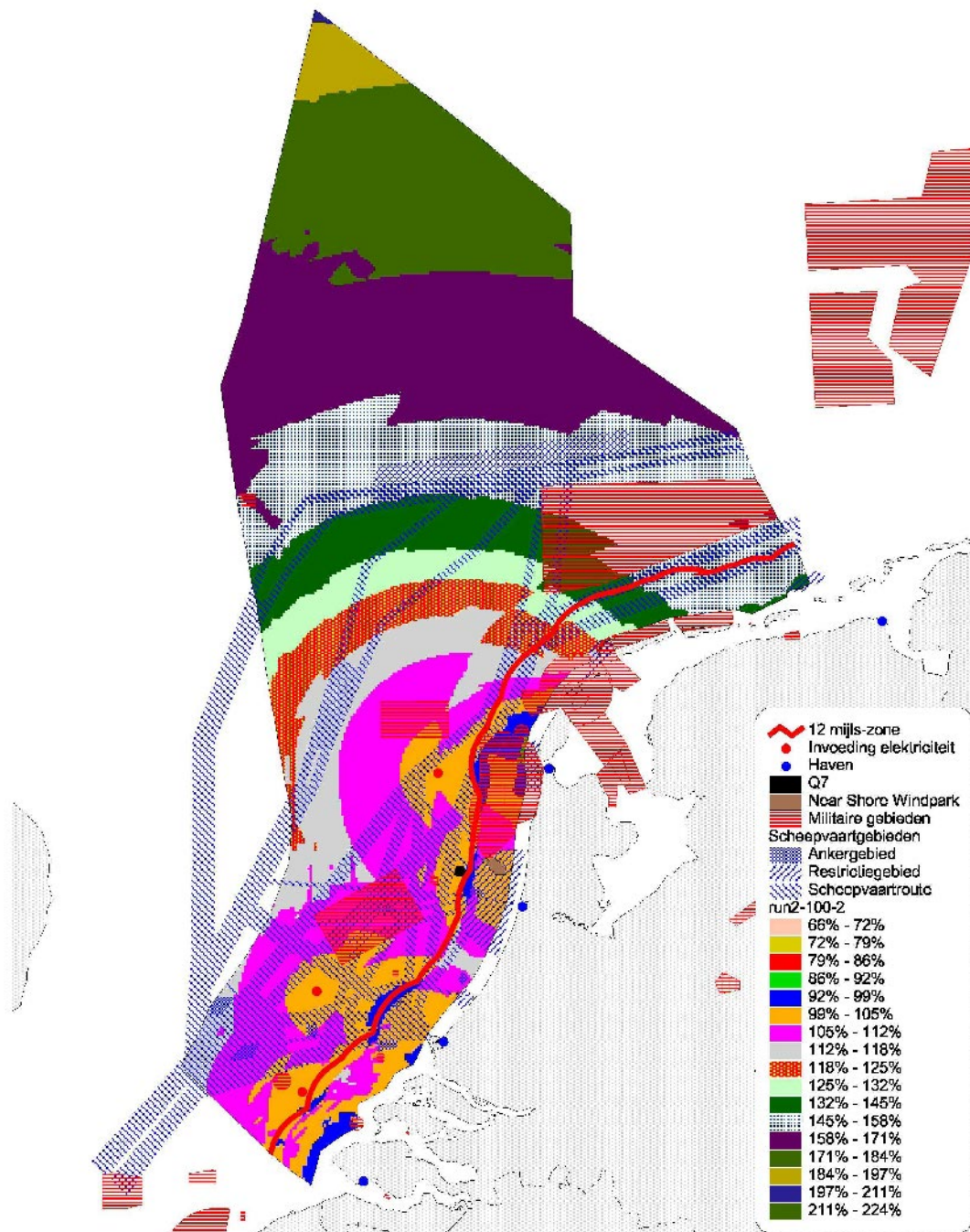
Directe aansluiting van windparken op een onderstation op land wordt in deze berekening uitgesloten, er is immers gekozen voor de aanleg van infrastructuur op zee. Als minimale parkgrootte voor de locatiekeuze is ook nu 100 MW gekozen.

Opwekkosten exclusief kosten net op zee:

In Figuur 6 geeft een overzicht van het gehele NCP waarin zowel de relatieve opwekkosten zijn weergegeven als de uitsluitingsgebieden. In deze berekening zijn de kosten van het elektrisch netwerk op zee niet meegenomen. In Figuur 7 geeft alleen de toegestane locaties tot een totaal vermogen van 10 GW, inclusief de relatieve opwekkosten, opnieuw zonder kosten van het net op zee. De referentiewaarden voor beide figuren en de bijbehorende tabel zijn gelijk aan de waarden voor de individueel aangesloten windparken (zie paragraaf 3.1)

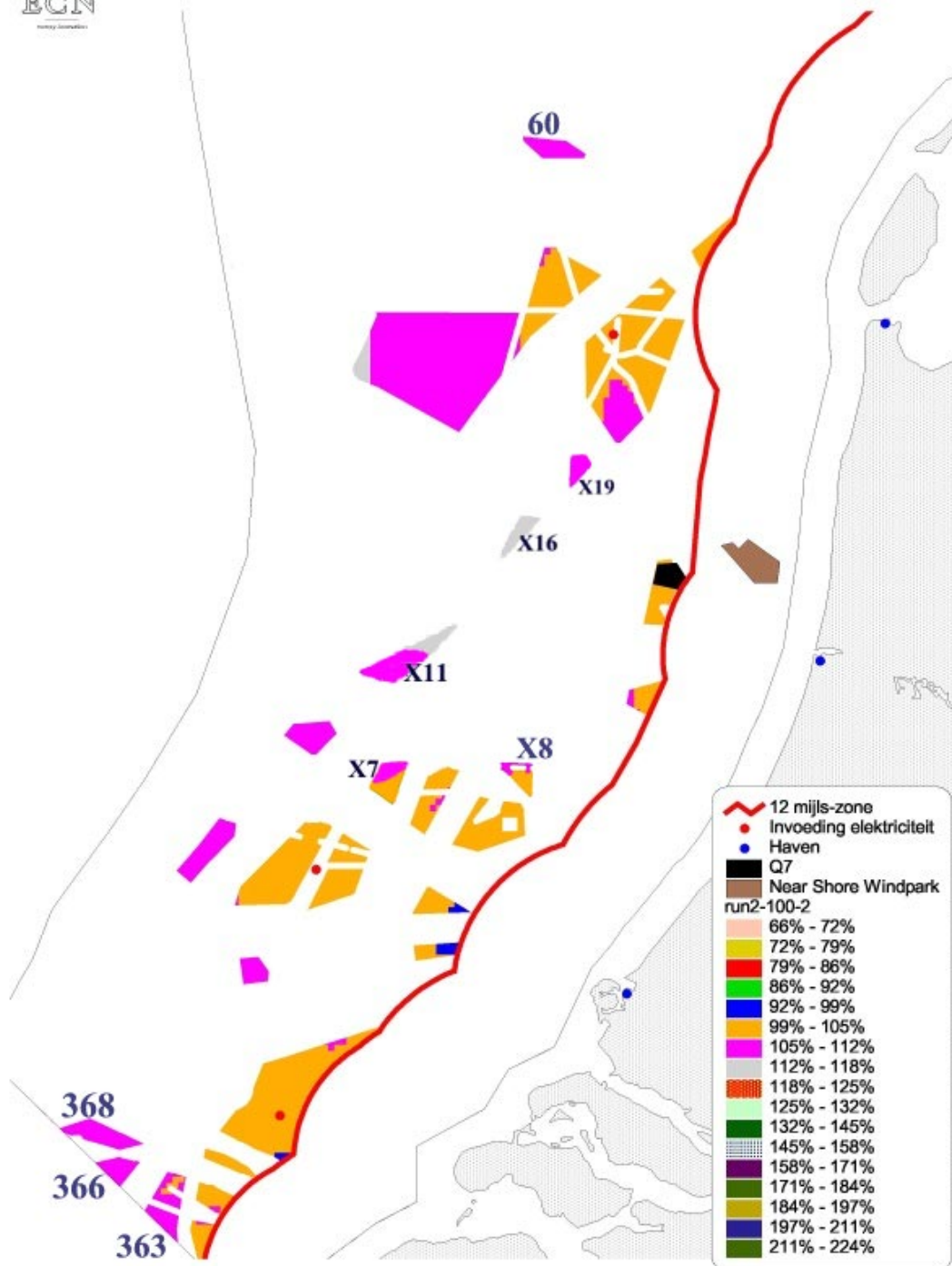
De gebiedsnummers van Figuur 7 komen overeen met de nummers van de gebieden voor de analyse met aansluitpunten op land (zie Figuur 3). Vergelijking van deze resultaten met de resultaten van de analyse voor aansluitpunten op het elektrisch netwerk op land, geeft de volgende verschillen. Voor het netwerk op zee vervallen gebiednummers 256, 263, 283 en 284 terwijl gebiednummers 60, 363, 366 en 368 nu wel in aanmerking komen binnen het gestelde totale vermogen van 10 GW.

Net als in het geval van aansluiting van individuele windparken op onderstations op land zijn enkele gebieden aan de grens met de Belgische wateren aangewezen als mogelijke locaties voor plaatsing van windenergie. De meest actuele informatie over de vaarroutes op deze hoogte van de Noordzee was echter niet voorhanden.



Figuur 6. Relatieve opwekkosten van offshore windenergie op de Noordzee bij elektrische aansluitpunten op zee.
De rode stippen geven de aansluitpunten aan. Exclusief de kosten van het net op zee.

Offshore windenergie



Figuur 7. Beschikbare locaties bij aansluitpunten op zee.

In deze figuur worden de relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal vermogen van ongeveer 10 GW weergegeven. Op deze gebieden kunnen minimaal 100 MW windvermogen worden opgesteld. De rode stippen geven aan de elektrische aansluitpunten op zee. Deze opwekkosten zijn exclusief de kosten van het net op zee. Alleen de 'extra' gebieden zijn van een nummer voorzien. De andere gebieden hebben hetzelfde nummer dan bij Figuur 2.

Tabel 3. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met aansluiting op het elektriciteitsnet op zee. Exclusief de kosten van het net op zee.

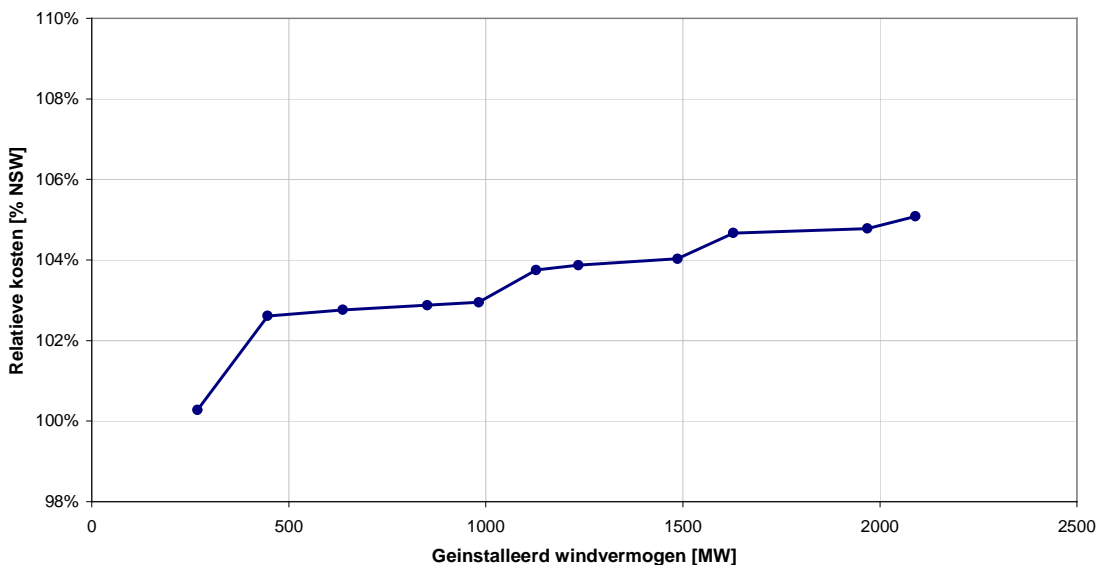
	ID	Opper- vlakte	Afstand tot grid	Vermogen	Cumulatief vermogen	Productie	Relatieve opwekkosten t.o.v. NSW ⁶
	[-]	[km ²]	[km]	[MW]	[GWh/j]	[GWh/j]	[%]
AANSLUITING BEVERWIJK	274	40.2	66	268	268	990.8	100%
	136	26.7	10	178	446	646.4	103%
	141	28.6	12	191	637	691	103%
	140	32.1	2	215	852	775.6	103%
	356	19.5	37	130	982	471.8	103%
	186	21.9	16	146	1128	524	104%
	188	16.0	17	107	1235	383.9	104%
	142	37.7	15	252	1487	902.7	104%
	268	21.2	94	142	1628	506.8	105%
	189	50.9	21	340	1968	1213	105%
	137	18.3	21	122	2090	434.2	105%
AANSLUITING MAASVLAKTE	239	17.7	37	118	118	439.2	100%
	123	23.8	34	159	277	586.9	100%
	247	17.0	10	114	390	417	101%
	238	35.7	9	238	629	871	102%
	245	59.4	46	397	1025	1441	102%
	63	15.5	18	104	1129	374.8	103%
	241	202.5	10	1352	2481	4880	103%
	149	15.4	39	103	2583	368.8	104%
	150	21.8	31	146	2729	524.1	104%
	362	18.6	37	124	2853	447.5	104%
	158	105.9	10	707	3560	2536	104%
	64	21.3	28	142	3702	508.4	104%
	X08	15	50	100	3802	357.4	105%
	X07	21.5	32	143	3946	505.9	105%

Bij aansluitpunten op zee, 6 GW offshore windenergie verhouden zich over de aansluitpunten Beverwijk en Maasvlakte op ongeveer 2 : 4 GW indien de meest kostefficiënte gebieden vanaf ~14 km² (~ 95 MW) worden beschouwd.

Uit de resultaten blijkt dat de relatieve totale opwekkosten exclusief net op zee variëren van 100% tot 105%.

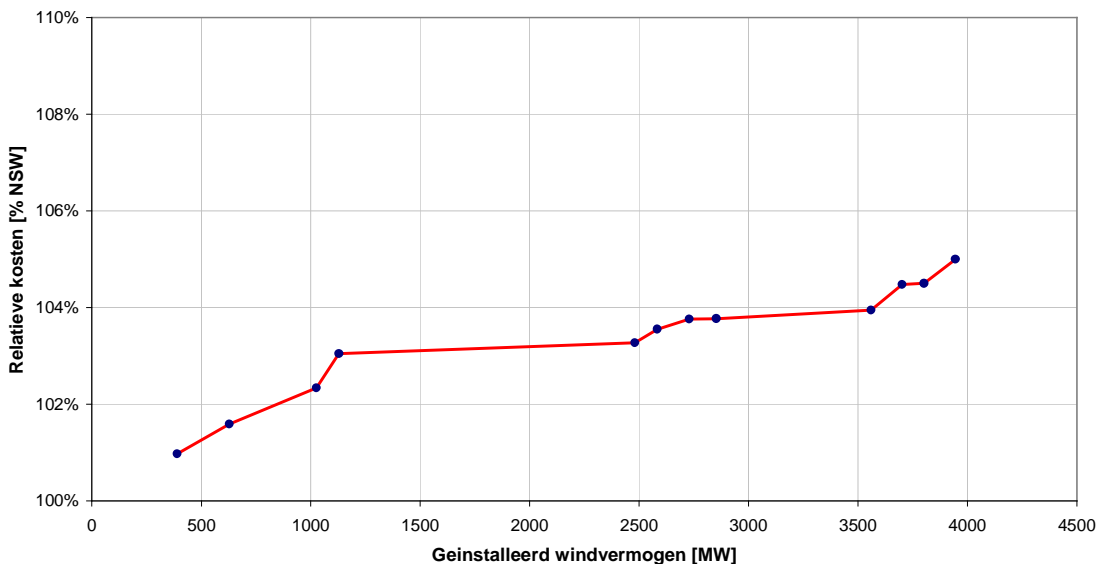
⁶ Referentiewaarde Near Shore Windpark, 100 MW, bestaat uit 20 windturbines van 5 MW grootte

**Kosten van offshore windenergie, aansluiting op net op zee
Exclusief de kosten van het net op zee**



Figuur 8. Relatieve opwekkosten van 2 GW bij aansluitpunt Beverwijk, exclusief net op zee. De grafiek toont de toename van de relatieve opwekkosten van offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde windvermogen, bij aansluiting op net op zee en exclusief de kosten van het net zelf.

**Kosten van offshore windenergie, aansluiting op net op zee (Maasvlakte)
Exclusief kosten van net op zee**



Figuur 9. Relatieve opwekkosten van 4 GW bij aansluitpunt Maasvlakte, exclusief net op zee. De grafiek toont de toename van de relatieve opwekkosten van offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde windvermogen, bij aansluiting op net op zee en exclusief de kosten van het net zelf.

Opwekkosten inclusief kosten net op zee:

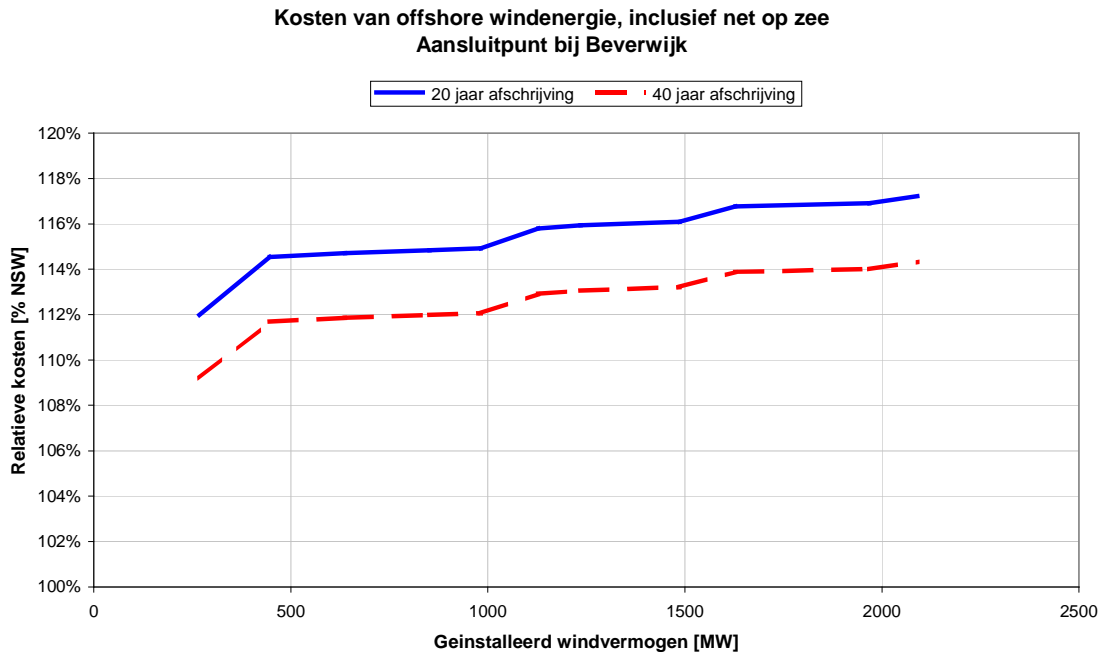
Bij de berekening van de opwekkosten inclusief kosten net op zee is uitgegaan van twee waarden voor de economische levensduur van het net op zee: 20 en 40 jaar. Tabel 7 geeft de

resultaten. Voor de afschrijftermijn van 20 jaar variëren de totale relatieve opwekkosten van tussen 112% en 117%. Voor een afschrijftermijn van 40 jaar liggen de totale relatieve opwekkosten tussen 109% en 114%. De totale relatieve opwekkosten voor individuele aansluiting varieerde tussen 98% en 115%.

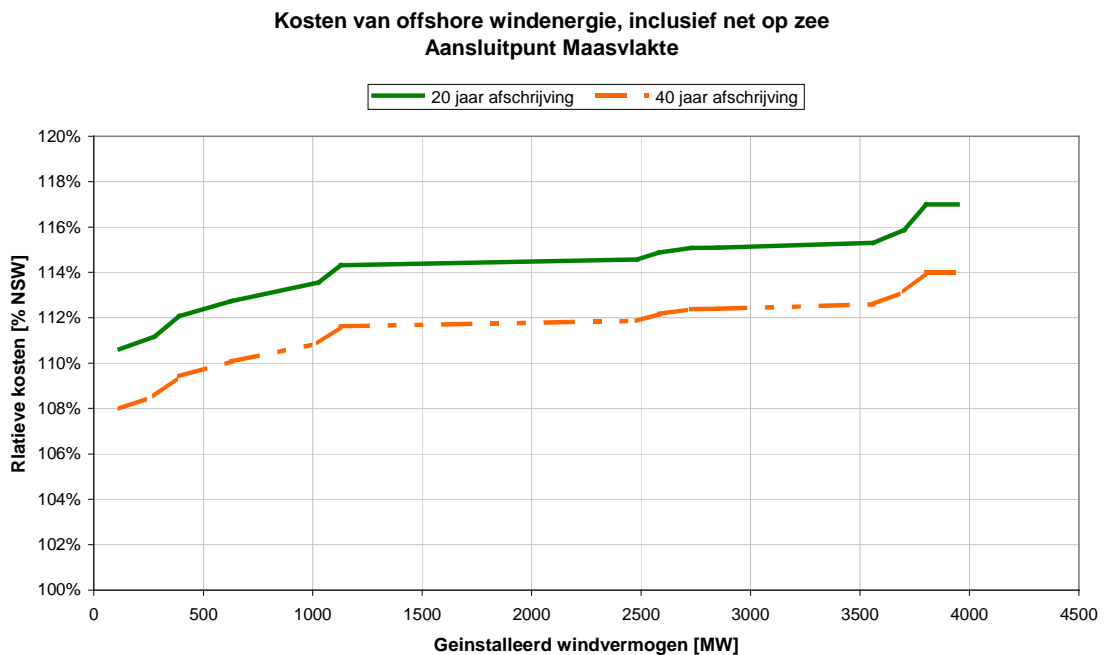
Tabel 4. Kostenefficiënte locaties voor minimaal 100 MW grote windparken met aansluiting op het elektriciteitsnet op zee, inclusief kosten van het net.

	ID	Oppervlakte	Afstand tot grid	Vermogen	Cumulatief vermogen	Productie	Relatieve opwekkost en ⁷ t.o.v. NSW 20 jaar afschrijving [%]	Relatieve opwekkost en ⁷ t.o.v. NSW 40 jaar afschrijving [%]
	[-]	[km ²]	[km]	[MW]	[GWh/j]	[GWh/j]		
AANSLUITPUNT BEVERWIJK	274	40.2	66	268	268	990.85	112%	109%
	136	26.7	10	178	446	646.4	115%	112%
	141	28.6	12	191	637	691	115%	112%
	140	32.1	2	215	852	775.59	115%	112%
	356	19.5	37	130	982	471.77	115%	112%
	186	21.9	16	146	1128	524	116%	113%
	188	16.0	17	107	1235	383.95	116%	113%
	142	37.7	15	252	1487	902.66	116%	113%
	268	21.2	94	142	1628	506.81	117%	114%
	189	50.9	21	340	1968	1212.5	117%	114%
	137	18.3	21	122	2090	434.24	117%	114%
AANSLUITPUNT MAASVLAKTE	239	17.7	37	118	118	439.21	111%	108%
	123	23.8	34	159	277	586.86	111%	109%
	247	17.0	10	114	390	417	112%	109%
	238	35.7	9	238	629	871	113%	110%
	245	59.4	46	397	1025	1441.4	114%	111%
	63	15.5	18	104	1129	374.77	114%	112%
	241	202.5	10	1352	2481	4879.5	115%	112%
	149	15.4	39	103	2583	368.79	115%	112%
	150	21.8	31	146	2729	524.05	115%	112%
	362	18.6	37	124	2853	447.49	115%	112%
	158	105.9	10	707	3560	2535.6	115%	113%
	64	21.3	28	142	3702	508.37	116%	113%
	X08	15.0	50	100	3802	357.37	117%	114%
	X07	21.5	32	143	3946	505.94	117%	114%

⁷ Referentiewaarde Near Shore Windpark, 100 MW, bestaand uit 20 windturbines van 5 MW grootte



Figuur 10. Relatieve opwekkosten van 2 GW bij aansluitpunt Beverwijk, inclusief net op zee. De grafiek toont de toename van de relatieve opwekkosten van offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde windvermogen. Deze opwekkosten worden berekend bij aansluiting op het net op zee. De kosten van het net zelf zijn hierbij opgeteld. Er is onderscheid gemaakt tussen 20 en 40 jaar afschrijvingstermijn.



Figuur 11. Relatieve opwekkosten van 4 GW bij aansluitpunt Maasvlakte, inclusief net op zee. De grafiek toont de toename van de relatieve opwekkosten van offshore windenergie als functie van het geïnstalleerde windvermogen. Deze opwekkosten worden berekend bij aansluiting op het net op zee. De kosten van het net zelf zijn hierbij opgeteld. Er is onderscheid gemaakt tussen 20 en 40 jaar afschrijvingstermijn.

3.4 Vergelijking van de individuele aansluiting van windparken met de optie elektrische aansluitpunten op zee

Uit de gerapporteerde range van relatieve opwekkosten is niet direct duidelijk hoe de opties individuele aansluiting en net op zee zich verhouden. Daarom is voor twee representatieve gebieden een vergelijking gemaakt van de gemiddelde opwekkosten voor deze opties. Tevens is in deze vergelijking het effect bepaald van de parkgrootte door in de eerste vergelijking 100 MW te kiezen en in de tweede 500 MW.

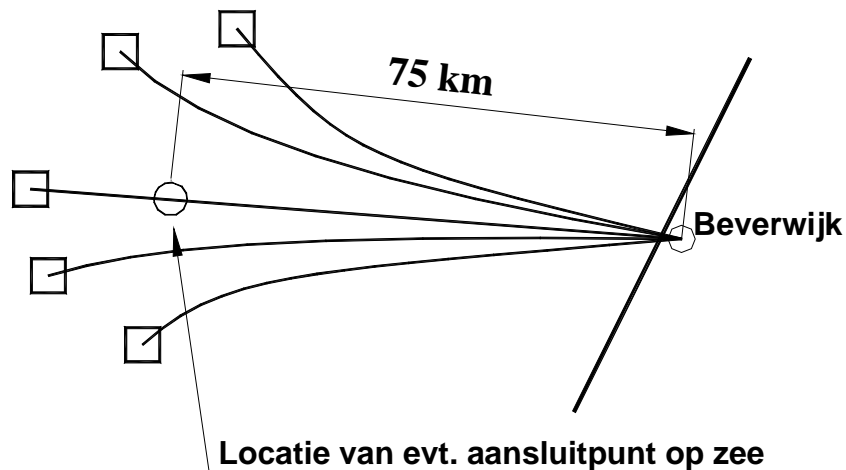
Tabel 5. Vergelijking van de opwekkosten op basis van 100 MW parkgrootte en 20 respectievelijk 40 jaar afschrijfstermijn voor het net op zee. De vergelijking is gemaakt voor gebieden 158, 238 en 247. Zie Figuur 2 voor gebiednummers.				
			20 jaar afschrijfstermijn	40 jaar afschrijfstermijn
Gebied nummer	Opgesteld vermogen	Opwekkosten bij individuele aansluiting	Opwekkosten inclusief zeenet	Opwekkosten inclusief zeenet
[-]	[MW]	[%]	[%]	[%]
158	707	114%	115%	113%
238	238	110%	113%	110%
247	114	108%	112%	109%
Gewogen gemiddelde		112.3%	114.2%	111.9%

Tabel 6. Vergelijking van de opwekkosten op basis van 500 MW parkgrootte en 20 resp. 40 jaar afschrijfstermijn voor het net op zee. De vergelijking is gemaakt voor gebieden 134, 136,140,141,142 en 186. Zie Figuur 2 voor gebiednummers.				
			20 jaar afschrijfstermijn	40 jaar afschrijfstermijn
Gebied nummer	Opgesteld vermogen	Opwekkosten bij individuele aansluiting	Opwekkosten inclusief zeenet	Opwekkosten inclusief zeenet
[-]	[MW]	[%]	[%]	[%]
134	417	105%	113%	111%
136	178	105%	110%	107%
140	215	106%	111%	109%
141	191	104%	111%	109%
142	252	104%	112%	110%
186	146	106%	112%	109%
Gewogen gemiddelde		105.0%	111.9%	109.3%

Uit Tabel 5 blijkt dat er een klein kostenvoordeel is voor de optie net op zee bij een afschrijfstermijn van 40 jaar. Uit de vergelijking van de lay-out voor individuele aansluiting (Figuur 17) en net op zee (Figuur 18) blijkt waarom er geen sprake is van een schaalvoordeel bij net op zee. De individuele aansluiting maakt gebruik van 5 drieadrige kabels (voor elk park 1) en de net op zee optie gebruikt 6 resp. 3 eenaderige kabels plus twee platforms voor resp. de aansluiting van de windparken en het tussenstation voor de transformatie naar 380 kV.

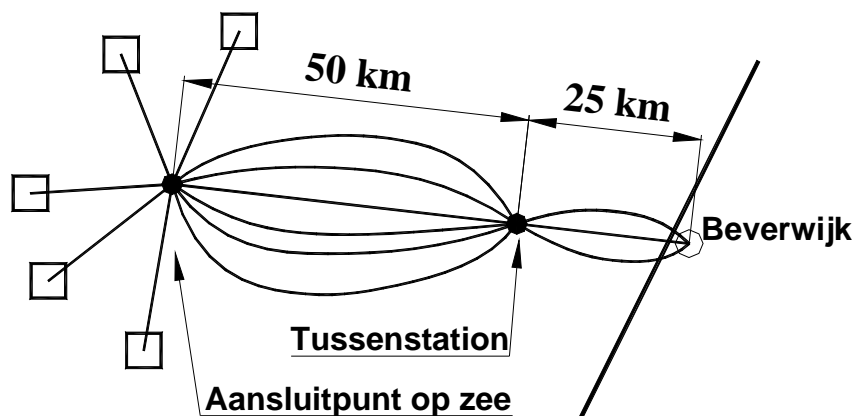
Wanneer wordt uitgegaan van een parkgrootte van 500 MW, blijkt de optie net op zee zelfs aanzienlijk duurder uit te vallen: 112% (20 jaar) of 109% (40 jaar) ten opzichte van 105% voor individuele aansluiting (zie Tabel 6). Uit de lay-out van beide opties (Figuur 19 en Figuur 20) blijkt waarom: voor 500 MW neemt in de individuele optie het aantal kabels af van 5 naar 3. Voor het net op zee verandert er tussen aansluitpunt op zee en landstation niets: 6 resp. 3 éénaderige kabels plus twee platforms.

5x 100 MW (Individuele aansluiting)



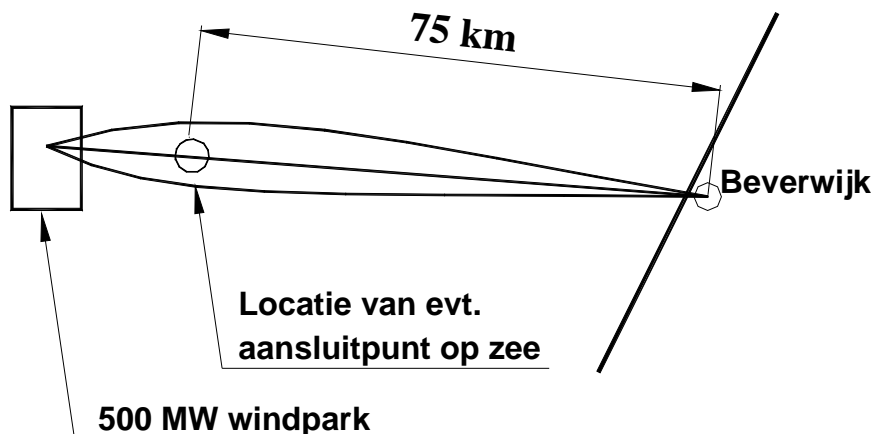
Figuur 12. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor individuele aansluiting.

5x 100 MW (Net op zee)



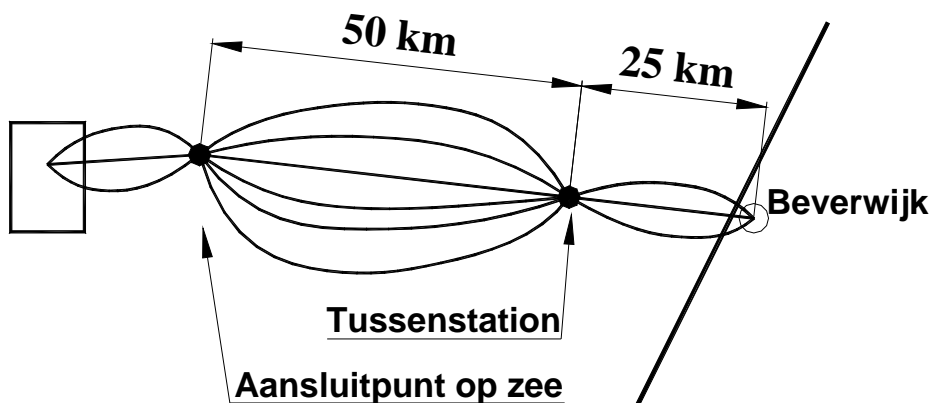
Figuur 13. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor net op zee.

1x 500 MW (Individuele aansluiting)



Figuur 14. Elektrische infrastructuur tussen 1x 500 MW windparken en landstation voor individuele aansluiting.

1x 500 MW (Net op zee)



Figuur 15. Elektrische infrastructuur tussen 5x 100 MW windparken en landstation voor net op zee.

Hierbij moet worden opgemerkt dat er geen optimalisatie heeft plaatsgevonden van de net op zee optie. Dit was in het korte tijdsbestek van de studie onmogelijk.

De nauwkeurigheid van de prijsbepaling van de elektrische componenten speelt een belangrijke rol in de relatieve verhoudingen. KEMA (Net op zee) gebruikt een marge van 30% in haar prijsopgave. De berekening van de kosten van de elektrische infrastructuur bij individuele aansluiting (ECN) is gebaseerd op budgetprijzen van fabrikanten, maar is waarschijnlijk niet veel nauwkeuriger dan de KEMA waarden, mogelijk een marge van 20%.

4. CONCLUSIES EN OPMERKINGEN

4.1 Conclusies

1. Uit de inventarisatie van mogelijke locaties voor windparken blijkt dat het zuidelijke deel van het Nederlandse Continentaal Plat voldoende mogelijkheden biedt voor een totaal opgesteld vermogen van 6000 MW.
2. Uitgaande van de economische en technische parameters vermeld in hoofdstuk 2 en een individuele aansluiting van windparken op een onderstation aan land, varieert de kostprijs van de geproduceerde windenergie afhankelijk van de locatie tussen 98% en 115% van de waarde berekend voor een referentie windpark op de locatie van het Near Shore Windpark NSW.
3. Indien voor de uitbreiding van het Nederlandse hoogspanningsnet met een aantal onderstations op zee wordt gekozen, varieert de locatieafhankelijke kostprijs van de geproduceerde windenergie *exclusief de kosten van dit net* tussen 100% en 105% van bovengenoemde referentiewaarde.
4. Bij de berekening van de opwekkosten inclusief de kosten van het net op zee is uitgegaan van twee waarden voor de economische levensduur van het net op zee: 20 en 40 jaar. Voor de afschrijftermijn van 20 jaar variëren de totale relatieve opwekkosten tussen 112% en 117%. Voor een afschrijftermijn van 40 jaar liggen de totale relatieve opwekkosten tussen 109% en 114%.
5. Uitgaande van een geschikte locatie voor vijf 100 MW windparken zijn gemiddelde opwekkosten voor de verschillende opties:

5 x 100 MW windparken	
Individuele verbinding naar land	112,3%
Net op zee, economische levensduur 20 jaar	114,2%
Net op zee, economische levensduur 40 jaar	111,9%

Ondanks een langere economische levensduur blijkt de optie net op zee duurder dan wel marginaal goedkoper te zijn.

6. Uitgaande van een geschikte locatie voor een 500 MW windpark zijn gemiddelde opwekkosten voor de verschillende opties:

1 x 500 MW windpark	
Individuele verbinding naar land	105,0%
Net op zee, economische levensduur 20 jaar	111,9%
Net op zee, economische levensduur 40 jaar	109,3%

Het net op zee biedt voor een 500 MW park geen schaalvoordeel meer en de gekozen individuele aansluiting is in dat geval duidelijk goedkoper.

4.2 Opmerkingen

1. De resultaten van deze studie zijn een schatting van de opwekkosten van offshore windenergie. De onzekerheidsmarge in de kosten van de elektrische componenten is relatief groot (20-30%).
2. De opwekkosten zijn in sterke mate afhankelijk van de uitgangspunten, vermeld in hoofdstuk 2. De kosten van de componenten in het windpark zijn gevalideerd aan de hand van marktprijzen. De opwekkosten van de individuele verbindingen naar land zijn gebaseerd op budgetprijzen van fabrikanten en de kosten van het net op zee zijn opgesteld door KEMA. De kosten van een eventuele versterking van het landelijke net zijn in deze studie buiten beschouwing gelaten.
3. Er is slechts een zeer beperkte technische evaluatie van de elektrische opties uitgevoerd, in feite alleen de controle op overbelasting van elektrische componenten in het windpark en de verbinding naar land (loadflow berekening). Bij de implementatie van

een hoeveelheid windvermogen die een substantieel deel vormt van het totale geïnstalleerde vermogen in het Nederlandse net, 6 GW windvermogen ten opzichte van ca. 20 GW conventioneel vermogen, is een uitgebreide studie naar het stationaire en dynamische gedrag van het windvermogen, zowel tijdens normaal bedrijf als tijdens netstoringen, op zijn plaats. De resultaten van een dergelijke studie kunnen de technische uitvoering en de opwekkosten beïnvloeden.

4. In deze studie en de parallel door KEMA uitgevoerd analyse van het net op zee heeft geen optimalisatie plaatsgevonden. Door een betere afstemming van componenten en belastingen en een andere keuze van de aansluitpunten is zeker een kostenreductie te bereiken. Ook zou een hybride oplossing, waarbij sommige parken direct en andere via het net op zee worden aangesloten, prijstechnisch gunstiger kunnen zijn.
5. Modulaire bouw en de tijdschaal van implementatie is niet in de economische beschouwingen meegenomen. Ook dit aspect kan bij een optimalisatie worden uitgewerkt.

5. REFERENTIES

1. C. van Berkel, e.a.; *Natuurwaardenkaart Noordzee*. Ministerie van LNV, Wageningen 2002. Zie ook: http://www.minlnv.nl/thema/groen/ruimte/sgr2/kaarten/noordzee_grijs.jpg
2. J. F. Groeman; *Connect 6000 MW - notitie net op zee*. Rapportnummer 40330050-TDC 03-00000A. KEMA Nederland B.V., Arnhem, 27 augustus 2003.
3. R. Harmsen en E.J.W. van Sambeek; *Kosten duurzame elektriciteit - Learning curves*. ECN-C--03-074/H, Petten, Augustus 2003.
4. J. 't Hooft, Novem; Mondelinge informatie gegeven tijdens de bespreking van resultaat 1^{ste} ronde bij Novems kantoor. Utrecht, 29 augustus 2003.
5. J. 't Hooft, Novem; E-mail bericht aan S.A. Herman van ECN met daarbij GIS database, 27 augustus 2003.
6. H.J.T. Kooijman et al; *Cost and Potential of Offshore Wind Energy on the Dutch part of the North Sea*. Paper 'EWEA Special Topic Conference' in Brussel, december 2001. ECN-RX--01-063, Petten, december 2001.
7. H.J.T. Kooijman; *Uitgangspunten en resultaten kostenstudie OWE op het NEEZ*. Rapport geschreven in samenwerking met Price Waterhouse Coopers. ECN Windenergie, 3 september 2002.
8. W. van Wittenboer; *GIS kaart NEEZ*. E-mail bericht met als bijlage GIS-informatie, t.a.v. H.J.T. Kooijman, ECN, dd. 16 december 2002.
9. Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit; *Natuurwaardenkaart Noordzee*. LNVs website http://www.minlnv.nl/thema/groen/ruimte/sgr2/kaarten/noordzee_grijs.jpg.
10. Pierik, J.T.G., M.E.C. Damen, P. Bauer, S.W.H. de Haan; *Electrical and control aspects of Offshore Wind Farms, Phase 1: Steady state electrical design, power performance and economic modelling*. Volume 1: Project results. ECN-CX- -01-083. June 2001.
11. Inventarisatie inpassing inpassing in het elektriciteitsnet van 6000 MW offshore windvermogen in 2020. Kema T&D Consulting en TUD, Lab. Voor Elektriciteitsvoorziening. November 2002 Report 40260104-TDC02-30160A.
12. Pricewaterhouse Coopers en ECN; *Inventarisatie kostprijzen van offshore windenergie op de Nederlandse Exclusieve Economische Zone*. Utrecht, augustus 2002.

APPENDIX A: BESCHRIJVING PROGRAMMATUUR

OWECOP

OWECOP (Offshore Wind Energy Cost and Potential computerprogramma) is een geïntegreerd kostenmodel op basis van geaggregeerde resultaten uit meer gespecialiseerde studies [ref. 6]. Samen met door de gebruiker van het programma opgegeven informatie over park lay-out, worden deze in het kostenmodel vertaald naar energieopbrengst, investeringskosten en dus ook naar kostprijs van een kilowattuur windenergie.

Het programma bestaat uit een aantal modules voor de berekening van de bijdrage van de verschillende onderdelen van een windpark aan de investerings- en onderhoudskosten:

- Turbine
- Toren en fundatie
- Elektrische infrastructuur in park en naar land
- Transport en installatie
- Bedrijfsvoering en onderhoud
- Afbraak aan het einde van de levensduur
- Park energieopbrengst inclusief correctie voor niet beschikbaarheid en parkeffecten

De gebruiker stuurt de berekening aan de hand van een aantal karakteristieke parameters:

- Windturbine vermogen, specifiek rotoroppervlak en type (constant of variabel toerental)
- Windpark lay-out: totaal aantal turbines, opstelling van de turbines, onderlinge afstand
- Economische parameters rentevoet, economische levensduur en wijze van financieren (lening versus aandelen)

De investeringskosten van offshore windenergie hangen in belangrijke mate af van waterdiepte, afstand tot de kust (aansluitpunt op elektrisch netwerk en tot haven), de ervaring van betrokken partijen en benodigde tijd tot oplevering. Bij deze opkomende markt is vanwege de nog maar beperkt beschikbare gegevens geen kostenschattning mogelijk op basis van marktgegevens. Het alternatief is een geïntegreerd kostenmodel waarin de effecten van diverse parameters op de uiteindelijke kostprijs van offshore windenergie zo goed mogelijk zijn beschreven.

EeFarm

Het OWECOP programma maakt voor de bepaling van de kosten van de elektrische infrastructuur gebruik van de uitvoer van EeFarm.

EeFarm (Electrical and Economic wind Farm computerprogramma) is een loadflow programma, gekoppeld aan een database met parameters en kosten van elektrische componenten. Het programma berekent voor een gekozen park lay-out en afstand naar de kust de stromen, spanningen, vermogens en blindvermogens in alle knooppunten van het windpark en de verbindingen naar de kust. Bij de berekening wordt rekening gehouden met de elektrische verliezen in alle componenten. De berekening wordt uitgevoerd voor alle windsnelheden van start-up tot cut-out snelheid. Op basis van de locale windsnelheidsverdeling worden vervolgens de parkopbrengst en de totale elektrische verliezen bepaald.

De componenten die in de berekening worden meegenomen (althans indien aanwezig in de betreffende configuratie) zijn: turbinetransformator, turbinegelijkrichter en –wisselrichter, kabels in het park, clustergelijkrichter en –wisselrichter, parkhoogspanningstransformator, parkwisselrichter en – gelijkrichter en hoogspanningskabels naar land.

Naast de loadflow berekening en opbrengstberekening worden ook de investeringskosten van de elektrische infrastructuur berekend op basis van budgetprijzen van fabrikanten.

GIS

GIS is een veelgebruikt programma voor cartografie. De OWECOP uitvoer wordt gebruikt in combinatie met de GIS-database (Global Information System) om geschikte locaties te vinden voor offshore windenergie. De GIS database bevat voor elke vierkante kilometer zeeoppervlak informatie over beschikbaarheid, windsnelheid en waterdiepte. Ook berekent het GIS programma de afstand tot de dichtstbijzijnde gedefinieerde aansluiting op het elektriciteitsnet.

APPENDIX B: LAYOUT EN KOSTEN ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR VOOR INDIVIDUEEL AANGESLOTEN WINDPARKEN

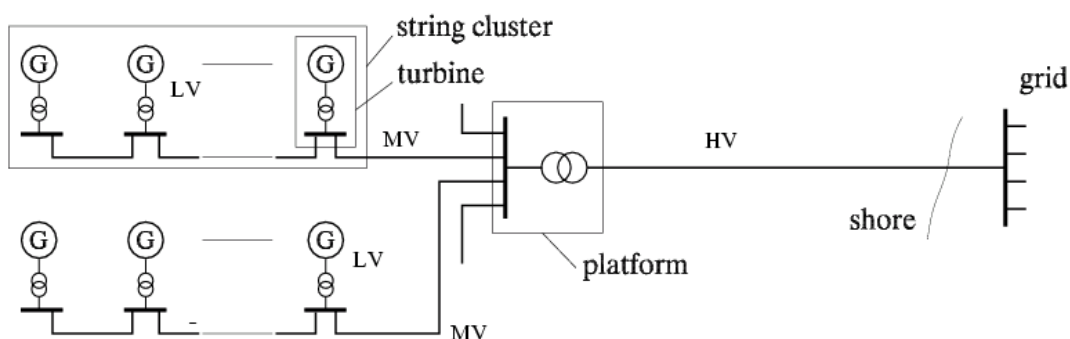
Voor de EeFarm en OWECOP berekeningen zijn twee elektrische opties beschouwd voor de verbinding tussen windpark en het hoogspanningsnet:

- Optie 1: een wisselspanningsverbinding (150 kV), zie Figuur 16;
- Optie 2: een gelijkspanningsverbinding (+/-140 kV), zie Figuur 17.

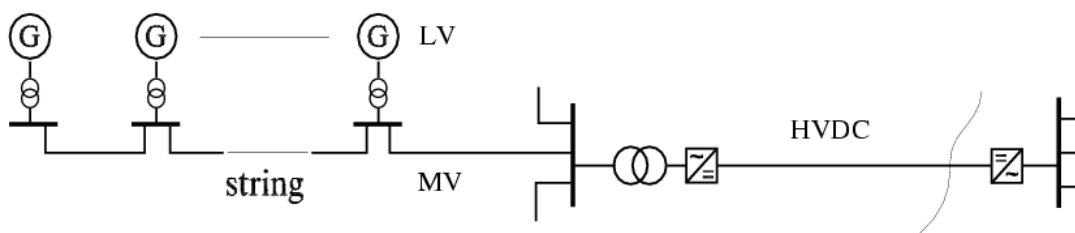
Bij de componentkeuze is uitgegaan van spanningsbronconverters op basis van IGBTs.

De elektrische componenten en de lay-out in het windpark zijn in beide opties gelijk:

- 6 MVA 4.2-33 kV turbinetransformatoren en
- 33 kV kabelverbindingen tussen de turbines en naar de parktransformator.



Figuur 16. Windpark met wisselspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet



Figuur 17. Windpark met gelijkspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet

Voor beide opties zijn de kosten van de elektrische infrastructuur berekend voor een 100 MW en een 500 MW windpark als functie van de afstand van het windpark naar het onderstation in het net. Voor de kostprijsberekening is gebruik gemaakt van budgetprijzen opgegeven door fabrikanten van deze elektrische componenten. Figuur 18 geeft de kosten van de elektrische infrastructuur voor een 100 MW windpark inclusief verbinding naar land. Het niet afstandsafhankelijke deel is bij de gelijkspanningsverbinding veel hoger dan bij gelijkspanning.

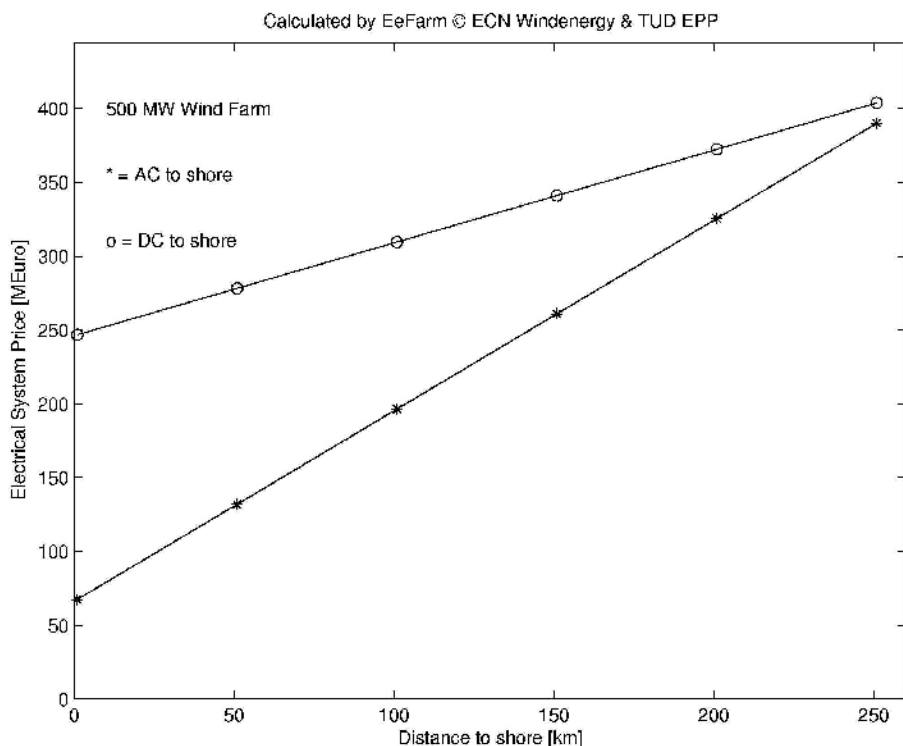
Uit de EeFarm berekeningen blijkt dat:

- Met wisselspanning voor beide parkvermogens een afstand van 180 km overbrugd kan worden. Hierbij dient wel een deel van de blindstroom die de kabel produceert door het windpark opgenomen te kunnen worden bij nominaal parkvermogen. Bij een grotere afstand kan het nominale parkvermogen niet meer volledig worden getransporteerd;

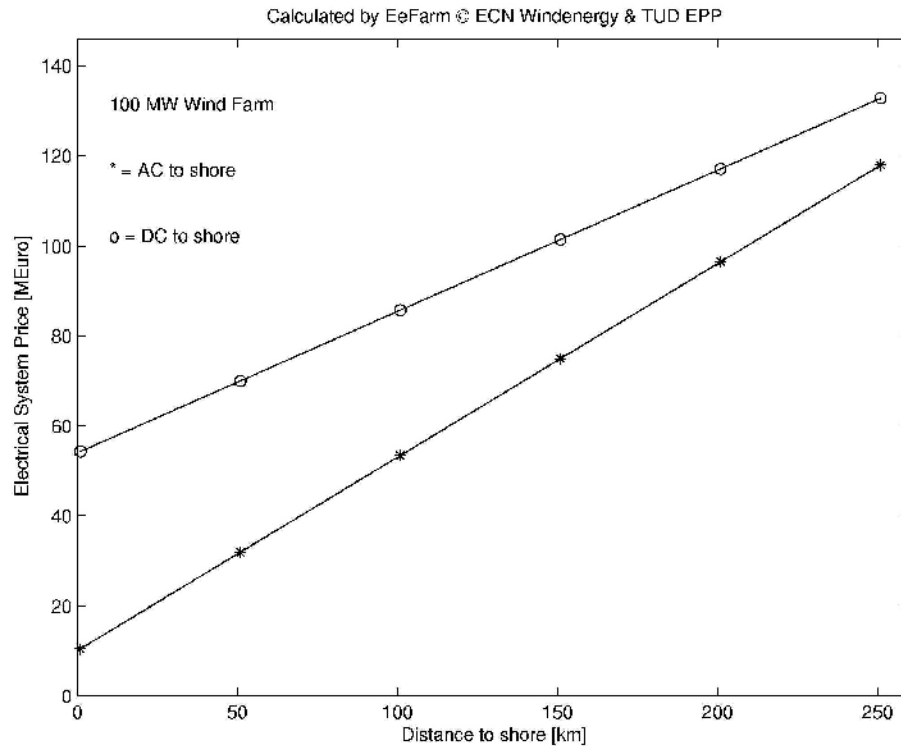
- Voor gelijkspanning is de te overbruggen afstand aanzienlijk groter. Er zijn echter slecht berekeningen uitgevoerd tot 250 km;
- Voor afstanden kleiner dan 250 km heeft de wisselspanningsverbinding zowel voor 100 MW als voor 500 MW de laagste investeringskosten;
- Naarmate de afstand toeneemt wordt het verschil in investeringskosten tussen gelijk- en wisselspanning kleiner;

Bij een keuze voor wissel- of gelijkspanningen spelen echter meer aspecten een rol dan investeringskosten alleen:

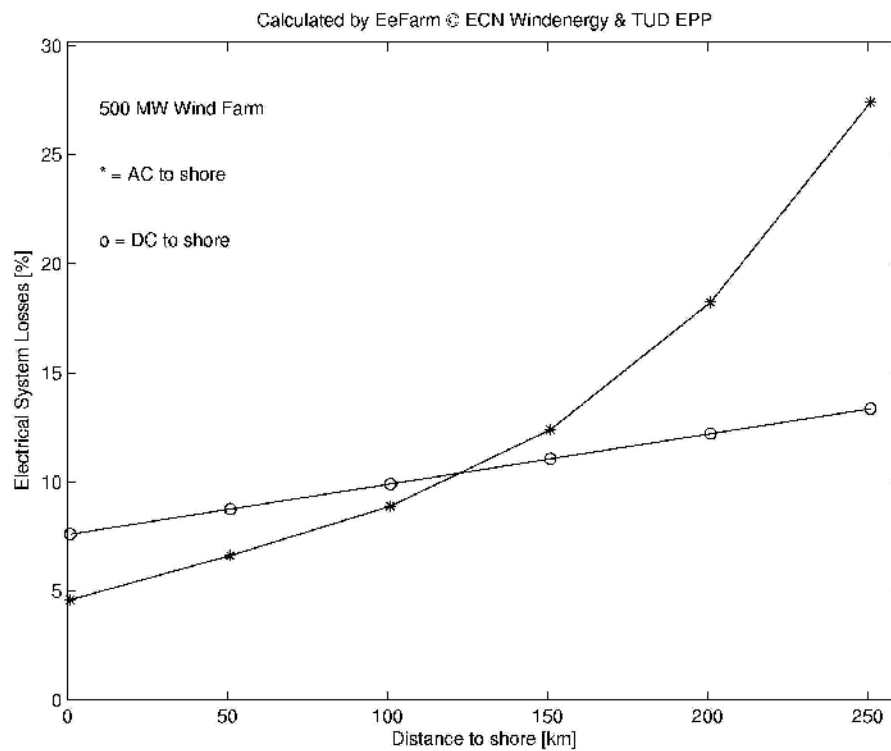
- Wisselspanningsverbindingen hebben een vrijwel passief karakter: er valt niets te regelen, hoogstens kan de stand van een transformator stapsgewijs gewijzigd worden. In de gekozen gelijkspanningsoptie zijn er diverse regelmogelijkheden denkbaar: de blindstroom van het onderstation op land maar ook de frequentie en spanning in het windpark.
- Ook het gedrag tijdens netstoringen (met name spanningsdips van korte duur) van de gekozen gelijkspanningsverbinding is in principe beter dan van een wisselspanningsverbinding.
- De hogere investeringskosten worden mogelijk voor een deel terugverdiend door besparingen op anders noodzakelijke aanpassingen van het HV net op land.
- Een deel van de hogere investeringen wordt mogelijk terugverdiend door lagere verliezen. Dit blijkt uit Figuur 20, waarin de gemiddelde elektrische verliezen zijn weergegeven voor de twee opties. De procentuele verliezen bij wisselspanning stijgen exponentieel met de afstand, bij gelijkspanningstransport is de stijging lineair. Bij afstanden korter dan ca. 120 km zijn de verliezen in de wisselspanningsoptie lager, daarboven is de gelijkspanningsverbinding gunstiger.



Figuur 18. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 500 MW windpark als functie van afstand windpark-onderstation.



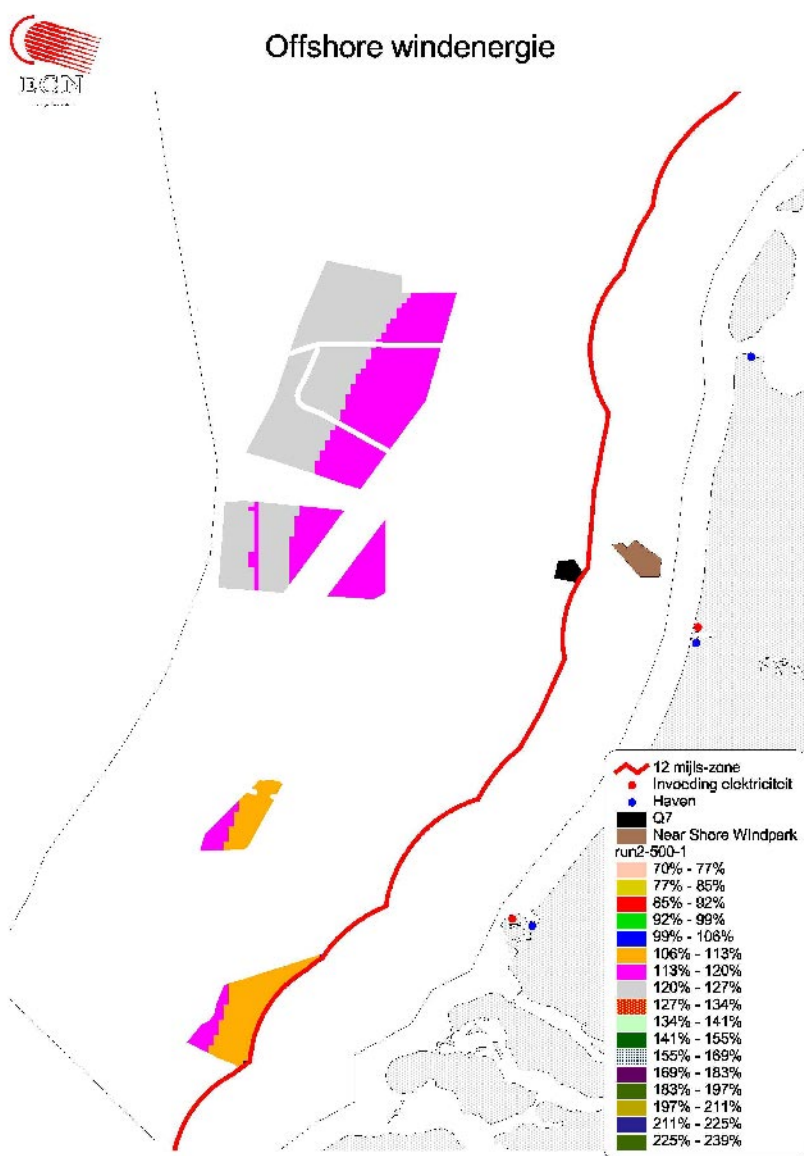
Figuur 19. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 100 MW windpark als functie van afstand windpark-onderstation.



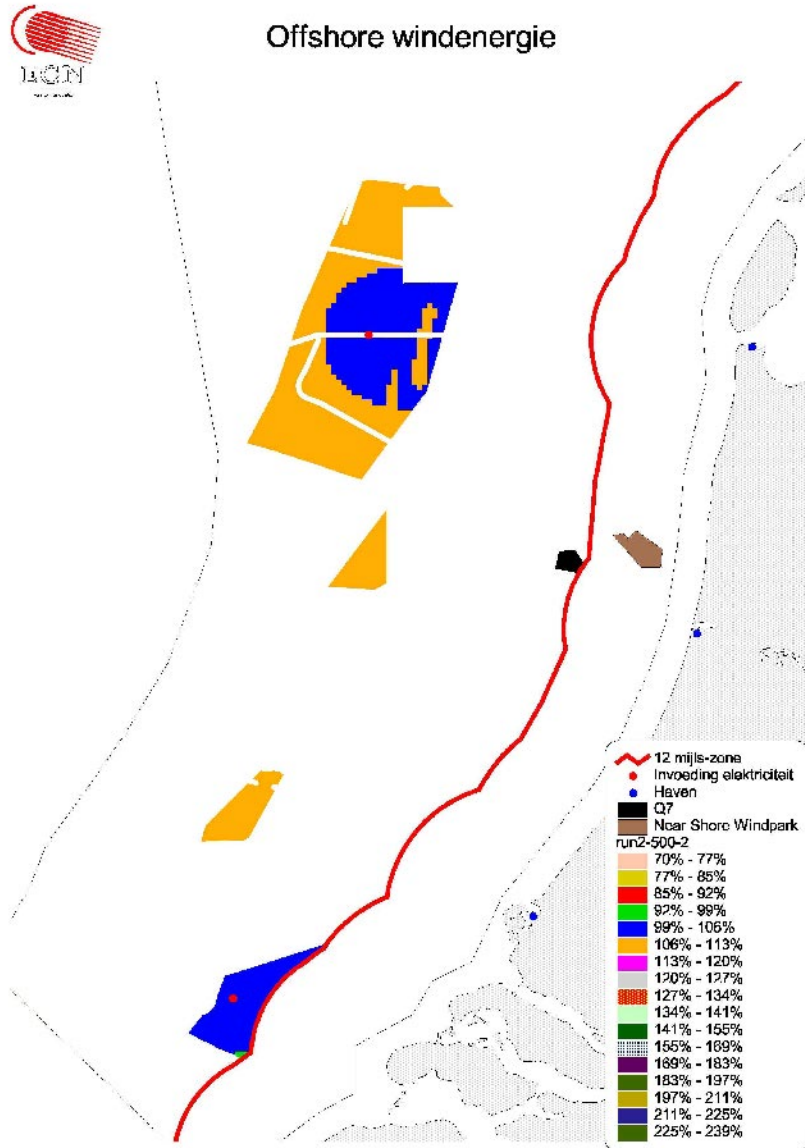
Figuur 20. Elektrische verliezen gemiddeld over de levensduur van een windpark als percentage van het nominale parkvermogen (500 MW)

APPENDIX C: LOCATIES EN OPWEKKOSTEN VOOR 500 MW WINDPARKEN

Om het effect te laten zien van de keuze van de minimale parkgrootte, zijn in de volgende figuren de locaties en relatieve opwekkosten weergegeven voor een parkgrootte van 500 MW. De opwekkosten zijn wederom berekend voor individuele aansluiting van windparken op een onderstation op het vaste land (Figuur 21) en aansluiting op een onderstation op zee (Figuur 22). Een gevolg van de keuze van 500 MW is een beperkt aantal grote locaties. Omdat de aansluitpunten op zee volgen uit deze locaties, zijn nu slechts twee aansluitpunten nodig in plaats van de drie voor 100 MW parkgrootte.



Figuur 21. Beschikbare locaties en relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal van 10 GW (minimale grootte windpark 500 MW) in geval van individuele aansluiting naar land (rode stippen).



Figuur 22. Beschikbare locaties en relatieve opwekkosten van offshore windenergie tot een totaal van 10 GW (minimale grootte windpark 500 MW) in geval van elektrische aansluitpunten op zee (rode stippen).

APPENDIX D: MOGELIJK BESCHIKBARE EXTRA RUIMTE

Naast het referentiepark van 100 MW is ook gekeken naar de resterende ruimte voor parken kleiner dan 100 MW en naar een militair oefengebied dat mogelijk toch in aanmerking zou kunnen komen voor windenergie-exploitatie.

De gebieden met ruimte voor minder dan 100 MW zouden in sommige gevallen dusdanig in de buurt van elkaar kunnen liggen dat ze als een geheel kunnen worden opgevat en daarmee in aanmerking kunnen komen voor exploitatie. Het is redelijk om te veronderstellen dat exploitatie van zeegebieden die onvoldoende ruimte laten voor tenminste 100 MW aan windvermogen (ca. 15 km²) niet wenselijk is. Het zou leiden tot een versnippering van het windvermogen, een veelheid aan kabels en verhoudingsgewijs hoge kosten voor voorbereiding en bouw. Bij de analyse voor mogelijke samenstelling van resterende ruimtes is alleen gekeken naar oppervlakten voor minimaal 50 MW (ca. 7,5 km²).

Uit nagekomen informatie bleek bovendien dat het militaire oefengebied 'Retvangen' ter hoogte van IJmuiden opgenomen (code aanduiding EN D252) wellicht ook ruimte biedt voor windparken. Dit gebied was niet eerder aangemerkt als beschikbare ruimte voor windenergie [ref. 4].

Om de twee hierboven beschreven mogelijke opties te kunnen kwantificeren, heeft ECN een extra analyse uitgevoerd van geschikte gebieden voor windenergieplaatsing, met windparken van een maximale grootte van 50 MW. Bovendien werd het hierboven genoemde militair gebied als beschikbare ruimte beschouwd. De analyse werd uitgevoerd tot en met 10.000 MW nominaal opgesteld vermogen in de Noordzee.

Resultaat

Figuur 23 toont de meest kostenefficiënte locaties voor windenergie op zee verkregen uit deze analyse. Het militaire oefengebied EN 252 wordt grotendeels gekruist door bestaande vaarwegen, waardoor 'weinig' extra gebied voor het plaatsen van windparken over blijft. De extra gebieden zijn met een 'X' aangeduid, in totaal goed voor 1956 MW.

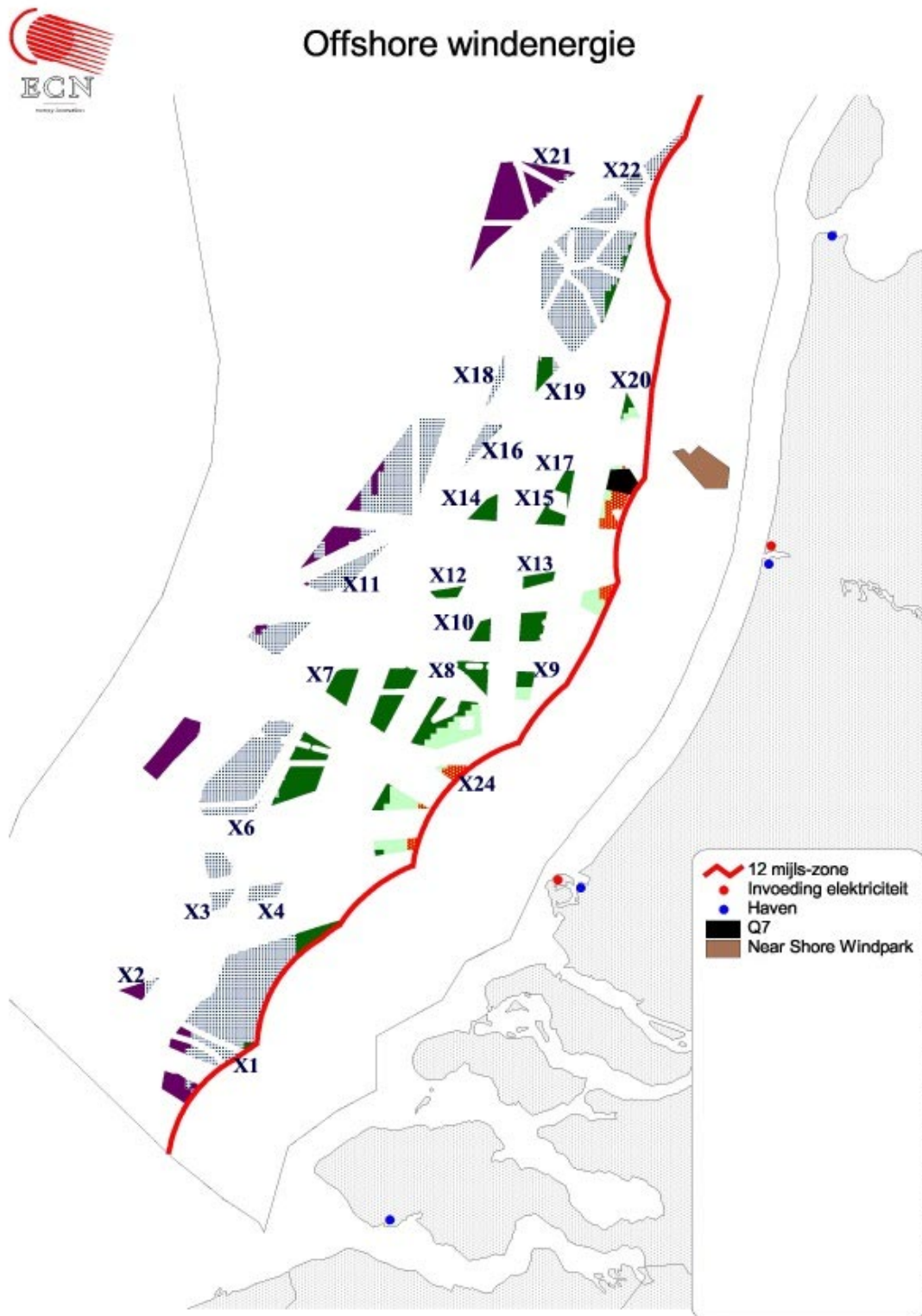
De onderlinge afstand tussen de extra beschikbare gebieden voor parken kleiner dan 100 MW blijkt overigens te groot om twee of meer gebieden als één gebied te kunnen beschouwen. Gebieden X15 en X17 welke zijn gescheiden door een militair oefengebied ter hoogte van IJmuiden [ref. 5] komen hierbij nog het meest in de buurt. De onderlinge afstand is toch nog altijd 9 km.

Drie gebieden met een oppervlakte kleiner dan 15 km² kunnen toch als mogelijke gebieden van het plaatsen van offshore windenergie worden aangeduid. Het betreft gebieden aangemerkt als X8, X16 en X19, waarop respectievelijk 100, 96 en 96 MW offshore windenergie geplaatst kan worden.

Het beschikbaar komen van het militair gebied EN D252 betekent dat extra gebieden (in de figuur aangeduid als X7, X11 en X12) van in totaal ruim 63 km² verdeeld over drie parken.

ID [-]	Oppervlakte [km ²]	Maximaal te plaatsen vermogen [MW]
X7	21,5	143
X11	34,4	230
X12	7,7	51
Totaal		423

Echter, één van deze parken (X12) zou te klein zijn om een park van tenminste 100 MW te plaatsen.



Figuur 23. Kostenefficiënte locaties voor OWE tot in totaal 10 GW vanaf 50 MW per park met individuele aansluiting op E-net op land.

Tabel 7. Alternatieve ruimte voor OWE: kleinere parken en vrijgave militair gebied EN252.

ID	oppervlakte	afstand tot netwerk⁸	vermogen	cumulatief vermogen	productie
[-]	[km ²]	[km]	[MW]	[MW]	[MWh]
X1	14,8	100	99	99	340
X2	11,2	110	75	174	253
X3	11,1	80	74	248	257
X4	13,9	75	93	340	321
X5	(Vervallen)				
X6	13,5	90	90	430	312
X7	21,5	75	143	573	506
X8	15,0	60	100	674	357
X9	14,3	55	95	769	345
X10	10,2	65	68	837	239
X11	34,4	90	230	1066	789
X12	7,7	80	51	1118	180
X13	10,4	60	70	1187	249
X14	13,9	75	93	1280	329
X15	12,0	55	80	1361	288
X16	14,4	80	96	1457	337
X17	9,9	55	66	1523	238
X18	8,7	85	58	1581	203
X19	14,4	75	96	1677	337
X20	8,8	55	59	1735	213
X21	12,9	105	86	1821	291
X22	10,3	100	69	1890	238
X23	(Vervallen)				
X24	9,8	40	65	1956	243

⁸ Geschatte afstand, berekend vanaf het middenpunt van het park tot het aanlandingspunt aan de kust.

APPENDIX E: VRAGEN DIE OVERBLIJVEN NA DE RAPPORTAGES VAN KEMA EN ECN

Deze bijlage beantwoordt de vragen van Novem naar aanleiding van de conceptversie van dit rapport.

Vraag 1. Welke varianten van de KEMA opties A, B, C en D zijn nu bij de berekeningen net op zee gebruikt?

Optie B, omdat deze optie volgens de KEMA de goedkoopste is van alle onderzochte opties voor het net op zee

Vraag 2. Wat zijn de absolute getallen voor de totale investeringen in 6 GW windparken, de investeringen in de verbindingen naar het hoogspanningsnet op land bij individuele aansluiting en via een net op zee?

Kosten van offshore windenergie t/m 6000 MW	Windparken, werkelijke grootte M€	Verbinding naar hoogspanningsnet M€	Totaal M€
Investerings individueel aansluiten (op basis van 100 MW parkgrootte)	3611+4892 = 8503	904+1101 = 2005	10508
Investerings aansluiten via net op zee, Optie B	3611+4892 = 8503	2456 ⁹	10959

Zie ook Tabel 8 en Tabel 9.

Vraag 3. Hoeveel kabels gaan er nu eigenlijk naar land bij individuele aansluiting?

1 kabel per park van 100 MW, zie hfdst 3.4 van ECN rapport

Vraag 4. Aantal kabels naar kust uitsplitsen voor 6 en 10 GW en voor Beverwijk en Maasvlakte

	Beverwijk [aantal kabels]	Maasvlakte [aantal kabels]	Totaal [aantal kabels]
Aantal kabels bij individueel aansluiten van 6 GW	25	35	60
Aantal kabels bij individueel aansluiten van 10 GW	50	50	100
Aantal kabels net op zee, optie B, 6 GW totaal	15, evt gebundeld in 5 groepen van 3	21, eventueel gebundeld in 7 groepen van 3	36, eventueel gebundeld in 12 groepen van 3
Aantal kabels net op zee, optie B, 10 GW totaal	30, evt gebundeld in 10 groepen van 3	30, eventueel gebundeld in 5 groepen van 3	60, eventueel gebundeld in 20 groepen van 3

⁹ Genomen uit KEMA rapport en toegezonden spreadsheet dd. 29-sept-2003

Vraag 5. Graag ook een aparte kaart met alleen alle uitsluitingsgebieden in het rapport opnemen.

Zie Figuur 24 en Figuur 25

Vraag 6. Hoofdstuk 3.4, Vergelijking van de individuele aansluiting van windparken met de optie elektrische aansluitpunten op zee. De relatie tussen de tabellen 4 en 5 en de voorbeelden van 5 x 100 MW en 1 x 500 MW maken jullie niet duidelijk. Het totaal van tabel 4 is 1059 MW en dat van tabel 5 is 1399 MW. Hoe hebben jullie de voorbeelden gebruikt bij de berekening van de tabel?

De som van de vermogens van tabel 4 en 5 is niet belangrijk. De gebieden zijn, volgens afspraak, uitsluitend gebruikt om het verschil in kosten (individuele aansluiting tegen kosten met net op zee, optie B) zichtbaar te maken.

Vraag 7. Relatie tussen ECN en KEMA net op zee. Bij Novem's bespreking van de rapporten bij EZ op 26-9-03 bleek dit ook dezelfde en nog meer veel vragen op te roepen. Die concentreren zich allemaal op de het feit dat de conclusie dat bundeling van kabels via een net op zee geen economische voordelen lijkt te bieden. Dit is een heel belangrijke conclusie en die dient in de rapportage helder te zijn. Daarom wil ik ECN en KEMA vragen om samen een vergelijking te maken te verduidelijken door een verdere detaillering van de voorbeelden 5 x 100 MW en 1 x 500 MW

Vergelijking 5x 100 MW windparken

Kosten in Miljoenen Euro's	Individuele aansluiting *	Netwerk op zee	
		Optie A	Optie B
Windparken	770	770	770
Aansluiting windparken op aansluitpunt *	0	44	44
Subtotaal windparken	770	814	814
HVAC kabel; 150 kV	127.5	94.0	65.4
HVAC kabel; 380 kV	0.0	0.0	18.7
HVAC hardware (transformatorstations)	19.3	22.3	30.1
Kabellegkosten	42.0	87.0	73.5
Subtotaal elektrisch transport	188.8	203.3	187.7
Totaal	959	1017	1002

Individueel

5x 3-aderige kabels naar de kust

Optie A

6x 1-aderige kabels (75 km @ 150 kV) en 1 tussenstation

Optie B

6x 1-aderige kabels (50 km @ 150 kV), 2 tussenstations,
3x 1-aderige kabels (25 km @ 380 kV) naar de kust

Opmerkingen

Afstand tot de grid = 68 [km] x 1,25 = 85 km

Alle kostenramingen zonder winstmarge, ad fabriek

* Kosten van 150 kV kabels en het leggen daarvan voor de afstand tussen elk individueel windpark en het aansluitpunt op zee.

Deze kosten zijn berekend m.b.v. EeFarm en OWECOP

Vergelijking 1x 500 MW windparken

Kosten in Miljoenen Euro's	Individuele aansluiting * 500 MW	Netwerk op zee	
		Optie A	Optie B
Windparken	650	650	650
Aansluiting windparken op aansluitpunt *	0	44	44
Subtotaal windparken	650	694	694
HVAC kabel; 150 kV	76.5	94.0	65.4
HVAC kabel; 380 kV	0.0	0.0	18.7
HVAC hardware (transformatorstations)	19.2	22.3	30.1
Kabellegkosten	26.0	87.0	73.5
Subtotaal elektrisch transport	121.7	203.3	187.7
Totaal	772	897	882

Individueel

3x 3-aderige kabels naar de kust

Optie A

6x 1-aderige kabels (75 km @ 150 kV) en 1 tussenstation

Optie B

6x 1-aderige kabels (50 km @ 150 kV), 2 tussenstations,
3x 1-aderige kabels (25 km @ 380 kV) naar de kust

Opmerkingen

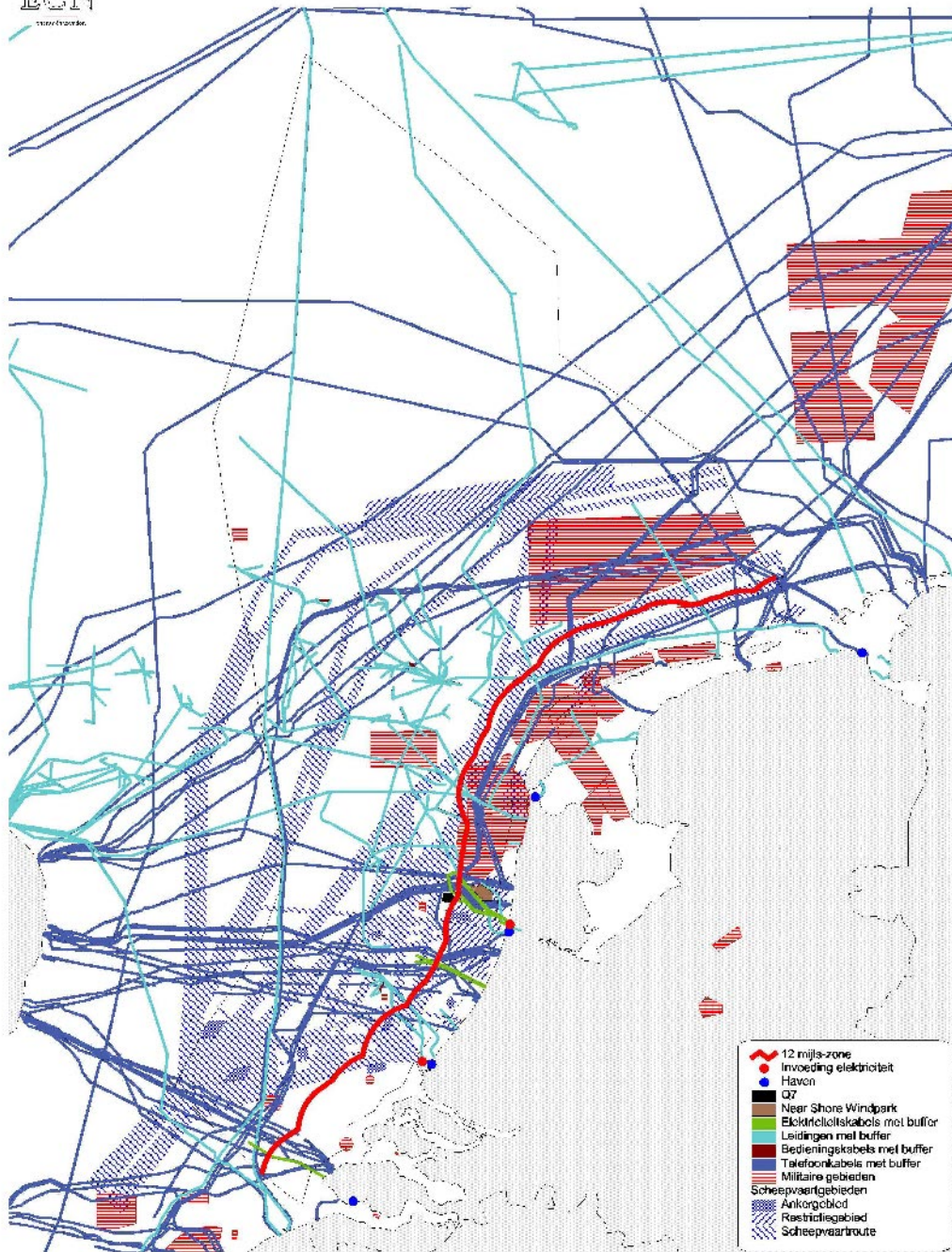
Afstand tot de grid = $68 \text{ [km]} \times 1,25 = 85 \text{ km}$

Alle kostenramingen zonder winstmarge, ad fabriek

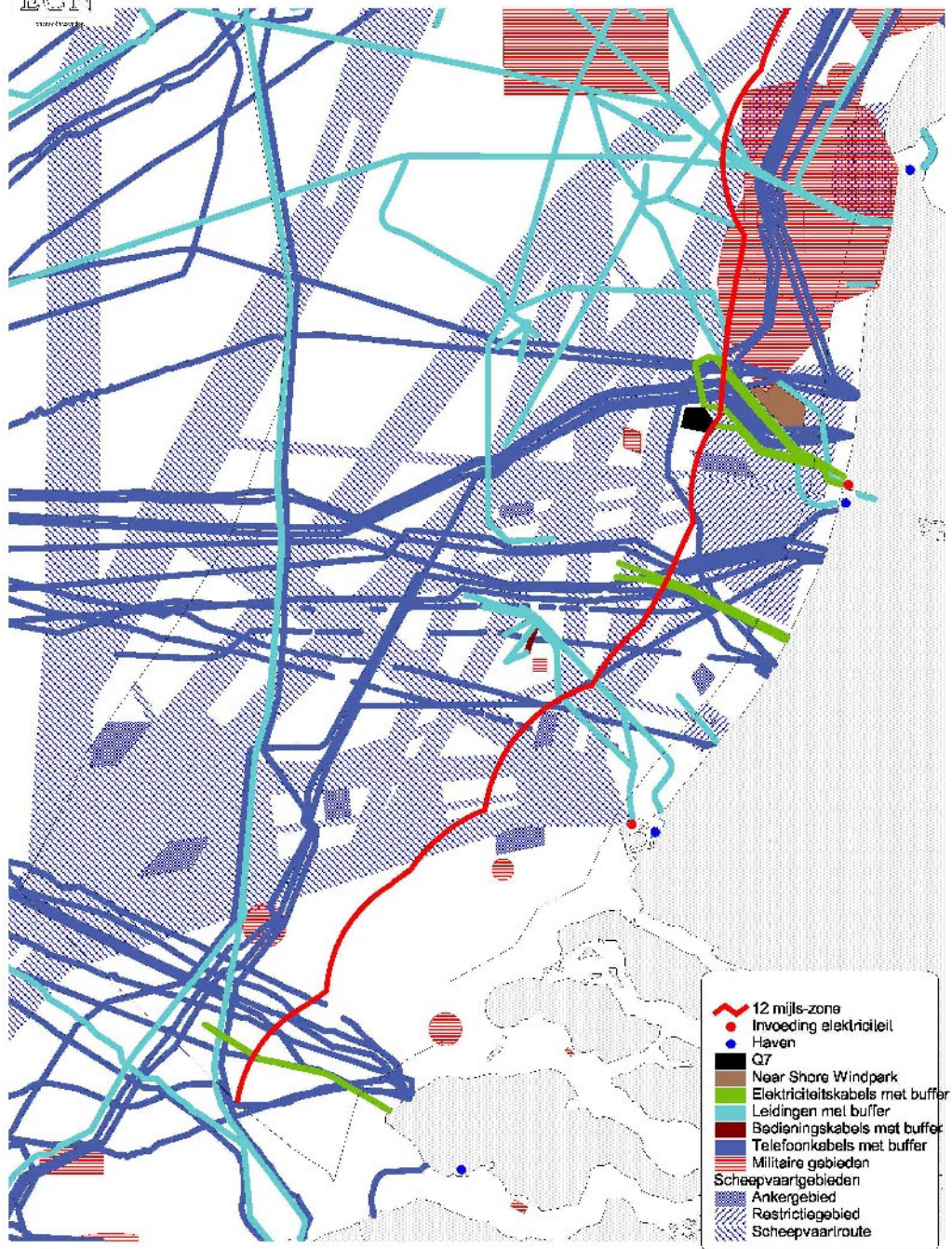
* Kosten van 150 kV kabels en het leggen daarvan voor de afstand tussen elk individueel windpark en het aansluitpunt op zee.

Deze kosten zijn berekend m.b.v. EeFarm en OWECOP

Offshore windenergie



Figuur 24. Uitsluitingsgebieden voor het gehele NCP zoals gebruikt in deze studie



Figuur 25. Uitsluitingsgebieden voor het NCP waar de goedkoopste gebieden voor windenergie zich bevinden

Aansluitpunten op land

	ID	Oppervlakte [km ²]	Afstand tot grid [km]	Vermogen [MW]	Cumulatief vermogen [GWh/j]	Productie [GWh/j]	Kosten relatief tot NSW [%]	Windpark- kosten ¹⁰ [M€]	INVESTERINGEN				Totaal [M€]
									HV Hardware [M€]	HV kabel- kosten [M€]	HV legkosten [M€]	HV subtotaal [M€]	
Aansluitpunt Beverwijk tot 6000 MW	274	40.2	42	268	268	1005	97.7%	373	10,3	31,5	14,4	56,2	429
	268	21.2	45	142	410	529	98.8%	216	5,5	16,9	7,2	29,6	246
	256	20.4	68	136	546	485	108.1%	209	5,3	25,5	8,5	39,3	248
	141	28.6	80	191	737	673	111.9%	280	7,3	60,0	18,4	85,7	366
	142	37.7	85	252	989	886	112.5%	356	9,7	63,8	19,0	92,5	449
	356	19.5	85	130	1119	458	113.2%	202	5,0	31,9	9,4	46,3	248
	136	26.7	85	178	1297	626	113.3%	265	6,9	63,8	18,9	89,6	355
	X16	14.4	75	96	1393	337	113.5%	150	3,7	28,2	8,9	40,8	191
	X19	14.4	75	96	1489	337	113.5%	150	3,7	28,2	8,9	40,8	191
	134	62.4	80	417	1906	1461	113.8%	552	16,0	90,0	28,0	134,0	686
	140	32.1	92	215	2120	750	114.5%	310	8,3	69,0	19,7	97,0	407
	186	21.9	98	146	2266	510	114.9%	223	5,6	36,8	10,1	52,5	276
	263	33.9	95	226	2492	789	115.2%	325	8,7	71,3	20,1	100,1	425
			373		2492	Subtotalen Beverwijk t/m 2,5 GW			3611	96	617	192	904
Beverwijk 6 tot 10 GW	283	92.3	100	616	3109	2141	116.7%	784	23,7	150,0	42,2	215,9	1000
	188	16.0	110	107	3216	371	117.6%	167	4,1	41,3	10,8	56,2	223
	137	18.3	110	122	3338	422	118.0%	190	4,7	41,3	10,8	56,8	247
	189	50.9	115	340	3677	1173	118.9%	460	13,1	86,3	22,3	121,7	582
	133	372.4	120	2486	6164	8475	122.5%	2803	95,3	675,0	197,0	967,3	3770
		923		6164	Subtotalen Beverwijk 2,5 t/m 6,1 GW			8015	237	1611	475	2322	10337

Tabel 8. Investeringskosten voor het aansluiten van 6,1 GW elektrisch vermogen door het plaatsen van windenergie, op het aansluitpunt Beverwijk

¹⁰ Windparkkosten: het betreft de kosten van windpark hardware inclusief ontwerp-, transport- en installatiekosten, exclusief transport van elektrisch vermogen naar land en onderhoudskosten
ECN-CX--03-086

Aansluitpunten op land

	ID	Aansluitpunten op land		Vermogen [MW]	Cumulatief vermogen [GWh/j]	Energie productie [GWh/j]	Kosten relatief tot NSW [%]	INVESTERINGEN					Totaal [M€]
		Oppervlakte	Afstand tot grid					Windpark- kosten	HV Hardware	HV kabel- kosten	HV legkosten	HV subtotaal	
		[km2]	[km]					[M€]	[M€]	[M€]	[M€]	[M€]	
Aansluitpunt Maasvlakte tot 6000 MW	239	17.7	45	118	118	437	100.4%	184	4,6	17,0	7,2	28,8	213
	123	23.8	46	159	277	582	101.9%	240	6,1	17,3	7,3	30,7	271
	245	59.4	49	397	673	1449	102.8%	528	15,2	55,2	23,0	93,4	621
	X8	15.0	55	100	774	357	105.0%	155	3,9	20,7	7,8	32,4	188
	149	15.4	67	103	876	367	106.7%	160	4,0	25,2	8,4	37,6	198
	150	21.8	68	146	1022	519	107.6%	223	5,6	25,5	8,5	39,6	263
	X7	21.5	71	143	1165	506	108.0%	220	5,5	26,7	8,7	40,9	261
	247	17.0	73	114	1278	403	108.4%	178	4,4	27,4	8,8	40,6	218
	238	35.7	73	238	1517	844	109.5%	339	9,2	54,8	17,7	81,7	421
	241	202.5	85	1352	2869	4750	113.0%	1594	51,8	255,0	82,2	389,0	1983
	158	105.9	86	707	3576	2478	113.8%	885	27,1	161,3	49,4	237,8	1123
	293	17.8	90	119	3695	417	114.3%	186	4,6	33,8	9,7	48,1	234
		563		3695		Subtotalen Maasvlakte t/m 3,7 GW	4892	142	720	239	1101	5993	
Maasvlakte 6 tot 10 GW	63	15.5	100	104	3798	361	115.5%	161	4,0	37,5	10,2	51,7	213
	X11	34.4	110	230	4028	789	117.0%	330	8,9	82,5	21,7	113,1	443
	362	18.6	115	124	4153	432	117.1%	194	4,8	43,2	11,1	59,1	253
	166	31.8	100	212	4365	736	117.2%	308	8,2	75,0	20,6	103,8	412
	64	21.3	110	142	4507	493	117.4%	218	5,5	41,3	10,8	57,6	276
	284	26.5	115	177	4684	611	118.0%	263	6,8	43,2	11,1	61,1	324
	228	41.2	105	275	4958	946	120.0%	384	10,6	78,8	21,2	110,6	495
	91	19.8	120	132	5091	453	120.9%	205	5,1	45,0	11,3	61,4	266
		773		5091		Subtotalen Maasvlakte 3,7 t/m 5,1 GW	6955	196	1166	357	1719	8674	

Tabel 9. Investeringskosten voor het aansluiten van 5,1 GW elektrisch vermogen door het plaatsen van windenergie, op het aansluitpunt op de Maasvlakte