

CONNECT 6.000MW

Eindrapportage

Den Haag, juli 2004



Connect 6.000 MW

Eindrapportage

Samenvatting

In de periode van juli 2003 tot juli 2004 is het project Connect 6.000 MW uitgevoerd. Doel van dit project Connect 6.000 MW was het ontwikkelen van een visie op de verantwoordelijkheden, bevoegdheden en taakverdeling tussen de overheid, netbeheerder(s) en marktpartijen met betrekking tot de aansluiting van offshore windparken op het Nederlandse elektriciteitsnet. Een projectteam bestaande uit EZ en Novem heeft hiertoe een verkenning uitgevoerd, waarvoor op deelgebieden door ECN, KEMA en Royal Haskoning studies zijn uitgevoerd. Voor alle binnen dit project uitgevoerde studies geldt dat deze een verkennend karakter dragen en niet de pretentie hebben een absolute weergave van de toekomstige werkelijkheid te presenteren. Een tussenrapportage van Connect 6.000 MW is tijdens een consultatiebijeenkomst op 28 november 2003 voorgelegd aan netbeheerders, NGO's en marktpartijen. Aansluitend zijn gesprekken gevoerd met een aantal partijen. De resultaten van deze consultatie zijn in de rapportage verwerkt.

De consequenties voor de aansluiting van offshore windparken op het Nederlandse elektriciteitsnet zijn geschetst aan de hand van een drietal mogelijke scenario's:

- Een basis scenario dat leidt tot 6.000 MW in 2020,
- Een progressief scenario dat leidt tot 8.000 MW in 2020,
- Een behoudend scenario dat leidt tot 5.000 MW in 2020.

De meest waarschijnlijke locaties voor de windparken liggen in een strook van 25 – 50 kilometer uit de Zuid-Hollandse en Noord-Hollandse kust. De 380 kV stations Maasvlakte en Beverwijk worden beschouwd als noodzakelijke aansluitpunten. Op elk van deze locaties zal naar verwachting de helft van het windvermogen worden ingevoerd. Voor de aansluiting van dergelijke hoeveelheden offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet blijkt verzwaaring van het bestaande landnet noodzakelijk. Door KEMA is ingeschat dat met de voorbereiding en uitvoering ervan een investering van ca. €300 miljoen en een doorlooptijd van 9 - 14,5 jaar is gemoeid. Als de kosten van netverzwaaring worden versleuteld in het landelijke basistransporttarief, dan leidt dit tot een verhoging van de elektriciteitsprijs van ca. €0,0002 per kiloWattuur.

Bundeling van kabels heeft bij beide aansluitpunten sterk de voorkeur. Bij de Maasvlakte betreft dit zowel ruimtelijke als fysieke bundeling omdat hier binnen de twaalfmijlszone slechts zeer beperkte ruimtelijke mogelijkheden voor kabeltracé's zijn. Voor Beverwijk vragen vooral de passage van de zeeovergang en de beperkte ruimte op land om bundeling. Het is niet duidelijk of bundeling ook een kostenvoordeel gaat opleveren.

De eerstkomende jaren kan uitgaande van een verder gelijkblijvende vermogensvraag en vermogensaanbod, zonder verdere uitbreiding van het net op land 3.000 tot 3.500 MW worden aangesloten. Het betreft hier tussen de 1.000 - 1.500 MW op 150 kV-net en ca. 2.000 MW op Beverwijk en Maasvlakte. Het huidige landnet moet in elk geval worden verzwakt om 5.000 MW of meer te kunnen aansluiten. Omdat het tracé's zou kunnen betreffen die reeds in het SEV-II zijn opgenomen zullen de ruimtelijke procedures mogelijk korter zijn dan de eerdergenoemde 9 - 14,5 jaar. Een snellere realisatie van de verbindingen kan worden bewerkstelligd door de inzet van de Rijksprojectenprocedure. Het is op dit moment

onvoldoende duidelijk in hoeverre ruimtelijke ordening en milieueisen, denk aan duindoorkruisingen en transformator- en convertorstations, belemmerend kunnen werken.

De Elektriciteitswet 1998 is niet van toepassing buiten de twaalfmijlszone voor wat betreft aansluitingen, netten, netbeheerders en tarieven. Er dient duidelijkheid te komen over de verbindingen die deze grens wel passeren, maar niet doorlopen tot buiten de Nederlandse Exclusieve Economische Zone. Vanwege de grote afstanden tussen de productielocatie en het huidige elektriciteitsnet verdient de definitie van “net” en “aansluiting” een nadere beschouwing. Als follow-up van dit project zou onderzocht moeten worden of het noodzakelijk is de wet zodanig te wijzigen dat netbeheerders een net op zee kunnen aanleggen en de kosten daarvan via een aparte boekhouding kunnen toerekenen aan de gebruikers, te weten de daarop aangesloten producenten.

De projectgroep heeft de haalbaarheid van de doelstelling van 6.000 MW afgewogen tegen aspecten van efficiënt ruimtegebruik, ruimtelijke ordening en ecologie en komt tot drie beleidsopties. Het betreft hier:

1. De markt aan zet: “ieder z’n eigen kabel”,
2. De overheid als regisseur: “(Ten)net op zee”,
3. Eerst markt dan overheid: “transitie”.

De beleidsoptie 3, die uitgaat van de veronderstelling dat in beginsel de eerste windparken individueel zullen aansluiten waarna actie is vereist van de overheid om de aansluitmogelijkheden voor de toekomst te borgen alsmede de beleidswens inzake bundeling in te kunnen vullen, geniet de voorkeur. Dit betekent het faciliteren van individuele aansluitingen op korte termijn en het mogelijk maken en wellicht verplichten tot gebundelde aanleg op middellange termijn. De projectgroep is voorts van mening dat om de gestelde ambitie van 6.000 MW te realiseren de aansluiting het beste onder regie van de landelijke netbeheerder plaatsvinden.

Inhoudsopgave

SAMENVATTING.....	I
1 INLEIDING	1
1.1 DOELSTELLING.....	1
1.2 WERKWIJZE.....	1
2 DRIE SCENARIO'S PLAATSINGSTEMPO VAN OFFSHORE WINDENERGIE	3
2.1 WELKE UITGANGSPUNTEN VORMEN DE BASIS VAN DE SCENARIO'S?.....	3
2.1.1 <i>Het basisscenario: Gelijkmatige groei geplaatst vermogen</i>	4
2.1.2 <i>Progressief scenario. Snelle toename van het geplaatste vermogen</i>	5
2.1.3 <i>Behoudend scenario. Gematigde toename geplaatst vermogen, versnelling na 2016</i>	5
2.2 UITKOMSTEN SCENARIO'S, DE GROEICURVEN	6
3 GEBIEDSANALYSE.....	7
3.1 WAT ZIJN DE MEEST WAARSCHIJNLIJKE AANSLUITPUNTEN?.....	7
3.2 WAT ZIJN DE MEEST WAARSCHIJNLIJKE GEBIEDEN?	7
3.3 CONCLUSIE.....	9
4 CONSEQUENTIES VOOR HET NEDERLANDSE ELEKTRICITEITSNET OP LAND	13
4.1 AANSLUITEN OP MAASVLAKTE EN BEVERWIJK?.....	13
4.2 WAT KOST DE VERZWARING VAN HET ELEKTRICITEITSNET?	14
4.3 WAAR SLAAN DE KOSTEN NEER?.....	14
4.4 HOEVEEL TIJD IS NODIG OM DE NETVERZWARINGEN TE REALISEREN?.....	15
4.5 DE BESCHIKBARE CAPACITEIT OP LAND IS STUREND	16
4.6 KAN DE CAPACITEIT VAN HET ELEKTRICITEITSNET OP LAND OP TIJD WORDEN UITGEBREID?.....	17
4.7 CONCLUSIES.....	18
5 EEN ELEKTRICITEITSNET OP ZEE?.....	19
5.1 VERGELIJKING VAN DE CONFIGURATIES	19
5.1.1 <i>Individuele aansluitingen</i>	19
5.1.2 <i>380 kV elektriciteitsnet op zee</i>	21
5.2 KOSTENVERGELIJKING INDIVIDUELE AANSLUITINGEN VERSUS EEN ELEKTRICITEITSNET OP ZEE.....	21
5.3 MENGFORM ELEKTRICITEITSNET OP ZEE EN INDIVIDUELE AANSLUITINGEN	23
5.4 WAAR SLAAN DE KOSTEN NEER?.....	23
5.5 CONCLUSIES.....	24
6 BELEIDSANALYSE AANLANDINGSPUNTEN.....	25
6.1 AANLANDING MAASVLAKTE.....	25
6.2 AANLANDING BEVERWIJK.....	25
6.3 WEL OF NIET BUNDELEN?.....	26
6.4 CONCLUSIES.....	27
7 JURIDISCHE ASPECTEN	28
7.1 HUIDIG WETTELIJK KADER	28
7.1.1 <i>Structuurschema Elektriciteitsvoorziening</i>	28
7.1.2 <i>Elektriciteitswet 1998</i>	29

7.2	CONCLUSIES.....	31
7.2.1	<i>Conclusies met betrekking tot het SEV</i>	31
7.2.2	<i>Conclusies met betrekking tot de Elektriciteitswet 1998</i>	31
8	INTERNATIONALE ONTWIKKELINGEN	32
8.1	MARKTONTWIKKELING IN ANDERE LANDEN	32
8.2	UITGANGSPUNTEN SCENARIO'S	32
8.2.1	<i>Windturbinefabrikanten</i>	32
8.2.2	<i>Offshore materieel</i>	32
8.2.3	<i>Kabelfabrikanten</i>	33
8.2.4	<i>Kabellegschepen</i>	33
8.3	ROLOPVATTING OVERHEDEN BIJ ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR OP ZEE.....	33
8.4	CONCLUSIES.....	34
9	CONCLUSIES EN VISIE.....	35
9.1	INLEIDING	35
9.2	PROCES.....	35
9.3	BETEKENIS VAN 6.000 MW VOOR HET LANDELIJK HOOGSPANNINGSNET.....	36
9.3.1	<i>Kosten van netverzwaringen</i>	37
9.3.2	<i>Conclusie landnet</i>	37
9.4	ONTWIKKELING VAN EEN NET OP ZEE?	37
9.4.1	<i>Financiële aspecten</i>	37
9.4.2	<i>Technische aspecten</i>	38
9.4.3	<i>Ruimtelijke ordening</i>	38
9.4.4	<i>Ecologie</i>	39
9.4.5	<i>Juridische aspecten</i>	39
9.5	DE BESTUURLIJK-ORGANISATORISCHE CONSEQUENTIES	39
9.5.1	<i>Beleidsoptie 1: 'Ieder zijn eigen kabel'</i>	41
9.5.2	<i>Beleidsoptie 2: 'Een Ten(neT) op zee'</i>	41
9.5.3	<i>Beleidsoptie 3: 'Transitie'</i>	41
9.6	CONCLUSIE.....	42
9.7	UITWERKING VAN VISIE (BELEIDSOPTIE 3: 'TRANSITIE').....	42
	BIJLAGE 1: VERKENNING INTERNATIONALE ONTWIKKELINGEN	1

1 Inleiding

Het Ministerie van Economische Zaken wenst een visie te ontwikkelen op de netaansluiting van 6.000 MW offshore windvermogen in de Nederlandse elektrische infrastructuur. Op dit moment is er in Europa weinig tot geen ervaring met elektriciteitsaansluitingen op zee. Vanwege de voorgenomen plaatsing van 6.000 MW offshore windvermogen, roept dit een aantal vragen op:

- Wat is de toepassing- en werkingsfeer van de Elektriciteitswet 1998 binnen en buiten de twaalfmijlszone?
- Wie is verantwoordelijk voor een eventueel te realiseren ‘elektriciteitsnet op de Noordzee’ voor de netaansluiting van offshore windparken?
- Zijn hiervoor wetswijzigingen noodzakelijk? Welke?
- Welke kosten zijn hiermee gemoeid en waar slaan deze neer?
- Is gebundelde aanleg te verkiezen boven individuele aansluitingen?
- In welke mate en op welk moment zouden hiervoor activiteiten moeten worden gestart?

Wat behoort niet tot het project?

- De effecten van balanshandhaving ten gevolge van de inpassing van 6.000 MW op het elektriciteitsnet
- Alternatieven voor de bestaande systematiek van programmaverantwoordelijkheid.

Het eindrapport Connect 6.000 MW bevat de uitkomsten van diverse deelstudies en verkenningen die zijn uitgevoerd om een overzicht te krijgen van de aard en omvang van de problematiek en oplossingsrichtingen te definiëren.

1.1 Doelstelling

Connect 6.000 MW moet een visie opleveren over verantwoordelijkheden, bevoegdheden en taakverdeling over de aansluiting van offshore windparken op het elektriciteitsnet. Hierbij moet inzicht zijn in de daarmee gemoeide kosten en de verdeling daarvan. Ook moet de wenselijkheid en mogelijkheid tot bundeling van aanleg van kabels in beeld worden gebracht. Omdat nog veel onbekend is over toekomstige ontwikkeling van windparken op zee (regelgeving, economisch, technisch, natuur- en milieueffecten) wordt de visie ontwikkeld op basis van verschillende scenario's voor het tempo en de omvang van de groei van offshore windparken.

1.2 Werkwijze

Dit rapport is samengesteld door een projectgroep bestaande uit:

- drs. J.P. Hondebrink, Ministerie van Economische Zaken (projectleider),
- ir. B.A. Wilbrink, Ministerie van Economische Zaken,
- R. de Bruijne, Novem,
- ing. J.L. 't Hooft, Novem.

De projectgroep heeft gebruik gemaakt van een aantal studies die in opdracht van Novem uitgevoerd zijn door ECN, KEMA en Royal Haskoning.

Allereerst zijn drie scenario's ontwikkeld voor de toename van het offshore windvermogen (hoofdstuk 2). Vervolgens is een analyse gemaakt van de locaties waar marktpartijen hun projecten waarschijnlijk gaan realiseren en wat de meest logische aansluitpunten op het elektriciteitsnet zijn (hoofdstuk 3). Deze analyse is gebaseerd op een studie van het ECN (*Locaties en opwekkosten van 6000 MW offshore windenergie, Revisie maart 2004, ECN, maart 2004*). In hoofdstuk 4 is bekeken wat de consequenties zijn voor het landelijke elektriciteitsnet. Hiertoe is een beperkte analyse uitgevoerd door KEMA (*Connect 6.000 MW, Aansluiting van 6.000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet, Deel 2: net op land, KEMA, oktober 2003; Revisie 2004 is opgenomen in het ECN rapport*).

Hoe een elektriciteitsnet op zee er uit kan zien is uitgewerkt in hoofdstuk 5. Hiervoor heeft KEMA een aantal configuraties uitgewerkt (*Connect 6.000 MW, Aansluiting van 6.000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet, Deel 1: net op zee, KEMA, oktober 2003*). In hoofdstuk 6 is ingezoomd op de twee aanlandingspunten Maasvlakte en Beverwijk. Royal Haskoning heeft een beleidsanalyse gemaakt van vooral de ruimtelijke en ecologische aspecten van deze gebieden (*Connect 6.000 MW Aanlanding elektrische infrastructuur offshore windparken, Beleidsanalyse, Royal Haskoning maart 2004*). Een analyse van het wettelijk kader is opgenomen in hoofdstuk 7. Hoofdstuk 8 bevat een korte beschrijving van de internationale situatie. Het rapport wordt afgesloten met de visie in hoofdstuk 9.

Voor het ontwikkelen van deze visie heeft EZ gebruik gemaakt van de zienswijze van de betrokken partijen, zoals de energiesector, projectontwikkelaars en andere marktpartijen.

De eerder verschenen tussenrapportage Connect 6.000 MW (november, 2003) is toegelicht op een consultatiebijeenkomst d.d. 28 november 2003. De resultaten van deze consultatie alsmede de uitkomsten van met diverse partijen gevoerde gesprekken, zijn in dit rapport verwerkt.

Consultatie

De opmerkingen uit de consultatie zijn in kaders weergegeven en zijn geordend naar de partijen die de opmerkingen hebben gemaakt. De volgende indeling is gebruikt:

- N = regionale netbeheerders en de landelijke netbeheerder
- M = projectontwikkelaars, contractors, fabrikant en toeleverancier
- O = overige, NGO's, belangenbehartigers niet wind sectoren

2 Drie scenario's plaatsingstempo van offshore windenergie

Het tempo waarin de markt de doelstelling van 6.000 MW offshore windenergie kan en wil realiseren is nog niet bekend. Om hier een voorstelling van te kunnen maken zijn drie scenario's ontwikkeld.

- Basis scenario: 6.000 MW in 2020 volgens een gelijkmatige groei van geïnstalleerd vermogen vanaf 2008.
- Progressief scenario: 6.000 MW in 2018 en doorgroei naar ruim 8.000 MW in 2020, met vanaf 2008 een sterke groei in geïnstalleerd vermogen.
- Terughoudend scenario: ca. 5.000 MW in 2020 waarbij het geïnstalleerd vermogen langzaam toeneemt tot 2.000 MW in 2016, en daarna snel toeneemt. De 6.000 MW wordt daarbij in 2021 bereikt.

In de drie scenario's zijn verschillende uitgangspunten gebruikt voor factoren die van wezenlijke invloed zijn op het realisatietempo. Dit zijn onder meer de investeringsbereidheid van marktpartijen, de voorbereidingstijd inclusief de benodigde tijd voor vergunningenprocedures, en de toeleveringscapaciteit van betrokken leveranciers. Tot het jaar 2007 lopen de scenario's gelijk op. De doorlooptijd voor nieuwe projecten is zodanig dat de markt tot 2007 alleen de bestaande initiatieven, de windparken NSW en Q7, kan realiseren.

2.1 Welke uitgangspunten vormen de basis van de scenario's?

Voor de drie scenario's zijn de volgende, algemene uitgangspunten gebruikt:

- De doelstelling van (minimaal) 6.000 MW wordt gehaald, het moment waarop dit doel wordt bereikt varieert per scenario.
- De projectomvang zal in de loop van de jaren toenemen doordat de technisch economische risico's beter beheersbaar worden, grotere windturbines beschikbaar komen en andere schaalvoordelen een rol gaan spelen. Een voorbeeld hiervan is de elektrische infrastructuur bij grotere parken. In de scenario's is gerekend met een (gemiddelde) minimale parkomvang van 100 MW toenemend tot 250 MW.
- De vereiste verzwaringen van het elektriciteitsnet worden tijdig in gang gezet en vormen geen vertragende factor.
- Het economisch en bestuurlijk klimaat voor

Consultatievraag:

Zijn volgens u de gekozen uitgangspunten en veronderstellingen voor de scenario's voldoende aannemelijk? Zo nee, waarom niet? Wat is uw eigen visie ten aanzien van de ontwikkeling van het te plaatsen windvermogen in de tijd door uzelf en andere marktpartijen?

M: De veronderstelling dat er substantiële rendementsverbeteringen bereikt zullen worden ontbreekt. Hiervoor is wel continuïteit van het beleid nodig. Ook zal de fabricage van windmolens, de plaatsing van windmolens, onderhoud en reparatie van windmolens en de infrastructuur meer integraal vorm moeten krijgen om kosten te reduceren.

M: Ondiep water is vanuit investeringsoogpunt wel gunstig, maar vanuit aanleg- en onderhoudsperspectief zeer ongunstig.

M: De verwachting is dat windenergie in de tijd exponentieel gaat toenemen; b.v. niet meer dan 500 MW voor 2010.

M: Het terughoudende scenario is waarschijnlijker. Financiering is vooralsnog het grootste probleem voor windparken. Banken zullen hun investeringen spreiden over diverse landen. Het kan zijn dat bepaalde partijen nu een positie willen verwerven in de markt en daartoe een flink deel van de kosten voor eigen rekening nemen.

offshore windparken is voldoende aantrekkelijk voor investeerders. Dit perspectief blijft ook op langere termijn goed.

Marktpartijen verwachten dat de kosten van offshore wind energie substantieel gaan dalen. De voorbereidingen voor een offshore windpark zijn kostbaar. Haalbaarheidsstudies, een milieu-effectrapportage, bodemonderzoeken en andere voorbereidingen kosten volgens marktpartijen tussen de drie en vijf miljoen Euro per windpark. Marktpartijen zijn bereid deze investeringen te doen als naast het economisch klimaat ook het bestuurlijk klimaat aantrekkelijk is. Tot de start van de bouw moet worden gerekend met ca. drie tot vijf jaar voorbereidingstijd. Deze periode duurt zo lang vanwege de proceduretijden voor het verwerven van plantoestemming en vergunningen. Marktpartijen hebben behoefte aan een overheid die deze procedures vlot laat verlopen en zich gedurende de voorbereidingsperiode committeert aan een stabiel investeringsklimaat voor offshore windparken.

In de scenario's is geen rekening gehouden met het internationale investeringsklimaat. De economische en bestuurlijke uitgangspunten zijn in de praktijk onderhevig aan internationale concurrentie. Investerings in offshore windparken zijn omvangrijk. Marktpartijen hebben aangegeven omwille van risicobeheersing te zullen streven naar geografische spreiding. Het progressieve scenario is volgens hen niet het meest voor de hand liggende. Als er in andere landen een gunstiger investeringsklimaat ontstaat, dan zullen investeringen in Nederland minder prioriteit gaan krijgen en is het behoudende scenario waarschijnlijker. Deze situatie is niet ondenkbeeldig. Op dit moment lijkt het investeringsklimaat in het Verenigd Koninkrijk gunstiger dan in Nederland. Deze situatie kan zich in de praktijk snel wijzigen, omdat in veel landen de overheden nog hard werken aan nieuw economisch beleid en nieuwe concessie- en vergunningssystemen. Een nadere beschrijving van de internationale situatie staat in hoofdstuk 8.

De scenario's zijn bij de uitwerking van de consequenties voor het elektriciteitsnet gebruikt, onder andere om te bepalen hoe de scenario's zich verhouden tot de doorlooptijden van de verzwaring van het net op land en de eventuele uitbreiding van het elektriciteitsnet met een net op zee.

2.1.1 *Het basisscenario: Gelijmatige groei geplaatst vermogen*

Omstandigheden. Het investeringsklimaat is gunstig. Banken en projectontwikkelaars tonen belangstelling voor investeringen in windparken binnen de Nederlandse Exclusieve Economische Zone, maar zijn de eerste jaren nog behoedzaam met investeren omdat ze reeds gerealiseerde parken onder vergelijkbare omstandigheden eerst enige jaren willen volgen. Er treden geen onvoorziene technische problemen op. De doorlooptijd van een concessieaanvraag tot realisatie van het park is vier jaar. Aanbieders van turbines, kabels en offshore plaatsingscapaciteit kunnen de vraag aan.

Ontwikkeling windvermogen. De eerste parken waarvoor marktpartijen concessies aanvragen zijn 100 MW groot; de projectomvang neemt jaarlijks met 10% toe. In 2008 worden de eerste twee parken van 100 MW gerealiseerd, vanaf 2016 zijn dit drie parken per jaar van elk meer dan 200 MW gemiddeld. Dit scenario leidt tot ruim 6.000 MW in 2020.

2.1.2 *Progressief scenario. Snelle toename van het geplaatste vermogen*

Omstandigheden. Investeerders willen graag investeren in windparken op zee binnen Nederland, mede op basis van zeer positieve ervaringen elders in Noordwest Europa. Er treden geen technische of andere tegenvallers op. De jaarlijkse prijsdaling bedraagt enkele procenten. Er is geen maatschappelijke weerstand tegen windparken op zee. Natuur en milieuorganisaties dragen actief bij aan maatschappelijk draagvlak. De doorlooptijd van projecten is hierdoor kort, van een concessieaanvraag tot realisatie van een park drie jaar. De productiecapaciteit van turbineleveranciers, kabelfabrikanten en/of installateurs werkt gedurende een aantal jaren beperkend op het te realiseren vermogen.

Ontwikkeling windvermogen. De gemiddelde parkgrootte neemt met 25% per jaar toe en stijgt van 100 MW in 2007 tot 250 MW in 2012. In 2007 en 2008 bouwen marktpartijen drie parken per jaar. Van 2009 tot 2015 neemt de groei iets af. Daarna komen er jaarlijks drie parken van elk gemiddeld 250 MW bij.

2.1.3 *Behoudend scenario. Gematigde toename geplaatst vermogen, versnelling na 2016*

Omstandigheden. Het investeringsklimaat is de komende tien jaar matig. Financiers zijn terughoudend en willen eerst bestaande projecten onder vergelijkbare omstandigheden een aantal jaren volgen voordat ze nieuwe investeringen doen. Ze kiezen bovendien eerst voor projecten in relatief ondiep en rustig water buiten Nederland. Procedures zijn stroperig vanwege voortdurende bezwaren tegen windparken door andere ruimtegebruikers. De gemiddelde doorlooptijd van projecten is hierdoor lang. De industrie heeft geleidelijk haar capaciteit opgeschroefd en kan aan de vraag voldoen.

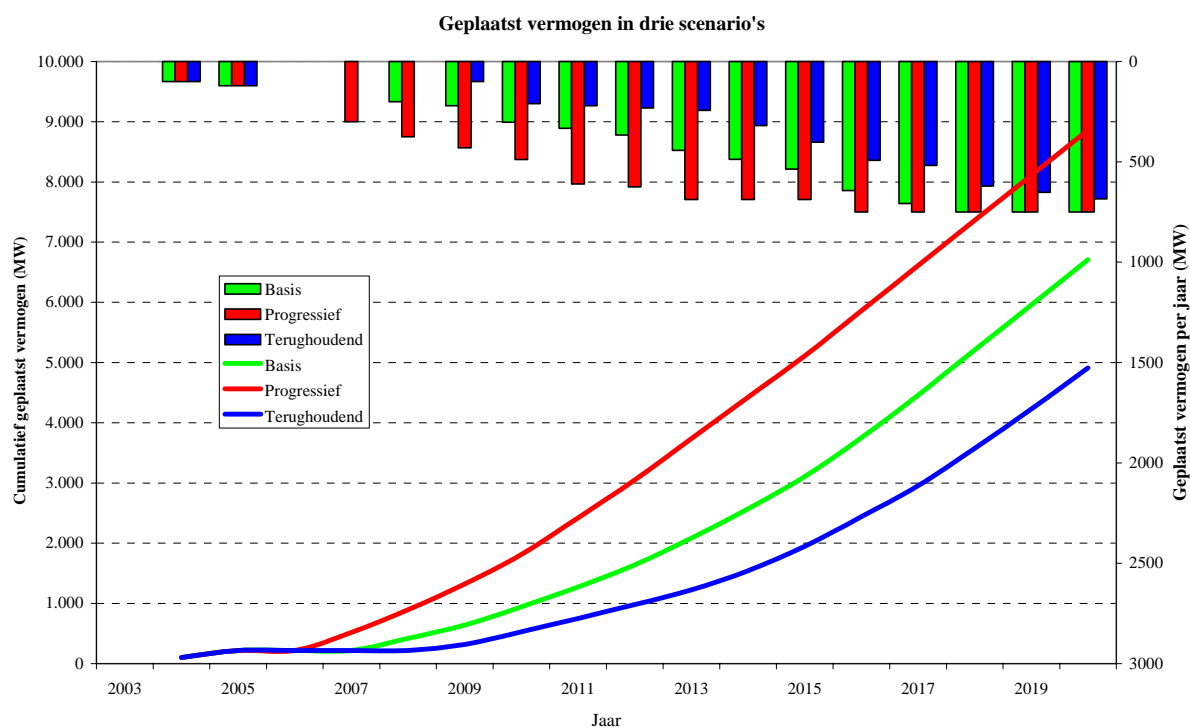
Ontwikkeling windvermogen. De gemiddelde parkgrootte neemt met 5% per jaar toe, vanwege de terughoudendheid van financiers, technische problemen in de eerste gerealiseerde windparken en de weerstand van andere gebruikers van ruimte op zee. De doorlooptijd van projecten is vijf jaar. In 2009 wordt één park opgeleverd van 100 MW. Geleidelijk neemt de belangstelling toe en wordt ook het aantal jaarlijks gerealiseerde parken groter: vier parken per jaar met een gemiddelde omvang van 150 – 170 MW in de jaren 2018 –2020.

Tabel 1 : Overzicht van de scenario's

	Basis	Scenario Progressief	Behoudend
Financieringsbereidheid	Financiers zijn de eerste jaren voorzichtig, na eerste positieve ervaringen willen ze graag investeren	Financiers zijn zeer positief, ze schatten risico's gunstig in op basis van ervaringen elders in NW Europa. Geen tegenslagen	Financiers zijn terughoudend. Willen eerst aantal jaren projecten volgen voordat ze opnieuw investeren.
Capaciteit aanbod hardware & equipment	Capaciteit is geen beperkende factor	Capaciteit is beperkende factor. Industrie anticipeert niet tijdig op toenemende vraag en heeft enkele jaren nodig om aan vraag te kunnen voldoen.	Capaciteit is geen beperkende factor
Vorbereidingstijd van een project (inclusief vergunningverwerving)	4 jaar	3 jaar	5 jaar
Toename gemiddelde projectomvang per jaar (start is 100 MW)	10% per jaar	25% per jaar	5% per jaar
Gemiddeld aantal gerealiseerde projecten per jaar	De eerste jaren 2 projecten, oplopend tot gemiddeld 3 projecten in 2016	De eerste jaren 3 projecten, vanwege capaciteitsproblemen teruglopend naar gemiddeld 2,5 in 2011 en weer oplopend tot drie in 2016	Geleidelijk oplopend van 1 project in 2009 tot 4 projecten in 2018

2.2 Uitkomsten scenario's, de groeicurven

Figuur 1: Scenario's



3 Gebiedsanalyse

Om inzicht te krijgen in het vermogen dat per aansluitpunt gaat worden aangesloten zijn de meest waarschijnlijke locaties voor windparken op zee via een gebieds- en kostenanalyse bepaald. In hoofdstuk 4 is deze uitkomst voor elk van de aansluitpunten vertaald naar de consequenties voor het elektriciteitsnet op land.

3.1 Wat zijn de meest waarschijnlijke aansluitpunten?

Op grond van de in 2002 door KEMA uitgevoerde studie blijken de aansluitpunten Maasvlakte en Beverwijk het meest geschikt. Deze aansluitpunten vormen een gegeven in de gebiedsanalyse. Van alle potentiële locaties is verondersteld dat ze op één van deze punten (stations in het 380 kV net) worden aangesloten.

In de consultatie over de tussenrapportage Connect 6.000 MW hebben marktpartijen gewezen op Borssele en Eemshaven als mogelijke aansluitpunten. De gebiedskaart wijst uit dat voor de Zeeuwse kust windparken zijn uitgesloten vanwege een reservering voor beton- en metselzandwinning. Met betrekking tot de Eemshaven geldt dat grote gebieden zijn uitgesloten in verband met defensierestrictiegebieden. Bovendien zijn kabeltracé's door de Waddenzee moeilijk te realiseren en zouden voor het benutten van zowel Borssele en Eemshaven grote investeringen in de verzwaring van het landnet nodig zijn (zie paragraaf 4.1). Daarom zijn deze aansluitpunten in de analyses niet meegenomen.

Verder hebben marktpartijen enkele aansluitingen van kleine omvang (enkele honderden MW's) genoemd, op diverse locaties langs de kust (bijvoorbeeld Sassenheim en Callantsoog). Vanwege het globale karakter van de studie en de beperkte aansluitcapaciteit van genoemde locaties is voorshands in de gebiedsanalyse hier geen rekening mee gehouden (zie hoofdstuk 4).

3.2 Wat zijn de meest waarschijnlijke gebieden?

De gebiedsanalyse is gebaseerd op de gehele Nederlandse Exclusieve Economische Zone, waarbij zijn uitgesloten:

- Op de mijnrechtelijke kaart vastgelegde scheepvaartroutes en clearways;
- Defensierestrictiegebieden;
- Reserveringsgebieden voor beton- & metselzandwinning.

Consultatievraag:

Het blijkt dat een aantal economisch interessante gebieden voor de Zeeuwse kust ontstaan. De afstand van deze projecten naar Borssele is korter dan naar de Maasvlakte. Zijn deze gebieden naar uw mening inderdaad interessant en waarom wel of niet? Ziet u nog andere voor of nadelen aan een eventueel derde aansluitpunt in Borssele? Welke?

O: Delen van de interessante gebieden zijn mogelijk toekomstig habitatgebied. Het gaat dan om de ondiepe zandbanken voor de Zeeuwse kust die buiten de twaalf mijl liggen.
 N: De aanlanding op Borssele betekent heel wat om de elektriciteit naar Rotterdam of de Randstad te krijgen. De benodigde extra verbindingen liggen planologisch lastig. Er zijn voldoende locaties op de Noordzee ten noorden van Borssele om de 6000 MW te realiseren en vanuit de meest zuidelijke locaties is Maasvlakte even ver weg als Borssele. Zeeland is en blijft een elektriciteitsexportgebied. Elektriciteitstransport gaat gepaard met verliezen, dus geen omweg nemen.

In de praktijk zal het praktisch niet mogelijk of waarschijnlijk zijn dat in de volgende gebieden windparken worden gerealiseerd:

- Tracé's van leidingen, umbilical-, elektriciteit- en telecomkabels;
- In gebruik zijnde zandwinningsgebieden;
- Stortgebieden.

Daarom zijn ze in deze gebiedsanalyse ook uitgesloten.

Niet uitgesloten gebieden zijn onder andere:

- Gebieden binnen het verkeersscheidingsstelsel maar buiten de vaarroutes;
- Verlaten en afgesloten zandwinningsgebieden;
- Gebieden rond boorplatforms.

Het overzicht van uitsluitingsgebieden voor deze analyse is in samenwerking met het Ministerie van Verkeer en Waterstaat opgesteld in februari 2004 en weergegeven in figuur 2. De uitsluitingen kunnen in de toekomst veranderen, bijvoorbeeld door het vervallen van gebruiksfuncties of door het in gebruik nemen van nieuwe gebieden. In de Tussenrapportage Connect 6.000 MW was geen rekening gehouden met de reservering voor beton- en metselzandwinning voor de Zeeuwse kust. Dit is wel aangewezen als uitsluitingsgebied. Voor de Zeeuwse kust zijn windparken daarom in een nieuwe analyse uitgesloten.

Binnen het resterende gebied zijn de locaties gezocht die relatief het goedkoopst te realiseren zijn, uitgaande van aansluiting op het Nederlandse elektriciteitsnet in Beverwijk en op de Maasvlakte. Bij het bepalen van de goedkoopste locaties is rekening gehouden met de gangbare kosten voor bouw en exploitatie van windparken op zee, inclusief het elektriciteitstransport van de windparken naar de aansluitpunten op land. Ook zijn meegewogen de locatiegebonden aspecten zoals het gemiddelde windaanbod, waterdiepte en de afstand tot een haven. De kosten zijn uitgedrukt in de relatieve productiekosten per kiloWattuur, omdat de analyse uitsluitend inzicht geeft in het verwachte vermogen per aansluitpunt. Door alleen de relatieve kosten te vergelijken worden effecten van de door marktpartijen verwachte kostprijzdalingen geëlimineerd. Als referentie is het beoogde windpark NSW gebruikt.

In de analyse zijn twee varianten uitgewerkt:

- Variant A individuele aansluitingen: Elk windpark wordt individueel op het landnet aangesloten. In een strook van de twaalfmijlszone tot 50 kilometer uit de Zuid- en Noord-Hollandse kust liggen de goedkoopst te exploiteren locaties.

Consultatievraag:

Komen de geselecteerde gebieden overeen met de door u beoogde locaties? Zijn er belangrijke gebieden over het hoofd gezien en zo ja welke? Vooral de "verdeling" van de gebieden over de aansluitpunten Beverwijk en Maasvlakte is van belang (zie ook hoofdstuk 2 en 3) Welke criteria zijn ten aanzien van de aantrekkelijkheid van locaties voor u van doorslaggevende betekenis? Wat zijn uw verwachtingen over de ordegroottes waarmee parken worden gerealiseerd?

M: Het Friese front ontbreekt als een van de aantrekkelijke locaties. Ook verschuiving van of combinatie met het militaire oefenterrein ten noorden van de wadden kan aantrekkelijke locaties opleveren.

M: Aansluitingen op Sassenheim, Callantsoog en Eemshaven ontbreken.

M: Vergeet niet de Belgische en Duitse parken die mogelijk op het Nederlandse net willen aansluiten.

O: Windmolens in het Friese front is nu geen optie bij hantering van het voorzorgsprincipe en het ontbreken van voldoende kennis.

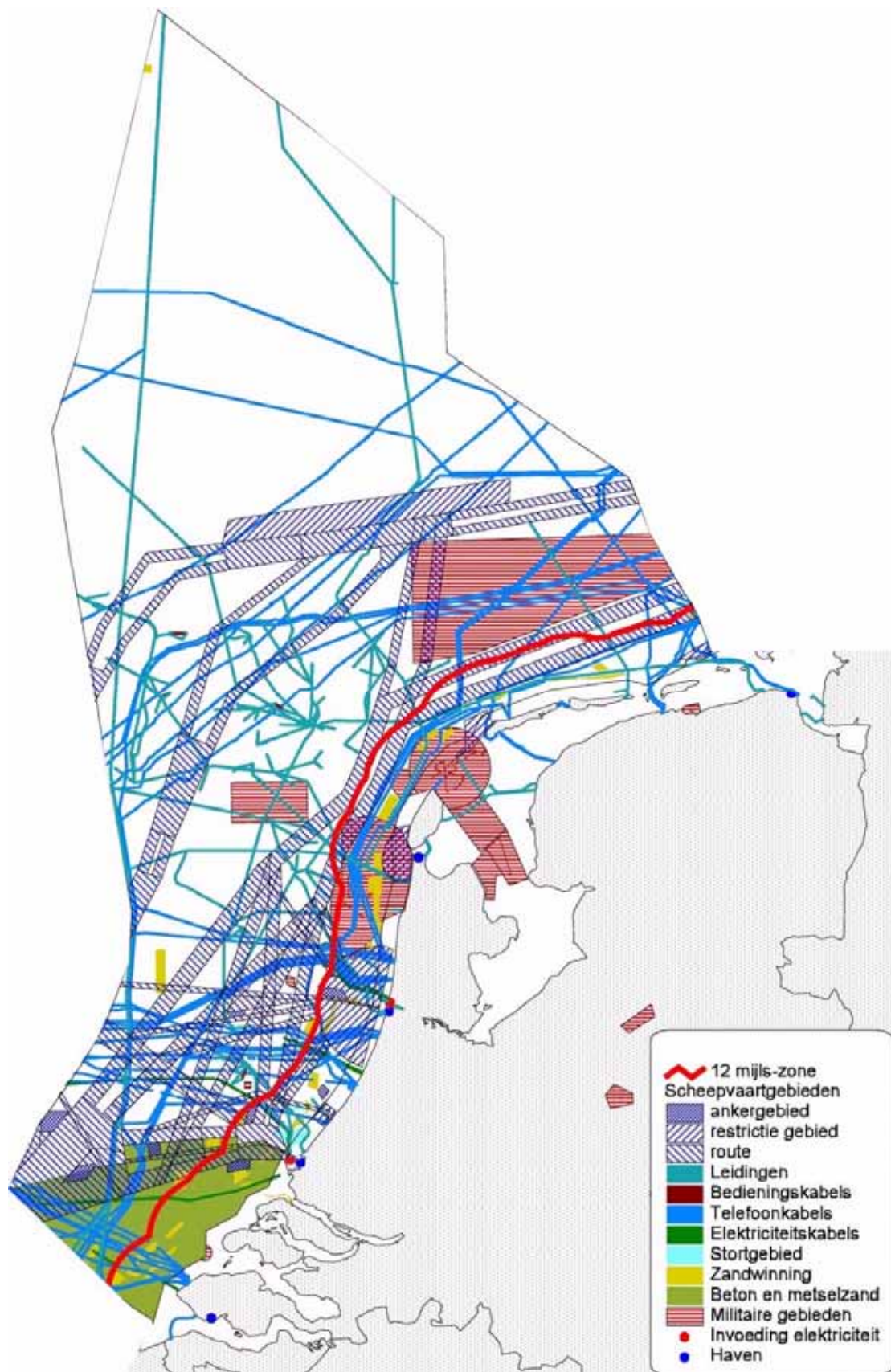
Een overzicht hiervan is weergegeven in figuur 3. Naar verwachting wordt hiervan ca. 3.000 MW bij de Maasvlakte aangesloten en ca. 3.000 MW bij Beverwijk.

- Variant B elektriciteitsnet op zee: Voor de windparken wordt het elektriciteitsnet op land uitgebreid met een aantal aansluitpunten op zee, zodat zoveel mogelijk gebundeld transport plaatsvindt. Hiervoor is een 380 kV configuratie gebruikt. Deze configuratie is nader beschreven in hoofdstuk 5. Daarmee is opnieuw een analyse gemaakt van de goedkoopst te exploiteren locaties. Dit is weergegeven in figuur 4. Naar verwachting wordt hiervan ca. 3.000 MW bij de Maasvlakte aangesloten en ca. 3.000 MW bij Beverwijk.

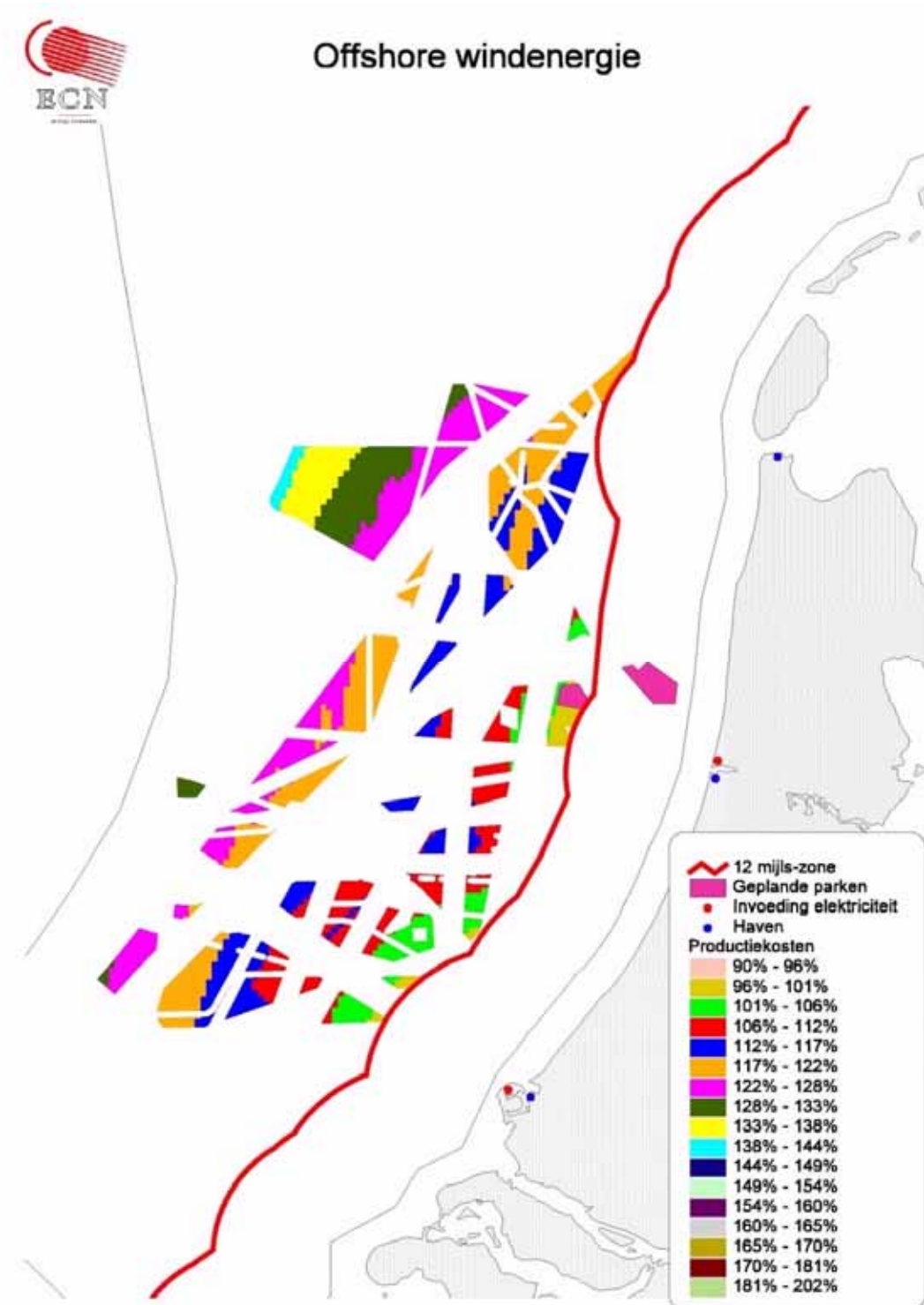
3.3 Conclusie

Zowel bij individuele aansluitingen als bij aanleg van een elektriciteitsnet op zee is de verwachte verdeling van het aan te sluiten vermogen gelijk: bij de Maasvlakte en Beverwijk elk ca. 3.000 MW.

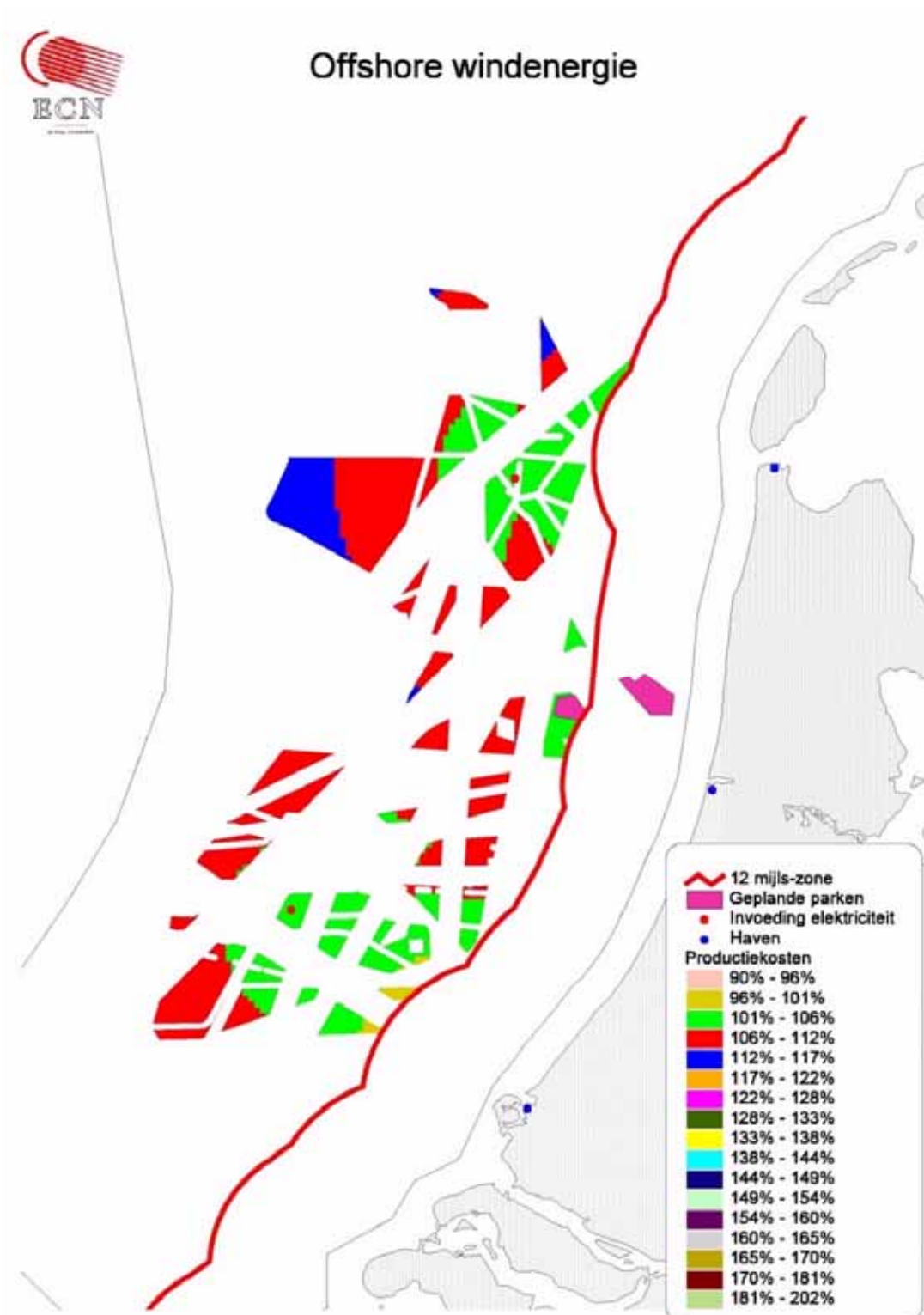
Figuur 2: Gebruikte uitsluitingen.



Figuur 3: Goedkoopste locaties voor offshore windparken tot een totaal vermogen van 10.000 MW, uitgaande van individuele aansluitingen op het landelijk elektriciteitsnet (variant A).



Figuur 4: Goedkoopste locaties voor offshore windparken tot een totaal vermogen van 10.000 MW, uitgaande van een elektriciteitsnet op zee (Variant B).



4 Consequenties voor het Nederlandse elektriciteitsnet op land

Uit de in 2002 uitgevoerde KEMA-studie (*Inventarisatie inpassing in het elektriciteitsnet van 6.000 MW offshore windvermogen in 2020, KEMA, november 2002*) bleek het aansluiten van 6.000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet alleen mogelijk als het landnet wordt verzwakt. Om de consequenties daarvan te kunnen preciseren is door KEMA een nadere analyse uitgevoerd.

Uitgangspunt voor deze analyse is dat TenneT het Capaciteitsplan 2003 - 2009 uitvoert. Hieraan is nog een aantal onzekerheden verbonden:

- Van een aantal in het capaciteitsplan voorziene verzwaringen in de Randstad is het onzeker of deze op tijd worden gerealiseerd, vanwege mogelijke vertraging in de planologische procedures.
- De groei van het elektriciteitsverbruik en het aanbod. De ruimte om 6.000 MW windvermogen in te passen hangt nauw samen met de ontwikkeling van het transport in het bestaande en geplande net. In deze analyse zijn de veronderstellingen uit het Capaciteitsplan 2003-2009 aangehouden. Voor de periode 2009-2020 is KEMA uitgegaan van een groei van de vermogensvraag van 2,5% per jaar. Verondersteld is dat deze geheel wordt gedekt door inzet van het windvermogen.
- De realisatie van de BritNed verbinding. Op dit moment worden voorbereidingen getroffen voor een verbinding tussen het Nederlandse en Britse elektriciteitsnet van maximaal 1320 MW. Hiermee is in deze analyses geen rekening gehouden.

Figuur 5: Benodigde verzwaringen in hoogspanningsnet.



Toelichting figuur 5.
 Rood: aansluitpunt Beverwijk
 Blauw: aansluitpunt Maasvlakte
 De dikte is de toename van het vermogen in de tijd en geeft de locaties van de verzwaringen aan.

4.1 Aansluiten op Maasvlakte en Beverwijk?

Langs de Nederlandse kust zijn naast de Maasvlakte en Beverwijk twee andere denkbare grote aansluitpunten: Borssele en Eemshaven. Uit de hierboven genoemde in 2002 uitgevoerde KEMA-studie bleek dat het benutten daarvan aanzienlijk grotere investeringen in het landelijk 380 kV net zou vergen dan de aansluitpunten Maasvlakte en Beverwijk. Bovendien geldt voor beide aansluitpunten dat in de nabije Exclusieve Economische Zone geen (Borssele) tot weinig (Eemshaven) potentiële locaties voor windparken zijn (zie ook hoofdstuk 3). Daarom zijn deze aansluitpunten in de analyse buiten beschouwing gelaten. Ook is er een aantal kleinere aansluitmogelijkheden. Marktpartijen noemen bijvoorbeeld Callantsoog en Sassenheim. De aansluitcapaciteit hiervan is echter te beperkt voor het realiseren van de doelstelling en is

daarom in onderstaande analyse buiten beschouwing gelaten. Met de mogelijkheid dat marktpartijen in België en Duitsland geplaatste windparken op het Nederlandse elektriciteitsnet willen aansluiten is in deze verkenning geen rekening gehouden.

4.2 Wat kost de verzwaring van het elektriciteitsnet?

Met de uitkomsten van de gebiedsanalyse dat op de Maasvlakte en Beverwijk elk ongeveer 3.000 MW windvermogen wordt aangesloten, is een tentatieve berekening gemaakt van de consequenties voor het landelijk elektriciteitsnet.

Uit de analyse blijken de volgende netverzwaringen nodig (zie figuur 5 voor een aanduiding waar deze investeringen moeten plaatsvinden):

Tabel 2: Overzicht benodigde verzwaringen hoogspanningsnet.

Verzwaring		Grenswaarde cumulatief windvermogen MW	Kosten HS-lijnen €mln.	Kosten 30% verkabeld €mln.
Beverwijk	Oostzaan-Diemen	500	48	114
	Beverwijk-Oostzaan	1.500	60	176
	Diemen-Lelystad	1.500	95	313
Maasvlakte	Krimpen-Geertruidenberg	1.500	78	236
Totaal			281	839

De totale kosten voor bovengrondse aanleg bedragen ongeveer €300 miljoen. Dit zijn additionele kosten ten opzichte van het Capaciteitsplan van TenneT. De aansluiting van de interconnector BritNed op de Maasvlakte kan betekenen dat het tracé Krimpen-Geertruidenberg al bij aansluiting van minder dan 1.500 MW windvermogen moet worden verzaamd. Hierbij moet worden opgemerkt dat KEMA een globale studie heeft uitgevoerd en geen echte planningstudie, dus de genoemde netverzwaringen dienen vooral als indicatie om een kostenbeschouwing op te kunnen zetten.

Toelichting tabel 2.

Grenswaardes cumulatief windvermogen: vermogen dat aangesloten kan worden tot netverzwaring nodig is.

- Beverwijk: 500 MW inpasbaar; dan moet het tracé Oostzaan-Diemen verzaamd zijn, bij 1.500 MW de tracé's Beverwijk-Oostzaan en Diemen-Lelystad en vanaf 3.000 MW het traject Lelystad-Ens.
- Maasvlakte: 1.500 MW inpasbaar; dan moet het tracé Krimpen-Geertruidenberg verzaamd worden.

Kosten HS-lijnen: kosten voor verzwaringen en uitbreidingen van bovengrondse kabeltracé's, transformatorstations en condensatorbanken.

Kosten 30% verkabeld: kosten als hiervan 30% ondergronds komt te liggen.

4.3 Waar slaan de kosten neer?

De investeringen hebben betrekking op verzwaring van bestaande tracé's. Deze verzwaringen zijn niet uitsluitend noodzakelijk vanwege het aan te sluiten windvermogen en zullen ook niet uitsluitend voor transport van het windvermogen worden gebruikt. Op grond van de Elektriciteitswet 1998 kunnen deze kosten mogelijk worden versleuteld in het landelijk basis

transport tarief, hetgeen de goedkeuring vereist van DTe. Dit zou leiden tot een stijging van maximaal ca. €0,0002 voor elke kiloWattuur die in Nederland wordt verbruikt.

4.4 Hoeveel tijd is nodig om de netverzwaringen te realiseren?

De realisatie van de netverzwaringen bestaat uit drie stappen:

- Tracering en grondverwerving;
- Verwerven van vergunningen;
- Realisatie: het ontwerpen, aanbesteden, leveren, bouwen en inbedrijfstelling.

Voor het doorlopen van deze stappen is een voorbeeldplanning opgesteld voor de eerder genoemde verzwaringen om inzicht te verkrijgen in de benodigde doorlooptijden. Een optimistische planning levert uitgaande van de huidige procedures een doorlooptijd op van 9 jaar; een pessimistische planning leidt tot 14,5 jaar. Zie hiervoor onderstaande tabel.

Tabel 3: Planning verzwaring elektriciteitsnet op land.

			Jaar																	
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Minimaal/optimistisch	Duur (jaren)	Start																		
Oostzaan - Diemen																				
Tracering en grondverwerving	6	1997	[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Vergunningen	1		[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Realisatie	2		[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Beverwijk - Oostzaan																				
Tracering en grondverwerving	6		[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Vergunningen	1		[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Realisatie	2		[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Diemen - Lelystad																				
Tracering en grondverwerving	6		[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Vergunningen	1		[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Realisatie	2		[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Krimpen - Geertruidenberg																				
Tracering en grondverwerving	6		[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Vergunningen	1		[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Realisatie	2		[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Lelystad - Ens																				
Tracering en grondverwerving	6		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Vergunningen	1		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Realisatie	2		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Condensatorbanken																				
Bouwvergunning	0,5		[Gantt chart bars for Condensatorbanken]																	
Plaatsen condensatorbank	1,5		[Gantt chart bars for Condensatorbanken]																	
Maximaal/pessimistisch	Duur (jaren)	Start	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Oostzaan - Diemen																				
Tracering en grondverwerving	10	1994	[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Vergunningen	1,5		[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Realisatie	3		[Gantt chart bars for Oostzaan - Diemen]																	
Beverwijk - Oostzaan																				
Tracering en grondverwerving	10	1998	[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Vergunningen	1,5		[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Realisatie	3		[Gantt chart bars for Beverwijk - Oostzaan]																	
Diemen - Lelystad																				
Tracering en grondverwerving	10	1998	[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Vergunningen	1,5		[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Realisatie	3		[Gantt chart bars for Diemen - Lelystad]																	
Krimpen - Geertruidenberg																				
Tracering en grondverwerving	10	1998	[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Vergunningen	1,5		[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Realisatie	3		[Gantt chart bars for Krimpen - Geertruidenberg]																	
Lelystad - Ens																				
Tracering en grondverwerving	10		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Vergunningen	1,5		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Realisatie	3		[Gantt chart bars for Lelystad - Ens]																	
Condensatorbanken																				
Bouwvergunning	0,5		[Gantt chart bars for Condensatorbanken]																	
Plaatsen condensatorbank	1,5		[Gantt chart bars for Condensatorbanken]																	

4.5 De beschikbare capaciteit op land is sturend

Voor een goede marktontwikkeling moeten de capaciteitsvraag die ontstaat door de bouw van windparken en de capaciteitsuitbreiding op land elkaar volgen. Het is denkbaar dat de goedkoopste locaties op zee het eerst benut worden voor de bouw van windparken. Op de aansluitpunten Maasvlakte en Beverwijk moet dan aan deze capaciteitsvraag kunnen worden voldaan. Uit de ECN analyse blijkt dat de bandbreedte van de relatieve opwekkosten op de verschillende locaties niet erg groot is. Er is daarom aangenomen dat het marktpartijen niet veel uitmaakt in welke volgorde de aansluitcapaciteit wordt aangepast.

De doorlooptijd die nodig is voor capaciteitsuitbreiding op land is lang en moeilijk voorspelbaar. Daarom is voor de volgorde van de ingebruikname van locaties als uitgangspunt gebruikt dat eerst de volledige aansluitcapaciteit op beide aansluitpunten volledig wordt benut.

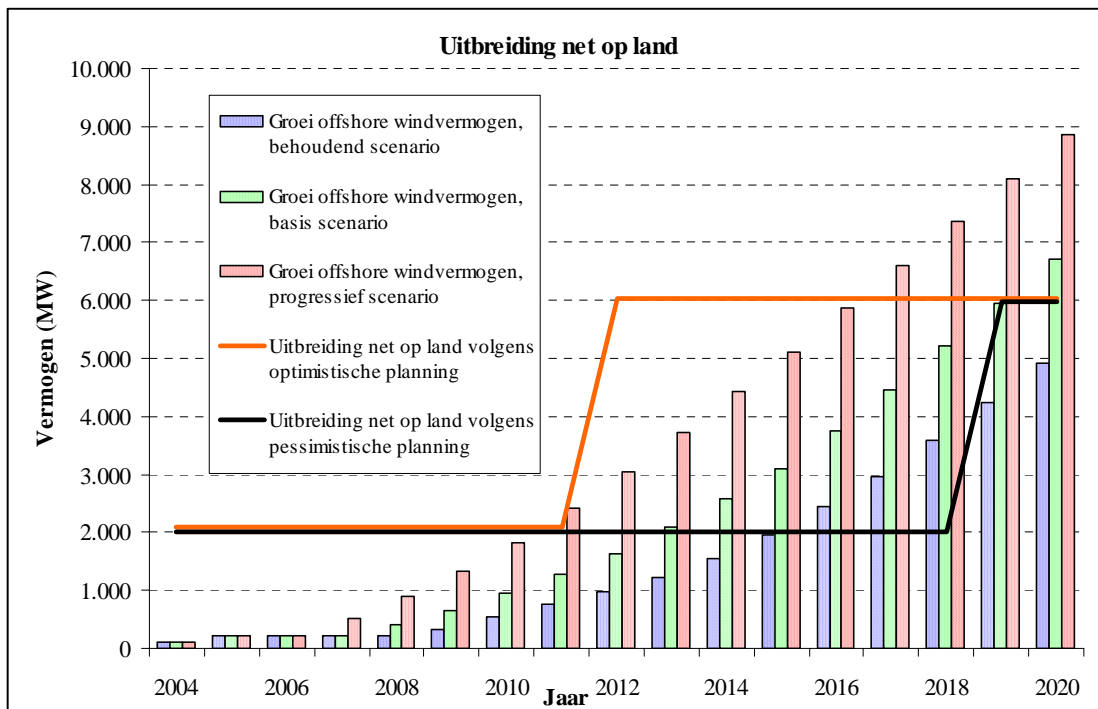
Daarna worden aansluitingen toegestaan op basis van de minste consequenties voor het bestaande net.

In hoofdstuk 6 wordt nader ingegaan op de ruimtelijke en ecologische consequenties van de aanlandingen Maasvlakte en Beverwijk. Daaruit blijkt dat voor de Maasvlakte een gebundelde aanleg noodzakelijk is, en dat deze voor Beverwijk sterk wenselijk is. De doorlooptijd van de procedures voor een gebundelde aanleg is ca. vier jaar en vormt daarmee geen kritisch pad.

4.6 Kan de capaciteit van het elektriciteitsnet op land op tijd worden uitgebreid?

Volgens KEMA is bij een optimistische planning de doorlooptijd van een verzwaring ca. 9 jaar en een pessimistische planning 14,5 jaar. In figuur 6 is dit inzichtelijk gemaakt.

Figuur 6: Planning verzwaring elektriciteitsnet op land versus scenario's groei windvermogen.



Consultatievraag:

Dient naar uw mening het ontwikkeltempo van de realisatie van windvermogen op zee leidend of volgend te zijn voor de aanleg van een net c.q. aansluitingen op zee?

N: Het structureren van de aanlandingen kan alleen door het doen van voorfinancieringen, maar wie doet dat? Een netbeheerder kan wel een aansluitpunt gaan bouwen, maar hij weet niet of de windparken ook komen. Omdat volgens de huidige regulering de kosten van een individuele aansluiting bij de aanvrager neergelegd kunnen worden leidt dit automatisch tot individuele aansluitingen. Zeker omdat producenten relatief laag LUP-tarief betalen.

M: Het kip-ei probleem: de projectontwikkelaar wil de garantie dat de kabel er ligt op het moment dat men gereed is om elektriciteit te leveren; de netbeheerder wil de garantie dat de investering kan worden terugverdiend door aansluit- en transporttarieven. Indien de projectontwikkelaar en aanlegger van de kabel (gedeeltelijk) dezelfde partij zijn, wordt het probleem (gedeeltelijk) opgelost.

In deze figuur zijn de drie gebruikte groeiscenario's in kolommen weergegeven. De lijnen geven aan het maximaal inpasbare vermogen zonder verlies van exportcapaciteit. Uitgangspunt is dat in 2004 wordt gestart met de planologische voorbereiding van deze uitbreidingen en dat gebruik wordt gemaakt van het huidige instrumentarium. Afhankelijk van de snelheid van de realisatie ontstaan er voor sommige scenario's vanaf 2012 situaties waarbij de verzwaringen te laat tot stand komen. De oranje lijn gaat uit van de optimistische planning, de zwarte van de pessimistische planning. Dat legt mogelijk operationele beperkingen op aan de windparken gedurende de tijd die nog nodig is om de verzwaringen te realiseren.

In deze planning is nog geen rekening gehouden met de mogelijkheid om de voor de verzwaringen vereiste vergunningen en toestemmingen de Rijksprojectenprocedure toe te passen. Dit zou de doorlooptijden kunnen beperken tot minder dan 9 jaar. In welke mate is op dit moment nog niet duidelijk.

4.7 Conclusies

Uitgaande van gedane veronderstellingen voor de ontwikkeling van de vraag en het aanbod in het bestaande systeem dient het Nederlandse elektriciteitsnet op land de komende jaren te worden verzwaard om 6.000 MW windvermogen aan te kunnen sluiten. Maasvlakte en Beverwijk zijn de belangrijkste aansluitpunten voor offshore windvermogen.

De kosten van de noodzakelijke verzwaringen, zoals door KEMA berekend, zijn gebaseerd op een tentatieve benadering en bedragen ca. €300 miljoen. Als deze kosten worden opgebracht door alle elektriciteitsgebruikers, dan betekent dit een verhoging van de elektriciteitsprijs met ca. €0,0002 per kiloWattuur. Het realiseren van netverzwaringen op land kent een lange doorlooptijd en vormt daarmee mogelijk een kritisch pad voor de inpassing van offshore windvermogen.

5 Een elektriciteitsnet op zee?

De vraag is of het aanleggen van een gemeenschappelijke elektrische infrastructuur op zee kostenvoordelen biedt ten opzichte van individuele aansluitingen. Daarom heeft KEMA heeft een viertal denkbare configuraties voor een elektriciteitsnet op zee onderzocht. Uiteraard is daarmee niet bedoeld in dit stadium al een systeemkeuze voor te stellen. Deze gekozen configuraties zijn alleen bedoeld om een indruk te krijgen van de verschillen in kosten in vergelijking tot individuele aansluitingen. De onderzochte configuraties zijn:

- 150 kV wisselspanningsverbindingen. Aansluitpunten op zee rechtstreeks naar aansluitpunten op land. Geen tussenstations op zee, wel schakelstations bij de windparken.
- 380 kV wisselspanningsverbindingen. Vanaf het aansluitpunt op land een 380 kV verbinding naar een tussenstation op zee. Vanaf dit tussenstation lopen 150 kV verbindingen naar aansluitpunten bij de windparken.
- VSC. Moderne elektronisch gestuurde gelijkstroomverbinding. Capaciteit beperkt tot 500 MW per module / verbinding.
- HVDC. Conventionele gelijkstroomverbinding. Capaciteit ca. 1.250 MW per module / verbinding.
- Individuele aansluitingen.

5.1 Vergelijking van de configuraties

In de KEMA-studie is van elk van deze configuraties onderzocht. De resultaten ervan zijn in tabel 4 samengevat. De kosten voor individuele aansluitingen liggen in deze raming onder de kosten voor een 380 kV elektriciteitsnet op zee. Het aantal kabels dat door de zeeovergang heen gaat verschilt aanzienlijk per configuratie. De meest gunstige configuratie van elektriciteitsnet op zee is de 380 kV variant, zowel wat betreft kosten als aantal kabels door de zeeovergang. Er is daarom gekozen om alleen de configuraties individuele aansluitingen en een 380 kV elektriciteitsnet op zee voor het vervolg in beschouwing te nemen.

Tabel 4: kostenvergelijking elektriciteitsnet op zee versus individuele aansluitingen.

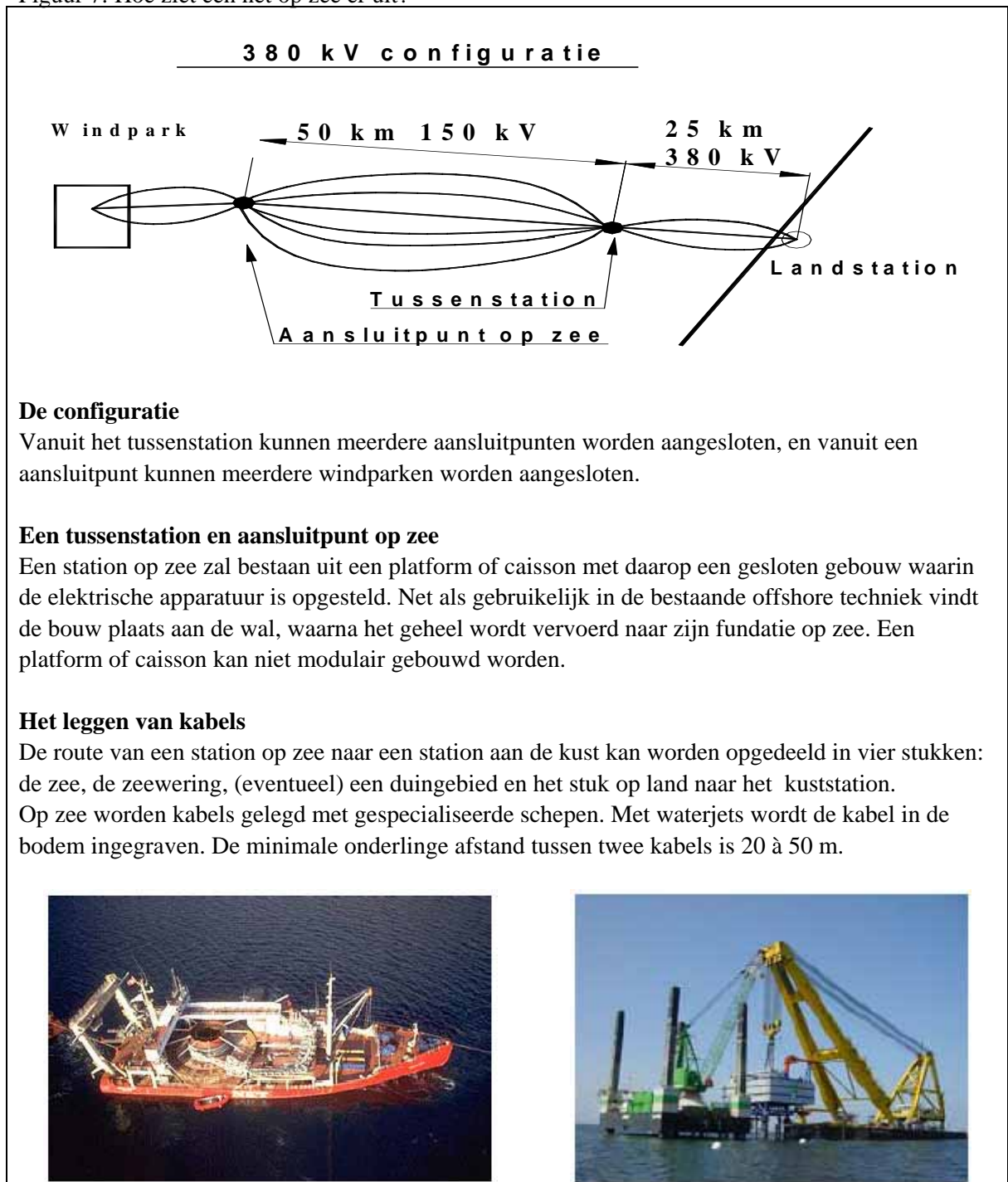
		Elektriciteitsnet op zee				Individuele aansluitingen
		150 kV	380 kV	VSC	HVDC	
Maximum kabellengte	km	>30	< 30 (380 kV) daarna > 30 (150 kV)	>140	>140 km	>30
Modulegrootte	MW	500	500	1.000	1.250	100
Maximum aantal kabels door zeeovergang	Beverwijk	36	18 of 6x3	12	6	30
	Maasvlakte	36	18 of 6x3	12	6	30
Kosten	€mld.	2,7	0,7 (380 kV) + 1,8 (150 kV) totaal: 2,5	3,2	2,9	2,1

5.1.1 Individuele aansluitingen

In de configuratie met individuele aansluitingen is het aantal kabels door de zeeovergang relatief laag. Dat komt doordat hier gerekend is met één aansluiting per 100 MW, waarvoor drieadrige

kabels kunnen worden gebruikt. Bij de andere opties zijn eenaderige kabels nodig, en dus drie kabels per blok van 500 MW bij de configuraties 150 kV en 380 kV.

Figuur 7: Hoe ziet een net op zee er uit?



Het is mogelijk dat in de praktijk marktpartijen die plantoestemmingen hebben verworven in een bepaald gebied zelf tot een bundeling van het elektriciteitstransport besluiten. In zo'n situatie zorgt de markt voor een deel van de windparken zelf voor een elektriciteitsnet op zee, wat het aantal kabels door de zeevering beperkt.

Door marktpartijen is geopperd dat in geval van individuele aansluitingen het uit oogpunt van redundantie denkbaar is dat op termijn relatief korte verbindingskabels worden aangelegd tussen de diverse windparken. Hiermee kan in geval van een transportkabelbreuk tenminste een deel van de geproduceerde elektriciteit worden getransporteerd via de verbindingskabel en de transportkabel van een naburig gelegen windpark.

5.1.2 380 kV elektriciteitsnet op zee

In de configuratie met een 380 kV net op zee wordt het 380 kV net op land uitgebreid tot ongeveer twaalf mijl uit de kust. Op dat punt komt een tussenstation op zee te staan, waar de spanning omlaag getransformeerd wordt tot 150 kV, daarop worden de windparken aangesloten. Wellicht is het maximum aantal kabels door de zeevering mogelijk te beperken door de kabels in bundels van drie door te voeren. Het biedt de mogelijkheid om het aantal doorvoeren door de zeevering in Beverwijk en op de Maasvlakte tot elk 6 te beperken.

5.2 Kostenvergelijking individuele aansluitingen versus een elektriciteitsnet op zee

De kosten van individuele aansluitingen zijn vergeleken met de kosten van een net op zee (de 380 kV configuratie). De kostenramingen hebben een grof karakter. Daarom kan geen harde conclusie worden getrokken dat individuele aansluitingen ten opzichte van een 380 kV elektriciteitsnet op zee goedkoper zijn. In het meest extreme geval zijn de investeringskosten voor individuele aansluitingen lager dan voor een elektriciteitsnet op zee. In de totale opwekkosten (waarin alle afschrijvingen en exploitatiekosten zijn meegenomen) is er nauwelijks verschil te zien. In tabel 5 is een afschrijvingstermijn van 20 jaar gebruikt. Als het elektriciteitsnet op zee over 40 jaar wordt afgeschreven, dan ontstaat een licht voordeel.

Consultatievraag:

Zijn er praktische voordelen bij gebundelde aanleg en beheer van transportkabels? Zoals: optimale inzet offshore materieel, shared services, risicobeheersing? Zijn er andere (economische) voordelen die hier niet in ogenschouw zijn genomen? Welke?

M: Er zijn geen voordelen van gebundelde aanleg. Bij gebundelde aanleg is de redundantie zeer laag. Als je kabels dimensioneert op vollast, dan is een verbinding tussen 2 parken bij 1 kapotte verbinding naar land toch 65% van de tijd nuttig. De kosten van een kapotte kabel zijn bij uitval zeer hoog als er alternatieve elektriciteit moet worden ingekocht. Bundeling maakt dit risico groter. Betere en alternatieve berekening voor redundantie zijn nodig.

Onderlinge afstand van 50 meter tussen twee kabel is bij een krabbend anker niet voldoende.

M: Er zullen economische voordelen zijn bij bundeling.

M: Om kostenefficiëntie te garanderen is het aan te raden het zeegedeelte in één hand te leggen bij een lange termijn exploitant.

Tabel 5: Specificatie kosten net op zee en effect afschrijvingstermijn.

		Individuele aansluitingen	380 kV elektriciteitsnet op zee
Kosten elektrische infrastructuur (€mld.)	Landstations	0,10	0,12
	380 kV Kabels		0,38
	Zeestation 380/150 kV		0,20
	Subtotaal t/m 380 kV		0,69
	150 kV kabels	2,00	1,44
	Satellietstations		0,14
	Overige	0,10	0,18
	Totaal	2,10	2,46
Kosten windparken ex. elektrische infrastructuur (€mld.)		8,5	8,5
Opwekkosten t.ov. NSW	Afschrijving 20 jaar	+5-12%	+12-14%
	Afschrijving 40 jaar	n.v.t.	+9-12%

De kabellegkosten zijn de meest dominante kostenfactor. De door KEMA gebruikte kabellegkosten bedragen ongeveer €500 per meter, en vormen ca. 35% van de totale kosten voor de elektrische infrastructuur. Nader onderzoek moet uitwijzen of deze schatting juist is. De kosten hangen onder meer af van het type kabel en de actuele kosten van kabellegmaterieel. Ook de fasering is van belang omdat voor elke keer dat een kabel gelegd moet worden er opnieuw mobilisatie- en opstartkosten ontstaan.

Als de kosten lager uitvallen dan de gebruikte uitgangspunten in tabel 5, dan heeft dit grote invloed op de totale kosten, en overlapt de bandbreedte van de kosten voor het 380 kV net met de kosten voor individuele aansluitingen.

Consultatievraag:

Heeft u een concreet beeld van de aansluitkosten van windparken? Zo ja, kunt u aangeven welke netconfiguratie / type kabels u als uitgangspunt heeft genomen? Acht u de in de rapportage gebruikte kabel(leg)kosten reëel? Zo nee, wat is dan een betere inschatting?

N: De kabelkosten worden ook bepaald door de lengte van de stukken kabel (1-10 kilometer).

Tabel 6: Effect kabellegkosten op investering in een elektriciteitsnet op zee.

		Elektriciteitsnet op zee 380 kV			Individuele aansluitingen
Maximum kabellengte	km	30 (380 kV) plus >30 (150 kV)			>30
Kabellegkosten	€m	500	300	100	200-300
Modulegrootte	MW	500			100
Maximum aantal kabels door zeevering	Beverwijk	18 of 6x3			30
	Maasvlakte	18 of 6x3			30
Kosten	€mld.	2,5	2,1	1,7	2,1

Het gebruikte rekenmodel gaat uit van de aansluitpunten zoals die in figuur 4 zijn aangegeven en kan dus met suboptimale tracélengtes rekenen. Ter controle zijn daarom nog twee gebieden onderzocht, met ieder ruimte voor 500 MW aan windparken. Van deze twee locaties zijn de

varianten van individuele aansluiting versus gebundeld transport door de aanleg van een net op zee gedetailleerd doorgerekend. Ook dan blijkt geen kostenreductie.

5.3 Mengvorm elektriciteitsnet op zee en individuele aansluitingen

Marktpartijen en netbeheerders hebben aangegeven voordelen te zien in een gezamenlijke infrastructuur, zowel uit kostenoverwegingen als om wildgroei te voorkomen. Netbeheerders kunnen anders niet waarborgen dat per aansluitpunt ca. 3.000 MW kan worden aangesloten. De meest genoemde optie is de aanleg van een 380 kV elektriciteitsnet op zee. Dit beperkt zich tot de aansluiting op land tot en met 380 kV stations op zee. Vandaar uit moeten (individuele) 150 kV verbindingen naar de verschillende clusters van locaties aangelegd worden. Voor een dergelijke infrastructuur, met plaatsing van 380 kV stations op zee nabij de twaalfmijlszone bij Beverwijk en stations nabij de twaalfmijlszone bij Maasvlakte, zijn de totale kosten ongeveer € 700 miljoen. Voor elk van de aansluitpunten is een aanleg in ca. drie tot zes fasen denkbaar. Daardoor is het mogelijk in stappen van respectievelijk €60 tot 120 miljoen aan definitieve investeringsbeslissingen te nemen.

5.4 Waar slaan de kosten neer?

Als wordt gekozen voor de mengvorm, zoals beschreven in de vorige paragraaf, gaat het om een gemeenschappelijke infrastructuur tot de twaalfmijlszone van ongeveer €700 miljoen. Als de kosten versleuteld worden in het landelijk basis transporttarief betekent dit een verhoging van de elektriciteitsprijs van ongeveer €0,0005 voor elke kiloWattuur die in Nederland wordt verbruikt.

Deze uitbreiding van het Nederlandse hoogspanningsnet zal uitsluitend voor transport van het windvermogen gebruikt worden. De kosten kunnen dus eenduidig worden toegerekend aan de windparken. Zouden de windparkexploitanten de kosten moeten opbrengen, dan gaat het om ca. €0,0027 per door de windparken geproduceerde kiloWattuur.

5.5 Conclusies

Er kunnen in dit stadium geen harde conclusies worden getrokken over de economische voor- en nadelen van de aanleg van een gemeenschappelijk elektriciteitsnet op zee versus individuele aansluitingen.

Marktpartijen en netbeheerders geven de voorkeur aan een gemeenschappelijk 380 kV elektriciteitsnet tot de twaalfmijlszone. De kosten hiervan bedragen ca. €700 miljoen. De kabellegkosten vormen een dominante factor in de kostenberekeningen. De kosten van een net op zee versleuteld over alle in Nederland gebruikte elektriciteit, leidt tot een prijsstijging van ca. €0,0005 per kiloWattuur; als de windparkexploitanten de kosten moeten dragen kost dit €0,0027 per door de windparken geleverde kiloWattuur.

Consultatievraag:

Wat is naar uw mening een wenselijke netconfiguratie? Welke voor- en nadelen ziet u ten aanzien van het realiseren van een net op zee versus individuele aansluitingen? Op welke organisatorische wijze zou bundeling van aansluitingen (net op zee) vorm kunnen krijgen?

N: Degene die om een aansluiting vraagt, moet zorgen voor een overdrachtpunt en de grond die daarvoor nodig is.

N: Nettechnisch gezien bestaat er een voorkeur voor bundelen, ook om te voorkomen dat alleen gebieden met lage aansluitkosten ontgonnen zullen worden.

N: Om een wildgroei aan kabelverbindingen in zee en de kuststrook en aan aansluitingen op het landnet te voorkomen, verdient het aanbeveling om tot clustering over te gaan door aanwijzing van een netbeheerder, een wettelijk kader voor een hoogspanningsnet op zee en waarborging van de financiering van de investeringen.

M: Er zijn veel vergunningen en toestemmingen nodig voor het gedeelte vanaf het strand tot aan de aansluiting op het net. Als men gebruik kan maken van de belemmeringenwet blijven alleen de gemeentelijke vergunningen over. Naar analogie van het Structuurschema Buisleidingen zouden aanlandingspunten voor elektriciteitskabels moeten komen.

M: Er dienen 150 kV schakelstations te komen op de rand van de twaalfmijlszone. Deze dienen te beschikken over voldoende aansluitcapaciteit voor de geplande parken en modulair uitbreidbaar voor de volgenden en indien de kabelverbindingen op voorhand wel ruim voldoende bemeten zijn wordt het aantal duinkruisingen en ontgravingen beperkt. De mogelijkheid voor een eigen kabel (tot aan het aansluitpunt) blijft dan aanwezig.

M: Er zijn landen waar de overheid een nadrukkelijke rol heeft bij het aanleggen van een net op zee.

M: Of particulier een net gaan aanleggen en beheren hangt af van de kosten (aanleg en onderhoud versus transport en aansluitkosten), van de planning (in eigen hand of afhankelijk van de landelijk netbeheerder) en van het risico (bijvoorbeeld risico's van kabelbreuk binnen eigen organisatie of bij de landelijk netbeheerder).

M: Aanleggen van een eigen net kan ook vanuit concurrentieoverwegingen aantrekkelijk zijn: bijvoorbeeld goedkoop aanleggen of andere windparken geen toegang tot de kabel geven.

M: Leveringszekerheid is ook een belangrijk issue en kan een reden zijn om bijvoorbeeld met drie kabels naar land te gaan in plaats van met een.

O: De spreiding van de windparken over de Noordzee - gewenst i.v.m. balanshandhaving - kun je sturen door de plaats van aanleg van het 'stopcontact', de capaciteit van het 'stopcontact' en door de tijdsplanning van aanleg van het 'stopcontact'.

6 Beleidsanalyse aanlandingspunten

Om een helder beeld te krijgen van de beleidsmatige effecten (ruimtelijke ordening, ecologie) en bestuurlijke consequenties van de aanlandingspunten Maasvlakte en Beverwijk, is een studie naar deze aspecten uitgevoerd door Royal Haskoning. Deze studie is gericht op het gebied vanaf de twaalfmijlszone tot en met de aansluiting op het landelijke elektriciteitsnet.

6.1 Aanlanding Maasvlakte

De aanlanding op de Maasvlakte is complex. De kabels van de windparken moeten een druk bevaren deel van de Noordzee doorkruisen. Bovendien moet rekening worden gehouden met een grote ruimtelijke reservering voor de aanleg van de Tweede Maasvlakte. Daardoor zijn er slechts twee tracé's mogelijk:

- Een zuidelijke toegang, op de grens van de Tweede Maasvlakte en de Voordelta en die voorziet in een aanlanding op de Maasvlakte;
- Een noordelijke toegang, die de Nieuwe Waterweg kruist en voorziet in een aanlanding op de Maasvlakte
- Een alternatief tracé dat is onderzocht houdt aanlanding ten noorden van de Nieuwe Waterweg ter hoogte van Hoek van Holland in.

Het meest kansrijke tracé is de zuidelijke toegang. De noordelijke toegang stuit op grote technische complicaties en risico's. Het tracé Hoek van Holland moet niet op voorhand worden uitgesloten. Ruimtelijk gezien is dit echter een zeer complex tracé omdat een groot deel van het tracé over land loopt in een intensief gebruikt gebied. Het zuidelijke tracé kent ook een complicatie. De aanlanding loopt langs de Voordelta, waar een zeereservaat is gepland en diverse beschermingscondities van toepassing zijn. Het is daardoor waarschijnlijk noodzakelijk deze aanlanding in een zeer beperkt aantal fasen, liefst in één keer, aan te leggen. Voor de aanlanding op de Maasvlakte is daarom fysieke bundeling noodzakelijk.

6.2 Aanlanding Beverwijk

In Beverwijk zijn voor de windparken NSW en Q7 reeds kabeltracé's bepaald. Deze kruisen beiden met een boring de zeekering. In de analyse is onderscheid gemaakt naar aanlanding in het duingebied van Beverwijk/Velsen en aanlanding parallel aan de havenhoofden van IJmuiden. Een tracé langs het noordelijke havenhoofd lijkt het meest geschikte. Het tracé langs het zuidelijke havenhoofd maakt een technisch zeer gecompliceerde doorkruising van het Noordzeekanaal noodzakelijk. Een aanlanding in het duingebied heeft tot gevolg dat een dicht bewoond en dus gevoelig gebied, naar de centrale in Velsen moet worden doorkruist.

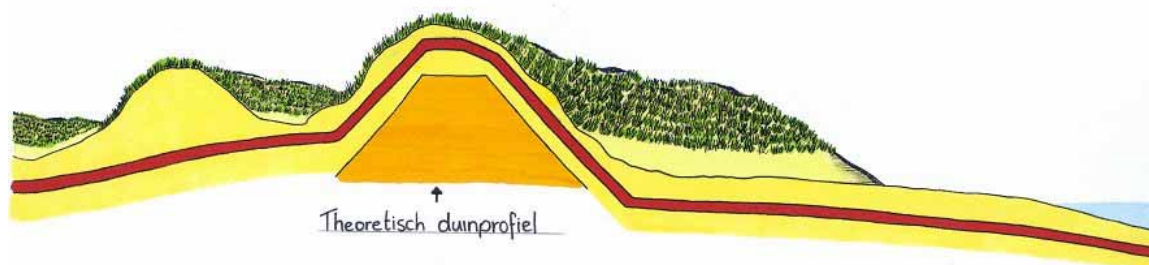
In tegenstelling tot de Maasvlakte moet in Beverwijk in alle gevallen de zeekering worden doorkruist. Zowel in een gebundelde variant als met individuele aansluitingen vereist dit lokaal relatief veel ruimte. Daarom is een aantal technische varianten afgewogen om te bezien of de ecologische en ruimtelijke belasting kan worden beperkt. Opties daarvoor zijn: concentratie van individuele aansluitingen in een daarvoor aangewezen zone, één groot boorgat door de zeekering en een betonnen bak of gronddek over de zeekering.

Tabel 7: Vergelijking van de mogelijkheden om de zeewering te passeren.

Passeren zeewering	Aspect	Aandachtspunten
1. Individuele aansluiting	Technisch	Eerste initiatieven eenvoudiger zijn dan latere initiatieven
	Bedrijfsmatig	Alle risico's zijn voor ontwikkelaar, investeerder
	Kosten	Geen voorinvesteringen
	Ruimtelijk	In duingebied van enkele kilometers breed groot aantal malen onderboringen of -gravingen; gevaar is dat na enkele succesvolle aanlandingen geen ruimte meer is voor volgende initiatieven
2. individuele aansluiting in gebundelde zone	Technisch	Gecomplieerder boren i.v.m. kleine afstanden
	Bedrijfsmatig	Kleine afstanden van kabels, dus een verhoogd risico van het onderling schade toebrengen; lege mantelbuizen vooraf kan hierop anticiperen
	Kosten	Mantelbuizen vooraf aanleggen is voorinvestering
	Ruimtelijk	Er zal een zone gereserveerd moeten worden van enkele honderden meters doorkruising, die op land nog iets meer te concentreren is
3. Eén boorgat voor alle kabels	Technisch	Elektrisch scheiden van kabels is hier niet gegarandeerd
	Bedrijfsmatig	Hoge bedrijfsrisico's i.v.m. explosiegevaar
	Kosten	Hoge kosten
	Ruimtelijk	1 boring op 1 moment, slechts enkele meters reservering nodig
4. Bak / Kleikoffer	Technisch	Betonnen bak van deze omvang nog niet vertoont, vervolgonderzoek nodig, er worden weinig technische complicaties voorzien
	Bedrijfsmatig	Fasering is gunstig, kabels kunnen er op ieder moment ingelegd worden
	Kosten	Voorinvestering nodig van betonnen bak c.q. kleikoffer
	Ruimtelijk	Slechts circa 20 meter reservering nodig, toevoegen hard element in de zeewering is belangrijk

Voor de aanlanding in Beverwijk geldt dat individuele aanlanding op lange termijn weinig goede mogelijkheden biedt. Zeker voor het passeren van de zeewering is tracébundeling gewenst. Een betonnen bak of gronddek over de zeewering lijkt daarvoor de meest geschikte oplossing. Figuur 8 geeft een impressie hiervan.

Figuur 8: Impressie passage duinen met een betonnen bak of gronddek.



6.3 Wel of niet bundelen?

Zowel op de Maasvlakte als Beverwijk is beperkte ruimte voor het aanleggen van kabels. Bij individuele aansluitingen zal de beschikbare ruimte volgens het principe “wie het eerst komt, het eerst maalt” worden toebedeeld. De inschatting is dat in die situatie de ruimte niet voldoende zal blijken om het ambitieniveau van 6.000 MW te halen. Bovendien kan het economisch draagvlak voor een schaalstap die nodig is voor gebundelde oplossingen verloren gaan bij het eerst ontwikkelen van een aantal individuele aanlandingen.

Bij bundeling kunnen drie verschillende delen van de verbinding tussen de windparken en het landelijk 380 kV net worden onderscheiden:

- Traject op zee (hoofdzakelijk de twaalfmijlszone);
- De passage van de zeewering;

- De passage vanaf de landkant van de zeevering tot een onderstation op land c.q. het landelijk 380 kV net.

De vraag is of er vanuit oogpunt van ruimtelijke ordening en ecologie in elk van deze delen al dan niet moeten worden gebundeld. Het gaat hier om twee aspecten:

1. Tracé's

De overheid kan tracé's ruimtelijk reserveren waar marktpartijen, netbeheerders en TenneT gebruik van kunnen maken. Bij de Maasvlakte is vanwege de beperkte ruimte op zee een tracé in de twaalfmijlszone noodzakelijk. Bij Beverwijk is de ruimte om de zeevering te passeren beperkt. Een ruimtelijke reservering hiervoor is gewenst. In het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV) kan bijvoorbeeld een kabelzone worden aangewezen voor elektriciteitsverbindingen met een spanningsniveau vanaf 220 kV. Het ruimtelijk reserveren van tracé's vergt een doorlooptijd van vier jaar.

2. Gemeenschappelijke elektrische infrastructuur

Marktpartijen en/of de netbeheerders en TenneT kunnen gebruik gaan maken van (gedeeltelijk) gezamenlijke kabels. Royal Haskoning schat in dat dit bij de Maasvlakte noodzakelijk is omdat het leggen van kabels voor elk windpark een te frequente verstoring van het zeereservaat Voordelta zou betekenen. Bovendien moet er rekening mee worden gehouden dat op grond van de strenge beschermingsregimes (zoals de Vogel- en Habitatrichtlijn) eisen worden gesteld vanuit het Meest Milieuvriendelijke Alternatief. Dit kan betrekking hebben op zowel het aantal kabels als de toepassing gelijkstroom versus wisselstroom.

6.4 Conclusies

Tabel 8: Wel of niet bundelen?

		Verbindingen windparken - landelijk 380 kV net		
		Trace op zee	Passage zeevering	Trace op land
Maasvlakte	tracebundeling	noodzakelijk	n.v.t.	niet noodzakelijk, wel logisch
	fysieke bundeling			
Beverwijk	tracebundeling	voorkeur	voorkeur	voorkeur
	fysieke bundeling	niet noodzakelijk		

- Volledige individuele aansluiting van windparken aan het net op land is geen optie, de beschikbare ruimte is dan te beperkt om 6.000 MW offshore windvermogen te kunnen realiseren.
- De Maasvlakte kent vanwege de ruimtelijke reservering voor de Tweede Maasvlakte grote beperkingen voor de aanlanding van kabels. Alleen door fysieke bundeling is realisatie van de 6.000 MW doelstelling mogelijk.
- Het is mogelijk de planologische voorbereiding voor het aanwijzen van tracé's te starten. Het besluit om hierin gemeenschappelijke kabels aan te leggen kan later gebeuren.

7 Juridische aspecten

Marktpartijen, netbeheerders en overheden spelen een rol bij de noodzakelijke verzwaring van het landelijke elektriciteitsnet en de verbindingen tussen de windparken op zee en het elektriciteitsnet op land. In dit hoofdstuk is gekeken naar het huidig wettelijk kader.

7.1 Huidig wettelijk kader

In dit hoofdstuk is gekeken naar het ruimtelijk wettelijk kader van de rijksoverheid, namelijk het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening en naar de het wettelijk kader met betrekking tot de marktordening, namelijk de Elektriciteitswet 1998.

7.1.1 *Structuurschema Elektriciteitsvoorziening*

De rol van de rijksoverheid in het ruimtelijk beleid voor de nationale elektriciteitsvoorziening is gelegen in het zorgen voor voldoende ruimte voor een adequate infrastructuur in de vorm van vestigingsplaatsen voor grootschalige elektriciteitsproductie en van hoogspanningsverbindingen. Het Tweede Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV II) bevat de ruimtelijke reserveringen voor de in de toekomst benodigde elektriciteitscentrales van tenminste 500 MW en hoogspanningsverbindingen van 220 kV en hoger. Het SEV II bestrijkt de periode tot 2010.

Voor wat betreft hoogspanningsverbindingen is in het SEV II een overzicht van bestaande en mogelijke nieuwe hoogspanningsverbindingen van 220 kV en hoger opgenomen. Deze lijst van verbindingen is limitatief. De opgenomen nieuwe verbindingen dragen een globaal karakter.

Van de relevante hoogspanningsverbindingen die in het Capaciteitsplan 2003-2009 van TenneT genoemd worden, is gezien of zij in het SEV II zijn opgenomen:

Sluiting van de ring Diemen - Oostzaan – Beverwijk – Zoetermeer – Krimpen – Diemen:

- Diemen - Oostzaan – Velsen (Beverwijk), lijn 13, verbinding geschikt voor 380 kV, maar voorhands voor 150 kV in bedrijf, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan;
- Velsen (Beverwijk) – Zoetermeer traject niet in SEV II opgenomen;
- Zoetermeer - Krimpen, lijn 15 d, verbinding geschikt voor 380 kV, maar voorhands voor 150 kV in bedrijf, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan;
- Krimpen – Diemen, lijn 9, verbinding geschikt voor 380 kV, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan.

Sluiting van de ring Krimpen - Zoetermeer – Westerlee – Maasvlakte – Crayenstein – Krimpen:

- Krimpen - Zoetermeer, lijn 15 d, verbinding geschikt voor 380 kV, maar voorhands voor 150 kV in bedrijf, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan;
- Zoetermeer – Westerlee, lijn 15 c, verbinding geschikt voor 380 kV, globaal afgewogen, tracé globaal bepaald, afweging gericht op opnemings in streekplan;
- Westerlee - Maasvlakte, lijn 15 a, verbinding geschikt voor 380 kV, maar voorhands voor 150 kV in bedrijf, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan;
- Maasvlakte – Crayenstein – Krimpen, lijn 16, verbinding geschikt voor 380 kV, planologisch aanvaard, tracé exact bepaald, handhaven in streekplan.

De tracé's Velsen – Zoetermeer en Zoetermeer – Westerlee, beiden onderdeel van de zogenaamde Randstad 380 verbinding zullen ruimtelijk de grootste problemen geven omdat deze niet of slecht globaal in SEV II zijn opgenomen.

Daarnaast zijn er volgens KEMA voor 2020 extra netuitbreidingen nodig voor de inpassing van 6.000 MW. Dit betreft verzwarende van de verbindingen Diemen – Oostzaan, Oostzaan – Velsen (Beverwijk), Lelystad – Diemen, Ens – Lelystad en Krimpen – Geertruidenberg. Deze verbindingen zijn in SEV II allen geschikt voor 380 kV en planologisch aanvaard. Het tracé is exact bepaald en wordt gehandhaafd in het streekplan. Het zal aan de uitvoering van het toevoegen van de extra circuits liggen of wijziging van het SEV II nodig is. De alternatieve tracé's, door KEMA nieuwe corridors genoemd, zullen in ieder geval vragen om aanpassing van het SEV. De keuze tussen bestaande tracé's en nieuwe corridors is in deze studie niet gemaakt.

Momenteel wordt het SEV II partieel herzien voor opname van de BritNed interconnector. Daarnaast zijn de hoofdlijnen van het SEV opgenomen in de Nota Ruimte, maar blijft er wel een meer gedetailleerd zelfstandig SEV II bestaan tot het moment dat er een Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) is opgesteld. Bij het opstellen van SEV III is het voor de voorzieningszekerheid, de inpassing van duurzaam opgewekte elektriciteit en de economische efficiency van de energievoorziening van belang dat het hoogspanningsnet daar waar nodig wordt uitgebreid en zodanig wordt aangepast dat de uitwisseling van elektriciteit met het buitenland en van de windturbineparken in de Noordzee goed mogelijk is. De in het SEV III op te nemen nieuwe verbindingen dragen een globaal karakter. Voor de bepaling (op aanvraag) van tracé's van hoogspanningsverbindingen van 220 kV en hoger, is de rijksoverheid voornemens gebruik te maken van de Rijksprojectenprocedure, met de Minister van Economische Zaken als projectminister.

7.1.2 *Elektriciteitswet 1998*

De Elektriciteitswet 1998 is alleen van toepassing tot de grens van twaalf zeemijl, tenzij uitdrukkelijk anders bepaald. In de Elektriciteitswet 1998 is de werkingssfeer van deze wet slechts beperkt uitgebreid met artikel 1 lid 5. De regulering van elektriciteitsnetten valt hier niet onder.

Het aansluiten van een windpark op zee op het elektriciteitsnet gebeurt door middel van een elektriciteitsverbinding. Op te bepalen wie de kosten van een dergelijke elektriciteitsverbinding moet betalen is het, in ieder geval voor het deel binnen de grens van twaalf zeemijl, van belang om te weten of er sprake is van een 'aansluiting' of van 'een net' zoals beiden gedefinieerd in de Elektriciteitswet 1998. Bij de definitie van een aansluiting wordt aangesloten bij de Wet waardering onroerende zaken. De elektriciteitsverbindingen tussen de windmolens binnen het windpark zullen over het algemeen niet als net worden getypeerd. Deze kosten maken onderdeel uit van de kosten van het windpark.

In voorgaande hoofdstukken is reeds gesproken over een 'net op zee'. Hiermee werd bedoeld op de verbindingen tussen het windpark op zee en het elektriciteitsnet op land. Daarbij is ook de situatie bekeken dat meerdere windparken hun individuele elektriciteitsverbindingen vanaf het windpark op een zeker moment aan elkaar verbinden op een tussenstation op zee, zodat een deel van de stroom van beide windparken over dezelfde elektriciteitsverbindingen naar land wordt

getransporteerd. Hiervoor zijn vele varianten denkbaar (binnen/buiten twaalf zeemijl, wel/geen directe koppeling tussen windparken zodat ringstructuren ontstaan, etc). Het is voornamelijk niet duidelijk onder welke voorwaarden er sprake is van 'een net' zoals gedefinieerd in de Elektriciteitswet 1998.

Indien er sprake is van 'een net' dient er, in ieder geval voor het deel binnen de twaalf zeemijl, in principe een netbeheerder aangewezen te worden, waarvoor de regels met betrekking tot netbeheerders uit de Elektriciteitswet 1998 gaan gelden. Er wordt binnen de Elektriciteitswet 1998 onderscheid gemaakt tussen het landelijk hoogspanningsnet en andere netten waarvoor aparte netbeheerders worden aangewezen. De beheerder van het landelijk hoogspanningsnet, TenneT, beheert in ieder geval de landsgrensoverschrijdende verbindingen en de verbindingen met een spanning van 220 kV of hoger. Voor de andere netten geldt de verplichting om een netbeheerder aan te wijzen. Daarbij is duidelijk aangegeven dat een producent of leverancier van elektriciteit niet als netbeheerder aangewezen kan worden. Dit geldt dus ook voor degene die een windmolenpark op zee exploiteert. Artikel 15 biedt voor de andere netten ruimte voor het verlenen van een ontheffing voor het aanwijzen van een netbeheerder.

De huidige regionale netbeheerders en TenneT zijn verplicht om iedereen die daarom verzoekt van een aansluiting aan te bieden op een punt in het net en het transport van elektriciteit uit te voeren, ongeacht of het windpark nu binnen of buiten de twaalfmijlszone staat. Er zijn geen gronden om het verzoek tot aansluiting op een bepaald spanningsniveau te weigeren, anders dan om 'technische redenen'. Degene die aangesloten wil worden moet aan de netbeheerder een locatie of ruimte ter beschikking te stellen voor een station. Hij kan bij een aansluiting op het net met een aansluitwaarde groter dan 1 MW een openbare aanbesteding van de aansluitingswerkzaamheden uitschrijven.

Degene die om een aansluiting verzoekt, betaalt alleen de kosten voor de zogenaamde 'ondiepe investeringen' van de aansluiting op het net. Alle kosten die zijn gemoeid met het achterliggende net zijn voor rekening van de netbeheerder (diepte-investeringen). De aansluitkosten kunnen bestaan uit een éénmalige bijdrage en uit periodieke vergoedingen. Daarnaast kan een deel van het éénmalige aansluittarief worden terugontvangen in geval een nieuwe aansluiting op de aansluitkabel wordt aangesloten als een aansluiting dan (deels) een net wordt.

Het is op grond van de huidige wet voor netbeheerders niet aantrekkelijk om uit eigener beweging te investeren in de uitbreiding van een net. Een netbeheerder kan de kosten van aanleg, instandhouding en uitbreiding van het net financieren via het transporttarief, maar zal dit in de regel doen naar aanleiding van verzoeken om een aansluiting. Daarbij komt dat windexploitanten producenten zijn en derhalve geen transporttarief hoeven te betalen. Als een netbeheerder binnen de twaalf zeemijl 'een net' aanlegt dient hij deze te kunnen financieren uit de transport- en aansluittarieven. Daarbij heeft de netbeheerder onzekerheid omtrent het tijdstip van de inkomsten door de netverzwaring en de hoogte van de inkomsten. Hij draagt dus een groot risico omdat het niet duidelijk is of de inkomsten (direct of gedurende de looptijd van het windpark) voldoende zijn om de investeringen te financieren. Dit leidt ertoe dat netbeheerders momenteel afwachten tot er verzoeken komen om aangesloten te worden want dan kunnen zij alle kosten verhalen op degenen die om een aansluiting verzoekt. Om te anticiperen op een uitbreiding van het net zal een netbeheerders een beroep moeten doen op artikel 40 van de

Elektriciteitswet 1998. Dit artikel regelt de financiering voor een uitzonderlijke en aanmerkelijke investering.

7.2 Conclusies

De conclusies hebben zowel betrekking op het ruimtelijk juridisch kader als op de Elektriciteitswet 1998.

7.2.1 *Conclusies met betrekking tot het SEV*

Het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening dient te worden aangepast om de tijdige inpassing van 6.000 MW windenergie op zee mogelijk te maken. Dit betreft de Randstad 380 verbinding, eventueel het aanbrengen van extra circuits op reeds in het SEV II opgenomen 380 kV verbindingen en eventuele uitbreiding van het net op land tot aan de grens van twaalf zeemijl.

Naast de lopende partiële herziening van het SEV II in verband met de BritNed interconnector, dient een nieuw SEV III te worden opgesteld, waarin alle te voorziene nieuwe verbindingen globaal in worden opgenomen. Vervolgens dient voor de concrete projecten voor het bouwen van nieuwe of uitbreiden van bestaande hoogspanningslijnen de Rijksprojectenprocedure te worden toegepast met de minister van Economische Zaken als projectminister. Hiervoor moet wel de toegang tot de Rijksprojectenprocedure nog te worden geregeld.

7.2.2 *Conclusies met betrekking tot de Elektriciteitswet 1998*

De wet is niet van toepassing buiten de twaalfmijlszone voor wat betreft aansluitingen, netten, netbeheerders en tarieven. Er dient duidelijkheid te komen over de verbindingen die deze grens wel passeren, echter niet doorlopen tot buiten de Nederlandse Exclusieve Economische Zone.

Onderzocht moet worden of het noodzakelijk is de wet zodanig te wijzigen dat netbeheerders een net op zee kunnen aanleggen en de kosten daarvan via een aparte boekhouding kunnen toerekenen aan de gebruikers, te weten de daarop aangesloten producenten.

8 Internationale ontwikkelingen

Om te kunnen beoordelen of de scenario's uit hoofdstuk 2 reëel zijn is een verkenning uitgevoerd naar de internationale ontwikkelingen. Daarbij is in beschouwing genomen of een doelstelling van 6.000 MW overeenkomt met ambities in andere landen, of de uitgangspunten van de scenario's realistisch zijn, en hoe de rolopvatting van de overheid in andere landen is bij de realisatie van een elektrische infrastructuur op zee. Dit hoofdstuk is een samenvatting van de internationale verkenning, de verkenning zelf staat beschreven in bijlage 1.

8.1 Marktontwikkeling in andere landen

De European Wind Energy Association (EWEA) voorziet 10.000 MW offshore windvermogen in 2010 en 70.000 MW in 2020. BTM Consult geeft in haar rapport van 2002 een prognose van 5.000 MW in 2007. De overheidsinformatie uit de landen die met Nederland samenwerken in het EU-project Concerted Action for Offshore Wind Energy geven een conservatiever beeld, en komen uit op een prognose van bijna 4.000 MW in 2007 en ruim 40.000 MW in 2020.

Tabel 9: Overzicht verwachte marktontwikkeling.

Land	Geplaatst rognose 2007		Prognose 2020		
	BTM MW	Nationaal MW	EWEA MW	Nationaal MW	
Belgie	-	100	n/a	n/a	n/a
Denemarken	402	700	700		2.800
Duitsland	-	1.900	1.500		25.000
Ierland	-	300	n/a		n/a
Nederland	19	360	220		6.000
Zweden	23	600	n/a		n/a
Groot Brittanie	64	1.100	1.400		7.500
Totaal	508	5.060	3.820		70.000

8.2 Uitgangspunten scenario's

8.2.1 Windturbinefabrikanten

De verwachting is dat de komende jaren het gemiddeld vermogen van een turbine toe zal nemen tot 5 MW. Uitgaande van dit vermogen en de hierboven genoemde doelstellingen zijn tussen de 550 (volgens de landeninformatie) tot 1.650 (volgens het EWEA doel) stuks nodig per jaar in de piekjaren rond 2012. De huidige productiecapaciteit van de windturbine industrie is 5.000 - 7.000 MW per jaar. Het lijkt vooralsnog geen wezenlijk knelpunt.

8.2.2 Offshore materieel

Het benodigde offshore materieel voor het plaatsen van funderingen en turbines bestaat uit vaartuigen die een stabiel platform kunnen bieden voor het heien van funderingen en het plaatsen van de turbines op de funderingen. Dit zijn o.a. jack-up platforms, special-purpose, multi-purpose en diverse hulpvaartuigen. Voor de bouw van 550 turbines in een jaar zijn, met de huidige stand van de techniek, ongeveer vijf tot tien van deze platforms noodzakelijk. Jack-up platforms zijn in voldoende mate voorhanden in de offshore industrie. De offshore industrie

is er van overtuigd dat zij relatief snel kunnen inspelen op een eventueel grotere vraag naar installatiecapaciteit als de markt zich verder ontwikkelt.

8.2.3 Kabelfabrikanten

Uitgaande van een productielijn van de benodigde hoogspanningskabels met een capaciteit van twee kilometer per dag, zijn ongeveer twee (volgens de landeninformatie) tot acht (volgens het EWEA doel) productielijnen nodig om de kabels te produceren. Kabelfabrikanten zijn Pirelli, ABB, NKT, Nexan, en mogelijk nog enkele in de USA. Dit lijkt vooralsnog geen wezenlijk knelpunt.

8.2.4 Kabellegschepen

Uitgaande van een kabellegschip dat per dag vijf kilometer kan leggen, een mobilisatietijd van 14 dagen per park en 180 werkbare dagen per jaar, zijn respectievelijk een tot drie kabellegschepen nodig voor het leggen van deze kabels. Er zijn thans minimaal drie schepen beschikbaar voor het leggen van grote kabels. Uit de consultatie is gebleken dat de offshore industrie ook vele schepen beschikbaar heeft voor kleinere kabels en bovendien snel bestaande schepen om kan bouwen en inzetten voor het leggen van kabels. Hier ligt geen wezenlijk knelpunt.

8.3 Rolopvatting overheden bij elektrische infrastructuur op zee

De verdeling van taken en verantwoordelijkheden over markt, netbeheerders en overheid voor de netinpassing van offshore windvermogen is in de verschillende landen verschillend geregeld. In tabel 10 is dit samengevat.

Tabel 10: Taken en verantwoordelijkheden overheid, netbeheerders en markt.

Taken en bevoegdheden partijen, verantwoordelijk voor netinpassing van offshore windvermogen			
	Overheid	Netbeheerders	Marktpartijen (ontwikkelaars exploitanten)
UK	DTI: tenderen en gebiedsconcessies transport vergunning verlenen voor een transportnet op zee onder de Electricity Act	Aansluiting op hoogspanningsnet uitvoeren en bekostigen netverzwaringen	Gebiedsconcessiehouders: aanleg en bekostigen transportnet op zee bij aansluiting hoogspanningsnet. Windparkexploitanten: aanleg en bekostigen transportnet op zee en netverzwaring bij aansluiting distributienet.
DE	Bundesministerium Wirtschaft und Arbeit: regeling aansluitplicht netbeheerders in EEZ.	Aansluiting op het net, aanleg en kosten van netverzwaring redelijke omvang.	Windparkexploitanten: aanleg en bekostigen transportnet op zee.
DK	Ministry of Economy: vergunning verlenen voor een transportnet op zee onder de Electricity Supply Act 1999	Voorkeursgebieden: aanleg en bekostigen net op zee, aansluiting op hoogspanningsnet uitvoeren en bekostigen netverzwaringen	Buiten voorkeursgebieden: windparkexploitanten aanleg en bekostigen transportnet op zee.
BE	Federaal Ministerie van Economische Zaken, vergunning aanleg transportnet	Aansluiting op hoogspanningsnet uitvoeren en bekostigen netverzwaringen	Windparkexploitanten: aanleg en bekostigen transportnet op zee.

8.4 Conclusies

De ontwikkeling van offshore windparken in Noordwest Europa is in gang gezet, de reeds bestaande plannen en de doelstellingen, kunnen in 2020 tot een offshore windvermogen van tussen de 25.000 en 70.000 MW leiden. Op basis van de reeds aangevraagde concessies en doorlooptijden voor vergunningen leidt dit tot een piek in het te installeren vermogen van 2.500 MW tot 7.500 MW in de jaren 2011 tot en met 2014.

De productiecapaciteit van de toeleverende industrie en bouwcapaciteit van offshore contractors is geen beperkende factor voor de realisatie van dit vermogen. Dit is meegenomen in de scenario's voor 6.000 MW in 2020 in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone.

De aanleg van een elektriciteitsnet op zee en de aanlanding vereist in de verschillende landen vergunningen vanuit ruimtelijke ordening. Daar waar het aantal aanlandingspunten beperkt is en het toekomstig offshore vermogen groot is, kan dit tot knelpunten leiden. Dit lijkt nu al het geval in Duitsland.

Het exploiteren van een net op zee valt in alle landen onder een elektriciteitswet. Daarbij zijn grofweg drie modellen te onderscheiden:

- Bouw en financiering van een elektriciteitsnet op zee is een taak van de netbeheerder. Hier kunnen één of meerder windparken op aansluiten. De kosten kan de netbeheerder in de tarieven verwerken. De netbeheerder breidt zijn elektriciteitsnet tot zee uit.
- Marktpartijen kunnen voor aanleg en exploitatie van een elektriciteitsnet op zee een exclusieve concessie voor een bepaald gebied krijgen. Hier zijn meerdere windparken op aangesloten. De kosten brengt de concessiehouder onder een gereguleerd tarief in rekening bij de windparkexploitanten. De concessiehouder is een nieuwe netbeheerder.
- Marktpartijen leggen zelf een transportnet op zee aan. De financiering en exploitatie ervan is voor rekening van de projectontwikkelaar.

9 Conclusies en visie

Na de inleiding en een beschrijving van het proces op basis waarvan tot de conclusies is gekomen, wordt ingegaan op het net op land, het net op zee en uiteindelijk op de bestuurlijk-organisatorische consequenties.

9.1 Inleiding

In het Energierapport 2002 heeft de rijksoverheid een doelstelling opgenomen van 6.000 MW aan offshore windvermogen in 2020. De overheid ziet zichzelf niet in de rol van initiatiefnemer of projectontwikkelaar. De realisatie van de offshore windparken laat zij over aan de markt. De overheid kent wel een rol als het gaat om het invullen van de randvoorwaarden opdat de realisatie van windparken door marktpartijen mogelijk wordt gemaakt. Het gaat daarbij onder andere om de volgende randvoorwaarden:

- financieel investeringsklimaat;
- beschikbaar stellen van locaties;
- technische infrastructuur.

Het financieel investeringsklimaat bestaat voor marktpartijen uit een investeringssubsidie (EIA) en een exploitatiesubsidie (MEP). Het vrijgeven van locaties binnen de Exclusieve Economische Zone wordt op basis van een daartoe ontwikkeld uitgiftestelsel geregeld. Naar verwachting zal dit uitgiftestelsel, dat is gebaseerd op de Wet beheer rijkswaterstaatwerken (Wbr), eind 2004 in werking treden.

Het project Connect 6.000 MW heeft betrekking op de technische infrastructurele inpassing van het toekomstig offshore windvermogen en heeft tot doel het ontwikkelen van een bestuurlijk-organisatorische visie op het aansluiten van 6.000 MW windoffshore in de periode tot 2020.

9.2 Proces

Dit project is een follow-up van de in 2002 door KEMA uitgevoerde studie naar de technische inpassing van offshore windvermogen. De KEMA-studie heeft aanleiding gegeven tot de ontwikkeling van een bestuurlijk-organisatorische visie op de aansluiting van grootschalig windvermogen. In het project Connect 6.000 MW is in de periode juli 2003 - juli 2004 een aantal studies en verkenningen uitgevoerd naar:

- scenario's voor het plaatsingstempo;
- de meest waarschijnlijke ontwikkellocaties voor wind offshore;
- de consequenties voor het net op land;
- de mogelijk configuraties voor een net op zee;
- de consequenties voor de aanlandingspunten;
- de juridische aspecten;
- internationale ontwikkelingen.

De resultaten en uitkomsten van deze studies zijn besproken met marktpartijen, NGO's en netbeheerders en hebben veel informatie en inzicht opgeleverd. Een belangrijke kanttekening die moet worden geplaatst is dat voor alle studies geldt dat deze een verkennend karakter dragen

en niet de pretentie hebben een absolute weergave van de toekomstige werkelijkheid te presenteren. Dat betekent dat andere veronderstellingen ook tot andere uitkomsten kunnen leiden. Desalniettemin is de projectgroep van mening dat het beschikbare materiaal voldoende basis biedt om een visie te vormen op de rolverdeling overheid, markt en netbeheerders.

9.3 Betekenis van 6.000 MW voor het landelijk hoogspanningsnet

In 2002 is uit onderzoek van KEMA gebleken dat voor de inpassing van 6.000 MW offshore windvermogen in het Nederlandse elektriciteitsnet, netverzwaringen noodzakelijk zijn. Uit dezelfde studie is naar voren gekomen dat de Maasvlakte en Beverwijk – vanuit oogpunt van kosten en ligging - de meest voor de hand liggende aansluitpunten zijn waarop het vermogen kan worden ingevoerd. De in het kader van Connect 6.000 MW uitgevoerde locatiestudie (ECN) en netstudies (KEMA) versterken deze conclusie:

- De meest waarschijnlijke locaties voor de windparken liggen in een strook van 25 – 50 kilometer uit de Zuid-Hollandse en Noord-Hollandse kust (locatiestudie ECN).
- De 380 kV-aansluitpunten Beverwijk en Maasvlakte lijken de meest geschikte locaties om in de toekomst een substantieel vermogen op te kunnen vangen.
- Door marktpartijen worden ook 150-kV-aansluitpunten zoals Sassenheim en Callantsoog genoemd. Op basis van zeer ruwe inschattingen kan ca. maximaal 1.000 tot 1.500 MW verspreid over meerdere 150 kV-stations worden aangesloten.
- Aansluitpunten als Borssele en Eemshaven blijken zowel op grond van de locatiestudie als vanuit kosten- en nettechnisch oogpunt geen voor de hand liggend alternatief.

De aansluiting van 6.000 MW offshore windvermogen vereist netverzwaringen van de tracé's die voor de verbindingen en transport naar het 'achterland' zorgen. Op grond van de thans beschikbare informatie wordt aansluiting van 6.000 MW voorzien op de punten Beverwijk en Maasvlakte. Met de realisatie van netverzwaringen is een lange doorlooptijd (9 - 14,5 jaar) gemoeid. Voor de eerste parken is vermoedelijk nog voldoende aansluitcapaciteit, hoewel dit ook sterk afhankelijk is van de toekomstige ontwikkeling van vermogensvraag en -aanbod in het westen van Nederland. Echter, voor de aansluiting van de parken na 2011 zal – uitgaande van de geschetste scenario's - uitbreiding van de capaciteit noodzakelijk zijn. De huidige doorlooptijd van procedures vormt hiermee een kritisch pad. Zelfs in een behoedzaam ontwikkelscenario worden knelpunten voorzien met betrekking tot de tijdige aansluiting van parken op het net. In feite luidt de conclusie dat planologische voorbereidingen voor de netverzwaring al gestart hadden moeten zijn. Het gaat hier overigens nog niet om het nemen van de definitieve investeringsbeslissing, maar om het treffen van planologische voorbereidingen. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de Randstad 380 verbinding met verbindingen Maasvlakte-Zoetermeer-Beverwijk-Diemen is gerealiseerd met een transportcapaciteit zoals nu gepland.

Uitgaande van de noodzaak tot netverzwaringen op het land ziet de projectgroep de volgende bestuurlijk-organisatorische rolverdeling.

Voor wat betreft de realisatie van de aansluitingen op het landelijk hoogspanningsnet is TenneT op grond van haar wettelijke taak de eerstverantwoordelijk om de daarmee gepaard gaande netverzwaringen te realiseren. Als het gaat om aansluitingen op het 150-kV-net dan kunnen naast TenneT ook de regionale netbeheerders hiervoor verantwoordelijk zijn. Teneinde in de toekomst de tijdige aansluiting op het landnet te kunnen faciliteren is de projectgroep van

oordeel dat ten behoeve van een versnelde aanleg van hoogspanningstracé's de Rijksprojectenprocedure als mogelijk instrument moet worden ingezet.

9.3.1 *Kosten van netverzwaringen*

De kosten van de netverzwaringen op land bedraagt op basis van inschattingen van KEMA ca. € 300 miljoen. Dit bedrag kan uiteindelijk hoger of lager uitvallen. Omdat het hier gaat om verzwaringen van het hoogspanningsnet waarvan diverse afnemers / producenten gebruik maken, worden deze kosten versleuteld in het landelijke basistransporttarief. Dit leidt tot een verhoging van de elektriciteitsprijs van ca. €0,0002 per kiloWattuur.

9.3.2 *Conclusie landnet*

De eerstkomende jaren kan uitgaande van de huidige belasting/productiesituatie zonder verdere uitbreiding van het net op land 3.000 tot 3.500 MW worden aangesloten. Het betreft hier tussen de 1.000 - 1.500 MW op 150 kV-net en ca. 2.000 MW op Beverwijk en Maasvlakte. Het is op dit moment onvoldoende duidelijk in hoeverre ruimtelijke ordening en milieueisen, denk aan duindoorkruisingen en transformator- en convertorstations, belemmerend kunnen werken. Het landnet moet in elk geval worden verwaard om 6.000 MW te kunnen aansluiten. Omdat het tracé's zou kunnen betreffen die reeds in het SEV-II zijn opgenomen zullen de ruimtelijke procedures mogelijk korter zijn dan de genoemde 9 – 14,5 jaar. Een snellere realisatie van de verbindingen kan worden bewerkstelligd door de inzet van de Rijksprojectenprocedure.

9.4 **Ontwikkeling van een net op zee?**

De realisatie van 6.000 MW offshore windvermogen leidt niet alleen tot aanpassingen van het landelijk hoogspanningsnet, maar ook tot een ontwikkeling van een netwerk van kabels in de Noordzee. De overheid staat voor de vraag in hoeverre zij een dergelijk 'net' spontaan laat ontstaan of dat hier enige vorm van regie in is gewenst. Om een beeld te kunnen vormen van mogelijke netconfiguraties op zee is een studie door KEMA verricht. Daarbij is uitgaande van locaties buiten de twaalfmijlszone, bezien welke netconfiguraties denkbaar zijn om te voorzien in een kosteneffectief en ruimtebesparend transport van elektriciteit naar de beoogde aansluitpunten. Onderscheid is gemaakt naar de economische en technische aspecten (voltage, gelijkstroom versus wisselstroom) alsmede de ruimtelijke en ecologische effecten van individuele aansluitingen en gebundelde aansluiting. Op basis van de studies van KEMA en Royal Haskoning ontstaat het navolgende beeld.

9.4.1 *Financiële aspecten*

Op basis van de uitgevoerde studies kan geen harde conclusie worden getrokken over de economische voor- of nadelen van de aanleg van een gemeenschappelijk elektriciteitsnet op zee versus individuele aansluitingen. De kosten van individueel aansluiten liggen ca. 20% onder de goedkoopste variant van gebundelde aanleg. Opgemerkt zij dat de kabel(leg)kosten een zeer dominante factor zijn en juist deze kostenpost met flinke onzekerheid is omgeven. Mede op grond van de resultaten uit de marktconsultatie is de projectgroep van mening dat voor zowel voor marktpartijen als de overheid er vanuit economisch perspectief geen duidelijke 'trigger' lijkt te bestaan om tot een geregisseerde aanleg (lees: bundeling) van een net op zee te komen. Marktpartijen geven aan dat van gebundelde aanleg in samenwerking met andere marktpartijen vanwege de risico's ('*manage your own risk*') niet veel mag worden verwacht.

In onderstaande tabel is een inschatting opgenomen van de kosten voor een net op zee. Het betreft hier indicatieve cijfers.

Tabel 11: Indicatie kosten aansluiting 6.000 MW wind offshore op Nederlandse elektriciteitsnet.

Kosten aansluiting 6.000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet				
		Verzwaringen in het landelijke elektriciteitsnet	Verbindingen landelijk electriciteitsnet tot en met onderstations op de 12- mijlszone	Verbindingen van de onderstations op zee met de windparken
Investeringskosten	€mln.	300	700	1.800
Kosten per kWh indien toegerekend aan het totale nederlandse electriciteitsgebruik (110.000 GWh per jaar)	€/kWh	0,0002	0,0005	0,0013
Kosten per kWh indien toegerekend aan de totale electriciteitsproductie van de offshore windparken (21.000 GWh/jaar)	€/kWh	0,0012	0,0027	0,0069

Toelichting: gerekend tegen rente van 5% en afschrijfperiode van 20 jaar .

9.4.2 Technische aspecten

In de KEMA-studie naar een net op zee zijn enkele netconfiguraties uitgewerkt. Het betreft hier drie varianten die uitgaan van gebundelde aanleg en één variant die uitgaat van individuele aansluitingen. Voorts is onderscheid gemaakt naar het voltage en type kabel (gelijk- of wisselspanning). De resultaten zijn in tabel 4 reeds samengevat.

De conclusie luidt dat een keuze voor gebundelde aanleg het aantal kabels beperkt en daarmee ook het aantal kabels dat door de zeevering moet. Binnen de varianten van gebundelde aanleg biedt gelijkstroom de mogelijkheid tot aansluiting van grotere windparken en kan het transport over veel grotere afstanden dan wisselstroom plaatsvinden. Kanttekening is dat de ervaringen met gelijkstroom nog niet zijn uitgekristalliseerd en het een relatief dure optie betreft.

9.4.3 Ruimtelijke ordening

Vanuit het beleidsstreven naar efficiënt ruimtegebruik op de Noordzee is bundeling van kabels gewenst. Met een keuze voor aansluitpunten op zee wordt hier direct in voorzien. Ingeval er sprake is van individuele aansluitingen dan zijn de directe mogelijkheden om via de Wbr bundeling voor te schrijven beperkt. Dit vereist namelijk ook sturing in locaties hetgeen op grond van het huidig ontwerp-uitgiftestelsel niet mogelijk is. Een andere mogelijkheid is een vorm van indirecte sturing van locaties. Door het reserveren van een kabelcorridor waarbinnen de individuele aansluitingen mogen worden gerealiseerd kan aan de wensen van efficiënt ruimtegebruik worden tegemoetgekomen.

Uit de studie van Haskoning is voorts gebleken dat met betrekking tot de invoedingspunten Maasvlakte en Beverwijk er vanwege de ruimtelijke reservering voor de Tweede Maasvlakte grote beperkingen zijn voor de aanlanding van kabels. Bij individuele aansluitingen zal de beschikbare ruimte volgens het principe "wie het eerst komt, het eerst maalt" worden toebedeeld. De inschatting is dat bij individuele aanlandingen de ruimte niet voldoende zal

blijken om het ambitieniveau van 6.000 MW te halen. Bovendien kan het economisch draagvlak voor een schaalstap die nodig is voor gebundelde oplossingen verloren gaan bij het eerst ontwikkelen van een aantal individuele aanlandingen.

Voor Maasvlakte lijkt fysieke bundeling binnen de twaalfmijlszone welhaast noodzakelijk. Dit vanwege de (zeer) beperkte ruimtelijke mogelijkheden voor kabeltracé's. Ten aanzien van Beverwijk is de sterke voorkeur voor ruimtelijke bundeling ingegeven door het bezwaar van veelvuldige kruising van de zeevering en de beperkte ruimte voor kabels en lijnen richting de landstations.

9.4.4 *Ecologie*

Vanuit ecologisch perspectief wordt het aantal duindoorkruisingen beperkt indien wordt gekozen voor gebundelde aanleg. Individuele aansluitingen leiden tot een groter aantal duindoorkruisingen. Binnen gebundelde aanleg leidt een keuze voor gelijkstroom tot het laagste aantal kabels. Indien wordt gekozen voor de aanleg van bijvoorbeeld een tunnelbak dan kan ook in het geval van individuele aansluitingen het aantal duindoorkruisingen worden beperkt.

9.4.5 *Juridische aspecten*

Om de inpassing van 6.000 MW mogelijk te maken dient het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV) te worden aangepast. Dit moet sowieso voor het opnemen van de Randstad 380 verbinding en afhankelijk van het gekozen rolmodel (zie paragraaf 9.5) kunnen kabelcorridors worden opgenomen voor de uitbreiding van het hoogspanningsnet met een 'stopcontact op zee' of voor individuele aansluitingen op de 380 kV stations Maasvlakte en Beverwijk.

De Elektriciteitswet 1998 is niet van toepassing buiten de twaalfmijlszone voor wat betreft aansluitingen, netten, netbeheerders en tarieven. Er dient duidelijkheid te komen over de verbindingen die deze grens passeren, maar die niet doorlopen tot buiten de Nederlandse Exclusieve Economische Zone. Het gaat hier met name om het onderscheid naar 'een net' en 'een aansluiting'.

9.5 **De bestuurlijk-organisatorische consequenties**

De bovenstaande conclusies en bevindingen ten aanzien van de verschillende aspecten moeten vanwege het globale en verkennende karakter van de studies met enige voorzichtigheid worden beoordeeld. Terug naar de centrale vraagstelling worden in onderstaande tabel de bestuurlijk-organisatorische implicaties ten aanzien van de inpassing van de 6.000 MW weergegeven. Hoewel een veelkleurig palet aan opties bestaat beperkt de projectgroep zich tot drie rolmodellen:

1. de markt aan zet: 'ieder z'n eigen kabel',
2. de overheid als regisseur: '(Ten)net op zee',
3. eerst markt dan overheid: 'Transitie'.

Tabel 12: Bestuurlijk-organisatorische rolmodellen.

Rol	Netontwikkeling	Financieel	RO/milieu	Acties
kabel Ieder z'n eigen	Individuele aansluitingen op net op land. 1.000-1.500 MW op 150 kV-net en 2.000 MW op 380 kV bij MV en BV zullen zo mogelijk benut worden.	Alle aansluitkosten tot net op land voor rekening windparkexploitanten.	Individuele duindoorkruisingen en stations zullen op den duur de ontwikkeling van 6.000 MW onmogelijk maken.	Geen
Een (TenneT)net op zee	Individuele aansluitingen niet mogelijk.	De kosten van het 'stopcontact op zee' worden versleuteld in transporttarief of worden via een apart tarief alleen op de windexploitanten worden verhaald. Alle aansluitkosten tot het 'stopcontact op zee' voor rekening windparkexploitanten.	Geen individuele duindoorkruisingen waardoor ecologische effecten beperkt worden. Bundeling wordt geoptimaliseerd door aanleg van kabels in 'eigen' hand te nemen.	EZ neemt verbodsbepaling voor aansluitingen elders dan 'stopcontact op zee' op in Elektriciteitswet 1998. TenneT neemt initiatief voor ruimtelijke reserveringen 'stopcontact op zee'. TenneT ontwerpt een 'stopcontact op zee'. TenneT bepaalt het moment van de investering. EZ stelt TenneT in staat een 'stopcontact op zee' te financieren.
Transitie	Individuele aansluitingen van 1.000-1.500 MW op 150 kV-net blijft mogelijk. Daarnaast individueel aansluiten op BV en MV via gereserveerde kabelcorridors of aansluiten op 'stopcontact op zee'. Met laatste ontstaat prikkel voor realisatie parken.	Optie 3A: Alle aansluitkosten tot net op land voor rekening windparkexploitanten. Optie 3B: De kosten van het 'stopcontact op zee' worden versleuteld in transporttarief of worden via een apart tarief alleen op de windexploitanten worden verhaald. Alle aansluitkosten tot het 'stopcontact op zee' voor rekening windparkexploitanten.	Individuele duindoorkruisingen en transformatorstations zullen beperkt worden. Optie 3A: Reserveren kabelcorridors voor individuele aansluitingen op MV en BV. Optie 3B: Uitbreiden hoogspanningsnet naar met 'stopcontact op zee'.	Rijk (EZ/DNZ) reserveert kabelcorridors voor BV en MV tot aan twaalfmijlszone. Optie 3A: Aanleg van kabels geschiedt door marktpartijen. Optie 3B: TenneT ontwerpt 'stopcontact op zee'. EZ stelt TenneT in staat het 'stopcontact op zee' te financieren.

Toelichting: MV= Maasvlakte, BV= Beverwijk, EZ = ministerie van Economische Zaken, DNZ = Directie Noordzee van het ministerie van Verkeer en Waterstaat.

De projectgroep heeft bovenstaande rolmodellen afgewogen en gescoord op de onderdelen:

- kans op realisatie 6.000 MW,
- netontwikkeling,
- efficiënt ruimtegebruik en ecologische effecten,
- kosten.

9.5.1 *Beleids optie 1: 'Ieder zijn eigen kabel'*

Een keuze voor beleids optie 1 betekent dat de markt waarschijnlijk zal opteren voor individuele aansluitingen. Prikkel voor de ontwikkeling en exploitatie van een door de marktpartijen gerealiseerd net op zee zijn niet of nauwelijks aanwezig. Op termijn zal de grens worden bereikt van het maximaal aan te sluiten vermogen. Daarmee is het onzeker of de doelstelling van 6.000 MW wordt bereikt, doordat de benodigde ruimte voor de aanleg van een 'net op zee' voor de individuele aansluitingen is benut. Vanuit het perspectief van ruimtelijke ordening en ecologie resulteert beleids optie 1 in de aansluiting van individuele kabels en is de kans op 'spontane' bundeling klein. Dit leidt tot een groot aantal duindoorkruisingen.

9.5.2 *Beleids optie 2: 'Een Ten(neT) op zee'*

Beleids optie 2 gaat uit van de overheid als regisseur. Om de doelstelling van 6.000 MW binnen bereik te houden wordt aangestuurd op efficiënt ruimtegebruik en duidelijkheid gecreëerd over aansluitpunten op zee. Individuele aansluitingen worden na NSW en Q7 niet meer toegestaan. Vanuit de aansluitpunten Maasvlakte en Beverwijk wordt het landelijk hoogspanningsnet uitgebreid naar de twaalfmijlszone. Dat betekent de aanleg van een 380 kV-net dat door TenneT wordt beheerd.

Een keuze voor deze optie betekent een strakke regie, sturing van locaties, efficiënt ruimtegebruik en een beperkt aantal duindoorkruisingen. Het onmogelijk maken van individuele aansluitingen vereist een aanpassing van de Elektriciteitswet 1998. Op grond van de huidige wetgeving mag namelijk een netbeheerder een verzoek tot aansluiting louter op technische gronden weigeren. Het wettelijk verplichten tot aansluiten op de locaties Beverwijk en Maasvlakte lijkt niet haalbaar en beleidsmatig niet wenselijk.

9.5.3 *Beleids optie 3: 'Transitie'*

De derde beleids optie is een mengvorm tussen de werkelijkheid van beleids optie 1 en de wenselijkheid van beleids optie 2. Deze hybride variant gaat uit van de veronderstelling dat in beginsel de eerste windparken individueel zullen aansluiten. Daarna is actie vereist van de overheid om de aansluitmogelijkheden voor de toekomst te borgen alsmede de beleidswens inzake bundeling in te kunnen vullen. Voor wat betreft de realisatie van een net op zee bestaan grofweg twee varianten:

- A. creëren en reserveren van kabelcorridors vanuit Maasvlakte en Beverwijk tot aan twaalfmijlszone waarbinnen individuele aansluitingen plaats kunnen vinden. De aanleg wordt dus overgelaten aan marktpartijen. Dit betekent ruimtelijk bundelen.
- B. idem als boven met het verschil dat het landelijk hoogspanningsnet binnen deze corridors wordt doorgetrokken. De aanleg ervan wordt aan de landelijke netbeheerder opgedragen. Dit betekent zowel ruimtelijk als fysiek bundelen.

Bezien vanuit de totale kosten lijkt er geen directe voorkeur te bestaan voor één van beide varianten. Reeds eerder is geconstateerd dat er geen harde conclusies kunnen worden verbonden

aan economische voor- en nadelen van bundelen versus individuele aansluitingen. Vanuit de optiek van realiseren van de doelstelling, efficiënt ruimtegebruik, ecologie en netmanagement bestaat een lichte voorkeur voor variant B. De vraag is bijvoorbeeld hoe breed de corridor moet zijn om voldoende individuele aansluitingen te kunnen kanaliseren. Met het uitbreiden van het hoogspanningsnet naar zee ontstaat mogelijk wel een economische prikkel voor de windexploitant om tot realisatie van parken over te gaan.

9.6 Conclusie

De projectgroep komt op basis van afwegingen ten aanzien haalbaarheid doelstellingen, efficiënt ruimtegebruik, ruimtelijke ordening en ecologische aspecten tot de conclusie dat beleidsoptie 3 nadere uitwerking verdient. Dit betekent het faciliteren van individuele aansluitingen op korte termijn en het mogelijk maken van gebundelde aanleg op middellange termijn. De projectgroep is voorts van mening dat om de gestelde ambitie van 6.000 MW te realiseren de aanleg het beste in regie van de landelijke netbeheerder kan plaatsvinden. De Nederlandse overheid heeft daarbij de taak het benodigde beleidskader te ontwikkelen waarin het ambitieniveau voor de realisatie van het windvermogen en de verantwoordelijkheid ten aanzien van ontwikkeling, aanleg en onderhoud van de netinfrastructuur op zee is vastgelegd.

9.7 Uitwerking van visie (beleidsoptie 3: ‘Transitie’)

Uitgaande van individuele aansluitingen op de korte termijn dient een nadere inventarisatie van de mogelijke aansluitcapaciteit langs de Noord- en Zuid-Hollandse kust te worden uitgevoerd. Het voornemen is om een dergelijke verkenning door TenneT te laten uitvoeren. Nadat de maximale capaciteit van overige aansluitpunten is bereikt, zal op termijn een substantieel vermogen op genoemde twee locaties worden ingevoerd. Voor het transport van de opgewekte stroom zal het landelijke 380 kV op enkele plaatsen worden verzwakt. TenneT zal hier nader inzicht in kunnen verstrekken op welk moment de hoogspanningsverbindingen moeten worden gerealiseerd. Het Ministerie van EZ zal ten behoeve van de tijdige aanleg en verzwaring van de hoogspanningsverbindingen, de inzet van de Rijksprojectenprocedure (RPP) wettelijk mogelijk maken.

Vervolgens is de gedachte om nadat de bestaande capaciteit is benut, de daaropvolgende windparken aan te laten sluiten op Maasvlakte en / of Beverwijk. Gegeven de wens tot bundeling en de ruimtelijke beperkingen tot aanlanding op de Maasvlakte, kan in beginsel worden gedacht aan de reservering van een kabelcorridor vanuit zowel Beverwijk als Maasvlakte tot aan de twaalfmijlszone. Dit creëert de mogelijkheid voor geconcentreerde aanleg van individuele aansluitingen dan wel de uitbreiding van het landelijk hoogspanningsnet. Voor Maasvlakte geldt vanwege de ruimtelijke beperkingen een voorkeur voor fysiek bundelen. Uitgaande van de voorkeursvariant betekent dit een uitbreiding van het landelijke transportnet tot de twaalfmijlszone. Binnen de huidige werkingssfeer van de Elektriciteitswet 1998 is een verdere uitbreiding van het landelijk hoogspanningsnet buiten de twaalfmijlszone niet mogelijk. Op grond van de uitgevoerde studies is hier ook geen onderbouwing voor gevonden. In het vervolgtraject kan dit nader worden onderzocht.

Om de uitbreiding van het landelijk hoogspanningsnet naar zee mogelijk te maken ligt het voor de hand om deze taak neer te leggen bij de landelijke netbeheerder TenneT. Uit de gevoerde consultatiegesprekken met zowel netbeheerders (inclusief TenneT) als marktpartijen is een dergelijke benadering ondersteund. De keuze voor uitwerking van deze strategie heeft daarnaast de volgende positieve effecten.

- Locaties van windparken worden door de uitbreiding van het net gestuurd. De opvangcapaciteit van de aansluitpunten is beperkt indien geen vorm van sturing plaatsvindt.
- Het schept duidelijkheid naar de markt. Het overlaten aan marktpartijen zonder verdere betrokkenheid van de overheid zal immers niet leiden tot realisatie van 6.000 MW.
- De aanleg kan gefaseerd (bijvoorbeeld eerst Maasvlakte en dan Beverwijk) en in regie worden uitgevoerd.
- De landelijke netbeheerder heeft meer controle op het netmanagement in tegenstelling tot individuele aansluitingen.
- Een optimale mogelijkheid tot bundelen in plaats van 'wildgroei' aan kabels.
- De negatieve ecologische effecten worden beperkt (weinig duindoorkruisingen).
- Er zijn minder vergunningprocedures.

Om een elektriciteitsnet op zee te realiseren moet de financiering gewaarborgd zijn. Met betrekking tot de individuele aansluitingen geldt dat de kosten daarvan voor rekening van de marktpartijen komen. Voor de eerste parken zullen deze kosten vermoedelijk hoger liggen dan voor de parken die aan gaan aansluiten op het aansluitpunt op zee.

Uitgaande van de beleids optie 3B bedragen de kosten van de uitbreiding van het landelijk hoogspanningsnet tot de twaalfmijlszone vanuit de punten Maasvlakte en Beverwijk gezamenlijk ca. € 700 miljoen. Het is niet duidelijk of bijvoorbeeld een vastgelegd tracé naar Maasvlakte en Beverwijk een kostenvoordeel gaat opleveren. Ingeval de uitbreiding van het landelijk hoogspanningsnet wordt beschouwd als een diepte-investeringen wordt het bedrag van €700 miljoen in het landelijke basis transporttarief versleuteld. Dit leidt op den duur tot een verhoging van de elektriciteitsprijs met ongeveer €0,0005/kiloWattuur. Daar staat tegenover dat de MEP-subsidie voor offshore windenergie kan dalen. Indien de uitbreiding wordt gezien als een aansluiting, dan worden de kosten in rekening gebracht aan de windparkexploitanten. In dat geval bedragen de kosten van de uitbreiding €0,0027 per door de windparken geleverde kiloWattuur. De kosten van aansluiting van windparken op de

Consultatievragen:

Kan de overheid het realiseren van een net op zee aan de markt overlaten? Vindt u dit wenselijk? Hoe ziet u de rolverdeling tussen de overheid, TenneT en uzelf?

N: Wanneer er besloten wordt tot een net op zee, dan lijkt de landelijk netbeheerder vanwege haar rol in de huidige elektriciteitsvoorziening de meest natuurlijke partij om dit uit te voeren.

M: Als de overheid lang wacht met de aanleg van kabels, zullen de marktpartijen het zelf doen.

Het rijksbeleid is om offshore kabels en leidingen zoveel mogelijk te bundelen. Hoe kan de rijksoverheid het tot stand komen van deze bundeling voor offshore windenergie het best organiseren? Welke rollen ziet u daarbij voor overheid en markt? Welke rol zou uw organisatie daarbij willen hebben? Ziet u economische voordelen aan bundelen van kabels?

N: De bundeling van kabel en leidingen kan de overheid het best organiseren door het in handen van één organisatie /netbeheerder brengen en deze netbeheerder duidelijke voorwaarden mee te geven. De overheid moet zich richten op het inrichten van het noodzakelijke wettelijk kader, inclusief financierings- en stimuleringsinstrumenten. Dit geldt met name ook voor de ontwikkelings- en studiefase om tot een net op zee te komen.

aansluitpunten op de grens van de twaalfmijlszone bedragen vervolgens ca. €1,8 miljard. Een vergoeding voor de kosten van aansluiting zijn in de MEP opgenomen.

Met de voorbereidingen voor de uitbreiding van het hoogspanningsnet naar twaalfmijlszone zijn eveneens kosten gemoeid. De omvang van deze voorbereidingskosten (uitvoeren van haalbaarheids- merstudies e.d.) is op dit moment niet bekend maar worden ten opzichte van het investeringsbedrag weliswaar niet als substantieel verondersteld, maar voor de uitvoerder van de studies zijn ze wel relevant. De projectgroep doet nog geen uitspraken over het investeringsmoment. Aan het planologische voorbereidingen kan ook nog niet de investeringsbeslissing worden opgehangen. In het kader van 'no regret' lijkt het evenwel wenselijk om in 2004 zo snel mogelijk te starten met de planologische voorbereidingen.

Bijlage 1: Verkenning internationale ontwikkelingen

De European Wind Energy Association (EWEA) voorziet 10 GW offshore windvermogen in 2010 en 70 GW in 2020. BTM Consult geeft in haar rapport van 2002 een prognose van 5.000 MW in 2007. De overheidsinformatie uit de landen die met Nederland samenwerken in het EU-project Concerted Action for Offshore Wind Energy geven een conservatiever beeld, en komen uit op een prognose van bijna 4.000 MW in 2007 en ruim 40.000 MW in 2020.

Tabel 13.

Land	Geplaatst rognose 2007		Prognose 2020		
	MW	BTM MW	Nationaal MW	EWEA MW	Nationaal MW
Belgie	-	100	n/a	n/a	n/a
Denemarken	402	700	700		2.800
Duitsland	-	1.900	1.500		25.000
Ierland	-	300	n/a		n/a
Nederland	19	360	220		6.000
Zweden	23	600	n/a		n/a
Groot Brittanie	64	1.100	1.400		7.500
Totaal	508	5.060	3.820		70.000

Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk zijn in twee rondes concessies uitgegeven voor het ontwikkelen van offshore windparken. De eerste ronde voor parken binnen de twaalfmijlszone resulteerde in concessies voor het ontwikkelen van 18 windparken met een totaal vermogen van 1.400 MW. Hiervan is alleen het windpark North Hoyle gerealiseerd. De realisatie van de andere parken zal plaats vinden in 2004-2005. De tweede ronde resulteerde in concessies voor het ontwikkelen van 15 windparken voor in totaal 7.000 MW windvermogen in drie voorkeursgebieden. Het grootste deel van deze parken bevindt zich ook in de twaalfmijlszone. De realisatie van de parken wordt verwacht tussen 2008 en 2014.

Duitsland

In Duitsland is nog geen offshore windvermogen gerealiseerd. De doelstellingen voor de ontwikkeling van offshore windenergie zijn: in het 2004-2006 de start van ten minste 500 MW offshore aan demonstratieprojecten; in 2007-2010 expansie tot 2.000 á 3.000 MW; in 2011-2030 verdere uitbreiding tot 20.000 á 25.000 MW. In 1999 zijn 38 aanvragen offshore windparken gedaan voor een totaal vermogen van 68.000 MW bij het Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Vier partijen hebben een vergunning voor de bouw van het windpark toegezegd gekregen met totaal een vermogen van 600 MW. De reden dat slechts vier partijen een vergunning hebben verworven, is de problematiek rond de vergunningverlening. De doorlooptijd vanaf het aanvragen van de eerste vergunning tot de eerste levering aan het net, kan 2,5 tot ruim acht jaar in beslag kan nemen.

Denemarken

In Denemarken stelde het 'Plan of action for offshore wind farms' van 1997, dat 12.000 MW realistisch is in vier gebieden, maar 4.000 MW zou kunnen worden gerealiseerd in 2030. De

Deense regering gaf de energiebedrijven de opdracht vijf demonstratie parken met totaal 750 MW offshore wind te realiseren tussen 2001 en 2008.

Na 2002 heeft de Deense regering een koerswijziging in het beleid doorgevoerd, dit resulteerde er in dat na de bouw van de demonstratieparken Horns Rev en Rødsand Nysted de overheid geen demonstratieparken meer ondersteund. De Danish Energy Authority (DEA) heeft een nieuwe concessiestelsel voor offshore uitgewerkt. De eerste 'call for tender' zal in 2004 uitgaan voor een vermogen van 200 tot 300 MW. De eerste tender en eventuele volgende tenders worden uitgeschreven voor de reeds eerder geselecteerde vier gebieden met beperkingen in oppervlak en vermogen. De doorlooptijd van het totale traject, vanaf het moment dat de aanbesteding is gepubliceerd, kan vier jaar zijn. Bouw is dan voorzien in 2008.

België

België heeft geen concrete nationale beleidsdoelstellingen geformuleerd ten aanzien van offshore windenergie. Het ontwikkelen van een windpark vereist een domeinconcessie (voor de bouw en exploitatie van een elektriciteitsproductie-installatie) gebaseerd op de elektriciteitswet, alsmede een vergunning (exploitatie/milieuvergunning) en een machtiging (bouwvergunning) beide gebaseerd op de Wet ter bescherming van het mariene milieu. Deze twee vergunningen worden verleend door de Minister voor het Milieu. In België is voor de planningsfase van windparken tot nu toe geen systematiek van een concessiestelsel gehanteerd. Iedere projectontwikkelaar kan wanneer hij wil de benodigde vergunningen trachten te verkrijgen. De federale regering heeft een concessiestelsel in voorbereiding waarmee in de toekomst de ontwikkeling van offshore wind een vaste structuur krijgt.

Ondanks het feit dat bovengenoemde wet- en regelgeving al vanaf 1999 van kracht is, is door de overheid nog geen toestemming voor het realiseren van een offshore windpark gegeven. Tot op heden is aan vier projecten toestemming geweigerd. Het enige project dat nu een goede kans lijkt te maken is er een op de Thornton-bank in de Exclusieve Economische Zone (60 windturbines, 216-300 MW). Er zijn in België nog geen offshore windparken gebouwd.

Wat betekent de internationale ontwikkeling voor windturbinefabrikanten, kabelfabrikanten en kabellegschepen?

Windturbinefabrikanten

Het maximaal aantal benodigde 5 MW turbines is 550 (volgens de landeninformatie) tot 1.650 (volgens het EWEA doel) stuks per jaar in de piekjaren rond 2012. De huidige productiecapaciteit van de windturbine industrie is 5.000 - 7.000 MW per jaar. Of hier een knelpunt optreedt hangt af van de marktontwikkeling (op land). Het lijkt vooralsnog geen wezenlijk knelpunt.

Offshore materieel

Het benodigde offshore materieel voor het plaatsen van funderingen en turbines bestaat uit vaartuigen die een stabiel platform kunnen bieden voor het heien van funderingen en het plaatsen van de turbines op de funderingen. Dit zijn o.a. jack-up platforms, special-purpose, multi-purpose en diverse hulpvaartuigen. Voor de bouw van 550 turbines per jaar zijn, met de huidige stand van de techniek, ongeveer vijf tot tien van deze platforms noodzakelijk. Jack-up platforms zijn in voldoende mate voorhanden in de offshore industrie, ze zijn echter minder

geschikt omdat de jack-up tijd vrij lang is, ze geen eigen voorstuwung hebben en nauwelijks turbines kunnen meevoeren. Speciaal voor het plaatsen van windturbines gebouwde schepen met uitschuifbare poten, zijn de Jumping Jack van Mammoet van Oord en de Mayflower Resolution. Multi-purpose schepen zoals de Jumbo Javelin en Fairpartner van Jumbo Ship kunnen gebruikt worden voor het vervoer van zware lading en met enkele aanpassingen relatief eenvoudig ingezet voor het plaatsen van offshore windturbines. De offshore industrie is er van overtuigd dat zij relatief snel kunnen inspelen op een eventueel grotere vraag naar installatiecapaciteit als de markt zich verder ontwikkelt. Dit lijkt geen knelpunt.

Kabelfabrikanten

Uitgaande van een productielijn van de benodigde hoogspanningskabels van met een capaciteit van twee kilometer per dag, zijn ongeveer twee (volgens de landeninformatie) tot acht (volgens het EWEA doel) productielijnen nodig om de kabels te produceren. Kabelfabrikanten zijn Pirelli, ABB, NKT, Nexan, en mogelijk nog enkele in de USA. Dit lijkt vooralsnog geen wezenlijk knelpunt.

Kabellegschepen

Uitgaande van een kabellegschip dat per dag vijf kilometer kan leggen, een mobilisatietijd van 14 dagen per park en 180 werkbare dagen per jaar, zijn respectievelijk een tot drie kabellegschepen nodig voor het leggen van deze kabels. Er wereldwijd minimaal drie schepen beschikbaar voor het leggen van grote kabels. Uit de consultatie is gebleken dat de offshore industrie ook vele schepen beschikbaar heeft voor kleinere kabels en bovendien snel bestaande schepen om kan bouwen en inzetten voor het leggen van kabels. Hier ligt geen wezenlijk knelpunt.

Buitenlandse plannen netinpassing van offshore windparken

Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk zijn studies naar de elektrische infrastructuur verricht. Eén ervan betreft een offshore HVDC verbinding tussen het noorden (Schotland) en zuiden (Engeland, Wales). Deze verbinding zou een uitbreiding van het net op land vermijden en de mogelijkheid bieden om langs de westkust windparken aan te sluiten.

Tabel 14.

UK netten op zee	Vermogen		Kosten	
	(MW)	Afstand (km)	(mln. €)	(mln. €/km ²)
VSC	100	50	83	1,66
	500	200	510	2,55
HVDC - VSC	2.000	200	1.185	5,93
	2.000	700	2.550	3,64

De studies hebben betrekking op alle duurzame energiebronnen. De doelstellingen in het Verenigd Koninkrijk is om 10% van de elektriciteitsproductie in 2010 duurzaam op te wekken. Daarvoor moet 8.000 – 10.000 MW duurzaam productievermogen aan het net gekoppeld worden (inclusief offshore wind). Het elektriciteitsnet moet daarvoor worden verzaamd met ongeveer 6.000 MW, het plan is om dat te doen in drie fases. Naar schatting duren de voorbereidende werkzaamheden twee jaar, en de realisatie vijf tot tien jaar. De kosten van de

verzwaring voor het net op land om 4.000 MW offshore windvermogen te kunnen inpassen bedraagt €140 miljoen.

Tabel 15.

		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Offshore
Uitbreidings- capaciteit	MW	2.000	4.000	6.000	4.000
Totale kosten	€mln.	738	1.750	2.121	140
	€mln/MW	0,37	0,44	0,35	0,04

Ook is het verschil berekend in kosten van een noord-zuid verbinding. Een niet-verkabeld traject over land kost €1 tot 1,4 miljard, het offshore traject €2,6 miljard. De offshore optie wordt achter de hand gehouden voor het geval het vergunningverleningsproces teveel vertraging oplevert.

Denemarken

Voor het 160 MW demonstratie windpark Horns Rev bedroegen de investeringskosten €270 miljoen, waarvan €230 miljoen voor het windpark en €40 miljoen voor de netaansluiting met hoogspanningsstation op zee. Denemarken kiest ervoor om nieuwe projecten stuk voor stuk in batches van ca. 200 MW te tenderen, om daarmee de netinpassingsproblematiek beheersbaar te houden.

Duitsland

In Duitsland heeft E-On Netz studies uitgevoerd naar de inpassing van offshore wind vermogen. E-On netz schat dat in de komende twaalf jaar 1.000 kilometer extra hoogspanningsleidingen nodig zijn om het voorspelde toekomstig op land en offshore windvermogen in haar net op te nemen. In september 2003 heeft de Deutsche Energie-Agentur de start van een studie aangekondigd naar de netinpassing van (offshore) wind energie. De studie heeft de onderdelen scenario's, netten en productiecentrales.

Uitgangspunt is de bouw van scenario's voor een sterkere benutting van duurzame energie, met het zwaartepunt op de toename van windenergie op land en op zee voor de jaren 2007, 2010 en 2020. Op basis van de scenario's worden de benodigde maatregelen voor toename en versterking van het Duitse koppelnet bij groter inbreng van windenergie uitgewerkt. De mogelijkheden voor een betere benutting en versterking staan daarbij voorop. De gevolgen van de toename van invoeging van windenergie op het overige productiepark en de verhoogde eisen aan de aanhouden en beschikbaar stellen van regel- en reservevermogen zijn onderwerp van het deel productiecentrales. De schatting van deze gevolgen volgt uit simulatieberekeningen op basis van het bestaande en Europese centralepark. Aan de studie werken en betalen mee het Ministerie van Economische Zaken, de grote Duitse TSO's, veel projectontwikkelaars die actief zijn op de Duitse Exclusieve Economische Zone, en vakorganisaties (windenergie en elektrotechnische industrie). De studie moet in het voorjaar van 2004 klaar zijn en is begroot op €680.000.

Europa

Op Europees niveau zijn nog geen concrete studies beschikbaar. De European Transmission System Operators (ETSO) hebben een TaskForce Renewable Energy die zich over dit vraagstuk buigt. ETSO heeft hierover nog niet gepubliceerd. EWEA gaat een document opstellen over

netinpassingsvraagstukken voor lobby bij de Europese Commissie in Brussel en het Europees Parlement. Het moet gaan over de technische en wettelijk-juridische vraagstukken en de zin en onzin van elkaar scheiden. Uit andere landen zijn geen studies of plannen bekend.

Regelgeving voor elektriciteitsnetten op zee

Verenigd Koninkrijk

Alleen in het Verenigd Koninkrijk is gedetailleerde regelgeving voor elektriciteitsnetten op zee in voorbereiding. Department of Trade and Industry (DTI) heeft de leiding om wind op land en zee in het net inpasbaar te maken.

DTI constateert dat de grote schaal en concentratie van de geplande windparken op zee het kosteneffectief maken om de elektriciteit van de parken te bundelen in centrale transportpunten op zee. Van daaruit vindt het transport naar land plaats via transportkabels naar het transportnet op land. Hoewel het ook mogelijk is om de aanleg van het offshore net onderdeel te laten zijn van de gereguleerde activiteiten van de netbeheerders op land, is er voor gekozen de aanleg over te laten aan de markt. DTI ziet geen redenen om aan te nemen dat de huidige gereguleerde netwerkbeheerders beter in staat zullen zijn om het offshore netwerk te leveren dan wanneer marktpartijen dit doen. DTI zal de transportrechten voor gebieden offshore waarschijnlijk via een tender verlenen. Om misbruik van het monopolie tegen te gaan moeten reguleringsmechanismen worden opgezet, waarvoor de wettelijke grondslag bijna voltooid is.

DTI heeft besloten dat voor de aanleg van energiekabels op zee transmission licenses zijn vereist onder de Electricity Act 1989. Deze vergunning wordt verleend door de Secretary of State for Trade and Industry. Identiek als bij transport op land beslaan de toestemmingen op zee specifieke geografische gebieden. Omdat een netwerk in zee veel minder gecompliceerd is dan een landnet, wordt het ontwerp van een gesimplificeerde transmission license voor zee nagestreefd.

Een amendement op de Electricity Act 1989 vormt de basis voor de vorming van een specifiek offshore reguleringsregime, waarin een tender voor offshore transmissierechten kan worden ontworpen. Het amendement is in december 2003 in behandeling genomen door de House of Lords. Na aanvaarding van dit wetsontwerp beslaat de Electricity Act 1989 zowel de territoriale wateren als de Exclusieve Economische Zone. In dit wetsontwerp wordt in de Exclusief Economische Zone een Renewable Energy Zone gecreëerd waardoor het mogelijk wordt voor het Verenigd Koninkrijk om windenergie te produceren in de Exclusieve Economische Zone. Tevens vormt dit wetsontwerp de basis om voor de territoriale wateren en de Exclusieve Economische Zone een reguleringsregime vast te stellen.

Op dit moment zijn in het Verenigd Koninkrijk drie transport netwerkbeheerders in het bezit van een transmission license. In Engeland en Wales opereert de National Grid Company (NGC). In Schotland opereren Scottish Hydro Electric Transmission Ltd (SHETL) en Scottish Power Transmission Ltd (SPTL). De drie beheerders zijn zowel system operator als eigenaar van de infrastructuur en worden gereguleerd door OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets).

Het Verenigd Koninkrijk zal met de ingang van de British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA) in april 2005 één markt met één centrale system operator worden. NGC wordt de centrale GB System Operator.

Netbeheerders hebben in beginsel een aansluitplicht. Voor wat betreft netverzwaringen lijkt het erop dat de netbeheerder de kosten als gevolg van een aansluiting op het landelijk hoogspanningsnet draagt, terwijl de windparkexploitanten zelf de netverzwaringskosten als gevolg van een aansluiting op een distributienet moeten dragen.

Denemarken

De regelgeving voor Deense offshore windparken is geheel gebaseerd op de Electricity Supply Act 1999. Hieronder vallen vergunningen voor de exploitatie, productie, en de constructie van kabels naar het hoofdtransport net. Deze vergunningen worden alle verleend door de Energistyrelsen (onafhankelijk orgaan onder het Ministerie van Economische Zaken).

De ontwikkelaars van windparken in voorkeursgebieden hebben de garantie dat zij de geproduceerde elektriciteit kunnen afzetten. Het netwerkbedrijf dat verplicht is om systeemdiensten uit te voeren in de regio waarin het voorkeursgebied is gesitueerd, is verplicht de (onderzeese) kabel aan te leggen en zo nodig een verzamelplatform. De aanlegkosten worden omgeslagen in het transporttarief. Deze situatie was reeds zo voor de al aangelegde parken Horns Rev en Rødsand. Dit betekent dat de netbeheerder het net in zee moet uitbreiden. De netbeheerder moet dit zowel aanleggen als betalen. De netbeheerder is indien nodig verantwoordelijk voor versterkingen van het landnet. Indien een ontwikkelaar een windpark bouwt buiten een voorkeursgebied, zal hij de kabel zelf moeten aanleggen en financieren.

Duitsland

De bouw en exploitatie van windparken op- zee en het aanleggen van elektriciteitskabels vallen onder de vergunningsstelsels van de Seeanlagen Verordnung als onderdeel van het Seeaufgabengesetz. De netbeheerder is verplicht een offshore windpark aan te sluiten en de energie af te nemen volgens het Erneuerbare Energieen Gesetz en eventuele verzwaringen van het net van redelijke omvang uit te voeren en de kosten daarvan te dragen. De eigenaar van het windpark is zelf verantwoordelijk voor de aanleg en kosten van de benodigde energie infrastructuur naar het landelijke elektriciteitsnet.

Het Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) is voor de Exclusief Economische Zone verantwoordelijk voor het verlenen van de twee benodigde vergunningen: één voor constructie en exploitatie van het windpark en één voor constructie en exploitatie van de elektriciteitsinfrastructuur van zee naar land. Voor de territoriale wateren zijn de Bundesländer verantwoordelijk voor de vergunningverlening.

De wens is om de vergunningverlening parallel in één proces te laten plaatsvinden. Tot op heden is vooral het verkrijgen van de vergunning voor de elektriciteitskabel zeer moeilijk gebleken. De aanlanding in Duitsland kan een probleem zijn vanwege de grote hoeveelheid beschermde natuurgebieden voor de kust. Tot op heden heeft de BSH nog geen kabelvergunning verleend. Wel is door het Land Niedersachsen een kabelcorridor goedgekeurd waarbinnen ruimte is voor vier kabels, maar de benodigde ontheffing voor het kruisen van de

Waddenzee is nog niet verleend. Het Bundesamt onderschrijft het probleem van de absentie van centrale kabelcorridors.

België

In België is voor het leggen van (onderzeese) kabels een vergunning vereist op basis van de Wet inzake de exploratie en exploitatie van niet-levende rijkdommen van de territoriale zee en het continentaal plat. De vergunning wordt verleend door de Federale Minister bevoegd voor Energie. Windparkexploitanten zijn zelf verantwoordelijk voor de aanleg van de benodigde kabels en zullen de kosten daarvan vooralsnog zelf moeten dragen. Er bestaat echter politieke druk om genoemde exploitanten hierbij van overheidswege financieel tegemoet te komen. In de nabije toekomst wordt in dat kader een KB verwacht waarin deze financiële tegemoetkoming geregeld wordt. Uit het stelsel van de elektriciteitswet volgt dat netbeheerders een aansluitplicht hebben. Netbeheerders zijn bovendien verantwoordelijk voor het aanbrengen van eventueel noodzakelijke netverzwaringen. De kosten daarvan zijn voor hun rekening maar kunnen worden doorberekend in de transporttarieven.

Kustlijnen, en belastingscentra en mogelijke aanlandingspunten.

De geografie van de kustlijn, de topologie van het bestaande transportnetwerk en de ligging van de grote elektrische belastingscentra, bepalen tezamen hoeveel aanlandingen aan de kust nodig en mogelijk zijn voor het offshore windvermogen. Denemarken en Engeland hebben een lange kustlijn met de mogelijkheid om windparken verspreid te plaatsen. Behoudens bij de Thames Estuary zijn de grote belastingscentra niet aan de kust gelegen. Deze landen hebben de mogelijkheid veel aanlandingspunten te creëren. Nederland en België hebben een relatief korte kustlijn met grote belastingscentra aan de kust en het hoogspanningsnet strekt zich ook tot enkele punten aan de kust uit. Daar zijn de aanlandingsmogelijkheden beperkt. Duitsland heeft een relatief korte kustlijn en de grote belastingscentra zijn ver verwijderd van de kust. Het hoogspanningsnet strekt zich slechts tot enkele punten aan de kust uit.