



Ministerie van Economische Zaken

Net op Zee

Hoofdrapport



Hoofdrapport Project Net op zee

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting.....	3
1. Inleiding	5
2. Uitgangspunten bij het project Kabel op Zee	7
2.1 Ontwikkelingsscenario's.....	7
2.2 Ruimtelijke concentratiegebieden van windenergie op Zee	7
2.3 Maximale capaciteit aanlandingspunten	9
2.4 Uitgangspunten bij kabelconfiguraties.....	9
3. Techniek	10
3.1 Ontwerpen voor het ontsluiten van wind op zee	10
3.1.1 Scenario's.....	10
3.1.2 Technologie	11
3.1.3 Kosten.....	11
3.1.4 Overzicht investeringskosten.....	12
3.1.5 Beschouwing	13
3.2 Inpassing op het transportnet op land	16
3.2.1 Uitgangspunten.....	16
3.2.2 Netontwikkelingen	17
3.2.3 Nadere verkenning aanlandingspunten.....	19
4. <i>Net op zee, verantwoordelijkheden bij de verschillende partijen</i>	27
5. <i>Ruimtelijke Wet- en Regelgeving wind op zee - een verkenning van instrumenten in relatie tot doorlooptijden</i>	35
5.1 Inleiding	35
5.2 Beleidskader: SEV-III, RO-plannen en Nationaal Waterplan.....	35
5.3 Ruimtelijke besluitvorming	36
5.4 Besluitvorming op zee en op land	37
5.5 Relatie met milieu-effectrapportage	37
5.6 Coördinatieprocedures en doorlooptijden	38
5.7 Versnellingsmogelijkheden doorlooptijden.....	39
5.8 Aanleg door netbeheerder of door individuele windparkontwikkelaars?.....	41
5.9 Aanbevelingen ten aanzien van te benutten instrumenten en procedures	42
6. <i>Juridisch</i>	52
7. <i>Aanbevelingen</i>	60
Techniek	60
Een specifiek regime voor het kostendragerschap voor het net op zee	60
Ruimte	61

Bijlage

- samenvatting Ecofys Kabel op Zee

Managementsamenvatting

Aanleiding

Aanleiding voor het project Stopcontact op Zee was de motie Samsom c.s van 5 maart 2008 waarin werd verzocht om de landelijk netbeheerder verantwoordelijk te maken voor de aanleg en beheer van de netconfiguratie op zee, die nodig is om de toekomstige de gehele aansluiting van offshore windparken op het bestaande elektriciteitsnet aan te sluiten, inclusief aanleg van transportkabel over de zeebodem. In dit rapport zijn de technische, financiële, ruimtelijke en juridische implicaties van zo'n andere verantwoordelijkheidsverdeling nader uitgewerkt.

Techniek

Binnen de gehanteerde zoekgebieden voor windenergie op zee uit het planningproces van het Nationaal Water Plan (NWP, 2008) en de huidige inzichten over de beschikbare aanlandingscapaciteiten bij Borssele, Maasvlakte, IJmuiden en Eemshaven zijn veertien technische haalbare netconfiguraties uitgewerkt. Voor de verbindingen langer dan 80- 120 km is gerekend met DC technologie. Transport over grotere afstanden genereert hogere netverliezen. Transport over grotere afstanden genereert hogere investeringskosten, hogere onderhoudskosten en meer elektrische verliezen. DC verbindingen zullen zowel op zee als op land nog moeten worden omgezet van en naar de AC technologie van het landelijke net. De hoogte van de gehanteerde spanningsniveaus heeft door het aantal te gebruiken kabelcircuits direct implicaties voor het ruimtebeslag en het aantal duindoorkruisingen.

Kosten

Technische consultancy heeft vastgesteld dat - uitgaande van een ontwikkeling tot 6000 MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 - de netto contante waarde van de kosten voor aanleg en exploitatie van de transmissie infrastructuur voor individuele AC verbindingen tussen 5 en 6 miljard Euro ligt. Bij clustering en concentratie dicht bij de kust zullen de kosten tussen 7 en 9 miljard Euro bedragen zolang AC technologieën worden toegepast. Bij ontsluiting van gebieden ver uit de kust zal gebruik van DC technologie noodzakelijk worden; de kosten daarvan lopen op tot ruim boven de 10 miljard Euro. Onder het verlangde regime waarin de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt voor het net op zee, valt de netto contante waarde van deze kosten ca. €1.4 miljard lager uit, omdat bepaalde investeringen onder alle regimes bij de windparkexploitant blijven vallen.

Uitgaande van een ontwikkeling van 5400MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 bedragen de initiële investeringskosten van de beschouwde netconfiguraties – zoals die binnen de besluitvorming over het ontwerp-NWP zouden kunnen passen - tussen €3.2 – 4.2 miljard.

Netbeheer

Er zijn goede redenen om de landelijk netbeheerder verantwoordelijk te maken voor de planning, aanleg en beheer van de transmissie infrastructuur op zee. Binnen een vooraf opgestelde heldere netplanning kan deze duidelijk gespecificeerde aansluitingen op zee beschikbaar stellen en daardoor

een efficiënt ruimtegebruik stimuleren. Bundeling van kabelcircuits zal noodzakelijk zijn. Naar verwachting zullen individuele projectontwikkelaars dergelijke bundelingen niet tot stand brengen.

Een andere verantwoordelijkheid, met andere woorden indien de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt voor de aanleg en beheer van een net op zee betekent dat de hiermee gepaard gaande kosten onder de vigerende wet- en regelgeving in de transportdienst- en systeemdienstentarieven doorberekend worden. Op dit moment betreft dit een complex systeem van tarieven cascadering. Duidelijk is dat het een aanzienlijk bedrag betreft, die substantiële gevolgen kan hebben voor de hoogte van de elektriciteitsrekening van diverse categorieën aangeslotenen. De elektriciteitsrekening van huishoudens zal – op basis van de huidige reguleringsmethodiek - gemiddeld met enkele tientallen euro's per jaar toenemen. Aanbevolen wordt de toerekening van de kosten van het net op zee over de verschillende categorieën aangeslotenen te heroverwegen.

Onder een eventuele verantwoordelijkheid voor de landelijk netbeheerder voor het Net op Zee kan de huidige financiële compensatie voor projectontwikkelaars onder de SDE omlaag.

Windenergiegebieden en inpassing

Het grootschalig opgewekte windvermogen dient uiteindelijk ook nog te worden ingepast in het landelijk hoogspanningsnet. Uitgangspunt voor netontwerp, aanleg en beheer is dat de productie zo dicht mogelijk naar de belasting (in de Randstad) moet worden gebracht. Het Kabinet heeft inmiddels in het Nationaal Waterplan twee windenergiegebieden 'Borssele' en 'IJmuiden' aangewezen. Verder zal in 2009 besluitvorming worden voorbereid over de twee andere windgebieden voor de 'Hollandse kust' en 'boven de Waddeneilanden'. De in het ontwerp-Nationaal Water Plan aangewezen gebieden voor windenergie sluiten goed aan op de aanlandingscapaciteiten van het hoogspanningsnet op land. Aanlanding van grootschalig windenergie op de uitersten van het transportnet – bijvoorbeeld Borssele en Eemshaven - niet specifiek zijn onderzocht, maar zouden naar verwachting nog aanzienlijke additionele investeringen vergen ter versterking van het net op land tot ca. €2 miljard.

Wettelijke basis

Nadere studie heeft ook het inzicht opgeleverd dat Nederland de rechtsmacht heeft om de aanleg en het beheer van een net op zee te reguleren, zowel voor wat betreft de territoriale wateren als voor wat betreft de Exclusieve Economische Zone (EEZ). Zo kan door wijziging van een beperkt aantal artikelen in de Elektriciteitswet 1998 (E-Wet) een regime gecreëerd worden waaronder de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt voor aanleg en beheer van een net op zee voor de inpassing van 6000 MW windenergie. Afwijkende tarieven, voorwaarden en afspraken zouden kunnen worden geregeld door het aanpassen van de Codes.

Doorlooptijden

De doorlooptijden voor de oprichting van een netconfiguratie op zee worden voornamelijk bepaald door planologische procedures en hebben een 2 – 3 jaar langere doorlooptijd dan de procedures voor individuele windparken. In het geval dat de landelijk netbeheerder in de EEZ wordt aangewezen als exclusief verantwoordelijke partij voor aanleg en beheer kunnen de bestaande wetgeving en instrumenten worden toegepast. De landelijk netbeheerder verkeert in een positie om een groot aantal kabeltracés / duindoorkruisingen op een afgestemde manier te plannen en zo het ruimtebeslag te minimaliseren. Voorwerk (duidelijke uitgangspunten), planning en coördinatie worden aanbevolen om gelijktijdige realisatie van het net op zee en de individuele windparken te borgen.

1. Inleiding

In reactie op de motie Samson c.s. van 5 maart 2008 heeft de Minister van Economische Zaken toegezegd de mogelijkheid te zullen onderzoeken om de beheerder van het landelijk transportnet verantwoordelijk te maken voor de aansluiting van offshore windparken op het bestaande elektriciteitsnet.

De motie van Samson c.s. luidt als volgt:

*"overwegende, dat iedere ontwikkelaar bij de aanleg van offshore windparken zelf netaansluiting, inclusief transportkabel over de zeebodem, moet financieren;
overwegende, dat dit de investeringskosten sterk verhoogt en bovendien een minder optimale netconfiguratie in de hand werkt doordat alle projecten afzonderlijk hun netaansluiting aanleggen;
overwegende, dat de investeringszekerheid wordt verhoogd en een economisch en ecologisch optimalere netinpassing van offshore windparken kan worden gerealiseerd wanneer de landelijk netbeheerder de netaansluiting op zich neemt;
verzoekt de regering om de relevante regelgeving zodanig aan te passen dat de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt voor de gehele aansluiting van offshore windparken op het bestaande elektriciteitsnet, inclusief aanleg van transportkabel over de zeebodem"*

De deelvragen die aan deze motie kunnen worden ontleend en die in dit document en bijlagen beantwoord zullen worden zijn:

1. Welke zijn de mogelijke optimale technische configuraties en hoeveel kosten ze ?

In hoofdstuk 3 wordt een samenvatting gegeven van het rapport van Ecofys dat als bijlage bij dit rapport is toegevoegd. Doel van het onderzoek door Ecofys was een update te geven van de eerdere Connect-studies die zijn uitgevoerd met betrekking tot wind op zee om een additionele circa 5400 MW aan vermogen van windparken op zee te plaatsen in de periode 2012 – 2020, resulterend in een totaal opgesteld vermogen van 6000 MW in 2020. Met name zijn beschikbare technologieën, toekomstige technologieën, kosten (investeringen en onderhoud) en mogelijke faseringen nader bezien.

In hoofdstuk 3 wordt daarnaast nader ingegaan op de mogelijkheden van het inpassen van grootschalig windvermogen in het hoogspanningsnet. Op basis van huidige inzichten wordt een nadere beschouwing gegeven van de mogelijkheden van inpassing. Met name wordt ingegaan op de vier bekende kustlocaties Eemshaven, IJmuiden, Maasvlakte en Borssele.

2. Welke zijn de mogelijkheden van de landelijk netbeheerder (en de daaraan verbonden voor- en nadelen) om de aansluitingen van offshore windparken te realiseren ?

In hoofdstuk 4 wordt dieper ingegaan op de voor- en nadelen van een andere rol voor de landelijk netbeheerder bij de verantwoordelijkheden voor aanleg en beheer van de geplande 6000 MW offshore windvermogen.

3. Kan bestaande wet- en regelgeving worden toegepast om de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet verantwoordelijk te maken voor het ontsluiten van 6000 MW windenergie en zo ja, welke wijzigingen zijn dan nodig ?

In hoofdstuk 5 wordt nader ingegaan op de wijze waarop de ruimtelijke besluitvorming plaats vindt. Huidige wet- en regelgeving wordt nader toegelicht die relevant zijn voor het ontsluiten en inpassen van grootschalig offshore wind. Het beleidskader bestaat o.a. het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), de Nota Ruimte en het Nationaal Water Plan.

In hoofdstuk 6 wordt de werking van de Elektriciteitswet en Codes nader beschouwd om vast te stellen of de E-wet van toepassing kan worden verklaard in de EEZ en welke artikelen in de E-wet daar eventueel voor aangepast dienen te worden.

In hoofdstuk 7 worden op basis van de uitkomst van de voorgaande hoofdstukken aanbevelingen geformuleerd.

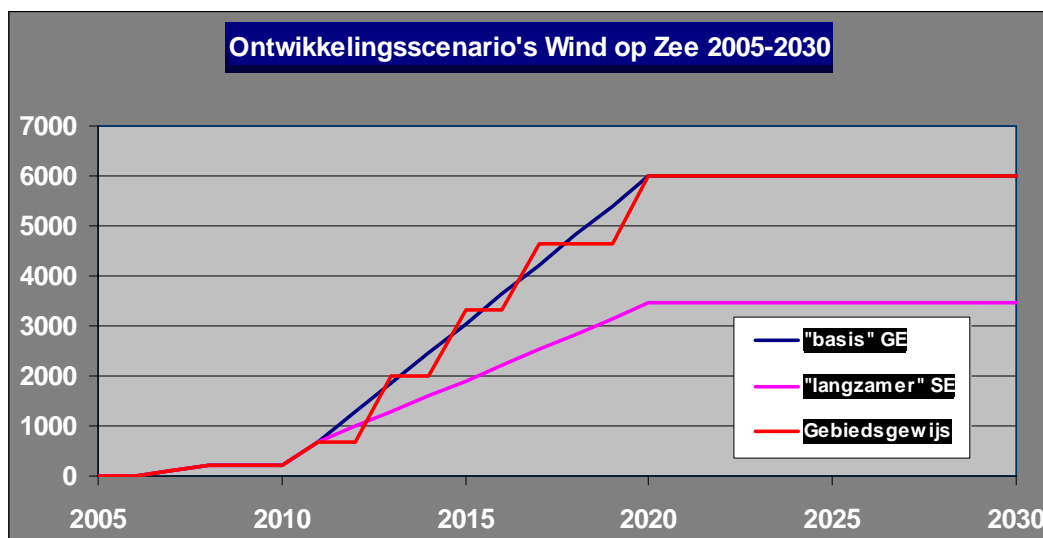
2. Uitgangspunten bij het project Kabel op Zee

2.1 Ontwikkelingsscenario's

Voor de robuustheid van het infrastructureel kader wordt uitgegaan van drie ontwikkelingsscenario's. Het eerste is gerelateerd aan het Global Economy (GE) scenario van ECN/CPB en gebaseerd op een doelstelling van 6000 MW (2020). Deze 6000 MW komt globaal overeen met 15% van het elektriciteitsverbruik in 2020 uit Wind op Zee. Het hier gebruikte basis (GE-) scenario voorziet – conform de uitgangspunten van het Werkprogramma Schoon en Zuinig (2007) - in een geïnstalleerde capaciteit van 680 MW eind 2011 en daarna een lineair ontwikkelingspatroon tot 2020.

Het tweede ontwikkelingsscenario voorziet in een langzamere ontwikkeling van de geïnstalleerde capaciteit van offshore windparken. In dit scenario wordt eveneens uitgegaan van een geïnstalleerde capaciteit van 680 MW in 2011, waarna vanaf 2012 volgens een lineair ontwikkelingspatroon in 2020 een totale capaciteit van 3450 MW zal zijn geïnstalleerd.

Het derde ontwikkelingsscenario gaat er van uit, dat een “gebiedsgewijze” ontwikkeling zal worden gevolgd. Dit houdt in, dat vanaf 2012 in plaats van kleine individuele kavels er hele gebieden worden uitgegeven, waarbinnen een capaciteit van 1000 – 1500 MW kan worden ontwikkeld. Dit kan behalve schaalvoordelen ook van belang zijn bij de ontwikkeling van de benodigde net-infrastructuur.



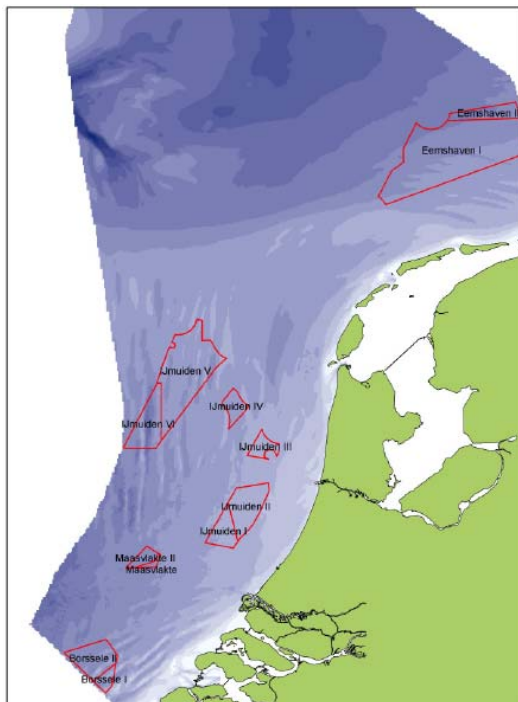
tabel 1: ontwikkelingsscenario's Wind op Zee

2.2 Ruimtelijke concentratiegebieden van windenergie op Zee

Voor de planning van de ontwikkeling van de net-infrastructuur op zee is het van belang om vooraf inzicht te hebben in de gebieden waar in de toekomst de grootschalige ontwikkeling van wind op zee het beste plaats kan vinden. Door de Interdepartementale Werkgroep Ruimtelijk Perspectief Noordzee is afgelopen zomer een kaart ter beschikking gesteld met “zoekgebieden” voor de periode 2012- 2020. Deze kaart is vertrekpunt geweest voor het onderhavige project. Anderzijds zullen de bevindingen van dit project over aanlandingsmogelijkheden en kosteneffectiviteit weer van invloed zijn op de

definitieve keuzes over de concentratiegebieden voor windenergie op de Noordzee.

Voor de werkzaamheden van de technische consultant is onderstaande kaart als uitgangspunt genomen voor de uitwerking van een aantal net-configuraties op zee in 2020.



Voor de ontwikkeling over de ruimte zijn ook een aantal scenario's uitgewerkt (zie paragraaf 3.1). Vanwege de verschillen in transportcapaciteit en kosten zal niet iedere technologie voor ieder scenario worden uitgewerkt.

Internationaal bestaat er veel aandacht voor de oprichting van een Europees elektriciteitsnetwerk op de Noordzee ten behoeve van interconnectie tussen Noordzeelanden en inpassing van de door verschillende Noordzeelanden (grotendeels nog te ontwikkelen) windparken op zee. Onduidelijk is op dit moment hoe groot de bereidheid bij de verschillende EU Lid-Staten is om hier gezamenlijk aan te werken. Het initiatief voor de oprichting van een z.g. 'supergrid' biedt een belangwekkend toekomstbeeld. Zowel de kosten voor de bouw van windturbineparken zo ver in zee alsook de benodigde afstemming tussen de verschillende Noordzee-landen pleiten voorlopig voor nationale parkontwikkelingen dichtbij de kust. Pas wanneer deze generatie parken de benodigde ervaring heeft opgeleverd, b.v. ten aanzien van funderingstechnieken en onderhoudsmethoden zou de stap kunnen worden gezet naar een gecoördineerde aanleg van een 'supergrid'.

Omdat er nog geen informatie voorhanden is over de exacte locaties van de windparken in de EEZ's van de andere Noordzeelanden, zijn er in de technische studie geen grensoverschrijdende kabelconfiguraties beschouwd. De besluitvorming over de uitwerking van een basis lay out van de voor inpassing van 5400 MW windvermogen benodigde netwerkconfiguratie op zee is urgent. Eventuele implicaties van Europese besluitvorming over de ontwikkeling van zo'n z.g. 'supergrid' zullen naar verwachting ook geen betrekking hebben op die onderdelen van de in dit rapport beschouwde kabelconfiguraties die van belang zijn voor de allereerst aan te sluiten windparken.

2.3 Maximale capaciteit aanlandingspunten

In de Lange Termijn Visie 2030 van De landelijk netbeheerder is een overzicht gegeven van de mogelijkheden voor aanlanding van windenergie op zee bij de mogelijke aanlandingspunten IJmuiden, Borssele, Maasvlakte en Eemshaven. Op basis daarvan lijkt het er op, dat zwaartepunt van de aanlandingen (tenminste 3.000 MW) zal moeten worden gerealiseerd nabij IJmuiden.

Voor een heldere indruk over aanlandingsmogelijkheden van grootschalig windvermogen is het van belang dat overwegingen over de gehanteerde zekerheidsvereisten voor het transport (N-1) of (N-2) ook in de beschouwing zullen worden betrokken, omdat die van invloed is op de omvang van de transportcapaciteit.

Tegen deze achtergrond is aan technische consultant Ecofys gevraagd om voor het Project Kabel op Zee een aantal mogelijke net-configuraties voor Wind op Zee (2020) uit te werken.

Ten behoeve van het onderhavige project is in de afgelopen maanden met De landelijk netbeheerder en de technische consultant nogmaals nader bezien welke grenzen de huidige netcapaciteit nu precies stelt aan het maximale aanlandingsvermogen van deze locaties. Een beschrijving van die bevindingen is opgenomen in hoofdstuk III van dit project.

2.4 Uitgangspunten bij kabelconfiguraties

In de studie Connect II is de analyse van de verschillende kabelconfiguraties gericht op individuele aansluitingen, een beperkte bundeling van dergelijke individuele aansluitingen, een onderling verbonden stelsel van zulke beperkt gebundelde verbindingen ('net op zee') en een stelsel van DC-verbindingen over grote afstand. Bij die analyse is toen uit gegaan van een maximale capaciteit van de elektriciteitskabels van 250 MW. De kabelconfiguraties die alleen uit (bundels van) individuele verbindingen bestonden bleken financieel het voordeligst; tegelijkertijd zorgden deze voor het grootste ruimtebeslag.

In de onderhavige studie is de aandacht niet alleen gericht op de thans beschikbare kabeltechnologieën. Ook is gekeken naar de mogelijkheden van toekomstige technologieën, die nu weliswaar nog in ontwikkeling zijn, maar wellicht in 2012 of 2015 als commerciële producten op de markt beschikbaar zullen zijn. Voor de grootschalige ontwikkeling van wind op zee in de periode 2012 – 2020 zijn daarom onder de configuraties met verschillende transport spanningen de volgende kabeltechnologieën met elkaar vergeleken:

- AC 3-fasig: 150 kV (state-of-the-art) en 220 kV (op middellange termijn beschikbare kabeltechnologie);
- HVDC VSC: ± 150 kV (state-of-the-art) en ± 300 kV (toekomstige kabeltechnologie) en
- AC Bipolair: 220 kV of 380 kV (beiden toekomstig).

In de vergelijking tussen de verschillende kabelconfiguraties is door de technische consultant ook aandacht besteed aan de invloed van de elektrische verliezen op het geheel van de kosten voor aanleg en beheer gedurende de levensduur van het project.

3. Techniek

Het eerste deel van het hoofdstuk Techniek beschrijft de varianten voor netconfiguraties op zee om tot 6000 MW offshore wind te ontsluiten. Deze beschrijving is gebaseerd op het Ecofys-rapport 'Project Kabel op Zee' in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het tweede deel van dit hoofdstuk beschrijft de inpassing van de netconfiguraties op zee op het transportnet op land. Het derde en laatste deel schetst inzichten en conclusies.

3.1 Ontwerpen voor het ontsluiten van wind op zee

3.1.1 Scenario's

In theorie geven de uitgangspunten van twee verschillende ontwikkelingsvarianten in de tijd (6000 MW of 3450 MW), elf zoekgebieden voor windparken op zee, vier aanlandingspunten en vijf technologieopties aanleiding tot een zeer groot aantal mogelijk te overwegen netconfiguraties voor de inpassing van de windparken op zee. In de uitwerking van de onderzoeksvraag naar mogelijke netconfiguraties op zee in 2020 zijn door Ecofys voor de in H II gedefinieerde ontwikkelingsvarianten onder drie scenario's veertien opties uitgewerkt.

De drie ruimtelijke ontwikkelingsscenario's betreffen Focus IJmuiden (FIJ), Volledige Ruimte (VRU) en Westkust Dichtbij (WKD). Het scenario Focus IJmuiden sluit aan bij het uitgangspunt om de productie van de windparken zo dicht mogelijk bij de belasting in de Randstad te locationeren. Na voldoende leereffecten van de eerste, nabij de kust ontwikkelde parken kunnen dan geleidelijk aan grotere parken worden ontwikkeld die in concentratiegebieden verder weg van de kust kunnen worden gebundeld. In het scenario Volledige Ruimte wordt vanuit dezelfde uitgangspunten uit gegaan van een zwaartepunt bij aanlanding in IJmuiden, maar nu met enige spreiding over Borssele en Eemshaven ter ontlasting van de ruimtelijke druk op de Kustzee tussen Maasvlakte en Noordzeekanaal. Het scenario Westkust Dichtbij gaat eveneens uit van een zwaartepunt bij aanlanding in IJmuiden; de ruimtelijke compensatie wordt nu gevonden door de aanvullende netbelasting te spreiden over Borssele en Maasvlakte. Het ontwikkelingsscenario Volledige Ruimte kent veel overeenkomsten met de besluitvorming over het Nationaal Water Plan 2008.

Binnen de ruimtelijke ontwikkelingsscenario's zijn door Ecofys veertien kabelconfiguraties uitgewerkt waarbij is uit gegaan van drie verschillende bundelingsopties: individuele aansluitingen, gebundelde aansluitingen en concentraties van windparken in verder weg gelegen gebieden.

Voor de inpassing op land zijn de volgende ranges voor aansluitcapaciteiten en lengten kabeltrajecten meegenomen in de studie.

IJmuiden 3 tot 6 GW, landkabeltraject circa 30 km
 Borssele 1 tot 2 GW, landkabeltraject circa 3 km
 Eemshaven 0 tot 1 GW, landkabeltraject circa 4 km
 Maasvlakte 0 tot 0,5 GW, landkabeltraject circa 20 km.

De lengte van het landkabeltraject is de lengte tot aan het landstation. De lengte van het landkabeltraject verschilt voor elk van deze stations. Voor het afvoeren van de hierboven aangegeven maximaal aan te sluiten vermogens zijn aanvullende netuitbreidingen en verzwaringen op land benodigd, vooral bij locaties Borssele en Eemshaven (zie paragraaf 3.2).

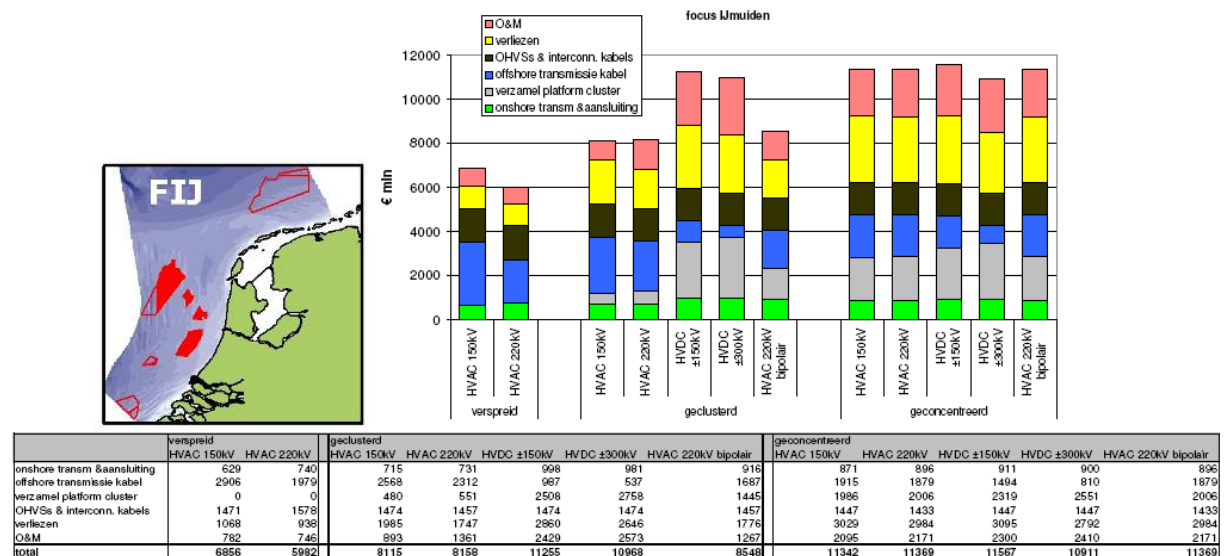
3.1.2 Technologie

In de studie is de maximale transportcapaciteit per verbinding gesteld op 1000 MW. Er wordt gerekend met HVAC (wisselspanning) voor de verbindingen tot 80- 120 km. Voor HVAC netaansluitingen is er in principe geen grens voor de maximale transportcapaciteit; wel geldt dat voor grotere vermogens (>270 MW) meerdere kabels vereist zijn voor het totale vermogenstransport.

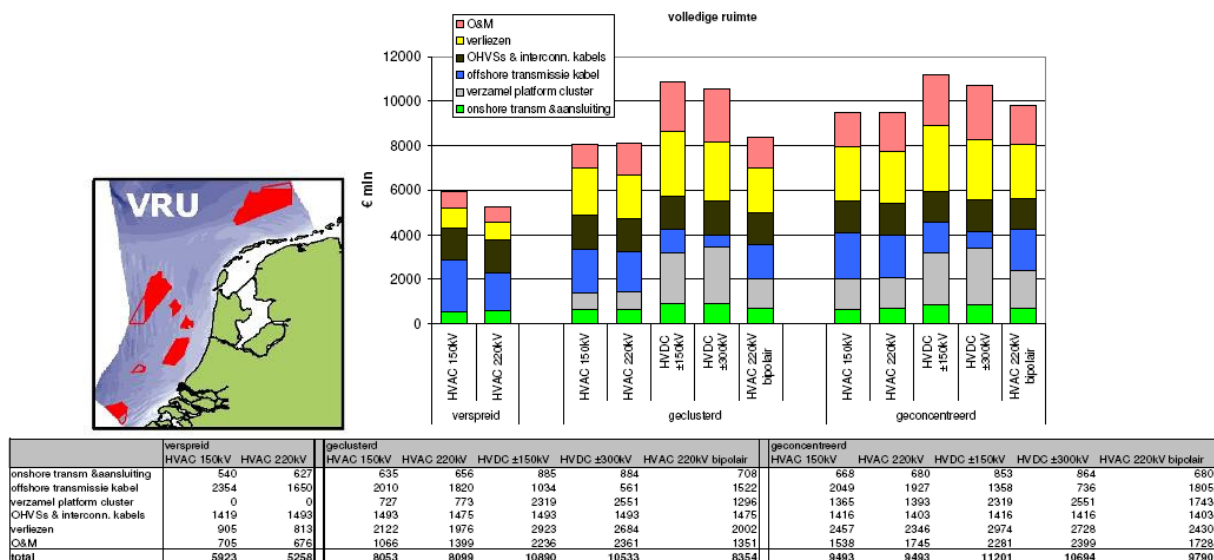
Voor de langere afstanden worden gerekend met HVDC (gelijkspanning), waarvan een recente vorm HVDC VSC vele voordelen heeft: regelbaarheid, stations kunnen onafhankelijk van elkaar opereren, verbindingen kunnen zelf op spanning worden gebracht, etc. Voor de HVDC netaansluitingen geldt dat een groter vermogen (tot maximaal 600 MW of 1200 MW per kabelcircuit) getransporteerd kan worden. Realisatie van deze schaalgrootte vereist nog wel verdere ontwikkeling vanuit de industrie.

3.1.3 Kosten

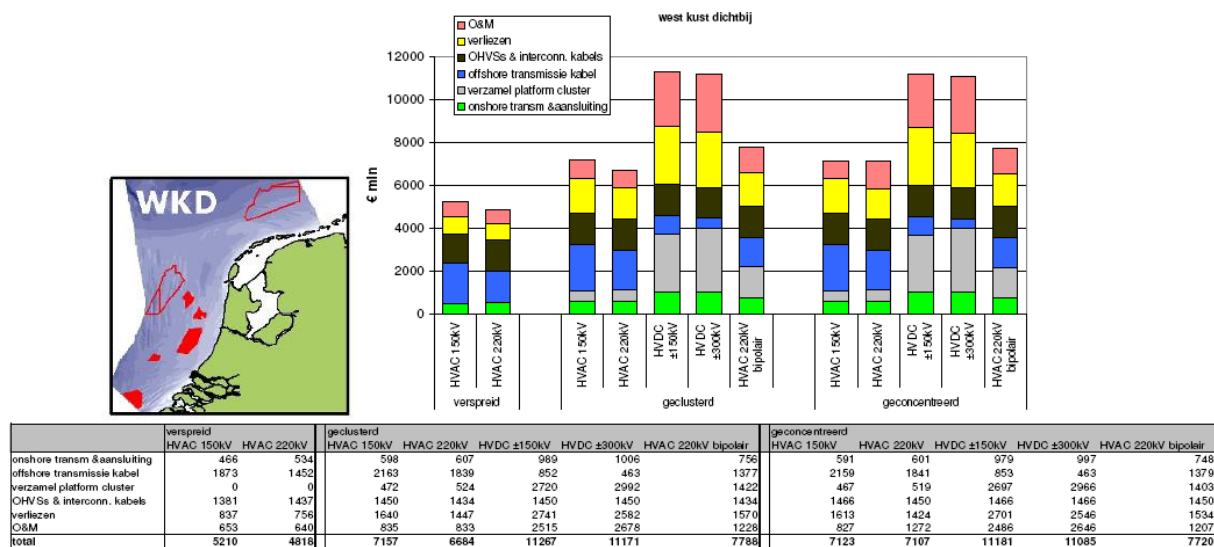
De scenario's Focus IJmuiden', 'Volledige Ruimte' en 'Westkust Dichtbij' zijn berekend met de verschillende technologieën en spanningsniveaus. De kosten van de initiële investering, onderhoud (O&M) en verliezen zijn netto contant gemaakt.



Figuur 3.1: Netto Contante Waarde van de kosten voor aansluiting van 5,4 GW wind vermogen tussen 2012-2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'Focus IJmuiden'. Totale kosten zijn exclusief kosten voor netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische ruimte.



Figuur 3.2: Netto Contante Waarde van de kosten voor aansluiting van 5,4 GW wind vermogen tussen 2012-2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'Volledige Ruimte'. Totale kosten zijn exclusief kosten voor netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische ruimte. Het ontwikkelingsscenario VRU komt in hoge mate overeen met de besluitvorming uit het Nationaal Water Plan 2008.



Figuur 3.3: Netto Contante Waarde van de kosten voor aansluiting van 5,4 GW wind vermogen tussen 2012-2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'West Kust Dichtbij'. Totale kosten zijn exclusief kosten voor netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische ruimte

3.1.4 Overzicht investeringskosten

Een figuur uit het rapport van Ecofys (figuur 3.4) geeft een indicatie van de investeringskostenkosten die per 1000 MW geïnstalleerd vermogen, per locatie (zoekgebieden) en per aansluitpunt te verwachten zijn. Daarbij zijn slechts gebundelde aansluitingen meegenomen en is de meest gunstige transmissie technologie gekozen.



Figuur 3.4. Overzicht investeringskosten per 1000 MW, per zoekgebied, per aansluitpunt uitgaande van gebundelde aansluitingen met meest gunstige transmissietechnologie. Omdat een deel van de gebieden te klein is voor plaatsing van 1000 MW zijn in deze gevallen (*) de kosten proportioneel opgeschaald, zodat niet de absolute getallen maar eerder de onderlinge verhoudingen relevant zijn. Kosten voor ruimtelijke inpassing op land en eventuele netverzwaringen van het landnet zijn niet meegenomen.

3.1.5 Beschouwing

De kosten van een technische oplossing zijn afhankelijk van de ruimtelijke configuratie, met name de afstand. Met het toenemen van de afstand nemen ook de kosten voor onderhoud (langere transit-tijden) als ook de netverliezen toe. Tot 80-120 km te overbruggen afstand voldoen netconfiguraties gebaseerd op HVAC technologie. Bij een groter afstand nemen de verliezen van HVAC toe en valideren de hoger investeringen van de converters van de HVDC technologie. In het algemeen kan gesteld worden dat – met het toenemen van de te overbruggen afstand – de investeringskosten, de onderhoudskosten (meer infrastructuur, langer transit tijden) en de netverliezen eveneens toenemen. De netconfiguraties op zee bevatten geen fysieke redundantie (geen toepassing van reserve kabelcircuits of reserve hoogspanningsstations, N-0-veilig).

Geen directe kostenvoordelen bij bundeling

De individuele HVAC verbindingen vertonen de laagste kosten (in fig 3.1, 3.2 en 3.3 aangeduid met 'verspreid'). De besparingspotentiëlen bij bundeling van aansluitingen zijn beperkt - er is nauwelijks sprake van schaalvoordelen doordat de transmissiecapaciteit van kabels niet willekeurig vergroot kan worden. Bundeling met gebruik van een verzamelstation op zee leidt - met uitzondering van de verderaf gelegen windgebieden waar DC ontsluiting en bundeling onontkoombaar is- tot hogere kosten.

Potentiële secundaire besparingen als gevolg van bundeling – zoals een goedkopere logistiek in aanleg en onderhoud – zijn nog onvoldoende uitgewerkt. In de praktijk zou dat kunnen betekenen dat de kostenvoordelen van individuele aansluitingen ("verspreid") kleiner zijn dan door de figuren aangeduid.

Alle gebundelde HVAC technologieën in zelfde kostenrange

Alle gebundelde HVAC varianten vertonen – bij een duidelijk verschillende samenstelling van de relevante kostenposten – vergelijkbare totale kosten. Een hogere transmissiespanning belooft lichte kostenvoordelen. Reden hiervoor is dat voor langere afstanden minder kabels noodzakelijk zijn. De bipolaire HVAC optie is qua investeringen vergelijkbaar met de conventionele HVAC verbindingen. De lagere kabelkosten worden gecompenseerd door hogere platformkosten als gevolg van de vereiste transformatoren.

HVDC opties alleen bij lange afstanden kosteneffectief

Voor de HVDC opties zijn de kosten voor de transmissiekabels weliswaar beduidend lager dan in het geval van HVAC verbindingen. Echter, dat weegt slechts gedeeltelijk op tegen de hoge kosten van de converterstations (zowel op land als op zee). Daarnaast zijn ook de operationele kosten en de elektrische verliezen in het geval van DC verbindingen - mede door de grotere te overbruggen afstand - beduidend hoger. Zij lopen op tot bijna de helft van de netto contante waarde van alle kosten van de transmissieverbinding. Voor de overige configuraties, met overwegend korte verbindingen, is de DC technologie – in lijn met de verwachting – een dure keuze. Het scenario 'West Kust Dichtbij' geeft duidelijk lagere kosten aan zelfs voor de geclusterde of geconcentreerde configuraties. Reden hiervoor zijn de kortere transmissieafstanden en het gebruik van individuele (AC) verbindingen. HVDC verbindingen zijn in dit geval niet nodig. Ook in het scenario 'Volledige Ruimte' is een clustering kosteneffectief te bereiken bij uitsluitend gebruik van HVAC technologieën.

Relatie met netwerk op zee

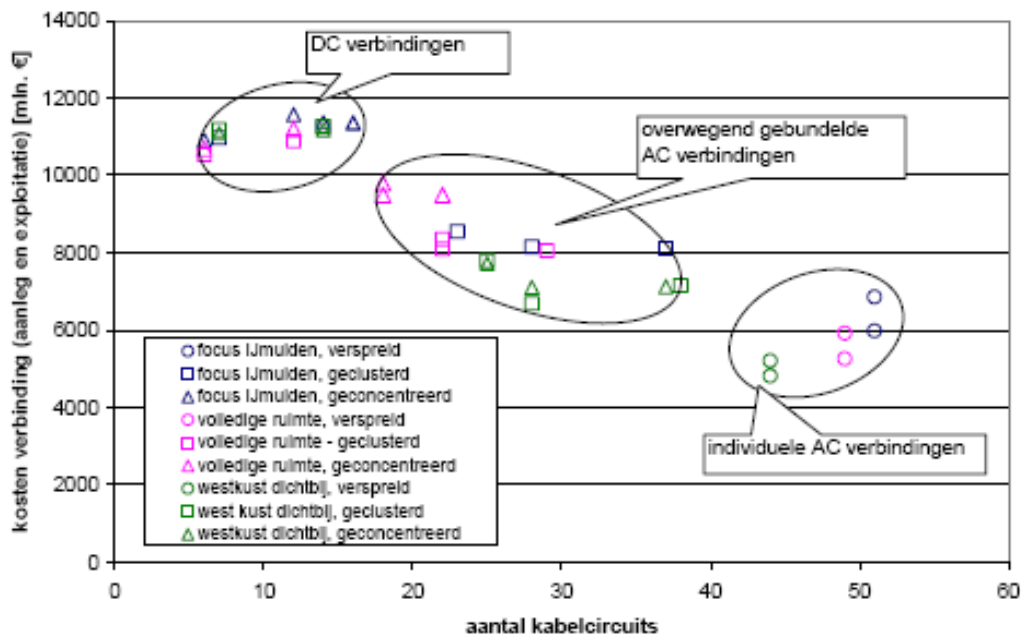
Internationaal bestaat er veel aandacht voor de oprichting van een Europees elektriciteitsnet op de Noordzee ten behoeve van interconnectie tussen Noordzeelanden en inpassing van de door de verschillende Noordzeelanden (grotendeels nog te ontwikkelen) windparken op zee. Omdat er nog geen informatie voor handen is over de exacte locaties van de windparken in de EEZ's van de andere Noordzeelanden, zijn er in de technische studie geen grensoverschrijdende kabelconfiguraties beschouwd.

Een Europees elektriciteitsnet op de Noordzee (zoals onder andere het 'Supergrid' van Airtricity en 'Poseidon' van Econcern) vormt een belangwekkend toekomstbeeld. Gezien de te overbruggen afstanden binnen een dergelijk netwerk op de Noordzee moet rekening gehouden worden met toepassing van HVDC technologieën. Deze technologieën zijn volop in ontwikkeling. Alvorens tot de bouw van een groot omvattend netwerk op zee te kunnen overgaan moet de capaciteit van netschakels vergroot zijn en ook de stabiliteit van een dergelijk net, bestaande uit een groot aantal samenhangende netschakels, aangetoond zijn. Netconfiguraties gebaseerd op HVDC technologie ter ontsluiting van de Nederlandse 6000 MW wind op zee ambitie, zouden als een stap naar een dergelijk Europees netwerk op zee gezien kunnen worden. Voor een HVAC ontsluiting geldt dat in mindere mate.

Echter de kosten van de bouw van windparken zo ver in zee als ook de benodigde afstemming tussen de Noordzee oeverstaten pleiten voorlopig voor nationale parkontwikkelingen dicht bij de kust. Pas wanneer deze generatie parken de benodigde ervaring heeft opgeleverd ten aanzien van funderingstechnieken en onderhoudsmethoden, en de HVDC technologie voldoende is ontwikkeld, zou de stap kunnen worden gezet naar een gecoördineerde aanleg van een Europees elektriciteitsnetwerk op de Noordzee.

HVAC en HVDC in ruimtelijk perspectief

De verschillende technologieën, HVAC en HVDC, hebben verschillende implicaties met betrekking tot ruimtegebruik zowel op zee als op land. Voor de hoogspanningsstations op zee geldt dat een HVDC VSC converter een factor 2,5 tot 4 groter in volume is dan een AC hoogspanningstation met dezelfde vermogenscapaciteit. Het aantal aan te landen kabels kan – afhankelijk van toegepaste technologie – sterk variëren. Met het aantal kabels zal ook het vereiste ruimtebeslag variëren; offshore wordt rekening gehouden met een onderlinge kabelafstand van 50 meter om eventuele reparatie van de kabel beter mogelijk te maken. Een netconfiguratie met tientallen kabels naar land kan leiden tot offshore kabelstroken van enkele kilometers breed. Duindoorkruising van tientallen kabels kan - in een gecoördineerde aanpak – gereduceerd worden tot een breedte van enige tientallen meters.



Figuur 3.5: verhouding tussen netto contante waarde van de totale kosten voor aanleg en exploitatie van de infrastructuur voor 5400 MW vermogen van windparken op zee en het vereist aantal kabelcircuits als indicator voor ruimtebeslag.

Coördinatie

Een landelijk netbeheerder kan een belangrijke bijdrage leveren aan de strategische planning van de transmissie infrastructuur op zee. Door duidelijk gespecificeerde aansluitingen op zee beschikbaar te stellen kan een netbeheerder een efficiënt ruimtegebruik binnen aangewezen locaties stimuleren. Daarnaast is de netbeheerder in de positie om een groot aantal kabeltracés / duindoorsteken op een afgestemde manier te plannen en zo het ruimtebeslag te minimaliseren.

Een landelijk netbeheerder is in een betere positie om gebundelde en geconcentreerde aansluitingen te realiseren en daarbij een afgewogen technologie keuze te maken, rekening houden met toekomstige projecten op zee, ontwikkeling van het netwerk aan land of systeemtechnische randvoorwaarden. Met name in de situaties waarbij een verzamelplatform of converter nodig zijn, is een landelijk

netbeheerder beter in staat rekening te houden met het collectief belang om een efficiënt netwerk te realiseren; voorkomen wordt namelijk dat één van de partijen mogelijk een individueel belang heeft bij een andere (individuele) aansluiting waardoor de gemeenschappelijke investering inefficiënter wordt. Daarnaast zou een onafhankelijke netbeheerder ook een efficiënter planologische voorbereiding kunnen realiseren.

Kosten

Uitgaande van een ontwikkeling van 5400MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 bedragen de nominale investeringskosten van de beschouwde netconfiguraties – afhankelijk van de gekozen locaties van de windparken - tussen €3,2 - €4,2 miljard. De netto contante waarde van de kosten voor aanleg en exploitatie van de transmissie infrastructuur voor individuele AC verbindingen tussen €6 en €7 miljard. Bij clustering en concentratie dicht bij de kust liggen de kosten tussen de €7 en €9 miljard zolang AC technologieën worden toegepast. Bij gebruik van DC technologie, die de ontsluiting van gebieden ver uit de kust mogelijk maakt, lopen de kosten op tot duidelijk boven €10 miljard. In deze bedragen is overigens een investering van €1,4 miljard opgenomen die onder alle regimes voor rekening van de windparkexploitanten blijven.

3.2 Inpassing op het transportnet op land

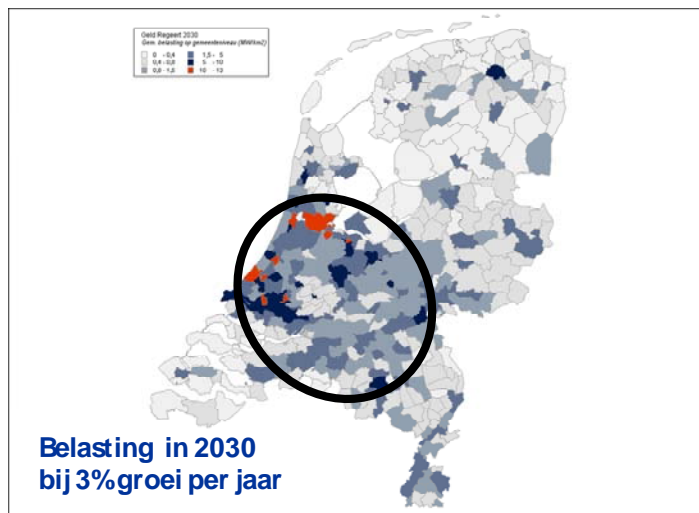
Bij aanlanding van grote productievermogens vanuit zee verdient ook de aansluiting op en inpassing in het transportnet aandacht om zodoende een goed functionerend (transport)systeem te verzekeren.

3.2.1 Uitgangspunten

De mogelijke aanlandingspunten voor wind op zee die in diverse studies en plannen zijn genoemd, zijn Eemshaven, IJmuiden, Maasvlakte en Borssele. Bij inpassing van (wind)productie en de mogelijkheden op de vier locaties wordt rekening gehouden met onderstaande uitgangspunten.

Productie zo dicht mogelijk bij belasting

Eén van de uitgangspunten voor de lange termijn planning van het landelijk hoogspanningsnet is dat productie - ook windenergie - zo dicht mogelijk zou moeten plaats vinden bij de netbelasting. Die belasting ligt met name in de Randstad, zie volgend figuur. Voor de situering van de locaties voor de 6000 MW wind op zee betekent dit, dat het zwaartepunt idealiter voor de westkust gevonden zal moeten worden. Aanlanding van substantiële vermogens op de uitersten van het transportnet – bijvoorbeeld Borssele en Eemshaven - zullen altijd aanzienlijke additionele investeringen ter versterking van het net naar de belasting vergen. Indien de 6000 MW offshore windvermogen volledig in Borssele en/of Eemshaven zouden aanlanden, moet rekening gehouden worden met additionele netverzwaringen van verbindingen naar de Randstad. De kosten voor dergelijke verzwaringen kunnen oplopen tot €2 miljard.



Productie zo dicht mogelijk bij de kust

Verdere ontwikkeling van productie op land geschiedt nabij de kust: nieuwe plannen van producenten op kustlocaties worden gedreven door de wens dichtbij de aanvoer van grondstoffen en koelwater te zijn.

Wind op zee zal ook bij voorkeur dicht bij de kust ontwikkelen: dichtbij betekent goedkoper voor wat betreft aanleg, lagere onderhoudskosten en minder netverliezen bij het elektriciteitstransport.

Gehanteerde principes bij aansluiting op het transportnet

Bij de nadere verkenning van de aansluitmogelijkheden van de offshore windparken in de mogelijke aanlandingspunten (Eemshaven, IJmuiden, Maasvlakte en Borssele) worden de volgende principes toegepast:

- Bij de vaststelling van de beschikbare aansluitcapaciteit wordt uitgegaan van een N-2 veilig net. Dit N-2 criterium is vooralsnog een norm voor het landelijk transportnet. Een N-2 veilig net maakt dat bij onderhoud aan een netschakel in de beïnvloedende omgeving van enig punt in het net, er nog een netschakel in diezelfde omgeving mag uitvallen zonder dat de transportdienst wordt onderbroken. Alleen goedgekeurde projecten ter uitbreiding en verzwaring van het net dragen bij aan de in de tijd beschikbare aansluitcapaciteit.
- Bij de vaststelling van de beschikbare aansluitcapaciteit wordt uitgegaan dat alle aanvragen tot aansluiting zoals per januari 2009 bij de landelijk netbeheerder bekend, worden gerealiseerd. Het huidige aansluitbeleid is gebaseerd op 'first come, first served'.

3.2.2. Netontwikkelingen

In 2009 zijn de vier productielocaties aan de kust ieder met één dubbelcircuit 380 kV-hoogspanningslijn verbonden met de 380 kV-ring. De huidige netsituatie kan als volgt worden weergegeven, waarin de rode lijnen de bestaande 380 kV-verbindingen representeren en de groene de 220 kV-verbindingen. De leveringszekerheid vanuit het 380 kV transportnet naar de belasting wordt per regio opgevangen door de onderliggende netten van 110 kV, 150 kV en 220 kV niveau. Met de Wet Onafhankelijk Netbeheer is TenneT vanaf 1 januari 2008 verantwoordelijk voor het beheer van de netten met een spanningsniveau van 110 kV en hoger.

Startsituatie 2009



Geplande netuitbreidingen 2009 – 2014

In 2012-2014 wordt het project Randstad380 voltooid met de nieuwe 380 kV-verbindingen Maasvlakte – Westerlee - Wateringen - Bleiswijk en Bleiswijk-Beverwijk. Er zijn dan twee internationale verbindingen over zee in gebruik: van Eemshaven naar Noorwegen (NorNed) en van Maasvlakte naar Engeland (BritNed). De productielocaties IJmuiden en Maasvlakte worden door aanleg van Randstad380 met meerdere 380 kV-verbindingen met de 380 kV-ring gekoppeld. Op 220 kV niveau wordt de verbinding van Vierverlaten (Groningen) naar Hessenweg (Zwolle) versterkt.

Geplande netuitbreidingen na 2014

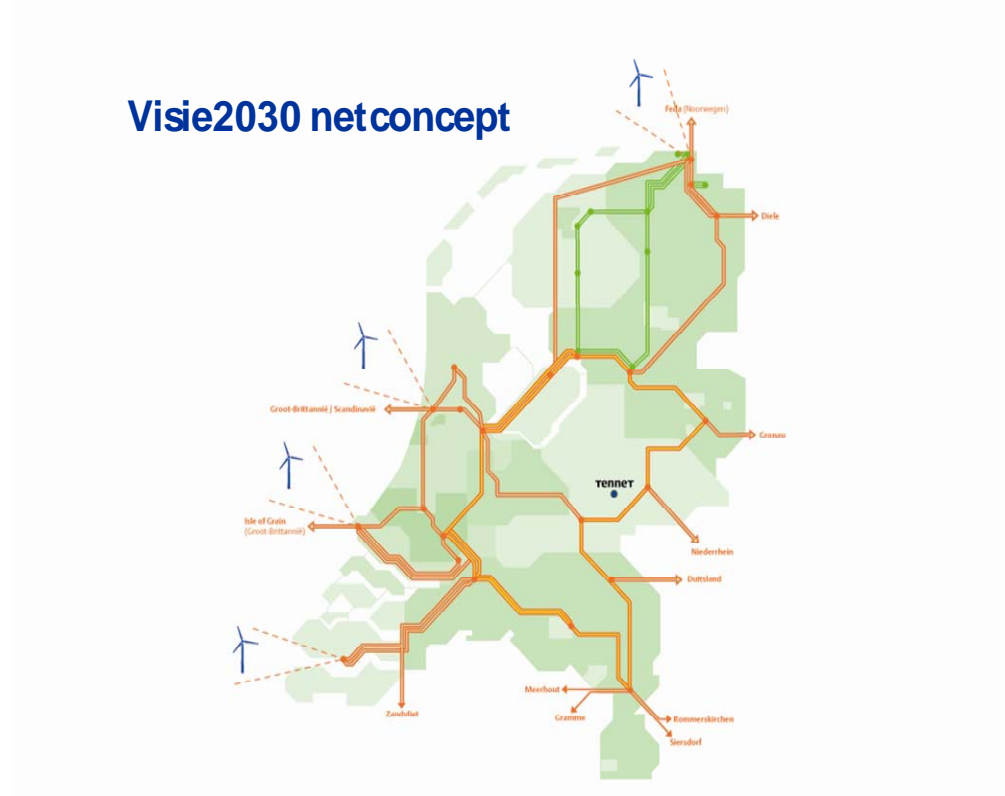
Op de middellange termijn wordt een aantal nieuwe projecten gestart in het kader van het versterken van het 380 kV-net. Op dit moment wordt er al gewerkt aan de uitbreiding van het landelijke hoogspanningsnet in Noord-Nederland (van Eemshaven naar de 380 kV-ring) en Zeeland (van Borssele naar de 380 kV-ring) en de aanleg van een vierde verbinding naar Duitsland (van Doetinchem naar Niederrhein). Hiervoor is in 2007 de minister van Economische Zaken verzocht de planologische procedures te starten.

Verdere overwegingen

Afhankelijk van de ontwikkelingen in elektriciteitsmarkt en snelheid van ontwikkeling van wind op zee worden in het verlengde van het Kwaliteits- en Capaciteitsplan, nut & noodzaak studies uitgevoerd naar verdere ontwikkeling van het landelijk transportnet. Daarbij wordt gedacht aan verdere versterkingen (uitbreiding en verzwaring) in de 380 kV-ring:

- uitbreiding met internationale verbindingen,
- versterking van de productielocatie Maasvlakte met een 380 kV-verbinding van Maasvlakte naar de 380 kV-ring tussen Geertruidenberg en Krimpen,
- versterking van de productielocatie IJmuiden en het gebied Noord Holland met een 380 kV-verbinding van Beverwijk via Noord Holland (Oterleek) naar de 380 kV-ring tussen Diemen en Lelystad
- versterking van het transportnet in die regio met een 380 kV-verbinding tussen Diemen en Dodewaard, afhankelijk van de groei van de belasting en afname van de productie in regio Utrecht.

Voorgaande leidt tot een weergave van het Visie 2030 netconcept (zie ook Visie 2030).



3.2.3. Nadere verkenning aanlandingspunten

In onderstaande paragrafen worden de vier aanlandingspunten nader verkend voor wat betreft mogelijkheden voor inpassing van grootschalig offshore windvermogen, waarna een beeld wordt geschetst waar grootschalig offshore windvermogen kan worden ingepast en alsmede een indicatie met welke kosten voor netuitbreiding en –verzwaring op land rekening moet worden gehouden.

Nadere verkenning Eemshaven

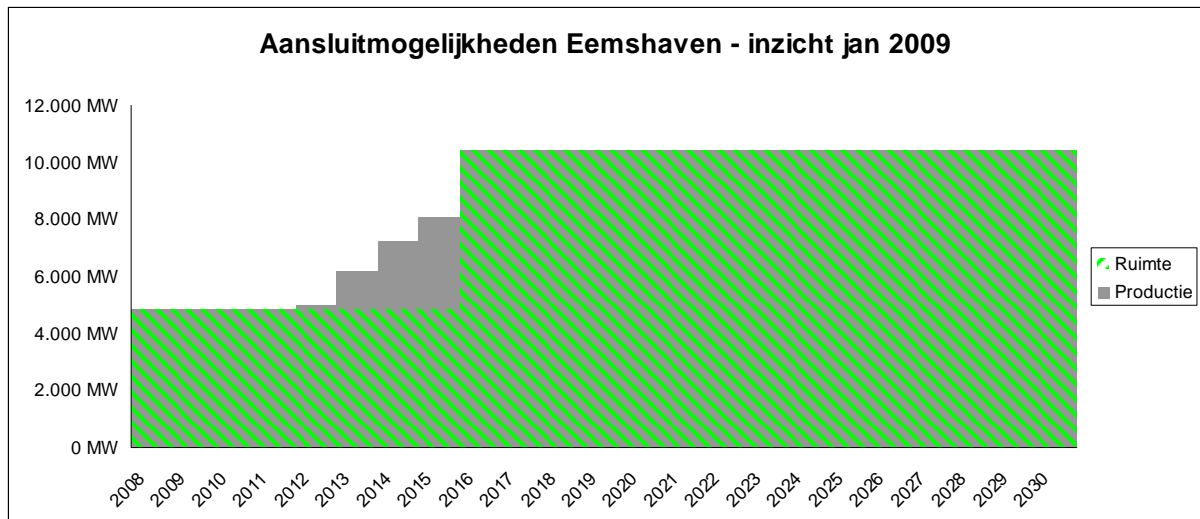
In de afgelopen anderhalf jaar heeft een groot aantal partijen zich bij De landelijk netbeheerder gemeld voor aansluiting van een nieuwe elektriciteitscentrale op het Nederlandse 380 kV-net.

Productielocaties aan zee zijn erg in trek, zo ook bij Eemshaven.

Als de plannen doorgaan ontstaat een acuut tekort aan afvoercapaciteit vanuit Eemshaven en kan wind op zee niet worden ontsloten.

Momenteel is er in de regio Eemshaven geen transportcapaciteit beschikbaar uitgaande van N-2 veiligheid. Binnen N-1 zijn nog geringe mogelijkheden. Op korte termijn worden een aantal circuits voorzien van hoge temperatuurgeleiders (opwaardering Viervelaten-Zeijerveen-Hoogeveen. Hierdoor zal er binnen de N-1 situatie meer ruimte ontstaan. Ondanks de extra ruimte wordt verwacht dat er door een sterke groei van de productie uiteindelijk rond 2012 een tekort aan transportcapaciteit ontstaat. In dat geval kan congestiemanagement worden toegepast.

Op langere termijn (rond 2016) zal een extra verbinding worden gerealiseerd (NoordWest380) waardoor veel extra ruimte gecreëerd wordt. Door de enorme groei aan productiemiddelen zal deze ruimte, bij realisatie van alle aanvragen tot aansluiting, geheel benut worden.



Ontsluiting van wind op zee te Eemshaven lijkt onmogelijk tenzij nieuwe oplossingen worden gezocht in de vorm van verbindingen van zee (boven de Waddenzee) naar diep in de ring van het hoogspanningsnet, om zodoende de productie naar de belasting (in de Randstad) te brengen. De impact is groot: waarschijnlijk zal voor een HVDC-verbinding van vele kilometers (op zee en vervolgens een groot deel via land) worden gekozen; een oplossing welke gepaard gaat met hoge kosten. Het alternatief is het nog verder verzwaren van de landverbinding van Eemshaven naar de Randstad; een scenario dat – naar eerste inschatting – nog hoger kosten met zich meebrengt.

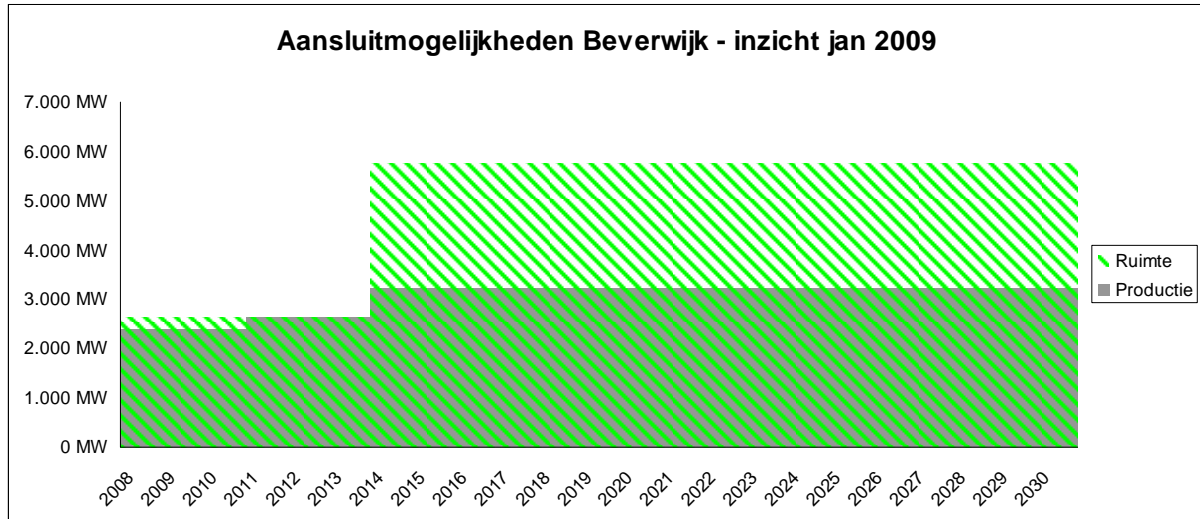
Nadere verkenning IJmuiden

In 2006 heeft het kabinet ingestemd met de uitvoering van het project Randstad380, de realisatie van twee nieuwe 380 kV-verbindingen in de Randstad. Dit besluit vormt de basis voor het investeren in het hoogspanningsnet in de Randstad en is het startsein om de verbindingen Wateringen-Bleiswijk/Zoetermeer-Beverwijk binnen enkele jaren te realiseren. Hiermee ontstaan in het 380 kV-hoogspanningsnet in de noord- en zuidvleugel van de Randstad twee ringvormige structuren waardoor de leveringszekerheid voor de toekomst zeker wordt gesteld. Ter voorbereiding op de realisatie van de ringsluitingen zijn inmiddels de nieuwe 380 kV-stations Maasvlakte, Oostzaan en Beverwijk in gebruik genomen. Daarbij zijn ook de verbinding Diemen-Oostzaan-Beverwijk en de 380 kV-verbinding onder het Calandkanaal gerealiseerd.

In de zichtperiode van het Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008 – 2014 wordt in IJmuiden waarschijnlijk circa 460 MW productievermogen uit bedrijfgenomen, er zijn echter in deze regio ook plannen voor nieuwbouw. De aansluiting van 500 MW offshore windvermogen maakt hier onderdeel van uit en zou hiermee de gewenste realisatie en aansluiting van 450 MW offshore windvermogen uit fase 2 kunnen representeren. Met het sluiten van de Randstad380 Noordring in 2012 – 2014 is het inpassen van ca. 2500 MW van wind op zee mogelijk. Conditioneel voor dit scenario is de versterking van de verbinding Diemen-Krimpen-Geertruidenberg om zo – bij maximale productie en minimale belasting – het vermogen verder oostwaarts af te voeren. Een eerste indicatie van de kosten voor een dergelijke verzwaring bedraagt €400 miljoen. Daarbij zullen ook de stations Krimpen en Geertruidenberg, en mogelijk het station Diemen, moeten worden opgewaardeerd voor wat betreft hoogte van het kortsluitvermogen. Opwaardering van deze 3 stations zou indicatief op €100 miljoen uitkomen. Deze investering van €0,5 miljard zou rond 2018 gereed kunnen zijn.

De mogelijkheden nemen toe door een versterking van de productielocatie IJmuiden en een versterking van het gebied Noord Holland met een 380 kV-verbinding van Beverwijk via Noord

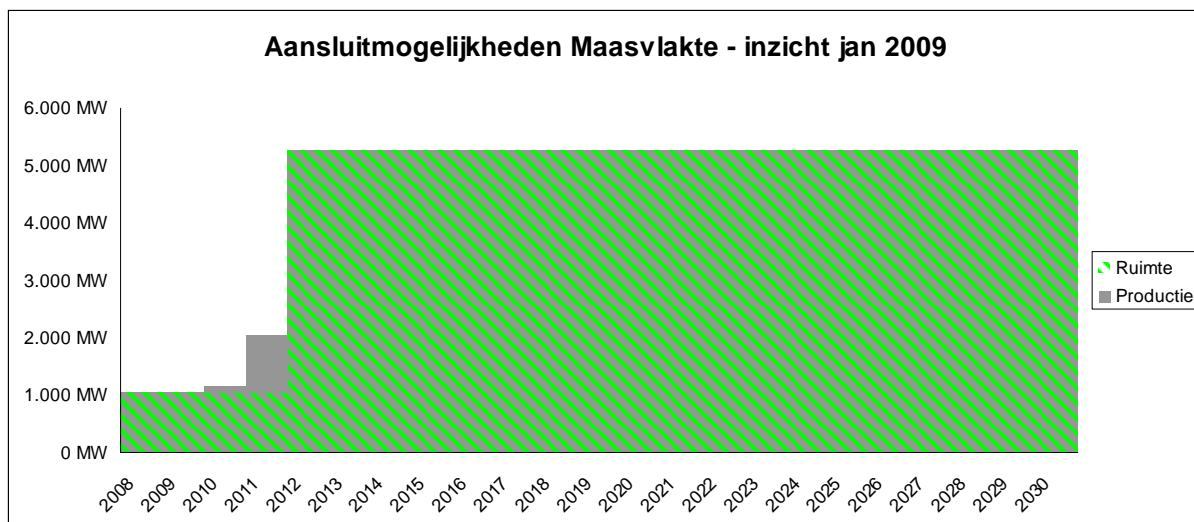
Holland (Oterleek) naar de 380 kV-ring tussen Diemen en Lelystad. Dit kan tot circa 2500 MW extra aansluitcapaciteit opleveren (2020 – 2030). Indien de verzwaring eerder ter hand wordt genomen zou de aansluitcapaciteit ook eerder ter beschikking kunnen komen. Een eerste inschatting van de kosten voor deze verzwaringen bedraagt €0,5 miljard. Rekening houdend met een gunstig verloop van procedures zou deze capaciteit per 2018 beschikbaar kunnen zijn.



In de uitwerking van de toekomstige inpassingopties via IJmuiden zal het inpassen van wind op zee diep in de ring (*naar de belasting toe*) worden mee genomen: vermogen vanuit zee wordt dan dieper in het land bijvoorbeeld op de verbinding Diemen-Krimpen ingebracht. Daar lijkt plaats voor circa 1500 MW. Hier zal dan een verbinding met langer traject op het land moeten worden gerealiseerd. Conditioneel voor deze inpassing is ook de verzwaring van de verbinding Diemen-Krimpen-Geertruidenberg en gelijknamige stations, zoals hierboven genoemd.

Nadere verkenning Maasvlakte

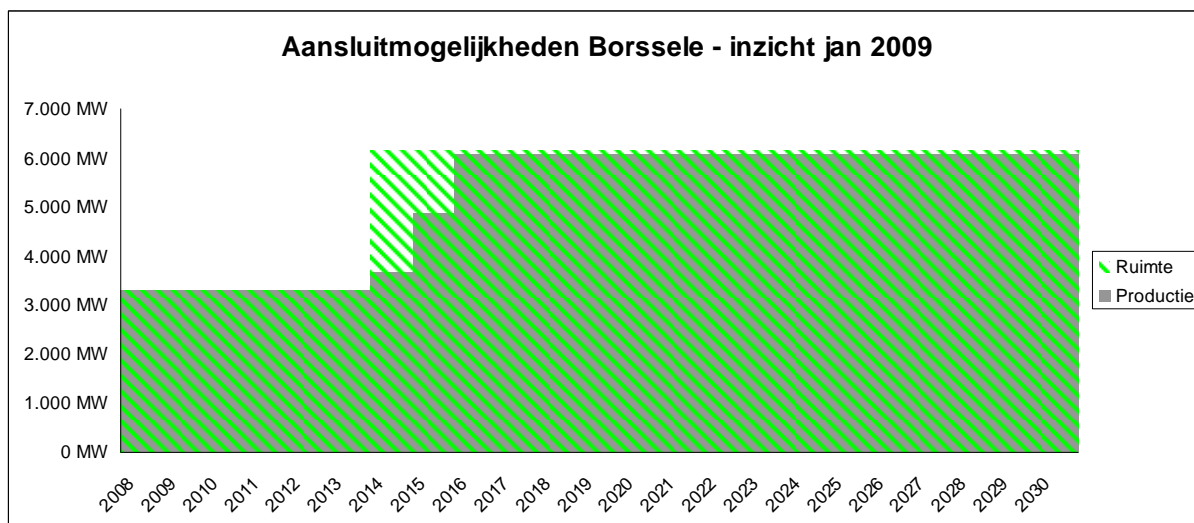
Momenteel is er bij Maasvlakte beperkt ruimte op het net. Dit zal echter snel veranderen door de grote hoeveelheid geplande productie-eenheden. Naar verwachting zal in 2012 de zuidring van Randstad380 voltooid zijn. Dit zorgt voor genoeg transportcapaciteit om de huidige geplande productie uitbreidingen te voorzien, maar zal weinig ruimte over laten voor aansluiting van windparken. Pas na de realisatie van een verzwaring van de verbinding Maasvlakte – Krimpen / Geertruidenberg (na 2020) zou ruimte kunnen ontstaan voor verdere inpassing van grootschalig windvermogen. De gunstige ligging van Maasvlakte voor aanvoer van grondstoffen (kolen en LNG) als ook grote dynamiek in de directe omgeving (Westland, tuinders met warmte kracht eenheden) maken Maasvlakte vooralsnog minder geschikt voor aanlanding van grootschalig offshore windvermogen.



Nadere verkenning Borssele

Momenteel is in Borssele geen extra transportcapaciteit beschikbaar. Voor de lange termijn zijn er een aantal aanvragen voor aansluiten van productie. Om deze productie te kunnen faciliteren is een netuitbreiding gepland (ZuidWest380) waardoor voldoende ruimte gecreëerd wordt om deze productie N-2 aan te sluiten. Echter voor inpassing van grootschalig offshore windvermogen is dan geen ruimte meer beschikbaar.

Vanaf 2016, wanneer de uitbreiding voorzien is klaar te zijn, zou er in N-1 enige ruimte zijn.



Samenvatting aansluitmogelijkheden

Uitgaande van toepassing van het N-2 criteria, gerealiseerd zijn van geplande en geaccordeerde netverzwaringen alsmede realisatie van alle bekende aanvragen tot aansluiting is er ruimte tot inpassing van 2500 MW offshore windvermogen te IJmuiden/Beverwijk vanaf 2014. Op de andere aanlandingslocaties is geen ruimte voor inpassing van wind op zee.

Wel lijkt er ruimte voor inpassing van 1500 MW dieper in het land op de ring tussen Diemen en Krimpen. Conditioneel voor bovengenoemde inpassingen is de verzwaring van de verbinding Diemen-Krimpen-Geertruidenberg en de verzwaring van deze stations voor wat betreft hun kortsluitvermogen. Een eerste indicatie van de kosten voor deze verzwaringen bedraagt €0,5 miljard. Op basis van een meest positieve inschatting op de doorlooptijd zou deze inpassing vanaf 2018 mogelijk kunnen zijn.

Conditioneel aan verzwaring van de verbindingen van en naar Oterleek zou te Oterleek nog 2500MW ingepast kunnen worden. Voornamelijk is deze verzwaring na 2020 voorzien; versnelling kan deze inpassingsruimte eerder vrijmaken. Een eerste inschatting van de kosten voor een dergelijke verzwaring bedraagt ook €0,5 miljard.

Additionele verhoging van de aansluitmogelijkheden op de aanlandingslocaties voor 2020 zal verdere netverzwaring vereisen. De kosten voor deze netverzwaringen kunnen, afhankelijk van de plaats van additionele inpassing €0,5 tot €2 miljard bedragen. Verdere studies moeten de kosten voor netverzwaring nader nuanceren.

Nadere beschouwing aansluitmogelijkheden

Steeds vaker wordt de vraag gesteld of het nog wel noodzakelijk en maatschappelijk verantwoordelijk is om elektriciteitsproductie te faciliteren met een N-2 veilig net. Gezien het grote aantal aanvragen de afgelopen jaren worden al aansluitverzoeken van producenten – in overleg met deze producenten – gehonoreerd tot de grens van N-1 veilige transportcapaciteit. Alsdan zijn met nieuw aangesloten afspraken gemaakt over terugregeling in kritische situaties (runback). De legitimiteit van deze afspraken is nog niet door de Energiekamer bevestigd.

Verlichting van het N-2 criterium op de aanlandingslocaties tot het N-1 criterium zal additionele capaciteit voor aansluiting vrijmaken.

Ook is het onwaarschijnlijk dat alle aanvragen tot aansluiting gerealiseerd gaan worden. De praktijk leert dat gaandeweg initiatieven voor realisatie van productievermogen alsmede aanvragen tot aansluiting worden teruggetrokken. Alsdan zou op de aanlandingslocaties additionele ruimte voor inpassing van offshore windvermogen ontstaan.

In de context van bovenstaande zou in Borssele, na voltooiing van het programma Zuidwest 380 (2016) indicatief 1000 MW beschikbaar kunnen komen. In Eemshaven zou alsdan, bij realisatie NoordWest380 (2016), een aansluitcapaciteit van 500 MW kunnen ontstaan.

De overwegingen in het kader 'Groen voor Grijs' zouden tot verdere ruimte voor inpassing van Wind op Zee kunnen resulteren. Het huidige beleid voor aansluiting op het transportnet volgt het 'first come, first served' principe. Heroverweging van dit beleid alsmede de toepassing van congestiemanagement ter prioritering van 'Groen' transport kunnen in meer ruimte op de aanlandingslocaties resulteren.

Overzicht inpassing offshore windvermogen

Vanuit de argumenten als genoemd in de nadere beschouwing kan het volgende overzicht en de volgende voorkeursvolgorde voor inpassing van offshore windvermogen ontstaan:

- Aanlanding van grootschalig windvermogen geschiedt bij voorkeur in IJmuiden. Via deze locatie kan per 2014 2500 MW in Beverwijk worden aangesloten. Op de langere termijn (rond 2020) kan additioneel 2500 MW op stations Beverwijk of Oterleek worden ingepast.. Daarnaast bestaat de mogelijkheid tot inpassing tot 1500 MW in de ring (op verbinding Diemen-Krimpen).
- Tweede voorkeur is de inpassing van wind bij Borssele. Na het voltooien van het programma Zuidwest380 (2016) lijkt inpassing van 1000 MW offshore windvermogen mogelijk.
- Derde voorkeur is de inpassing van wind bij Eemshaven; na 2016 zou inpassing van 500 MW offshore windvermogen mogelijk kunnen zijn.

Een overzicht van de kosten als gevolg van nodige aanpassingen van het bestaand net is in dit stadium niet goed te calculeren. Een eerste indicatie leert dat deze kosten minimaal 0,5 miljard Euro (verzwaring Diemen-Krimpen-Geertruidenberg) zijn en dat deze kosten – afhankelijk van locatie aanlanding – kunnen oplopen tot €2,5 miljard. Nadere studies moeten deze kosten valideren.

In tabelvorm ontstaat het volgende beeld over de mogelijke inpassingscapaciteiten.

	2014	2016	2018	vanaf 2020
Eemshaven	0	500	500	500
IJmuiden	2500	2500	4000 ¹	6500 ²
Maasvlakte	0	0	0	0
Borssele	0	1000	1000	1000
Totaal	2500	4000	5500	8000

Tabel 3.1: Overzicht inpassing offshore windvermogen per aanlandingslocatie. Via aanlandingslocatie IJmuiden tevens inpassing 'in de Ring'. Getallen geven in de tijd, de gecumuleerde inpassingscapaciteit in MW voor offshore windvermogen weer.

Noot 1: Conditioneel is verzwaring Diemen-Krimpen-Geertruidenberg, (€0,5 miljard)

Noot 2: Conditioneel is verzwaring rond Oterleek (€0,5 miljard)

Mogelijkheden inpassing sluiten goed aan bij beeld concept Nationaal Waterplan

Op 22 december is het ontwerp Nationaal Waterplan (NWP) gepubliceerd. Hierin vindt op hoofdlijnen een integrale afweging plaats van de (toekomstige) inrichting van de Noordzee en van het gebruik ervan. Aan alle belangrijke gebruiksfuncties die hier spelen wordt een visie en een beleidstekst gewijd, zoals visserij, scheepvaart, zandwinning, olie- en gaswinning, natuurbescherming, waterkering en windmolenparken.

In het NWP zijn twee gebieden aangewezen voor windenergie, resp. gebied 'Borssele' en gebied 'IJmuiden'. Het gebied Borssele beslaat 344 km² en zou (met 6 MW per km²) theoretisch 2064 MW offshore windvermogen kunnen accommoderen. Voor het gebied IJmuiden, met 1170 km², zou dit 7020 MW kunnen zijn. In het NWP worden ook andere belangen (zandwinning, olie- en gasconcessies, aanvliegroutes offshore platforms, etc.) in deze gebieden genoemd; deze belangen zullen de beschikbare ruimte voor windparken in deze gebieden verkleinen. Als aanname zou kunnen gelden dat ca. 1/3 van de ruimte niet ter beschikking van windparken kan komen. Deze aanname houdt in dat het maximaal te accommoderen offshore windvermogen resp 1500 MW voor Borssele en 5000 MW voor IJmuiden bedraagt.

Daarnaast zijn in het NWP nog 2 grote zoekgebieden aangewezen waarvoor een opgave voor windenergie geldt. Binnen deze gebieden, resp. gebied 'Hollandse kust' en gebied 'Ten noorden van de Waddeneilanden' geldt een zoekopdracht voor resp. 500 km² (3000 MW) en 167 km² (1000 MW) om windparken te accommoderen.

In het definitieve Nationaal Waterplan (eind 2009) zullen de gebieden worden aangewezen waarbinnen voldoende vergunningen voor windenergieparken kunnen worden verleend om uiteindelijk de doelstelling van 6000 MW in 2020 te kunnen bereiken.

Voor beeldvorming op scenario's en kosten zijn binnen bovengeschetste contouren van het NWP de volgende minimum en maximum waarden voor accommoderen offshore windvermogen aangenomen.

1. Gebied 1 ('Borssele'): 0 – 1500 MW,
2. Gebied 2 ('IJmuiden'): 0 – 5000 MW,
3. Gebied 3 ('Hollandse Kust'): 0 – 3000 MW,
4. Gebied 4 ('Ten Noorden van de Waddeneilanden'): 0 – 1000 MW.

Uitgaande van variatie van te overbruggen afstand tussen windmolenpark en belasting (verbruikscentra) en variatie in spreiding van de positionering van windmolenparken zouden - binnen de geschetste contouren van het NWP en rekening houdend met inpassingmogelijkheden op het transportnet aan land - de volgende scenario's voor ontsluiting van 5500 MW offshore windvermogen opgesteld kunnen worden:

1. Scenario 1: Focus IJmuiden en minimale afstand tot kust; ofwel 3000 MW vanuit gebied 3 (Hollandse Kust) en 2500 MW vanuit gebied 2 (IJmuiden).
2. Scenario 2: Focus IJmuiden en groter afstand; ofwel 1000 MW vanuit gebied 3 (Hollandse Kust) en 4500 MW vanuit gebied 2 (IJmuiden).
3. Scenario 3: Verspreid, minimale afstand tot kust en minimale additionele netverzwaringen aan land; ofwel 1000 MW vanuit gebied 1 (Borssele), 3000 MW vanuit gebied 3 (Hollandse Kust), 1000 MW vanuit gebied 2 (IJmuiden) en 500 MW vanuit gebied 4 (Ten Noorden van de Waddeneilanden).
4. Scenario 4: Verspreid, groter afstand tot IJmuiden en minimale additionele netverzwaringen aan land; ofwel 1000 MW vanuit gebied 1 (Borssele), 1000 MW vanuit gebied 3 (Hollandse Kust), 3000 MW vanuit gebied 2 (IJmuiden) en 500 MW vanuit gebied 4 (Ten Noorden van de Waddeneilanden).

scenario	MW/Gebied				Investeringskosten (MM€)	Additionele kosten netverzwaring (MM€)
	1 (Bor)	2 (IJm)	3 (Hol)	4 (Wad)		
1		2500	3000		3,6	1
2		4500	1000		4,2	1
3	1000	1000	3000	500	3,2	1
4	1000	3000	1000	500	3,7	1

Tabel 3.2: Indicatieve, gemiddelde nominale investeringen voor ontsluiting van 5500 MW offshore windvermogen in verschillende NWP scenario's (exclusief kosten ruimtelijke inpassing op land) alsmede de benodigde additionele kosten voor netverzwaring op land.

Samenvattend kan gesteld worden dat de inpassingsmogelijkheden op het transportnet aan land tamelijk goed aansluiten bij het potentieel aan offshore windvermogen, te genereren uit de beoogde gebieden uit het NWP. De nominale investeringskosten voor ontsluiting van 5500 MW offshore windvermogen varieert tussen €3,2 - €4,2 miljard. Additionele kosten voor netverzwaring op land bedragen – afhankelijk van gekozen scenario - ca. €0,5 of €1 miljard.

3.3 Inzichten en conclusies

Ontsluiten

Door Ecofys zijn veertien netconfiguraties op zee uitgewerkt. Samenvattend kan gezegd worden dat alle beschreven netconfiguraties technisch haalbaar geacht worden.

De nominale investeringskosten van de meest realistische NWP scenario's bedragen variëren tussen ca. 3,2 en 4,2 miljard €. De range voor de investeringskosten voor ontsluiting van het offshore windvermogen wordt bepaald door de te overbruggen transport afstand over zee.

Ecofys heeft aangegeven dat - in geval de landelijk netbeheerder verantwoordelijk zou worden voor het net op zee - de netto contante waarde van de kosten van aanleg en beheer van de uitgewerkte netconfiguraties varieert tussen ca. €3,8 - €9,8 miljard [1]. De range in deze kosten voor ontsluiting van het offshore windvermogen wordt bepaald door de te overbruggen transport afstand over zee, de kosten voor operaties en onderhoud alsmede de omvang van de te compenseren netverliezen.

Inpassen

Eén van de uitgangspunten voor de lange termijn netplanning van het landelijk hoogspanningsnet is dat productie (ook windenergie) zo dicht mogelijk zou moeten plaats vinden bij de netbelasting (de verbruikers). Aanlanding van offshore windvermogen nabij de verbruikscentra (lees: Randstad) voorkomt additionele kosten voor netuitbreiding en –verzwaring op land. Inpassing van 5400 MW offshore windvermogen vergt minimaal €0,5 miljard aan netverzwaringen op land. Grootschalige aanlanding van offshore windvermogen ver van de belasting (Borssele en Eemshaven) kan additionele investeringen op land - tot €2 miljard - met zich meebrengen.

In het definitieve Nationaal Waterplan (eind 2009) zullen de gebieden worden aangewezen waarbinnen voldoende vergunningen voor windenergieparken kunnen worden verleend om uiteindelijk de doelstelling van 6000 MW in 2020 te kunnen bereiken. Een viertal zoekgebieden kent een zwaartepunt voor de kust van IJmuiden (zoekgebieden Hollandse Kust en IJmuiden). Dit betreft ook de voorkeurlocatie vanuit het perspectief van inpassing in het landelijke transportnet.

Het potentieel aan offshore windvermogen, te genereren uit de beoogde gebieden uit het NWP, sluit goed aan bij de inpassingmogelijkheden op het transportnet aan land.

Coördineren

Bij een eventuele verantwoordelijkheid voor de landelijk netbeheerder voor aanleg en beheer van het net op zee zijn substantiële kostenbesparingen mogelijk wanneer gelijke spanningsniveaus worden voorgeschreven in de verbindingen tussen windpark en verzamelstation op zee en die tussen verzamelpunt op zee en aanlandingspunt op het transportnet op land.

Een onafhankelijke netbeheerder kan een belangrijke bijdrage leveren aan de strategische planning van de transmissie infrastructuur op zee. De netbeheerder is in de positie om gebundelde verbindingen als ook een groot aantal kabeltracés en duindoorkruisingen op een afgestemde manier te plannen.

4. Net op zee, verantwoordelijkheden bij de verschillende partijen

Inleiding

4.1 Inleiding

Uitgaande van een ontwikkeling van 5400MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 bedragen de initiële investeringskosten van de beschouwde netconfiguraties – afhankelijk van de in het NWP te kiezen locaties van de windparken - tussen €3,2 en €4,2 miljard.

De netto contante waarde van de totale kosten voor aanleg en exploitatie van de transmissie infrastructuur voor individuele AC verbindingen tussen €6 en €7 miljard. Bij clustering en concentratie dicht bij de kust liggen de kosten tussen de €7 en €9 miljard zolang AC technologieën worden toegepast. Bij gebruik van DC technologie, die de ontsluiting van gebieden ver uit de kust mogelijk maakt, lopen de kosten op tot duidelijk boven de €10 miljard.

Momenteel worden windparken inclusief de verbinding over zee en land tot aan het elektriciteitsnet aangelegd en gefinancierd door de windparkexploitanten. Deze kosten worden (ten dele) gesubsidieerd op basis van de Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE). Op dit moment heeft de landelijk netbeheerder géén wettelijke taak om een net op zee (EEZ) aan te leggen. Hiertoe dient de E-wet te worden aangepast (zie ook hoofdstuk VI).

Indien de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt voor de aanleg en beheer van de netuitbreidingen op zee, liggen – zeker op termijn wanneer grotere vermogens op verder uit de kust gelegen locaties zullen worden ontwikkeld - gebundelde aansluitingsfaciliteiten waarschijnlijk het meest voor de hand. In dat geval is het kostendragerschap voor de exploitant van het windpark beperkt tot de kosten van de groen gemarkeerde delen in onderstaand schematische weergave (windturbines, de kabels tussen windturbines en het (hoogspanning)station van het windpark en de kabels naar het verzamelplatform. De landelijk netbeheerder draagt de rest van de kosten van de uitbreidingsinvesteringen voor het net op zee (incl. evt. kabelstraten of –goten voor de duindoorkruising).

In het huidige regime heeft de landelijk netbeheerder pas verantwoordelijkheid voor de verbinding vanaf het invoedingspunt op het landnet. Indien het voor het landnet vigerende regime volledig (d.w.z. zonder aanpassingen) zou worden uitgebreid naar de EEZ, wordt feitelijk het meetpunt voor de invoeding van windenergie) verplaatst.



Voorgaande zou het volgende kunnen betekenen:

uitbreidingsinvesteringen net op zee & kosten, indien rol netbeheerder

investeringscomponent	rol exploitant windpark	rol netbeheerder	(mede) financiering
windpark	x		SDE
kabels naar hoogspanningsstation windpark	x		SDE
hoogspanningsstation windpark	x		SDE
kabels naar verzamelplatform	x		SDE
verzamelplatform		x	Tarieven
kabel op zee en land		x	Tarieven
inpassing hoogspanningsnet land		x	Tarieven

4.2 Overwegingen bij een grotere rol voor de netbeheerder bij het Net op zee

Core business netbeheerder

De beheerder van het landelijk transportnet heeft al de taak te zorgen voor een veilige, betrouwbare en doelmatige elektriciteitsvoorziening op het land. Het hoogspanningsnet is basis voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening, de ontwikkeling van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt en de transitie naar de gewenste duurzame energievoorziening.

Het ligt dan ook voor de hand deze taak uit te breiden tot in de EEZ, immers:

- leveringszekerheid, betrouwbaarheid/kwaliteit en continuïteit kunnen beter worden geborgd;
- een lagere toetredingsdrempel wordt gecreëerd voor windparkexploitanten bij beschikbaarheid van een net op zee;
- er is transparantie voor wat betreft aansluiting en kosten;
- er is een structuur van toezicht aanwezig (i.c. de Energiekamer)
- voordelen door coördinatie van de operaties in één hand, met name in geval van calamiteiten is snelheid van communicatie en handelen van belang.
- door duurzame windproductie zo dicht mogelijk naar verbruik te brengen, worden de beste technologische oplossingen gezocht; waarbij de optimale afweging van functionaliteit, kosten en risico's wordt gemaakt;
- door coördinatie van planologische processen wordt het aantal kustdoorsnijdingen geminimaliseerd;
- wordt bovendien gewerkt aan de verdere ontwikkeling de Europese markt en op termijn gezamenlijke ontsluiting van duurzame energie op de Noordzee ('supergrid').

Core business windmolenparkeigenaar

Redenerend vanuit de projectontwikkelaars / windparkeigenaren is, vanuit algemeen oogpunt van risicoperceptie, te verwachten dat zij hun bedrijfseconomisch risico bij voorkeur wensen te beperken tot de benodigde kabelverbindingen ten behoeve van hun eigen windparken ('manage your own risk') en zich daarbij minder zullen richten op de overwegingen of omstandigheden van de overige exploitanten. Eventuele samenwerking en bijbehorende efficiëntie is wel te verwachten in die gevallen

waarbij gezamenlijk optreden voordeel zal bieden. Verder betekent een kostendragerschap voor windmolenparkeigenaren dat door de nodige omvangrijke investeringen in netwerken, de verhouding met de core-business –het exploiteren van wind op zee- verslechtert.

Indien de investeringen in de benodigde kabelverbindingen zouden worden uitgevoerd door een marktpartij (al dan niet dezelfde als één van de initiatiefnemers van een op die kabel aangesloten windpark) zou dit de samenwerking tussen windpark en elektriciteitsnet in operationele zin kunnen compliceren. Dit zou ook de onzekerheid van de toekomstige rentabiliteit van het individuele windpark kunnen verhogen. Die samenwerking zal immers betrekking hebben op de locatiekeuze van individuele parken en de gekozen kabelconfiguratie, de technische vormgeving, de kosten, de afspraken met de netbeheerder en ook de timing van een en ander. De ontwikkelingsscenario's van de overheid en de beschikbaarheid van SDE-ondersteuning in de tijd zijn eveneens van invloed op de kosten en capaciteitsbenutting van een dergelijke specifieke kabelverbinding. Overigens is op te merken dat ingeval de SDE zou worden ingezet om -naast de windmolenparken- ook netwerken te subsidiëren in een omvang als bij kabels, dit problemen met zich mee kan brengen.. Op basis hiervan sluit de SDE in beginsel niet goed aan als instrument om een omvangrijk netwerk te financieren. Voor investeringen in een net gelden andere financiële uitgangspunten, zoals bijvoorbeeld ten aanzien van periode van afschrijving, risico en rendementsgrondslag. In het geval van financiering van het netwerk door windparkexploitanten vraagt dit om een meer toegesneden subsidiemethodiek voor een netwerkbijdrage dan de SDE.

Los van deze beschouwingen over de rol van marktpartijen bij de aanleg van complexe netwerken op zee, zal duidelijk zijn dat men ook niet al te grote verwachtingen mag koesteren over het beheer daarvan. Ter illustratie moge bijvoorbeeld het zogenaamde Trident-initiatief dienen van drie projectontwikkelaars in 2007 waarbij de bereidheid tot samenwerking feitelijk beperkt bleef tot de eventuele aanleg van de kabelconfiguraties waarna men de verbinding en het beheer daarvan daarna liefst meteen aan de netbeheerder wilde overdragen.

De accuratesse en snelheid van handelen van marktpartijen zullen mogelijk groter zijn dan die van een netbeheerder. Echter de mogelijke winst wordt hier beperkt indien er sprake is van een 'verplichte' aansluiting bij één netbeheerder, bij bijvoorbeeld een verzamelplatform op zee. Voor de individuele exploitant ontstaan dan behalve een afhankelijke situatie mogelijk ook suboptimale oplossingen. Het Nationaal Water Plan en de besluitvormingsprocedure in de afgelopen jaren over de aanwijzing van gebieden voor de oprichting van windparken op zee, tonen aan dat met vele randvoorwaarden rekening gehouden moet worden: scheepvaartveiligheid, de winning van bouwgrondstoffen, visserij, natuurfunctie, ecologie, enz. Dat kan per windturbinepark en per exploitant leiden tot verschillende (maatschappelijke) kosten voor mitigatie en exploitatiemogelijkheden. Daar komt bij dat door relatief schaarse locatiemogelijkheden en ruimtelijk beleid, de exploitant 'gedwongen' wordt tot duurdere netwerkoplossingen dan vanuit bedrijfseconomische redenen gewenst. Voor de overheid zullen de te maken meerkosten uit oogpunt van maatschappelijk gewenste andere belangen tot andere overwegingen kunnen leiden.

Ook op land vormt de ruimtelijke inpassingproblematiek van kabeltracés vaak een inperking van de keuzevrijheid van initiatiefnemers voor de aansluiting van windparken op zee. Behalve het eventuele traceringsprobleem voor de aansluitkabel blijkt er in toenemende mate ook sprake te kunnen zijn van een tekortschieten van de netcapaciteit.

Een beperkt aantal duindoorkruisingen waarmee alle verbindingen van het 6000 MW omvattende productiepark op zee met het net kunnen worden verbonden, zal waarschijnlijk goedkoper zijn dan telkens opnieuw de duinen voor individuele doorkruisingen open te moeten leggen. Individuele duindoorkruisingen en stations zullen op den duur de ontwikkeling van 6000 MW ernstig bemoeilijken, zo niet onmogelijk maken.

Eenzelfde redenering kan worden gehanteerd voor wat betreft de ruimtelijke reserveringen en ecologische effecten. Indien deze door de netbeheerder vanaf de lange termijn netplanning ter hand worden genomen zal dit een optimalisatie van tijd, geld en moeite inhouden ten opzichte van een groot aantal individuele benaderingen waarvan locatie en timing op voorhand waarschijnlijk veel moeilijker te voorspellen is. De toepassing van de Rijks coördinatie procedure kan overigens nog helpen bij coördinatie en versnelling van vigerende besluitvormingsprocedures. (zie ook H V).

Hier staat tegenover, dat een verantwoordelijkheid voor aanleg en beheer van het net op zee bij de landelijk netbeheerder een verdere inperking inhoudt van de vrijheid van locatiekeuze van de individuele windparkexploitant.

4.3 Overige overwegingen

Politiek risico

In het algemeen zullen SDE-subsidies eerder in serie dan parallel worden verstrekt voor windparken op zee. Dit gevoegd bij de unieke planning van de realisatie van windparken in verband met inkoop van turbines en diensten (bouw/logistiek) maakt de aanleg van gebundelde netfaciliteiten door marktpartijen minder aantrekkelijk. Zelfs in geval er tussen marktpartijen en netbeheerder overeenstemming wordt bereikt over de technische considerata daarvan blijft er een belangrijk financieringsrisico bestaan, indien de overheid niet op voorhand garanties verstrekt voor de benodigde SDE-vergoedingen en de capaciteitsbenutting van de investeringen. Iedere wijziging in het overheidsbeleid die het ontwikkelingstempo van de windparken en de verwachte stroomopbrengsten beïnvloedt (beschikbaarheid van vergunningen en subsidies) is van invloed op de bedrijfseconomische dekking van de gepleegde netinvesteringen zonder dat marktpartijen daar zelf invloed op uit kunnen oefenen.

Overige politieke overwegingen

De complexe besluitvormingsprocedure in de afgelopen jaren over de aanwijzing van gebieden voor de oprichting van windparken op zee toont aan, dat de overheid - behalve met haar ambitieuze doelstellingen op het terrein van duurzame energie – nog met vele andere randvoorwaarden te maken heeft: scheepvaartveiligheid, de winning van bouwgrondstoffen, de natuurfunctie en dergelijke. De ontwikkeling van een ruimtelijke ordening op een reeds volle zee lijkt zich dan maar matig te verhouden met de onder het sociaaleconomische beleid nagestreefde vrijheid van locatiekeuze voor de individuele projectontwikkelaar. Voor de overheid zal bundeling van kabelconfiguraties ongeacht de afstand tot de kust ten minste ruimtelijke voordelen met zich brengen. Zoals eerder aangegeven zal de individuele projectontwikkelaar vanuit het streven naar kosten en risico beperking zich in eerste instantie zo veel mogelijk wensen te beperken tot de aanleg van individuele aansluitingen zo dicht mogelijk bij het net op land.

Investeringsklimaat voor duurzame energie

Een keuze van de overheid om zelf via de landelijk netbeheerder de verantwoordelijkheid te nemen voor planning, aanleg en beheer van het elektriciteitsnet op zee verankert de ambitie en toont vastberadenheid in het realiseren van de doelstelling van 6000 MW op zee. In navolging van de in sommige buitenlandse gevestigde praktijk voegt ook de Nederlandse overheid met reële stappen de serieuze daad bij het woord in planning, voorbereiding en uitvoering van de netinpassing van grootschalig offshore windvermogen. Het verankeren van die notie in algemene maatschappelijke perceptie brengt het realiseren van de duurzame energie doelstelling aanzienlijk dichterbij.

Buitenlandse praktijken

De in het buitenland gevolgde praktijken bieden geen eensluidende argumenten voor een voorkeur voor een subsidieregime of een verantwoordelijkheid voor de landelijk netbeheerder. Dit hangt wellicht samen met het feit dat het gehele beleidskader voor wind op zee in de meeste landen nog steeds in ontwikkeling is.

In Denemarken werd de verantwoordelijkheid voor de verbinding naar het offshore windpark Horn's Rev (en ook voor de latere windparken) bij de landelijk netbeheerder gelegd. Hierdoor ontstond een substantiële verlaging van financieringslasten en risico's voor de windparkexploitanten. In navolging daarvan is in 2007 in Duitsland de beslissing genomen om de TSO's verantwoordelijk te maken voor de aanleg van de verbindingen voor de aan te leggen windparken op zee. In andere landen met windparken op zee, zoals Zweden en België, is de situatie iets minder eenduidig. Het VK daarentegen illustreert dat het ook anders kan. Daar richt men zich bijvoorbeeld zelfs op de oprichting van een of meer speciale TSO's voor Wind op Zee, waarvoor onder private partijen een tender zal worden georganiseerd. Dat kan alleen maar omdat in het geheel van het beleidskader voor Wind op Zee maatregelen zijn ingebouwd die het aantrekkelijk maken voor private partijen om een dergelijke rol te ambiëren.

In de huidige reguleringssystematiek worden de tarieven van de landelijk netbeheerder berekend door de toegestane inkomsten van zowel de transportdiensten als de systeemdiensten te verdelen over de betreffende kostendragers. Hoe deze verdeling dient te geschieden, is vastgelegd in de Tarievenscode.

De totale inkomsten van de transportdiensten zijn grotendeels gebaseerd op het methodebesluit transporttaken. Om de landelijk netbeheerder te dwingen tot een kostenefficiënte aanleg en beheer van het elektriciteitsnet wordt in het Methodebesluit weergegeven hoe de hoogte van een doelmatigheidskorting (x-factor) wordt berekend. Het Methode besluit geldt voor minimaal drie en maximaal 5 jaar. In een z.g. x-factorbesluit wordt vastgelegd op welke wijze financiële invulling wordt gegeven aan het Methodebesluit voor bepalen van de x-factor resulteert.

De totale inkomsten voor een bepaald jaar worden berekend door de totale inkomsten van het voorgaande jaar te corrigeren met inflatie en de x-factor (cpi-x). In deze totale inkomsten zit een vergoeding voor zowel kapitaalkosten (afschrijvingen + vermogenskostenvergoeding) als operationele kosten verwerkt. Voor de landelijk netbeheerder betreft dit de Extra Hoog Spannings- (EHS) en Hoog Spannings (HS)-netvlakken inclusief aanmerkelijke investeringen.

Financiële impact

Twee configuraties uit het rapport van Ecofys zijn doorgerekend op basis van het 4^e methodebesluit

van de landelijk netbeheerder en op basis van de huidige tarievenssystematiek (2008). Uitgangspunt is het huidige gemiddelde gebruik van een huishouden van 3750 kWh (bron; CBS).

Het scenario Scenario 'Focus IJmuiden' HVAC 150 kV verspreid (investering 4,4 miljard, 119 miljoen kosten netverliezen per jaar en operationele kosten 89 mln. per jaar), betekent een stijging van circa 25 EUR per huishouden per jaar gedurende 20 jaar. Het Scenario 'Focus IJmuiden' HVDC 150 kV geclusterd (investering 5 miljard, 318 miljoen kosten netverliezen per jaar en operationele kosten 270 miljoen per jaar) betekent een stijging met circa 45 EUR per huishouden per jaar gedurende 20 jaar. De gehanteerde cijfers zijn schattingen die horen bij de huidige onderzoeksfase en de huidige context (huidige tarieven, tariefdragere en volumes), en gelden dus slechts als indicaties! Belangrijke aannames bij deze berekening is dat alle kosten zich gelijk in het eerste jaar voordoen en dat de investering in 20 jaar wordt afgeschreven. De stijging van de transport- en systeemdienstentarieven voor een huishouden moet afgezet worden tegen het huidige gemiddelde van deze tarieven voor een huishouden, te weten circa 120 €per jaar. Indien langere afschrijvingstermijnen worden gehanteerd, worden de kosten per huishouden lager.

Nadere beschouwing tarieven

Naar verwachting brengt het maken van een aansluiting op een net op zee hoge kosten met zich mee voor de netbeheerder. Daarmee kan de wijze van berekening van het tarief waarvoor afnemers aangesloten zullen worden, op het net op zee afwijkend zijn ten opzichte van de berekeningswijze voor reguliere netten. Voorts zou de verdeling van de kosten die gemaakt worden voor aanpassingen aan het net een andere kunnen zijn (gedacht kan worden aan een andere verdeling van toerekening naar producenten, afnemers en overige netbeheerders). Met andere woorden: voor een net op zee zouden mogelijk andere afspraken moeten worden gemaakt over de doorrekening naar tarieven.

Als gevolg van de voor een net op zee benodigde investeringen zullen de kosten voor aanleg en beheer hoger worden voor de landelijk netbeheerder. Daarentegen zullen de budgetten die nodig zijn voor de verstrekking van SDE-subsidies verlaagd kunnen worden. Voor het beheersen van deze kosten zullen de meerkosten van (netwerk-) investeringen in ieder geval afgewogen moeten worden tegen de effecten van verminderde behoefte aan SDE-subsidie door de windparkexploitanten. Indien de collectief hogere elektriciteitsrekening in omvang ongeveer gelijk is aan de lagere behoefte aan SDE-budgetten, zou dit er voor pleiten om de bedrijfseconomische verantwoordelijkheden bij de exploitant te laten. Daar staat echter tegenover, dat met het kostendragerschap voor aanleg en beheer bij de landelijk netbeheerder ook het eigendom over net op zee wordt verkregen. Daarnaast zal deze – zoals hierboven al is aangegeven – beter rekening kunnen en moeten houden met aspecten van collectief belang. Voor de overheid zal bundeling van kabelconfiguraties ongeacht de afstand tot de kust ten minste ruimtelijke voordelen met zich brengen.

Financierbaarheid, solvabiliteit

Bij de financierbaarheid van een netwerkconfiguratie op zee stelt Ecofys dat in principe de financieringslasten van deze investeringen lager uitvallen als deze onder de landelijk netbeheerder geplaatst worden, dan wanneer deze investeringen ondergebracht worden bij commerciële windparkexploitanten. Ecofys gaat ervan uit dat de landelijk netbeheerder in de omstandigheid verkeert om gunstiger financieringsvoorwaarden (rentetarieven, afschrijvingstermijnen) te hanteren dan de afzonderlijke marktpartijen. Deze omstandigheid pleit voor het onderbrengen van beheer en lasten bij de landelijk netbeheerder. Het is immers aannemelijk dat dit uitgangspunt van een relatief betere positie ook geldt in de huidige economische omstandigheden. Gelet echter op de totale omvang van de majeure investeringsbehoefte voor het Net op zee, zal de bevestiging van zo'n betere financierbaarheid uiteindelijk in de praktijk moeten worden verkregen.

4.4 Conclusie

In dit hoofdstuk is nader in gegaan op de voor- en nadelen van het ontsluiten van windenergie door de windparkexploitanten versus aanleg en beheer door de landelijk netbeheerder. Vanuit algemene principes van economisch beleid bestaat er voor de gewenste accuratesse en vrijheid van markt handelen een voorkeur voor een systematiek waarbij de exploitant de kosten draagt en zo de eigen verantwoordelijkheid kan nemen voor kostenefficiënte oplossingen. In dat geval wordt ervan uitgegaan dat de netexploitant een op de netwerkkenmerken afgestemd subsidie-instrumentarium krijgt aangeboden die de kosten van het net afdekken.

Het principe van kostendragerschap heeft bij een overdracht van de verantwoordelijkheid voor aanleg en beheer naar de landelijk netbeheerder niet alleen betrekking op de benodigde investeringen tussen de hoogspanningsstations van individuele windparken en aansluiting op het landnet. Afhankelijk van de locatie en technologische oplossing betreft het hier ook omvangrijke kosten voor het beheer (O&M kosten en elektrische verliezen).

Daar staat tegenover, dat de volgende constatering argumenten bieden voor aanleg en beheer van een net op zee te borgen bij een landelijk netbeheerder:

- argumenten verbonden aan scheiding van netwerk en commercieel bedrijf, zoals scheiding van risico's, voorzieningszekerheid, betrouwbaarheid van levering, continuïteit en transparantie alsook de verwachting van toegepaste spanningsniveaus van 110 kV en hoger leiden tot noties dat beheer en kostendragerschap door een onafhankelijke netbeheerder gewenst is.
- beperkte samenwerking tussen marktpartijen bij de oprichting van gebundelde netfaciliteiten;
- ruimtelijke inpassing van duurzame energie projecten te midden van andere functies;
- onafhankelijk netbeheer van aanzienlijke netuitbreidingen op zee;
- financierbaarheid van aanzienlijke netuitbreidingen op zee;
- impact op het investeringsklimaat voor duurzame energie.

Onder het huidige kader van de Elektriciteitswet kunnen in principe dezelfde doelen gerealiseerd worden, doch dienen daarvoor tegelijkertijd onder andere reguleringskaders (ruimtelijk, SDE, Codes) op termijn houdbare maatregelen te worden getroffen. Op basis van het voorgaande pleiten meer argumenten voor het kostendragerschap en beheer via de (landelijk) netbeheerder dan tegen.

Vanwege het bijzondere karakter van een net op zee, is het vanuit beleidsmatig oogpunt goed voorstelbaar dat het net op zee aan een (gedeeltelijk) ander reguleringsregime zou worden onderworpen. Gezien de hoge kosten waarmee de netbeheerder wordt geconfronteerd kan worden overwogen af te wijken van huidige berekeningen van tarieven respectievelijk het heroverwegen van de tariefstructuur zoals deze geldt voor de huidige reguliere netten. Het verdient aanbeveling om daarover snel duidelijke besluiten te nemen. Wellicht vormt de eerder aan de Tweede Kamer toegezegde Evaluatie van het Reguleringskader in 2010 een goed kader voor nadere uitwerking van één en ander.

Bereiken van 20 – 20 - 20

De Europese 20-20-20 doelstelling (20% minder CO₂, 20% duurzame energie opwekking en 20% energiebesparing in 2020) is in Nederland onder andere vertaald naar een doelstelling van 6000 MW offshore windvermogen. De 6000 MW offshore windvermogen vormt meer dan eenderde van de totale 2020 ambitie. Dit betekent dat concrete stappen moeten worden gezet om deze ambitie daadwerkelijk te realiseren.

Een keuze van de overheid om zelf via de landelijk netbeheerder de verantwoordelijkheid te nemen voor planning, aanleg en beheer van het elektriciteitsnet op zee verankert de ambitie en toont vastberadenheid in het realiseren van de doelstelling van 6000 MW op zee. In navolging van de in sommige buitenlandse gevestigde praktijk voegt ook de Nederlandse overheid met reële stappen de serieuze daad bij het woord in planning, voorbereiding en uitvoering van de netinpassing van grootschalig offshore windvermogen. Het verankeren van die notie in algemene maatschappelijke perceptie brengt het realiseren van de duurzame energie doelstelling aanzienlijk dichterbij.

Dat vergt duidelijkheid voor windparkexploitanten voor wat betreft locaties (NWP), subsidies en vergunningen. Het aanleggen van netten op zee is niet een rol die windparkexploitanten individueel of gezamenlijk lijken op te pakken. Om de ambitie van 6000 MW in 2020 waar te maken is een grootschalige facilitering van de markt noodzakelijk en lijkt vorm te kunnen krijgen door het aanleggen en beheren van een net op zee bij één partij te borgen. De landelijk netbeheerder kan op gecoördineerde wijze planning, voorbereiding, uitvoering en beheer van de ontsluiting van grootschalig offshore windvermogen realiseren. Overwegingen die verband houden met de verdeling van schaarse ruimte (op zee en land), de omvang van de benodigde financiële middelen en versnelling van doorlooptijden zullen door de landelijk netbeheerder in de te nemen beslissingen kunnen worden meegenomen.

5. Ruimtelijke Wet- en Regelgeving wind op zee - een verkenning van instrumenten in relatie tot doorlooptijden

5.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de wijze waarop de ruimtelijke besluitvorming plaats vindt. Eerst wordt ingegaan op het beleidskader en de huidige relevante wet- en regelgeving; vervolgens wordt aangegeven welke verschillende besluitvormingsprocedures er zijn en welke proceduretijd daarmee is gemoeid. Er wordt vervolgens ingegaan op de vraag of en hoe die proceduretijd kan worden verkort. Ook wordt ingegaan op de voor- en nadelen vanuit regelgeving gezien van het aan één partij opdragen van kabelaanleg en –beheer. Tot slot wordt een aantal aanbevelingen gedaan.

5.2 Beleidskader: SEV-III, RO-plannen en Nationaal Waterplan

Plannen op basis van de Elektriciteitswet, de Wet ruimtelijke ordening en de (ontwerp-)Waterwet vormen de belangrijkste beleidskaders voor de besluitvorming over en realisering van elektriciteitsverbindingen. In deze paragraaf worden de plannen beschreven. In hoofdstuk 6 wordt ingegaan op de vraag of aanleg en beheer van verbindingen tussen windparken op zee en het landelijke net door een netbeheerder mogelijk is op grond van de Elektriciteitswet.

Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (op basis van Elektriciteitswet en Wet ruimtelijke ordening)

Door het kabinet is in het voorjaar van 2008 het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) gepubliceerd. Momenteel worden inspraakreacties verwerkt. Naar verwachting treedt het SEV III in de loop van 2009 in werking. Voor de aansluiting van windparken zijn in SEV III Borssele, Maasvlakte en Beverwijk als locaties aangewezen waar voor de inpassing van grootschalig offshore windvermogen hoogspanningsverbindingen kunnen worden aangesloten op het bestaande hoogspanningsnet. In aanvulling op de Nota Ruimte is nog opgenomen, dat de aanleg van hoogspanningsverbindingen van 220 kV en hoger voor de aansluiting van windturbineparken op zee op het bestaande hoogspanningsnet geacht wordt plaats te vinden om ‘dwingende reden van groot openbaar belang’.

Op de aansluitingen van windmolenparken op een lagere spanning dan 220kV als zodanig is het SEV III niet van toepassing. In SEV III is aangegeven dat de keuze van 150 kV, 220 kV of 380 kV geen consequentie heeft voor de gekozen locaties. Het SEV III biedt ook de mogelijkheid op andere locaties grootschalige aansluitingen te realiseren. In die gevallen is een extra motivatie voor die locatie in het ruimtelijk besluit noodzakelijk..

De combinatie van SEV III en de Elektriciteitswet biedt het Rijk de mogelijkheid om te besluiten dat voor de aanleg van verbindingen die onderdeel gaan uitmaken van het hoogspanningsnet een rijksinpassingsplan moet worden opgesteld (paragraaf 3.5.2, Wro) en de rijkscoördinatieregeling (paragraaf 3.6.3 Wro) van toepassing is.

Wet ruimtelijke ordening

Op grond van art. 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening (in werking getreden op 1-7-2008) kan de minister van VROM, in overeenstemming met de ministers die het aangaat, ten behoeve van een goede nationale ruimtelijke ordening één of meer structuurvisies vaststellen voor het gehele land. De structuurvisie bevat de hoofdlijnen van de voorgenomen ontwikkeling van dat gebied. De structuurvisie gaat tevens in op de wijze waarop Onze Minister zich voorstelt die voorgenomen ontwikkeling te doen verwezenlijken. Uit art. 1.1.2a volgt dat dit ook opgaat voor de onder- en bovengrond op verschillende niveaus, alsmede water, de territoriale zee en de exclusieve economische

zone. Het Nationale Waterplan (NWP) is volgens de Waterwet tevens een structuurvisie art. 2.3 Wro. In de nieuwe Wro is in geval van een rijksbelang aan de Minister van VROM de bevoegdheid toegekend om een rijksinpassingsplan (een rijksalternatief voor een gemeentelijk bestemmingsplan) op te stellen; deze bevoegdheid strekt zich ook uit tot de Noordzee (met inbegrip van de EEZ). De Wro biedt daarmee gelegenheid tot ruimere toepassing van een rijkscoördinatieprocedure dan alleen voor de in de Elektriciteitswet genoemde projecten van 220 kV en hoger.

Concept Nationaal Waterplan

Op 22 december is het ontwerp Nationaal Waterplan (NWP) gepubliceerd. Hierin vindt op hoofdlijnen een integrale afweging plaats van de (toekomstige) inrichting van de Noordzee en van het gebruik ervan. Aan alle belangrijke gebruiksfuncties die hier spelen, zoals visserij, scheepvaart, zandwinning, olie- en gaswinning, natuurbescherming, waterkering en windmolenparken, wordt een visie en een beleidstekst gewijd. In het NWP zijn voor de opwekking van windenergie twee gebieden aangewezen ('Borssele' en 'IJmuiden-Ver'), terwijl ook nog twee grote zoekgebieden zijn aangewezen waarvoor een opgave voor windenergie geldt ('Hollandse kust': 3000 MW en 'Ten noorden van de Waddeneilanden': 1000 MW). In het definitieve Nationaal Waterplan (eind 2009) zullen de gebieden worden aangewezen waarbinnen voldoende vergunningen voor windenergieparken kunnen worden verleend om uiteindelijk de doelstelling van 6000 MW in 2020 te realiseren. Het ontwerp-NWP bevat (nog) geen specifieke uitspraken over de manier waarop verbindingen tussen windgebieden en het landelijke net tot stand moeten komen. Wel staat in de bijlage over de Noordzee een capaciteitsschatting van de inpassing.

5.3 Ruimtelijke besluitvorming

In deze paragraaf wordt ingegaan op de mogelijkheden van ruimtelijke besluitvorming. Er blijkt geen sprake van eenduidige besluitvormingsprocedures voor de aanleg van aansluitingen. Dit is van vele factoren afhankelijk, zowel technische (zoals transportvermogen) als ruimtelijke (zoals gevoelig gebied) en juridische (SEV III). Idealiter zou er - alvorens met de ruimtelijke besluitvormingsprocedures te beginnen – al duidelijkheid moeten zijn over de belangrijkste uitgangspunten van het project. Als er meerdere technische mogelijkheden zijn, kan het verleidelijk zijn om de definitieve oplossing maar uit de ruimtelijke besluitvorming te laten komen. Dan kan het echter gebeuren dat een omslachtige procedure het gevolg is.

De vigerende wettelijke kaders bepalen vervolgens welk planologisch traject gestart moet worden. Voor elektriciteitsprojecten op land met spanningsniveaus van 220kV kan op basis van de Elektriciteitswet toepassing plaatsvinden van rijksinpassingsplan en rijkscoördinatieregeling. Voor projecten met lagere spanningsniveaus en bij kabeltrace's in zee moet eerst een z.g. "toetredingsbesluit" tot de rijkscoördinatieregeling worden genomen door de minister van EZ in overleg met de minister van VROM.

Verder speelt een rol in de besluitvormingsprocedure:

SEV III: is de aansluitlocatie aangewezen voor grootschalige productie? Zo nee, dan dient voor de locatiekeuze een extra motivatie te worden opgesteld. Dit is bijvoorbeeld voor de locaties Oterleek en Eemshaven het geval.

Wordt er met de kabelverbinding een gevoelig gebied (cultuurhistorie, natuur, archeologie enz) gekruist, dan geldt een m.e.r.-beoordelingsplicht. Deze mer-beoordelingsplicht geldt b.v. wel bij Borssele, Maasvlakte en Eemshaven, maar niet bij Beverwijk.

Onder de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de EEZ' moet in de EEZ voor windparken en bijbehorende kabels een m.e.r.-procedure worden gevolgd. Ter voorkoming van een te late discussie over m.e.r.-plicht is het raadzaam om deze beleidsregels zo te interpreteren dat deze

m.e.r.-vereisten ook van

toepassing zijn voor afzonderlijke kabelverbindingen (incl. eventuele verzamelstations).

5.4 Besluitvorming op zee en op land

Er bestaan enkele verschillen in de wet- en regelgeving voor projecten op land, op de territoriale zee en in de Exclusieve Economische Zone (EEZ). Het land (tot 1 km uit de kust) is gemeentelijk ingedeeld. De zee is rijksgebied. Vanuit de Wro volgt dat bestemmingsplannen tot 1 km uit de kust kunnen worden vastgesteld. Het Rijk (de minister van Verkeer en Waterstaat) is verantwoordelijk voor de rest van de Noordzee.

De meeste wet- en regelgeving is van toepassing op de territoriale zee, tot 12 zeemijl uit de kust. Daarbuiten (de EEZ) geldt een beperkt aantal wetten, zoals b.v. de Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr). De Wbr zal in 2010 opgaan in de Waterwet. De teksten van het ontwerp voor de Waterwet geven een indicatie dat er voor de praktijk van vergunningverlening maar weinig zal veranderen.

Indien er geen rijksinpassingsplan (paragraaf 3.5.2 Wro) of rijkscoördinatieregeling (paragraaf 3.6.3 Wro) wordt toegepast, dan zullen er voor de aanleg van de aansluiting onder de verschillende aanvraagprocedures besluiten worden genomen door de bevoegde instanties, zonder dat daarover onderlinge coördinatie heeft plaats gevonden.

Het belangrijkste ruimtelijke besluit verschilt voor land en zee. Op land dient een bestemmingsplanprocedure doorlopen te worden, op de territoriale zee en in de EEZ gaat de ruimtelijke besluitvorming via de Wbr-vergunning.

5.5 Relatie met milieu-effectrapportage

Voor de vaststelling van het Nationale WaterPlan en het SEV III is er een plan-MER opgesteld. Daarmee zijn de globale ligging van de windgebieden en de aanlandingspunten voor de windparken op zee feitelijk al bepaald. Nut en noodzaak hoeven dan niet meer te worden aangetoond. Een check wordt aangeraden op de vraag of deze plan-MERs ook voldoende informatie bevatten over de kabelverbindingen van windparken op zee.

Uit het Besluit m.e.r. volgt in welke gevallen een Milieu Effect Rapport (MER), dan wel een MER-beoordeling vereist is. Of een MER dan wel een MER-beoordeling vereist is volgt uit de bijlagen C en D van het Besluit. Zowel de lengte van de verbinding, de aard van het gebied, de gehanteerde spanning en ondergrondse dan wel bovengrondse aanleg spelen hierbij een rol (zie bijlage 1). Bij een mer-beoordelingsplicht is sprake van een beoordeling door het bevoegd gezag of er vanwege de bijzondere omstandigheden van een project dusdanige belangrijke nadelige gevolgen voor het milieu kunnen zijn dat bij de voorbereiding van het besluit een MER gemaakt moet worden. Op voorhand zal veelal niet duidelijk zijn in hoeverre het besluit over zo'n mer-beoordelingsplicht de besluitvormingsprocedure nu zal bekorten of juist verlengen.

In de territoriale zee buiten de 1 km zone is een Wbr-vergunning met een MER vereist, afhankelijk van het te transporteren vermogen en het doorsnijden van gevoelige gebieden (zie bijlage 2). In onderstaande tabel worden de verschillende mogelijkheden aangegeven waarop de ruimtelijke besluitvorming plaats kan vinden tot de 1 km zone uit de kust.

Spanning	niet gevoelig gebied	gevoelig gebied (zie Bijlage 2)	meer dan 15 km bovengronds	Rijksinpassingsplan	rijkscoördinatie-regeling	aanlandingslocatie in SEV III?
110kV	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	nee	na aanwijzingsbesluit	
150kV	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	Geen MER-plicht, wel MER-beoordelingsplicht	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	nee	na aanwijzingsbesluit	
220kV of meer	geen MER- of MER-beoordelingsplicht	Geen MER-plicht, wel MER-beoordelingsplicht	MER-plicht	ja, mits aansluiting onderdeel uitmaakt van HV-net	indien aansluiting onderdeel uit maakt van net	nee: gemotiveerd besluit inpassingsplan

In aanvulling op bovenstaande tabel zij er nog op gewezen dat in de EEZ (waar het Besluit m.e.r. niet geldt) op grond van de in par. 5.3 genoemde Beleidsregels ook m.e.r.-plicht mag worden verondersteld voor een Wbr-vergunningaanvraag voor de aanleg van de verbinding met een offshore windpark. De huidige praktijk is, dat in het MER voor een windpark het gehele tracé van de verbinding wordt beschouwd, dus met inbegrip van het gedeelte in de territoriale zee en op het land.

5.6 Coördinatieprocedures en doorlooptijden

Uit de voorgaande paragrafen bleek, dat de ruimtelijke situatie (land, 1 km zone of zee) en het te transporteren vermogen bepalen welke besluitvormingsprocedures gevolgd moeten worden. Omdat er op zee ook nog sprake is van enkele naast elkaar lopende procedures (zoals Wbr, NB, FF e.d.) is er dus geen sprake van "de" universele besluitvormingsprocedure.

Op territoriaal gebied zijn bovendien een groot aantal andere vergunningen vereist. Te denken valt aan bouwvergunning, keurontheffing, enz. Zie voor een overzicht Bijlage 4. In deze paragraaf wordt op een aantal mogelijke vormen van coördinatie van al deze procedures ingegaan.

De Wro biedt, zoals eerder aangegeven, de mogelijkheid om bij projecten van nationaal belang een rijksinpassingsplan vast te stellen voor delen van het volledige Nederlandse grondgebied inclusief de EEZ. Er bestaat op dit moment geen rijksinpassingsplan (= bestemmingsplan) voor de Noordzee; alleen voor de strook voor de kust (in het algemeen tot 1 km uit de kust) hebben de meeste gemeenten wel de bestemmingen vastgelegd of zullen zij dit binnenkort op grond van de (nieuwe) Wro gaan doen. De Wro biedt de minister van VROM de mogelijkheid een rijksinpassingsplan vast te stellen, ook binnen de EEZ. Dat kan alleen gebeuren indien deze minister andere bestuursorganen gehoord heeft. In dit geval zullen dat de ministers van Verkeer en Waterstaat en van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit zijn, en mogelijk ook die van Economische Zaken en Defensie.

Op de vergunningverlening op land zal binnenkort (onder de Elektriciteitswet) de rijkscoördinatieregeling van de Wro van toepassing zijn indien er sprake is van een verbinding van 220 kV of meer. Om de besluitvorming met de Wbr-vergunning parallel te laten lopen, kan er voor een opzet gekozen worden waarbij de rijkscoördinatieregeling (Elektriciteitswet, artikel 20a) parallel loopt aan de Wbr-procedures voor het gebied buiten de 1 km zone. Binnen de 1km zone maakt de

Wbr-vergunning onderdeel uit van de rijkscoördinatieregeling.

Projecten met een lagere spanning kunnen zonder consequenties vanuit SEV-III overal aangesloten worden. Voor het verkrijgen van de vergunningen is de toepassing van de rijkscoördinatieregeling niet de regel. Wel zou dan gekozen kunnen worden voor een vrijwillige coördinatie op grond van een coördinatieregeling uit afd. 3.6 van de Wro. Die coördinatie vergt dus afspraken tussen alle betrokken instanties, en dat kan tijd kosten.

Afhankelijk van de te volgen procedure verschilt dus de tijd voordat een definitief besluit genomen kan worden. Ook is er wettelijk alleen sprake van termijnen van orde en leert ervaring dat bij projecten met een grote ruimtelijke component veel voorbereidingstijd nodig is om tot een goede integrale afweging van belangen te komen. Indien er met een startnotitie-MER, een MER, een Rijksinpassingsplan en Wbr-vergunning en de rijkscoördinatieregeling gewerkt wordt, moet rekening gehouden worden met een totale proceduretijd inclusief voorbereiding en beroepsprocedures van circa 5 jaar. Hieronder volgt een overzicht van de procedure indien er een MER en een Rijksinpassingsplan opgesteld wordt en de rijkscoördinatieregeling wordt toegepast.

Opstellen startnotitie MER (6 maanden)

Inspraak startnotitie, richtlijnenadvies Commissie m.e.r. en vaststellen richtlijnen (6 maanden)

Opstellen MER en Rijksinpassingsplan (24 maanden)

Opstellen vergunningaanvragen (6 maanden)

Opstellen ontwerpvergunningen (3 maanden)

Beroepsprocedures Rijksinpassingsplan en vergunningen en definitieve besluiten (12 maanden)

De stappen van de m.e.r.-procedure zijn dus sterk bepalend. Een snellere doorlooptijd is mogelijk, maar dan moet alles meezitten en dan vindt er een overlap plaats tussen verschillende stappen. Dat heeft niet de voorkeur, want er zitten grote risico's aan vast. In de praktijk neemt de besluitvorming voor zware planologische projecten circa 7 jaar in beslag ondanks de 5 jaar die te verwachten valt. De huidige wet- en regelgeving biedt amper mogelijkheden dit proces te versnellen.

Wel zou in de komende jaren kunnen blijken, dat bij toepassing van de rijkscoördinatieprocedure de tijd die de beroepsprocedure kost, kan worden bekort, of dat tenminste een uitloop van de gehele doorlooptijd tot 7 jaar niet meer voorkomt. Een groot verschil met procedures voorheen is namelijk, dat onder de (nieuwe) Wro bij de coördinatieregeling slechts éénmaal beroep bij de rechter mogelijk is voor de combinatie van alle bestreden besluiten. Ook geeft de Wro in bepaalde gevallen de rechter een Termijn van orde van 6 maanden voor zijn uitspraak.

Voorts is voorstelbaar dat de voorbereiding van verbindingprojecten vanwege een deels routinematig karakter op basis van de eerste ervaringen kan leiden tot verkorting van de tijd benodigd voor het opstellen van een MER. Het rijksinpassingsplan zou ook voor meer dan één verbinding kunnen worden vastgesteld.

5.7 Versnellingsmogelijkheden doorlooptijden

In deze paragraaf worden enkele mogelijkheden verkend om de doorlooptijd van de besluitvorming over een verbinding te versnellen ten opzichte van een besluitvorming met behulp van een coördinatieprocedure op basis van de Elektriciteitswet.

Besluitvormingsprocedures van toepassing verklaren op EEZ

Aangezien op basis van het SEV III en de Elektriciteitswet de minister van EZ een rijkscoördinatieprocedure kan toepassen op alle besluitvorming over het tracé van een verbinding tussen het landelijke net en 1 km uit de kustlijn, valt te overwegen om de minister van Verkeer en Waterstaat een dergelijke

procedure te laten

toepassen op de besluitvorming in zee vanaf 1 km uit de kust. Dit zou betekenen dat deze minister tevens over de eventuele Nb-vergunning besluit in overleg met de minister van LNV, alsook over de milieuvergunning voor zeegebieden waar deze verplicht is in overleg met de minister van VROM. Het laatste is al in de Wet milieubeheer geregeld. Een doorzicht naar de mogelijkheden van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo; mogelijk in 2010 in werking) is lastig te geven, maar deze biedt misschien nog ruimere mogelijkheden, zij het dat dit aanpassing van de Waterwet vergt. Uitbouw van de Waterwet met een coördinatieprocedure is echter ook denkbaar.

Een totaalprocedure voor het gehele tracé op zee en op land

De lijn van deze gedachtegang doortrekkend, is het aanbevelenswaardig om te onderzoeken, of er voor ontwikkelingen die in beide gebieden plaatsvinden, zoals de aanleg van een verbinding tussen een verzamelstation op zee en het landelijke hoofdnet, één speciale totaalprocedure kan worden ontwikkeld, en deze te hangen binnen de Rijkscoördinatieprocedure uit de Wro, en zo nodig de Wbr (en Waterwet) hierop aan te passen. Voor deze werkwijze is geen rijksinpassingsplan nodig indien er een inhoudelijk duidelijke structuurvisie is. Aangezien het ontwerp-Nationaal Waterplan (tevens structuurvisie Wro) niet erg specifiek is over noodzaak en ligging van de verbindingen van de windgebieden met het landelijke net, zou dit in het definitieve NWP nadrukkelijker moeten worden vastgelegd. Een alternatief is, om hierover toch een rijksinpassingsplan op te stellen. Op basis van structuurvisie of inpassingsplan vindt vervolgens gecoördineerde vergunningverlening plaats voor het gehele tracé van de verbinding. Voor de uitvoering van deze coördinatieprocedure komt gezien het voorgaande zowel de minister van V&W als die van EZ in aanmerking. Een keuze voor deze procedure en bijbehorende rolverdeling moet mede worden gebaseerd op de eventuele voordelen in doorlooptijd en bestuurlijke drukte.

Anticipatie en simultane voorbereiding

Tevens zit mogelijke winst in het voortraject. Wanneer vroegtijdig duidelijk is welke kabelnetwerken op zee op termijn nodig zijn en welke elektrotechnische keuzen het beste hierbij passen, kan met voorbereiding van MER, rijksinpassingsplan en vergunningaanvraag al worden begonnen vóór de formele voorbereidingsstappen uit bovenstaand overzicht. Het biedt daarbij voordelen als één partij de fysieke voorbereiding en uitvoering van meer kabelprojecten verzorgt.

Het moge op dit punt duidelijk zijn, dat anticipatie op formele procedures en simultane voorbereiding van projecten sterk gebaat is bij een vorm van overall-planning van de verbindingen en andere voorzieningen die nodig zijn voor het verwekelijken van de doelstelling van 6000 MW in 2020. Voor een dergelijke planning is een vereiste dat eerst duidelijkheid ontstaat over nog te maken beleidskeuzen, zoals de ligging van windgebieden, het windkaveluitgiftesysteem, het vergunningbeleid en het jaarlijkse kasritme van de SDE-subsidie. Deze duidelijkheid is er nu nog niet, maar zal naar verwachting in 2009 ontstaan.

Verwachte doorlooptijden voor Net op zee

Uit de hiervoor opgevoerde gedachten over verdergaande coördinatie van besluitvorming kan niet met zekerheid een versnelling van de doorlooptijd worden afgeleid. Wel kan hier op basis van enkele plausibele aannamen worden geschat of de eventueel met de door één partij te realiseren elektrische infrastructuur tijdig de resterende 5400 MW windparken (van de 6000 MW is 228 MW bestaand en zal 450 MW in ronde 2 via marktpartijen worden gerealiseerd) kan worden verbonden aan het landelijke net. Onder de aannamen dat een wijziging van de Elektriciteitswet in 2010 van kracht wordt (zie H.6) en dat in 2009 wordt besloten over het gebiedsuitgiftesysteem (besluit minister EZ) en de ligging van windgebieden (definitief Nationaal WaterPlan), zouden volgens bovenstaande doorlooptijd van 5 jaar de aanlegwerkzaamheden van verbindingen kunnen plaatsvinden omstreeks 2014/2016. Dit

zal een tijdige aansluitmogelijkheid kunnen bieden aan een belangrijk deel van de 5400 MW. Alleen vergunningen die tussen 2010 en 2012 een SDE-subsidie ontvangen, zouden met een eigen kabel moeten aanlanden. Dit gegeven dient te worden betrokken bij de opstelling van de hiervoor omschreven planning.

5.8 Aanleg door netbeheerder of door individuele windparkontwikkelaars?

Hiervoor is gewezen op de mogelijke winst in proceduretijd wanneer voorbereiding van kabelprojecten plaatsvindt binnen een beleidskader en door één partij. Ook ruimtelijk en anderszins is er voordeel te behalen bij één partij, bij voorbeeld een netbeheerder. In aanvulling op de verkenning in hoofdstuk 4 kan het volgende worden geconstateerd.

De ruimte voor aansluitingen aan het landelijke net is beperkt. Verder is het ook niet praktisch en wenselijk om elke aansluiting een separaat spoor ten aanzien van vergunningprocedure en aanleg te laten doorlopen, ook al nemen procedures voor lagere spanning dan 220kV minder tijd in beslag (alleen bestemmingsplanwijziging en aantal vergunningen nodig, waaronder Wbr-vergunning). Zulke "losse" procedures leiden tot onoverzichtelijkheid van de tracés en onderlinge negatieve of wedijverende beïnvloeding. Daarmee is de kans op niet vergunbare situaties of aanzienlijke vertragingen in de besluitvorming groot. Uit onderstaande figuur blijkt dat er voor de Nederlandse zee kust bij IJmuiden er reeds veel kabels en leidingen in de zeebodem liggen.



Op dit punt is een netbeheerder bovendien in de positie om betere keuzen te maken over technologie die het beste past bij de totale aansluitingsopgave. Voorbeeld is de keuze voor 220 kV AC-kabels (zodra deze techniek beschikbaar is), die minder kabelcircuits zal vergen dan de 150 kV variant en dus ook minder duindoorkruisingen. Bovendien kan een netbeheerder zijn financiële beslissingen baseren op een langere afschrijvingsperiode en daardoor in de uitwerking van zijn investeringsopzet soms rekening houden met (duurdere) collectieve overwegingen.

Ook ten aanzien van aanleg zijn er veel voordelen te halen door deze integraal of volgens een meerjarenplanning uit te

voeren. Zo kan worden

voorkomen dat er naar hetzelfde aansluitpunt meerdere malen een duindoorkruising moet worden gerealiseerd. Vanuit zowel ruimtelijk (zorgvuldige afweging) als procedureel oogpunt is het praktisch om de ontwikkelingen op elkaar af te stemmen, zeker omdat het denkbaar is dat projectontwikkelaars op hetzelfde moment en in ruimtelijke concurrentie met de procedures dan wel de aanleg bezig zijn. Hierbij zij wel opgemerkt dat het bevoegd gezag kan besluiten om vergunningaanvragen te combineren.

Op basis van deze vergelijking zou een voorkeur kunnen worden uitgesproken voor uitvoering van de aanleg van de zee- en landkabels door een netbeheerder. Een helder beleidskader en een goede totaalplanning tot 2020 van de rijksoverheid, alsook een goede opdracht aan de netbeheerder zijn daarbij wel randvoorwaarden voor het boeken van de hier genoemde voordelen.

5.9 Aanbevelingen ten aanzien van te benutten instrumenten en procedures

In dit hoofdstuk is gebleken dat de te volgen ruimtelijke besluitvormingsprocedure voor de aanleg van verbindingen tussen windparken op zee en het landelijke net afhankelijk is van veel factoren. Voor de doorlooptijden van de netconfiguratie op zee dient op grond van praktijkervaring gerekend te worden met 5 a 7 jaren. Op grond van de wettelijke regelingen zelf mag een doorlooptijd van 4 - 5 jaar worden verwacht. Op grond van de huidige regelgeving moet besluitvorming over een verbinding tussen een windturbinepark op zee en het landelijke net in verschillende procedures plaatsvinden. Met het oog op het overzichtelijker en mogelijk sneller maken van de uitvoering, doet de projectgroep de volgende aanbevelingen:

Om beter te kunnen anticiperen op de realisering van de voor 5400 MW benodigde netconfiguratie op zee is een vorm van overall-planning wenselijk waarin de deelprojecten voor kabels en eventuele verzamelstations in de tijd worden uitgewerkt op basis van een onderling samenhangend stelsel van een gebiedsuitgiftesysteem, een vergunningbeleid en de beschikbaarheid van SDE-subsidie.

Doorlooptijden van planologische procedures voor windparken op zee zijn korter dan die voor kabelverbindingen (opstellen MER en Wbr-vergunning inclusief voorbereiding circa 3 jaar voor een windpark; kabelverbinding circa 5 jaar volgens schatting en 7 jaar volgens ervaring op land). Op basis van de hiervoor genoemde planning kan de partij die de zeekabels aanlegt (netbeheerder of individuele windparkinitiatiefnemer, die beide te maken hebben met lange doorlooptijden voor een verbinding) al voorafgaand aan de wettelijke procedures systeemkeuzen maken en voorbereidend werk doen aan het MER en daarmee besparen op formele doorlooptijd.

Van zo'n planologische engineering kan optimaal worden geprofiteerd indien de aanleg en het beheer van de aansluitingen van zeewindparken aan het landelijke hoogspanningsnet worden opgedragen aan één partij. Bijkomend voordeel hiervan is een meer evenwichtige en toekomstbestendige inrichting van de zeebodem waarover een zorgvuldige ruimtelijke afweging en besluitvorming plaats kan vinden. Waarschijnlijk heeft dit ook minder hinder tijdens de aanleg tot gevolg.

Concreet voorbeeld van het voorgaande voordeel van overall-planning is, dat een netbeheerder beter dan een marktpartij kan besluiten tot toepassing van 220 kV-kabels om een aantal windparken met het landelijke net te verbinden. Dit levert een beperking op van het aantal duindoorkruisingen en kruisingen met bestaande infrastructuur in zee.

Planologische doorlooptijden kunnen ook nog worden beperkt indien voor alle kabelontwikkelingen, ongeacht spanningsniveau, lengte van de tracés en locatie van aanlanding dezelfde besluitvormingsprocedures kunnen worden toegepast. Aanbevolen wordt om op het landtracé (tot de gemeentegrens 1 km in zee) in ieder geval de instrumenten rijksinpassingsplan en rijkscoördinatieprocedure (cf. Elektriciteitswet) toe te passen. Dit volgt namelijk niet uit het SEV-III en de Elektriciteitswet.

Voor het zeedeelte van verbindingen is het raadzaam om goede afspraken te maken met de minister van Verkeer en Waterstaat over de coördinatie van de Wbr-vergunning met andere vergunningen in zee buiten de 1 km-grens en deze (op basis van Wro)

in de tijd gelijk te schakelen met de coördinatieprocedure voor het tracégedeelte tussen 1 km in zee en het landelijke net.

Het verdient voorts aanbeveling, om te onderzoeken in hoeverre de rijkscoördinatieprocedure (cf. Wro) kan worden toegepast op alle vergunningverlening voor het gehele tracé van kabelverbindingen op land en op zee, en in hoeverre deze aanpak ook nog een verdere tijdwinst kan opleveren.

Er zou voor alle kabelverbindingen een project-MER moeten worden opgesteld. Op die manier wordt geen tijd verloren met discussies over de keuze m.e.r.-plicht of m.e.r.-beoordelingsplicht; in de EEZ geldt namelijk al een m.e.r.-plicht.

Bijlage V.1**Milieu-effectrapportage**

a) M.e.r.-plicht: Besluit milieu-effectrapportage, bijlage C en D

	Bijlage C			
	Kolom 1	Kolom 2	Kolom 3	Kolom 4
	Activiteiten	Gevallen	Plannen	Besluiten
24	De aanleg, wijziging of uitbreiding van het tracé van een bovengrondse hoogspanningsleiding.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een leiding met: 1°. een spanning van 220 kilovolt of meer, en 2°. een lengte van 15 kilometer of meer.	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2, 2.3 en 5.1 van de Wet ruimtelijke ordening, en het plan, bedoeld in de artikelen 3.1 en 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit tot vaststelling van het tracé door de Minister van Economische Zaken, dan wel, bij het ontbreken daarvan, van het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan van het plan, bedoeld in artikel 3.1 van die wet dat het tracé bepaalt.
	Bijlage D			
	Kolom 1	Kolom 2	Kolom 3	Kolom 4
	Activiteiten	Gevallen	Plannen	Besluiten
24.1	De aanleg, wijziging of uitbreiding van een bovengrondse of ondergrondse hoogspanningsleiding.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een leiding met: 1°. een spanning van 150 kilovolt of meer, en 2°. een lengte van 5 kilometer of meer in een gevoelig gebied.	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2, 2.3 en 5.1 van de Wet ruimtelijke ordening, en de plannen, bedoeld in de artikelen 3.1 en 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit tot vaststelling van het tracé door de Minister van Economische Zaken, dan wel, bij het ontbreken daarvan, het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onder a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan van het plan, bedoeld in artikel 3.1 van die wet.
24.2	De aanleg, wijziging of uitbreiding van een hoogspanningsleiding in, op of boven de zeebodem, dan wel in de ondergrond daarvan.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een leiding met: 1° een spanning van 150 kilovolt of meer, en 2° een lengte van 5 kilometer of meer in een gevoelig gebied als bedoeld onder a, b (tot 3 zeemijl uit de kust) of d van punt 1 van onderdeel A van deze bijlage.	De structuurvisie, bedoeld in artikel 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening.	De vaststelling van het tracé door de Minister van Economische Zaken, dan wel, bij het ontbreken daarvan, van het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onder a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan van het plan, bedoeld in artikel 3.1 van die wet of het besluit, bedoeld in artikel 2 van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken.

Bijlage V.2: definitie gevoelig gebied uit Besluit milieu-effectrapportage, bijlage A

Gevoelig gebied:

- a. een gebied dat krachtens:
 - 1°. artikel 10, eerste lid, van de Natuurbeschermingswet is aangewezen als een beschermd natuurmonument;
 - 2°. artikel 10a, eerste lid, van de Natuurbeschermingswet 1998 is aangewezen als een gebied ter uitvoering van richtlijn nr. 79/409/EEG van de Raad van de Europese Gemeenschappen van 2 april 1979 inzake het behoud van de vogelstand (PbEG L 103) en richtlijn nr. 92/43/EEG van de Raad van de Europese Gemeenschappen van 21 mei 1992 inzake de instandhouding van de natuurlijke habitats en de wilde flora en fauna (PbEG L 206);
 - 3°. de op 2 februari 1971 te Ramsar tot stand gekomen Overeenkomst inzake watergebieden van internationale betekenis, in het bijzonder als verblijfplaats voor watervogels (Trb. 1975, 84), is aangemeld als watergebied van internationale betekenis;
- b. een kerngebied, begrensd natuurontwikkelingsgebied of begrensde verbindingzone, dat deel uitmaakt van de ecologische hoofdstructuur, zoals die structuur is vastgelegd in een geldend bestemmingsplan of, bij het ontbreken daarvan, in een geldend streekplan, of, bij het ontbreken daarvan, zoals die structuur voorkomt op de kaart Ecologische Hoofdstructuur, behorend bij deel 4 van het Structuurschema Groene Ruimte (LNV-kenmerk GRR-95194);
- c. een gebied met behoud en herstel van de bestaande landschapskwaliteit, zoals dat gebied is vastgelegd in een geldend bestemmingsplan of, bij het ontbreken daarvan, in een geldend streekplan, of, bij het ontbreken daarvan, zoals dat gebied voorkomt op de kaart Landschap, behorend bij deel 4 van het Structuurschema Groene Ruimte;
- d. een krachtens artikel 1.2, tweede lid, onder a, van de wet bij provinciale verordening aangewezen gebied met uitzondering van de zones waar het met het oog op de bescherming van het diepe grondwater is verboden te boren;
- e. een gebied dat krachtens artikel 3, eerste lid, van de Monumentenwet 1988 is aangewezen als beschermd monument;
- f. een Belvedere-gebied als bedoeld in de bijlage «Gebieden» bij de nota «Belvedere, beleidsnota over de relatie tussen cultuurhistorie en ruimtelijke inrichting» (Kamerstukken II 1998/99, 26 663, nr. 2) voorzover dat is vastgelegd in een geldend streekplan of geldend bestemmingsplan;

Bijlage V.3 Indicatieve planning in maanden

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43							
Opstellen startnotitie m.e.r.																																																		
Inspraak startnotitie m.e.r.																																																		
Richtlijnenadvies Cie m.e.r.																																																		
Vaststellen richtlijnen MER																																																		
Opstellen MER																																																		
Opstellen ontwerp-RIP																																																		
Opstellen aanvragen																																																		
Opstellen ontwerp-vergunningen																																																		
Inspraak ontwerp-RIP, MER en ontwerp-vergunningen																																																		
Opstellen definitief RIP en definitieve vergunningen																																																		
Beroepstermijn RIP en vergunningen																																																		
Opstellen verweer																																																		
Uitspraaktermijn ABRvS																																																		

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43									
Opstellen startnotitie m.e.r.																																																				
Inspraak startnotitie m.e.r.																																																				
Richtlijnenadvies Cie m.e.r.																																																				
Vaststellen richtlijnen MER																																																				
Opstellen MER																																																				
Opstellen ontwerp-RIP																																																				
Opstellen aanvragen																																																				
Opstellen ontwerp-vergunningen																																																				
Inspraak ontwerp-RIP, MER en ontwerp-vergunningen																																																				
Opstellen definitief RIP en definitieve vergunningen																																																				
Beroepstermijn RIP en vergunningen																																																				
Opstellen verweer																																																				
Uitspraaktermijn ABRvS																																																				

Bijlage 5.4: Windenergieprojecten - overzicht benodigde vergunningen

ACTIVITEIT	BENODIGDE VERGUNNING/ TOESTEMMING	WETTELIJKE GRONDSLAG	BEVOEGD GEZAG	MAXIMALE PROCEDURE TIJD	TOELICHTING
RUIMTELIJKE ORDENING					
Tracé leiding planologisch vastleggen	Planologische Kern Beslissing	Wet op de Ruimtelijke Ordening	Ministerie van VROM, V&W, EZ		Indien van toepassing.
Tracé leiding planologisch vastleggen	Streekplan	Wet op de Ruimtelijke Ordening	Provincie Noord-Holland		Mogelijk al aangewezen in streekplan.
Tracé leiding planologisch vastleggen	Bestemmingsplan	Wet op de Ruimtelijke Ordening	Gemeenten	Nieuw bestemmingsplan 1- 2 jaar	Nog nader in te vullen na duidelijkheid omtrent tracé
Vrijstelling vigerend bestemmingplan(nen)	Artikel 19-procedure	Wet op de Ruimtelijke Ordening	Gemeenten	9 maanden	Indien van toepassing
Aanleg leiding	Aanlegvergunning	Wet op de Ruimtelijke Ordening/ Bestemmingsplan	Gemeenten	3 maanden	Afhankelijk van tracékeuze.
Aanleg leiding	Liggingvergunning	Algemene Plaatselijke Verordening	Gemeenten	8 weken	Afhankelijk van tracékeuze.
MILIEU					
Doorkruisen leiding milieubeschermingsgebied	Ontheffing	Wet milieubeheer, Provinciale Milieuverordening	Provincie Noord-Holland	3-6 maanden	Milieubeschermingsgebieden zoals: grondwaterbeschermings-, bodembeschermings-, waterwin- en stiltegebieden. Afhankelijk van tracékeuze, eventueel van toepassing
Onttrekken/bemalen grondwater t.b.v. aanleg leiding	Onttrekkingsmelding c.q. -vergunning	Grondwaterwet, Provinciale Grondwaterverordening	Provincie Noord-Holland	4 weken/6 maanden	Melding 4 weken, vergunning 6 maanden.
Lozen onttrekkingswater op watergang	Kwalitatieve lozingsvergunning	Wet Verontreiniging Oppervlaktewateren, Wet Milieubeheer	Hoogheemraadschap	6 maanden	
Lozen onttrekkingswater op riolering	Aansluitvergunning	Algemene Plaatselijke Verordening	Gemeenten	8 weken	

WATERHUISHOUDING					
Lozen onttrekkings- c.q. afvalwater (indien van toepassing op het oppervlaktewater)	Kwantitatieve Lozingsvergunning	Keur	Waterschap	8 weken	Indien van toepassing
Ingreep waterhuishouding /watergangen	Keurvergunning	Keur	Waterschap/Hoogheemraadschap	8 weken	
Doorkruisen leiding waterwegen	Keurvergunning	Keur	Hoogheemraadschap	8 weken	Indien van toepassing
ACTIVITEIT	BENODIGDE VERGUNNING/ TOESTEMMING	WETTELIJKE GRONDSLAG	BEVOEGD GEZAG	MAXIMALE PROCEDURE TIJD	TOELICHTING
WATERSTAAT (DROOG EN NAT)					
Leiding aanlandend vanuit Noordzee	Vergunning Wet op de Waterkering	Wet op de Waterkering	Ministerie Verkeer & Waterstaat, Directie Noordzee	3-6 maanden	Mogelijk technische info nodig bijv. Constructie- en sterkteberekening en invloed op zee/waterkerende functie.
Leiding door/onder duinen zeeerende functie	Vergunning Wet op de Waterkering/ Vergunning Wet Beheer Rijkswaterstaatwerken	Wet op de Waterkering Wet Beheer Rijkswaterstaatwerken	Ministerie Verkeer & Waterstaat, Directie Noordzee en Noord-Holland	3-6 maanden	
Leiding door/onder dijken (waterkerende functie) waterschap	Keurvergunning	Wet op de Waterkering, Keur	Hoogheemraadschap	8 weken	Mogelijk technische info nodig bijv. Constructie- en sterkteberekening.
Leiding door/onder/langs Rijkswegen	Vergunning Wet Beheer Rijkswaterstaatwerken	Wet Beheer Rijkswaterstaatwerken (voorheen Rijkswegenreglement)	Ministerie Verkeer & Waterstaat, Directie Noord-Holland	3 maanden	Checken of van toepassing is?
Leiding door/onder/langs provinciale wegen	Vergunning Provinciale Wegenverordening	Provinciale Wegenverordening	Provincie Noord-Holland	3 maanden	Indien tracé bekend checken of van toepassing is
Leiding door/onder/langs waterschapswegen	Keurvergunning	Keur	Hoogheemraadschap van Uitwaterende Sluizen in Hollands Noorderkwartier, Waterschap Het Lange Rond	3 maanden	Mogelijk overlap als deze wegen ook een waterkerende functie hebben (dijkwegen).
Leiding door/onder/langs gemeentelijke wegen	APV-vergunning	Algemene Plaatselijke Verordening, Wegenwet	Gemeenten	8 weken	Indien Wegen in beheer bij gemeente

NATUUR

Doorkruisen leiding Natuurmonument, natuurgebied	Vergunning	Natuurbeschermingswet	Ministerie van Landbouw, Natuurbeheer en Visserij, Directie LNV	6 maanden	Deze vergunning heeft betrekking op handelingen binnen een beschermd natuurmonument, echter ook buiten monument indien die handelingen zo schadelijk zijn dat ze een rechtstreekse aantasting kunnen betekenen van wezenlijk kenmerken van het beschermd monument. Status van duingebied met natuurwaarden in beeld brengen.
Voorkomen van verstoringen van flora en fauna	Ontheffing	Flora- en Fauna Wet	Ministerie van Landbouw, Natuurbeheer en Visserij, Directie LNV		
Kappen bomen t.b.v. aanleg leiding	Kapvergunning	Boswet/gemeentelijke Kapverordening	Gemeenten	8 weken	Indien van toepassing.

ACTIVITEIT	BENODIGDE VERGUNNING/ TOESTEMMING	WETTELIJKE GRONDSLAG	BEVOEGD GEZAG	MAXIMALE PROCEDURE TIJD	TOELICHTING
OVERIG					
Leiding beïnvloedt gebied in beheer bij recreatieschap	Vergunning/ontheffing	Provinciale Recreatieverordening	Recreatieschap	3 maanden	Nagaan of bepaalde gebieden die leiding doorkruist in beheer zijn bij recreatieschap.
Doorkruising van andere kabels en leidingen.	Toestemming	Eigendom, zakelijk recht	Kabel-leidingbeheerder		KLIC, Kabels en Leidingen Informatiecentrum. NS, Gasunie, PTT, Waterleidingbedrijf enz.
Doorkruisen van spoorwegen	Toestemming	Spoorwettenwet	NS		Indien van toepassing
Doorkruisen van archeologische vindplaats			ROB		Indien van toepassing
Invloed windpark en leidingtracé op waterbeheer Noordzee	Op de hoogte stellen	Kustlijn/Zeekering; nota Kustverdediging na 1980	Overlegorgaan Waterbeheer en Noordzee-aangelegenheden		Nagaan wie is zeeeringsbeheerder, normaliter is primaire waterkering in beheer bij Rijk. Overleg tussen provincie, gemeenten, waterschappen en Rijk via overlegorgaan. Eventueel coördinatie via GS.
Werkterrein t.b.v. aanleg leiding grondverzet	Wm-vergunning	Wet Milieubeheer	Gemeente(n)	6 maanden	Indien bouw-, aanleg- en grondverzetwerkzaamheden langer dan 4 maanden in beslag nemen en niet incidenteel zijn is Wm-vergunning nodig.
Bouwwerken t.b.v. leiding of aanlegwerkzaamheden	Bouwvergunning	Wet op Ruimtelijke Ordening, Woningwet	Gemeenten	13 weken	Inrichting werkterrein met bouwketen, opslag materialen en machines e.d.

6. Juridisch

6.1 Het juridische raamwerk

Op locaties binnen de exclusieve economische zone (EEZ)² op de Noordzee worden windparken gebouwd. In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van het wettelijk kader en de procedures in relatie tot inpassing van windparken op zee. Voor de wijze waarop de opgewekte energie naar land kan worden getransporteerd zijn alternatieve configuraties beschouwd die reeds in hoofdstuk 3 zijn toegelicht.

Internationaal recht

Voor de vraag welke wet- en regelgeving van toepassing is op zee, dient onderscheid te worden gemaakt tussen de territoriale zee (binnen 12 mijlszone) en de EEZ (de zee buiten de 12 mijlszone). De locaties voor de windmolenparken zijn zelf binnen de EEZ gelegen; de transportkabels zullen deels in de EEZ, deels in de territoriale zee en deels op het land gelegen zijn.

Het VN-Zeerechtverdrag geeft de kuststaten de exclusieve bevoegdheid om binnen de EEZ regels te stellen met betrekking tot activiteiten voor de economische exploitatie van deze zone, zoals de opwekking van windenergie, en met betrekking tot de bouw van installaties (artikel 56, eerste lid). Ook heeft de kuststaat rechtsmacht ten aanzien van het leggen van kabels die met de installaties verband houden (artikel 79, vierde lid). Nederland is dus bevoegd windmolenparken en transportnetten binnen de EEZ aan regels te binden³.

Wet Beheer Rijkswaterstaatswerken (incl. Beleidsregel Wind)

De meeste Nederlandse wetgeving is niet van toepassing binnen de EEZ⁴. De Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr) vormt daarop een uitzondering. Deze wet schept een vergunningplicht voor het maken of behouden van werken binnen zogenaamde waterstaatswerken, zoals de territoriale zee en de EEZ. Ook het plaatsen of leggen van vaste voorwerpen in, onder of op deze waterstaatswerken is vergunningplichtig. Dat betekent dat niet alleen de windmolenparken een Wbr-vergunning behoeven, maar ook het leggen van een transportkabel of het aanleggen van infrastructuur binnen de EEZ-vergunningplichtig is. Bij de aanvraag wordt de locatie van het windpark en de route

² De EEZ is de zone die grenst aan de territoriale zee en eindigt bij de grens met het deel van het continentaal plat dat toebehoort aan het Verenigd Koninkrijk. De zone omvat de zeebodem en de zee erboven. Het gaat om de zone buiten de 12 zeemijl.

³ Buiten het VN-Zeerechtverdrag is ook andere internationale regelgeving van toepassing binnen de EEZ. Te denken valt aan het Oskar-verdrag (Verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan van 22 september 1992, Trb. 1993, 16), en – afhankelijk van de locatie van de windmolenparken - de Vogelrichtlijn (Pb 1979, L103) en Habitatrichtlijn (Pb 1992, L206) van de Europese Unie. Het gaat hier echter om milieubescherpende regelingen, die via nationale vergunningen worden afgewikkeld. In dit hoofdstuk wordt daar verder niet op ingegaan.

⁴ Zo zijn bijvoorbeeld de Wet milieubeheer, Natuurbeschermingswet 1998 en de Wet op de ruimtelijke ordening binnen de EEZ niet van toepassing.

van de kabels naar het aanlandingspunt beoordeeld. Het toetsingskader is ruim: de Wbr ziet niet alleen op waterstaatkundige belangen (doelmatig en veilig gebruik van de zee), maar kan ook andere belangen beschermen, voor zover daarin niet al is voorzien door andere wetgeving. Volgens de toelichting op de Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de exclusieve economische zone zal bijvoorbeeld getoetst worden aan belangen van ruimtelijke ordening, milieu (MER is vereist), energie, visserij en defensie.

6.2 Elektriciteitswet 1998

De Elektriciteitswet 1998 (hierna: E-wet) is ontwikkeld om zo goed mogelijk te voorzien in de drie doelstellingen van de elektriciteitsvoorziening (voorzieningszekerheid, betaalbaarheid en milieukwaliteit). Deze E-wet geldt slechts zeer beperkt voor het gebied van de EEZ buiten de 12 mijlszone. Vooralsnog is niet voorzien in regelgeving betreffende netbeheer voor Wind op Zee.

In de Elektriciteitswet 1998 zijn de taken en bevoegdheden van de netbeheerder vastgelegd. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet heeft de taak om de netten met een spanningsniveau van 110 kV en hoger aan te leggen en te beheren, er voor te zorgen dat deze netten veilig zijn, afnemers aan te sluiten, elektriciteit te transporteren etc. Netten van een lager spanningsniveau worden beheerd door de regionale netbeheerders. In verband met onder meer de veiligheid van de netten en het waarborgen van de leveringszekerheid zijn in de technische codes van de NMa eisen opgenomen waaraan een net en een aansluiting moeten voldoen. De kosten die voortvloeien uit de wettelijke taken mag een netbeheerder in rekening brengen bij zijn afnemers.

Als een partij een elektriciteitsnet op zee aan wil leggen, is hij niet vanwege de Elektriciteitswet 1998 gebonden aan de eisen die de wet stelt aan netten en aan een netbeheerder. Kort gezegd gelden regels aangaande bijvoorbeeld veiligheid van netten, de toegang van derden daartoe, de netbeheerder en de tariefregulering niet onverkort. De technische codes van de NMa gelden ook niet voor de EEZ. Ook heeft de NMa geen bevoegdheid om toezicht te houden en eventuele geschillen te beslechten. De Elektriciteitswet 1998 is wel van toepassing op productie-installaties die in de EEZ worden gebouwd. Dit artikel is in 2003 in de Elektriciteitswet 1998 opgenomen om voor windparken op zee subsidie te verstrekken. Deze uitbreiding tot de EEZ is zeer beperkt van aard.

Opbouw Elektriciteitswet 1998

Hoofdstuk 1 bevat de begripsbepalingen. Een net wordt gedefinieerd als:

één of meer verbindingen voor het transport van elektriciteit en de daarmee verbonden transformator-schakel-, verdeel- en onderstations en andere hulpmiddelen, behoudens voor zover deze verbindingen en hulpmiddelen liggen binnen de installatie van een producent of van een afnemer.

De taken en bevoegdheden van de Raad van bestuur van de NMa zijn geregeld in hoofdstuk 2. Deze houdt toezicht op de naleving van de Elektriciteitswet 1998. Op grond van hoofdstuk 5a kunnen boetes of lasten onder dwangsom bij niet naleving worden opgelegd. In Hoofdstuk 3 is de aanwijzing van netbeheerders, de taken en verplichtingen van netbeheerders en de bepaling van de toegestane inkomsten voor netbeheerders geregeld. Hier wordt in het algemeen geregeld wat het kader is voor uitbreiding, onderhoud en aanleg van netten, alsmede de financiering daarvan.

Het landelijk hoogspanningsnet omvat de netten die bestemd zijn voor transport van elektriciteit op een spanningsniveau van 110 kV en hoger, alsmede de landsgrensoverschrijdende netten op een spanningsniveau van 500 kV en hoger. De term “landsgrensoverschrijdend” wordt niet nader gedefinieerd. In Europese regelgeving evenwel staat geschreven dat het een verbinding tussen twee lidstaten moet betreffen. Een enkele overschrijding van de 12 mijlszone is dat niet.

De landelijk netbeheerder is volledig afgescheiden van productie en levering (“ownership unbundling”). Een van de kerntaken van de netbeheerder de landelijk netbeheerder is: *de netten aan te leggen, te herstellen, te vernieuwen of uit te breiden.*

Uit artikel 21 volgt dat de netbeheerder om het jaar een capaciteitsplan voor zeven jaar vooruit moet maken, waarin hij onder andere aangeeft hoe hij zorg draagt voor voldoende capaciteit en welke investeringen nodig zijn. Dit is nader uitgewerkt in de Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas (Strc. 30 december 2004, nr. 253).

Op basis van artikel 23 en verder is de netbeheerder verplicht *degene die daarom verzoekt te voorzien van een aansluiting op het net*, in beginsel op het dichtstbijzijnde punt in het net. Daarbij gelden verschillende regels voor grote en kleine aansluitingen, waarbij het omslagpunt ligt bij 10 MVA .Windmolenparken zullen gelet op de omvang en de afstand tot de kust waarschijnlijk moeten worden aangesloten op een spanningsniveau van 110 kV en hoger.

In artikel 10 van de E-wet wordt de landelijk netbeheerder aangewezen als de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet vanaf 110 kV en hoger. Deze taak kan worden uitgebreid tot op de EEZ. Omdat het in de verwachting ligt dat de volgende windparken worden ontsloten vanaf 110 kV lijkt het niet noodzakelijk voor de EEZ te overwegen een ander voltage te hanteren boven welke de landelijk netbeheerder verantwoordelijk is.

6.3 Tariefstructuren en voorwaarden

De Codes bevatten regels die de Energiekamer stelt op basis van de Elektriciteitswet. Zij geven een beschrijving van de wijze waarop de netbeheerders zich onderling en jegens andere aangeslotenen gedragen.

De **Technische** codes beschrijven de wijze waarop netbeheerders zich onderling en jegens andere aangeslotenen gedragen, onder meer op het gebied van het ontwerp en in werking hebben van de netten, het meten en uitwisselen van gegevens en de systeemdiensten. De technische codes omvat de netcode, de meetcode en de systeemcode.

Met de **Tarievencode** wordt door de Energiekamer invulling gegeven aan de in artikel 36 van de Elektriciteitswet 1998 bedoelde tariefstructuren. In de Tarievencode is vastgelegd hoe de kosten van het elektriciteitsnet in Nederland worden verdeeld over de verschillende afnemers in Nederland.

De Tarievencode schrijft de netbeheerders voor hoe zij de tarief moeten berekenen voor:

- 1) het aansluiten van afnemers op het elektriciteitsnet;
- 2) het transport van elektriciteit ten behoeve van afnemers;
- 3) systeemdiensten verzorgd door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

Hierbij wordt opgemerkt dat de wet en de codes spreken van afnemer, dat kan zowel een producent, gebruiker of netbeheerder zijn.

Een voorstel tot wijziging van de Codes kan worden gedaan door de gezamenlijke netbeheerders of door de Raad van Bestuur van de NMa. De besluiten waarmee de codes worden gewijzigd, worden genomen door de Raad van Bestuur en gepubliceerd in de Staatscourant en op de website van de Energiekamer. De procedure voor de totstandkoming van codewijzigingen staat beschreven in de artikelen 31-39 van de Elektriciteitswet.

Vanwege het bijzondere karakter van een net op zee, is het vanuit beleidsmatig oogpunt goed voorstelbaar dat het net op zee aan een (gedeeltelijk) ander reguleringsregime zou worden onderworpen. De technische en infrastructurele risico's en de kosten die met de aanleg en het maken van aansluitingen op een net op zee verbonden zijn aanleiding om een specifiek op de aanleg en het beheer van het net toegespitst regime te ontwerpen. Ook zullen de technische mogelijkheden van een net op zee voornamelijk beperkter zijn dan die van reguliere netten op land. Naar verwachting zullen het maken van een aansluiting op het net op zee hoge kosten met zich mee brengen voor de netbeheerder. Daarmee kan de wijze van berekening van het tarief waarvoor afnemers aangesloten zullen worden op het net op zee afwijkend zijn van de berekeningswijze voor reguliere netten (artikel 28). Voorts zou de verdeling van de kosten die gemaakt worden voor aanpassingen aan het net ten behoeve van het maken van een aansluiting voor het net op zee een andere kunnen zijn dan in artikel 27 vereist is. Al met al impliceert een eventuele invoering van een verantwoordelijkheid voor de landelijk netbeheerder niet, dat daarmee ook de voor het landnet geldende tarievenssystematiek ongewijzigd voor de netconfiguraties op zee zouden moeten worden toegepast.

Voor zover de codes niet zijn toegespitst op de specifieke situatie op zee, zouden de noodzakelijke wijzigingen naar het zich laat aanzien te overzien zijn. Wel verdient het aanbeveling dat de wijzigingen tijdig tot stand zullen zijn gebracht. In dat verband moet worden opgemerkt dat eventuele wijzigingen ingegeven door beleidsmatige nieuwe wensen, zoals in de voorgaande alinea genoemd, meer omvangrijk zouden kunnen zijn.

Investerings en tarieven

Bij de vaststelling van tarieven wordt rekening gehouden met de verwachting aan kosten die de landelijk netbeheerder moet maken om de wettelijke taken te kunnen voldoen. De wettelijke taken betreffen onder andere investeringen en onderhoud van het hoogspanningsnet en balanshandhaving.

De landelijk netbeheerder heeft in KCD/capaciteitsplannen aangegeven dat off shore windparken grote consequenties kunnen hebben voor het transportnet. Nieuwe verbindingen of vervanging van bestaande verbindingen met een hogere capaciteit kunnen noodzakelijk worden, aldus de landelijk netbeheerder. Dit zijn vrijwel zeker aanmerkelijke investeringen.

In de E-wet staat art. 41b tweede lid opgenomen dat een netbeheerder, gelijktijdig met het tarievenvoorstel, een voorstel kan doen voor een tariefverhoging ter dekking van de kosten voor een uitzonderlijke en aanmerkelijke investering ter uitbreiding van het door de netbeheerder beheerde net.

In het rapport Connect II is reeds opgemerkt, dat het van belang is om een goed besluitvormingskader te bieden voor de voorbereiding en uitvoering van z.g. aanmerkelijke investeringen. Wanneer op voorhand géén voldoende zekerheid bestaat omtrent goedkeuring voor dergelijke investeringen mag immers niet verwacht worden dat de landelijk netbeheerder de nagestreefde investeringen ook

daadwerkelijk tijdig zal uitvoeren. Het is van belang te wijzen op een wetsvoorstel, dat in het voorjaar van 2009 aan de Tweede Kamer zal worden aangeboden waarin de wijze waarop de tarieven voor aanmerkelijke investeringen tot stand komen wordt gewijzigd. De wetswijziging ziet erop de financiële zekerheid voorafgaand aan de uitvoering van dergelijke investeringen te vergroten.

Kwaliteit en capaciteit

De landelijk netbeheerder maakt elke twee jaar een Kwaliteit- en Capaciteits Document⁵. De huidige zichtperiode is 7 jaar. In voorbereiding voor de volgende reguleringsperiode wordt met de Energiekamer gesproken over een tijdshorizon van 15 jaar. In het document worden investeringsprojecten opgenomen die de oplossing vormen voor de in het KCD gesignaleerde knelpunten. Het is ook mogelijk dat de landelijk netbeheerder voorstellen doet voor aanmerkelijke investeringen die niet in het KCD voorkomen.

6.4 Benodigde wijzigingen in E-Wet voor Wind op Zee

Indien wordt gekozen voor aanwijzing van de landelijk netbeheerder als beheerder van een net op zee, zal de E-wet moeten worden aangepast. De aanpassingen zijn noodzakelijk om twee redenen. Ten eerste zal het noodzakelijk zijn om de wet van toepassing te verklaren op de EEZ voor zover het netbeheer betreft. Ten tweede kunnen niet alle bepalingen van de Elektriciteitswet onverkort van toepassing worden verklaard op de EEZ, omdat één en ander bijvoorbeeld (juridisch- en) technisch niet op de zee werking kan vinden. Hier worden een paar van de meest in het oog lopende voorbeelden van dergelijke bepalingen genoemd. Momenteel ziet het er niet naar uit dat overige relevante verplichtingen die uit de wet voortvloeien niet onverkort kunnen worden toegepast binnen de EEZ.

Met het oog op het realiseren van een uniform reguleringskader voor het landelijk net, zouden de artikelen betreffende de *aansluiting* aanpassing kunnen behoeven. De definitie van het begrip ‘aansluiting’ als bedoeld in artikel 1, eerste lid, onderdeel b van de wet kan immers wegens de moeilijkheden omtrent het gebruik van het begrip ‘onroerende zaak’ op zee niet onverkort gehanteerd worden.

Verder wordt, zoals hierboven aangegeven, in artikel 10 van de wet de landelijk netbeheerder aangewezen als de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet vanaf 110 kV en hoger. Het kan in de rede liggen om de landelijk netbeheerder voor de EEZ in haar geheel als (exclusieve) netbeheerder aan te wijzen. Daarbij kan het spanningsniveau vanaf 110 kV kan worden gehandhaafd aangezien het in de verwachting is dat de volgende windparken worden ontsloten vanaf 110 kV en hoger. Verder is in overweging te nemen op welke wijze met de aansluitplicht (artikel 23 E-wet) op de EEZ zal moeten worden omgegaan. Daarbij ligt het voor de hand die aansluitplicht slechts mogelijk te maken voor het ontsluiten van offshore windvermogen. Ook zal bijvoorbeeld artikel 31 in het licht van een eventuele andere standaard van leveringszekerheid (zie ook para 3.3) mogelijk moeten worden herbezien.

⁵ *Op grond van de Elektriciteitswet is De landelijk netbeheerder verplicht om iedere twee jaar een Kwaliteits- en Capaciteitsplan op te stellen. Het Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008-2014 beschrijft de behoefte aan transportcapaciteit op het landelijk transportnet. In het plan staat een inschatting van de transportbehoefte voor de komende jaren en de mogelijke knelpunten voor het landelijke transportnet.*

6.5 Conclusies en aanbevelingen

- Nederland heeft rechtsmacht om de aanleg en het beheer van een net op zee te reguleren, zowel voor wat betreft de territoriale wateren als voor wat betreft de EEZ;
- Zo kan door wijziging van een beperkt aantal artikelen in de E-Wet de landelijk netbeheerder verantwoordelijk worden gemaakt voor aanleg en beheer van een net op zee voor de inpassing van 6000 MW-windenergie;
- Zo'n gewijzigd regime voor wind op zee impliceert ook wijzigingen in de tekst van de verschillende Codes. Het wordt aanbevolen om de opstelling van zulke eventueel benodigde wijzigingen voortvarend ter hand te nemen.

Bijlage 6.1

Vaststelling toegestane inkomsten en verdeling over de tarieven

Ieder jaar voor 1 oktober levert de landelijk netbeheerder een tarievenvoorstel voor het komende jaar in bij de NMa/Energiekamer. Het tarievenvoorstel van de landelijk netbeheerder betreft vanaf 2009 zowel de EHS als de HS-netvlakken. De NMa/Energiekamer beoordeelt dit tarievenvoorstel en neemt ieder jaar uiterlijk voor 31 december een tariefbesluit. In dit besluit ligt vast wat de tarieven (transporttarieven en systeemdienstentarief) voor het komende jaar maximaal mogen zijn.

De tarieven worden berekend door de toegestane inkomsten van zowel de transportdiensten als de systeemdiensten te verdelen over de betreffende kostendragers. Hoe deze verdeling dient te geschieden, is vastgelegd in de Tarievenscode.

Tariefdragers

In de Tarievenscode zijn bepalingen opgenomen hoe de kosten van de wettelijke taken van de landelijk netbeheerder verdeeld moeten worden over de verschillende kostendragers van de transporttarieven (kW gecontracteerd per jaar en kWmax per maand of per week) en het systeemdienstentarief (kWh). In de Tarievenscode wordt voorgeschreven dat de landelijk netbeheerder de cascademethodiek dient te hanteren om kosten toe te rekenen aan de verschillende netvlakken.

De kosten worden door middel van tariefregulering doorberekend naar de afnemer (een ieder die beschikt over een aansluiting op een net). Daarbij wordt niet voor elke afnemer (grootverbruiker, regionale netbeheerder, consument, producent) eenzelfde tarief gerekend. De tarieven worden jaarlijks door de (nationale en regionale) netbeheerders gepubliceerd.

Kosten van wettelijke taken: transportdiensten

De totale inkomsten van de transportdiensten zijn grotendeels gebaseerd op het methodebesluit transporttaken. In het methodebesluit wordt weergegeven hoe de doelmatigheidskorting (x-factor) wordt berekend. Het methode besluit geldt voor minimaal drie en maximaal 5 jaar. In het x-factorbesluit wordt financiële invulling gegeven aan de methode, zodat hieruit een x-factor resulteert .

De totale inkomsten voor een bepaald jaar worden berekend door de totale inkomsten van het voorgaande jaar te corrigeren met inflatie en de x-factor (cpi-x). In deze totale inkomsten zit een vergoeding voor zowel kapitaalkosten (afschrijvingen + vermogenskostenvergoeding) als operationele kosten verwerkt. Voor de landelijk netbeheerder betreft dit de EHS en HS-netvlakken inclusief aanmerkelijke investeringen.

Naast bovenstaande methode bevatten de totale inkomsten voor de transportdiensten incidentele en structurele verrekeningen (bijvoorbeeld nacalculatie over volumes) voor een bepaald tariefjaar.

Kosten van wettelijke taken: systeemdiensten

Voor het systeemdienstentarief is (nog) geen methodebesluit en worden de toegestane tariefinkomsten gebaseerd op

- (1) het budget voor operationele kosten
- (2) het budget voor inkoop energie en vermogen
- (3) een deel van de kosten die worden gemaakt voor de transporttaken (40% van het totaal, 60% gaat in het transporttarief)
- (4) structurele en incidentele verrekeningen.

Aansluittarief

Naast het transporttarief en het systeemdienstentarief is in de Tarievenscode het aansluittarief gereguleerd. Het aansluittarief dient ter bestrijding van de kosten die de netbeheerder in verband met de werkzaamheden genoemd in artikel 28 E-wet maakt, en voor zover deze geen deel uitmaken van de transportkosten. Deze kosten zijn te onderscheiden in:

- a. initiële investeringskosten;
- b. kosten voor het in stand houden van de aansluiting.

7. Aanbevelingen

Techniek

- Ecofys heeft aangegeven dat de netto contante waarde van de totale kosten van aanleg en beheer over de gehele levensduur van de uitgewerkte netconfiguraties varieert tussen circa € 3.8 - €9.8 miljard. De initiële investeringskosten van in het ontwerp-NWP geïndiceerde netconfiguraties bedragen €3.2 – €4.2 miljard. De range in deze kosten voor de ontsluiting van het offshore windvermogen wordt bepaald door de te overbruggen afstand. Immers een langere te overbruggen afstand betekent hogere investeringskosten, hogere onderhoudskosten en hogere netverliezen.
- Eén van de uitgangspunten voor de lange termijn netplanning van het landelijk hoogspanningsnet is dat productie (ook windenergie) zo dicht mogelijk zou moeten plaats vinden bij de netbelasting (de verbruikers). Aanlanding van offshore windvermogen zou zo dicht mogelijk nabij de belasting van de verbruikerscentra (in de Randstad) moeten plaats vinden. Aanlanding van grootschalig offshore windvermogen ver van de belasting (Borssele en Eemshaven) kan additionele investeringen op land tot €2 miljard met zich meebrengen.
- De landelijk netbeheerder zou in de strategische planning van de transmissie infrastructuur op zee uit moeten gaan van een afgestemde opzet van gebundelde verbindingen en gebundelde faciliteiten voor kabelcircuits – zowel op zee als op land – en duindoorkruisingen.

Een specifiek regime voor het kostendragerschap voor het net op zee

- Ongeacht het specifieke regime voor het kostendragerschap voor het net op zee zal per gebied het meest kostenefficiënte aansluitnet ontwikkeld moeten worden.
- De verschillende overwegingen over het kostendragerschap wijzen in de richting van een grotere rol van de landelijk netbeheerder bij het Net op Zee. De voornaamste argumenten houden verband met:
 - argumenten verbonden aan scheiding van netwerk en commercieel bedrijf (voorzieningszekerheid, scheiding van risico's en transparantie);
 - beperkte samenwerking tussen marktpartijen bij de oprichting van gebundelde netfaciliteiten;
 - ruimtelijke inpassing temidden van de andere functies;
 - realiseerbaarheid van de duurzame energiedoelstelling van 6000 MW wind op zee.
- Indien de landelijk netbeheerder verantwoordelijk wordt gemaakt voor de aanleg en beheer van een net op zee zullen onder de vigerende wet & regelgeving de kosten van aanleg en beheer van het net op zee in de transportdienst- en systeemdienstentarieven doorberekend worden. Op dit moment betreft dit een complex systeem van tarievenscascadering. Duidelijk is dat bij de doorberekening het een aanzienlijk bedrag betreft, die substantiële gevolgen kan hebben voor de hoogte van de elektriciteitsrekening van diverse categorieën aangeslotenen (netbeheerders, producenten en verbruikers). Dit kan substantiële gevolgen hebben voor de hoogte van de elektriciteitsrekening van een aantal van deze partijen. Aanbevolen wordt de toerekening van de kosten van het net op zee over de verschillende categorieën aangeslotenen te heroverwegen.
- Onder een eventuele verantwoordelijkheid voor de landelijk netbeheerder voor het net op zee kan de huidige financiële compensatie voor projectontwikkelaars onder de SDE omlaag.

Ruimte

- Om beter te kunnen anticiperen op de voor inpassing van 5400 MW gedurende 2012 – 2020 benodigde netconfiguratie op zee, is een vorm van planning wenselijk waarin de deelprojecten voor kabels en eventuele verzamelstations in de tijd wordt uitgewerkt via een onderling samenhangend stelsel van gebiedsuitgiftesysteem, vergunningbeleid en SDE-subsidieregeling.
- Doorlooptijden van planologische procedures zijn (aanvankelijk) voor (de eerste) windparken op zee gemiddeld 2 – 3 jaar korter dan die voor kabelverbindingen. De partij die de zeekabels aanlegt (netbeheerder of individuele windparkinitiatiefnemer) zou al voorafgaand aan de wettelijke procedures systeemkeuzen moeten maken en voorbereidend werk moeten doen aan het MER om daarmee gelijktijdig met de windparken gereed te zijn.
- Van zo'n planologische engineering kan optimaal worden geprofiteerd indien de aanleg en het beheer van de aansluitingen van zeewindparken aan het landelijke hoogspanningsnet worden opgedragen aan één partij. Dit leidt tot een meer evenwichtige en toekomstbestendige inrichting van de zeebodem, duindoorkruisingen en tracés op het land en waarschijnlijk ook tot minder hinder tijdens de aanleg.
- Planologische doorlooptijden kunnen ook nog worden beperkt indien voor alle kabelontwikkelingen, ongeacht spanningsniveau, lengte van de tracés en locatie van aanlanding dezelfde besluitvormingsprocedures kunnen worden toegepast. Aanbevolen wordt om op het landtracé in ieder geval de instrumenten Rijksinpassingsplan en Rijkscoördinatieprocedure (cf. Elektriciteitswet) toe te passen.
- Het verdient aanbeveling om te onderzoeken in hoeverre de rijkscoördinatieprocedure (cf. Wro) kan worden toegepast op alle vergunningverlening voor het gehele tracé van kabelverbindingen op land en op zee.
- Er zou voor alle kabelverbindingen een project-MER moeten worden opgesteld. Op die manier wordt geen tijd verloren met discussies over de keuze m.e.r.-plicht of m.e.r.-beoordelingsplicht; op zee geldt immers al een m.e.r.-plicht.

Juridisch

- Nederland heeft rechtsmacht om de aanleg en het beheer van een net op zee te reguleren, zowel voor wat betreft de territoriale wateren als voor wat betreft de EEZ.
- Zo kan door wijziging van een beperkt aantal artikelen in de E-wet de landelijk netbeheerder verantwoordelijk worden gemaakt voor aanleg en beheer van een net op zee voor de inpassing van 6000 MW windenergie.
- Zo'n gewijzigd regime voor wind op zee impliceert ook wijzigingen in de tekst van de verschillende Codes. Het wordt aanbevolen om de opstelling van zulke eventueel benodigde wijzigingen voortvarend ter hand te nemen.

Bijlage

Samenvatting Ecofys rapport

Het volledige Ecofys rapport Project Kabel op Zee is te downloaden op:
<http://www.senternovem.nl/offshorewindenergy/publications/volledigebijlagenetopzee>



Ecofys Germany GmbH
Niederlassung Köln
Eupener Straße 59
D-50933 Köln

T: + 49 (0) 221 510 907 0
F: + 49 (0) 221 510 907 49

Niederlassung Nürnberg
Landgrabenstraße 94
D-90433 Nürnberg

Niederlassung Berlin
Stralauer Platz 34
D-10243 Berlin

E: info@ecofys.de

I: www.ecofys.de

PROJECT KABEL OP ZEE

SAMENVATTING

K. Burges, G. Papaefthymiou, V. Schüler, D. Schoenmakers

Januari 2009
PPSMDE082416

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken

Inhoudsopgave

1	Achtergrond project 'Kabel op Zee'	5
1.1	Doelstellingen	5
1.2	Aanpak	6
2	Opzet project	8
3	Groeiscenario's & Netstructuren	9
3.1	Ruimtelijke inpassing	9
3.2	Netinpassing	12
3.3	Technologiekeuze en kabels	13
3.4	Belangrijke aannamen	15
4	Modellering en resultaten	19
5	Conclusies	27
6	Aanbevelingen	35
	Appendices	38
	Appendix A: definiëring netstructuren	38
	Appendix B: Netschema's	41

Begrippenlijst, definities en afkortingen

- **AC:** alternating current; wisselspanning. Meest gebruikelijke vorm van elektriciteitstransport waarbij de polariteit van de spanning aan de klemmen met een vaste frequentie wisselt (in Europa 50 Hz).
- **Circuit:** 2 (in geval van DC) of 3 (in geval van AC) bij elkaar horende fasen die onderdeel vormen van een verbinding.
- **Export kabel:** kabel om vermogen van de individuele windparken, of vanaf een verzamelplatform in geval van een gebundelde netaansluiting, naar land te transporteren.
- **HVDC:** high voltage direct current. Gelijkstroom op een hoog spanningsniveau. In tegenstelling tot wisselspanning wisselt de polariteit van de spanning aan de klemmen gedurende het bedrijf bij DC niet. In die zin is DC vergelijkbaar met de spanning aan de klemmen van een batterij.
- **Inter-connectie:** bij een gebundelde netaansluiting de verbinding van een hoogspanningsstation binnen een windpark naar het verzamelplatform.
- **Netverliezen:** verschil tussen bruto (productie van generatoren in de windturbines) en netto elektriciteitsproductie (elektriciteitsproductie gemeten op het inkoppelpunt op het landelijk elektriciteitsnet). Verschillende technologieën (AC of DC) hebben verschillende netverliezen en dus een verschil in de netto geleverde elektriciteit aan het net bij een zelfde bruto elektriciteitsproductie.
- **OHVS:** offshore high voltage station. Hoogspannings-(schakel)station op een platform op zee. Op het OHVS van een windpark op zee wordt het vermogen dat met behulp van een middenspanningsnetwerk binnen het park verzameld wordt, naar een hoger spanningsniveau getransformeerd. Een hogere spanning is geschikter voor transmissie van grotere vermogens over een langere afstand.
- **Operationele kosten:** alle kosten die gemaakt worden gedurende de operationele periode van de netaansluiting. Hierbij worden de elektrische verliezen in de netaansluiting economisch gewaardeerd aangezien dit het verschil tussen bruto en netto elektriciteitsproductie aangeeft. Verder worden alle kosten voor vast onderhoud van de netaansluiting meegenomen. Ongepland onderhoud (door storingen in de netaansluiting) wordt niet ex-

pliciet meegenomen. Reden hiervoor is dat voor een goede vergelijking van de AC en DC technologie voldoende statistische gegevens van beide technologieën voorhandig dienen te zijn, wat op dit moment niet het geval is voor de toepassing van de DC technologie met platformen op zee.

- **Verbinding:** verzameling van alle circuits die twee punten met elkaar verbinden.
- **Verzamelplatform:** bij een gebundelde netaansluiting wordt het totale vermogen van enkele windparken verzameld op één centraal platform. Dit platform kan AC of DC zijn. Vanaf dit platform lopen de export kabels om het totale vermogen naar land te transporteren.
- **'Wind Win' gebieden:** zoekgebieden op de Noordzee voor de exploitatie van windenergie op zee.

1 Achtergrond project 'Kabel op Zee'

Voor het halen van de doelstellingen van Nederland met betrekking tot duurzame energie, zal de exploitatie van windparken op zee een grote rol spelen. De invoeding van een grote hoeveelheid elektriciteit van windparken op zee heeft een grote impact op het elektriciteitsnet op land. In 2003 en 2005 zijn respectievelijk de 'Connect 6000 MW' en 'Connect II' studies uitgevoerd die verschillende alternatieven onderzochten voor de inpassing van grootschalige windenergie op zee voor het net op zee en op land. Doel van het project 'Kabel op Zee' is een update en uitbreiding te geven van de eerdere 'Connect'-studies die zijn uitgevoerd met betrekking tot het net op zee om een additionele ± 5300 MW aan vermogen van windparken op zee te plaatsen in de periode 2012 – 2020, resulterend in een totaal opgesteld vermogen van 6000 MW in 2020.

1.1 Doelstellingen

In het project 'Kabel op Zee' zijn de volgende doelstellingen gespecificeerd met referentie aan de eerder uitgevoerde 'Connect'-studies:

- Het verder concretiseren van de huidige beschikbare technologieën en het toevoegen van de praktische implicaties die de verschillende technologieën met zich meebrengen.
- Een update geven van de verschillende kostcomponenten van de huidige beschikbare technologieën.
- Onderzoek doen naar de mogelijkheid van de toepassing van toekomstige technologieën voor de infrastructuur van een net op zee met verwachte jaren van introductie en kostontwikkelingen.
- Een uitbreiding van de studie van verschillende scenario's in zowel plaats als tijd die beide impact hebben op het beleid op het gebied van windenergie op zee.

- Het meenemen van operationele kosten (zowel elektrische verliezen als onderhoudskosten) van de diverse technologieën om zo realistischere resultaten te verkrijgen. De elektrische verliezen worden meegenomen aangezien verschillende technologieën (AC of DC) verschillende netverliezen hebben en dus bij een zelfde bruto elektriciteitsproductie (productie van generatoren in de windturbines) een verschillende netto elektriciteitsproductie (electriciteitsproductie gemeten op het inkoppelpunt van het elektriciteitsnet) opleveren.
- Het uitvoeren van een gevoeligheidsanalyse om de gevoeligheid van de resultaten te toetsen.

Dit rapport vormt onderdeel van de werkzaamheden van de projectgroep 'Kabel op Zee'. Deze projectgroep is een van de drie werkgroepen die door de Nederlandse overheid zijn ingesteld en die het lange termijn beleidskader voor windenergie op zee in belangrijke mate zullen bepalen. De andere twee werkgroepen zijn die voor het 'LT Ruimtelijk Perspectief Noordzee' (LT werkgroep) en de 'Niet-Ruimtelijke' werkgroep.

1.2 Aanpak

Voor het behalen van de gestelde doelen in het project, zijn verschillende fasen in het project doorlopen. Allereerst is een inventarisatie gemaakt van de eerdere 'Connect'-studies met de aannamen die daarin werden gedaan. Dit is gedaan om te verifiëren of de gemaakte aannamen nog steeds relevant zijn en indien nodig up-to-date te brengen. Vervolgens zijn door de projectgroep 'Kabel op Zee' zoekgebieden voor de exploitatie van windenergie op zee gedefinieerd ('Wind Win' gebieden). Op basis van deze zoekgebieden zijn verschillende netstructuren ontworpen die verschillen in de ontwikkeling over tijd, de ruimte en de toegepaste technologieën.

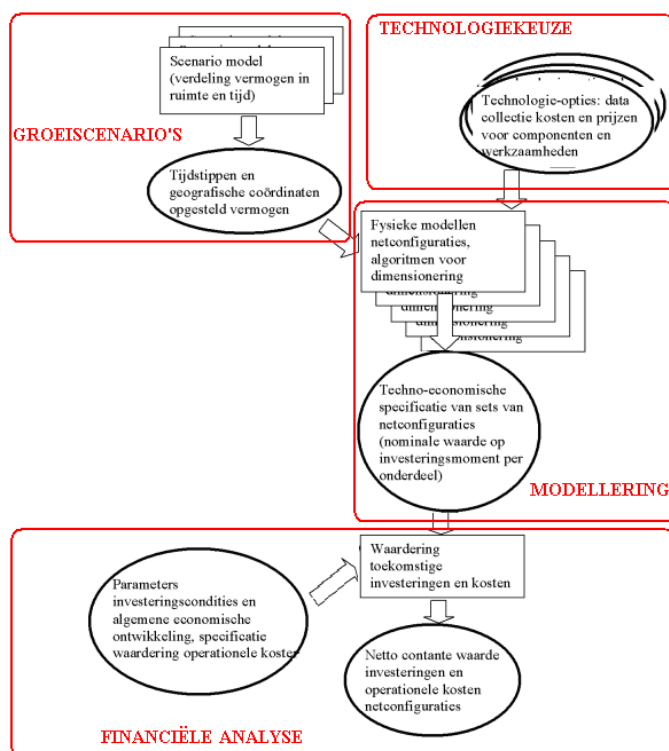
Om de verschillende netstructuren in lijn te brengen met de actuele situatie van transportcapaciteit in het elektriciteitsnet op land, de geplande netversterkingen en de geplande nieuwe elektriciteitscentrales,

is TenneT geconsulteerd en betrokken in het project. In samenwerking met TenneT zijn de aansluitlocaties en ranges voor aansluitcapaciteiten bepaald. Deze aannamen geven een indicatie van de verwachte en mogelijke ontwikkelingen van het elektriciteitsnet tot 2020. Verder zijn diverse marktpartijen geconsulteerd voor technische en financiële informatie.

Uiteindelijk zijn in de studie veertien netstructuren onderzocht die verschillen in de ontwikkeling van wind op zee over de tijd en in de ruimte. Met de behandeling van alle netstructuren is een breed scala aan mogelijke netstructuren onderzocht die inzicht geven in de financiële verschillen tussen de netstructuren en dus in de verschillende ontwikkel scenario's van wind op zee over tijd en in de ruimte. Op deze manier wordt een indicatie gegeven van de financiële gevolgen van de verschillende keuzes voor een beleid inzake de ontwikkeling van wind op zee tot 2020, met betrekking tot de netaansluiting van windparken op zee.

2 Opzet project

Zoals gesteld is het project onderverdeeld in verschillende onderdelen. In onderstaande figuur is de samenhang van de vier hoofdonderdelen weergegeven.



Figuur 2.1: Schematisch overzicht opzet project.

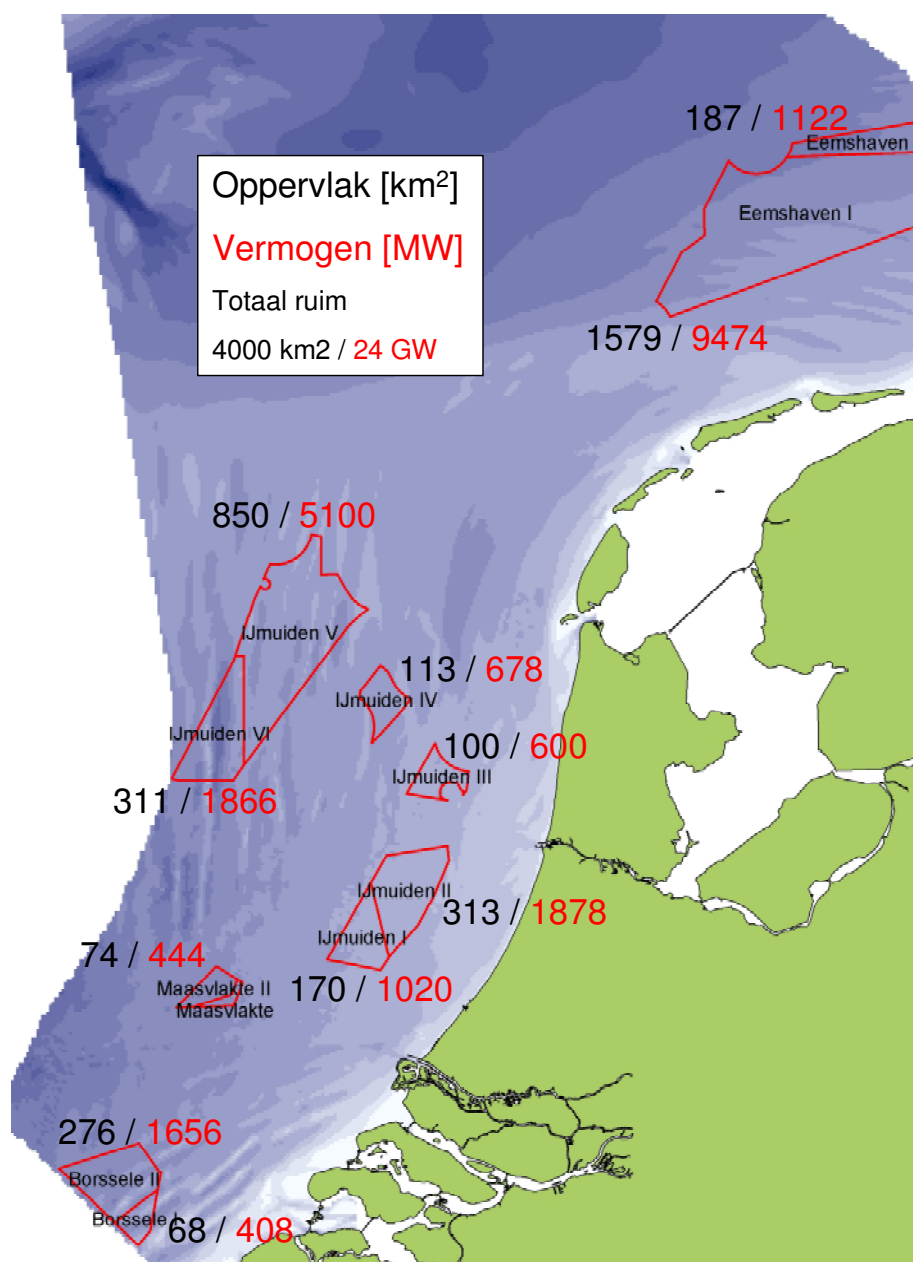
Allereerst zijn verschillende groeiscenario's in zowel de tijd als de ruimte gedefinieerd. Vervolgens is een selectie gemaakt van huidige of toekomstig beschikbare technologieën die zijn meegenomen in deze studie. Op basis van deze gegevens zijn alle netconfiguraties gemodelleerd voor alle technologieën en zijn de bijbehorende investeringskosten bepaald. In de financiële analyse zijn de vereiste investeringen en operationele kosten over de tijd vervolgens terugvertaald naar huidige (reële) waarden, rekening houdend met de (rand)voorwaarden van investeringen.

3 Groeiscenario's & Netstructuren

3.1 Ruimtelijke inpassing

In deze studie zijn netstructuren bepaald die verschillen in de groei over de tijd en in de ruimte. Voor de ontwikkeling van netstructuren in de ruimte zijn door de projectgroep 'Kabel op Zee' elf 'Wind Win' gebieden gedefinieerd. Dit zijn zoekgebieden voor de exploitatie van windenergie op zee. In Figuur 3.1 is een overzicht gegeven van deze zoekgebieden met hun desbetreffende grootte in km² en het te plaatsen vermogen aan windparken. Daarbij is een aanname gedaan voor het te plaatsen vermogen van 6 MW/km². Zoals te zien biedt het theoretisch totaal te plaatsen vermogen van ruim 24 GW ruimte voor afwegingen bij de allocatie van de nagestreefde 6 GW in 2020.

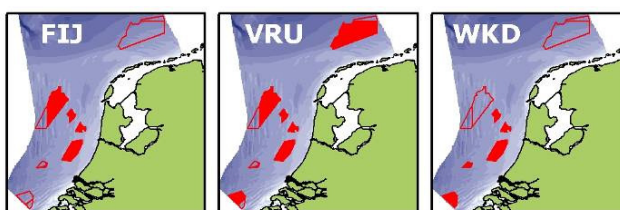
Over de tijd zijn behalve de netstructuren voor 6000 MW in 2020 ook scenario's gedefinieerd voor een vermogen van slechts 3450 MW (langzame ontwikkeling) in 2020.



Figuur 3.1: Overzicht van de elf zoekgebieden voor plaatsing van windparken op de Noordzee met indicatie van oppervlak in km² en theoretisch maximaal te plaatsen windvermogen in MW.

Voor de ruimtelijke spreiding van windparken binnen de elf zoekgebieden zijn drie opties onderzocht:

- Optie A '**Focus IJmuiden**': zwaartepunt ligt compleet in IJmuiden
- Optie B '**Volledige Ruimte**': zwaartepunt ligt in IJmuiden met enige spreiding bij Borssele en Eemshaven
- Optie C '**West Kust Dichtbij**': zwaartepunt ligt in IJmuiden met enige spreiding bij Borssele en Maasvlakte



Figuur 3.2: Overzicht zoekgebieden voor de opties 'Focus IJmuiden', 'Volledige Ruimte' en 'West Kust Dichtbij'.

De reden voor de nadruk van de lokalisatie en aansluiting van windparken op locatie IJmuiden is tweeledig:

- Voor de kust van IJmuiden zijn veel gebieden gelegen die in potentie geschikt zijn voor de exploitatie van wind op zee;
- Qua netinpassing ligt IJmuiden dicht bij de grote verbruiksregio (de 'Randstad') en heeft IJmuiden t.o.v. locatie Maasvlakte veel minder complicaties m.b.t. de netinpassing (zowel ruimtelijk als technisch).

Binnen de drie ruimtelijke opties zijn drie netstructuren onderscheiden:

- **Verspreid**: windparken liggen verspreid over de zoekgebieden en hebben een individuele netaansluiting;
- **Geclusterd**: windparken worden aangesloten in clusters van ongeveer 1 GW, verdeeld over de 'Wind Win' gebieden;
- **Geconcentreerd**: concentratie van windparkclusters in een beperkt aantal 'Wind Win' gebieden.

De gedachte achter de laatste structuur is om conflicten in ruimtegebruik zo veel mogelijk te vermijden waardoor de nadruk ligt op locaties voor windparken ver uit de kust.

3.2 Netinpassing

Op basis van de opgave van de projectgroep 'Kabel op Zee' zijn de volgende vier aansluitpunten op land bepaald. De aangenomen gemiddelde lengte van de landkabel trajecten tot aan het station dat de verbinding vormt met het landelijke netwerk alsmede de bijbehorende ranges voor aansluitcapaciteiten zijn:

- IJmuiden: 3 tot 6 GW, landkabeltraject: ± 30 km
- Borssele: 1 tot 2 GW, landkabeltraject: ± 3 km
- Eemshaven: 0 tot 1 GW, landkabeltraject: ± 4 km
- Maasvlakte: 0 tot 0.5 GW, landkabeltraject: ± 20 km

Voor het afvoeren van de hierboven gestelde maximale aansluitcapaciteiten zullen aanvullende netuitbreidingen en -verzwaringen op land vereist zijn, vooral bij locaties Borssele en Eemshaven. De daaraan verbonden – soms aanzienlijke - planologische uitdagingen en kosten vormden geen onderdeel van deze studie.

3.3 Technologiekeuze en kabels

Voor de vergelijking van de netstructuren zijn de volgende vijf transmissie technologieën meegenomen:

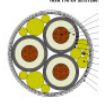



- 150 kV wisselspanning (AC): huidige stand der techniek
- 220 kV wisselspanning (AC): wisselspanningstechnologie op hogere spanning, aangenomen wordt dat deze vanaf het begin van de beschouwde periode commercieel beschikbaar is
- ± 150 kV gelijkspanning (DC): huidige stand der techniek van DC technologie gebruik makend van vermogenselektronische omvormers (VSC)
- ± 300 kV gelijkspanning (DC): DC technologie op hogere spanning, aangenomen wordt dat deze vanaf het begin van de beschouwde periode commercieel beschikbaar is
- 220 kV AC bipolair: variant op standaard AC technologie, aangenomen wordt dat deze in 2014 beschikbaar komt voor toepassing op zee

Voor de AC technologie worden standaard 3-fasige zeekabels gebruikt met koperen geleider en geleiderdiameters van 400 mm^2 tot 1000 mm^2 . Op land worden standaard 1-fasige kabels gebruikt met aluminium geleider en geleiderdiameters van 400 mm^2 tot 2500 mm^2 . Voor de DC technologie worden zowel op zee als op land altijd 1-fasige kabelparen gebruikt, op zee met koperen en op land met aluminium geleider.

In Tabel 3-1 is een overzicht weergegeven van de eigenschappen van de meegenomen technologieën. Voor traditionele AC verbindingen geldt dat bij een toename van de vereiste transmissiecapaciteit, het aantal vereiste kabels ook toeneemt. Derhalve neemt bij een toename van het aantal kabels voor een verbinding ook de redundantie in de verbinding toe. Voor een transmissiecapaciteit van 1000 MW zijn vier (220 kV AC) of vijf (150 kV AC) 3-fasige kabels vereist wat zorgt voor een hoge redundantie in de verbinding. Om die reden wordt de redun-

datie weergegeven als 'middel-hoog', afhankelijk van de vereiste transmissiecapaciteit. Voor de bipolaire AC technologie zijn standaard zes 1-fasige kabels vereist die in drie circuits van twee 1-fasige kabels worden geïnstalleerd. Derhalve is voor de bipolaire AC technologie de redundantie standaard 'hoog'.

Tabel 3-1: Overzicht eigenschappen transmissietechnologieën.

Technologie	HVAC/ HVAC Bipolair	HVDC (VSC)
Spanningsniveaus	150 kV, 220 kV, bipolair 220 kV	±150 kV, ±300 kV
Maximale transportcapaciteit per zee kabel verbinding	150 kV: ±210 MW 220 kV: ±290 MW 220 kV bipolair: ±1280 MW (zes 1-fasige kabels 2000 mm ² koper)	±150 kV: ±700 MW ±300 kV: ±1400 MW
Configuratie XLPE kabels	150 kV / 220 kV Op zee  Op land (3x1-fasige kabel)  Bipolair gehele traject (6x1-fasige kabel) 	Gehele traject (2x1-fasige kabel) 
Capaciteit afhankelijk van afstand	Ja, blindvermogen compensatie vereist	Nee
Mogelijkheid tot technische ondersteuning netwerk	Beperkt, additionele systemen vereist voor spanning en frequentie ondersteuning	Uitgebreide mogelijkheden voor ondersteuning van spanning en frequentie
Ervaring met hoogspanningsstations op zee	Ja, momenteel 6 [dec. 2008]; bipolair: gebruikt standaard AC technologie	Weinig, 1 operationeel en 1 in aanbouw
Omvang hoogspanningsstation op zee	Klein Relatief volume 1	Groot Relatief volume 2.5 - 3
Redundantie kabelverbinding	Middel - Hoog, vermogen per kabelcircuit beperkt	Laag, groot vermogens-transport per kabelcircuit

3.4 Belangrijke aannamen

De volgende aannamen zijn gemaakt met betrekking tot de netstructuren:

Technisch

- In alle scenario's is de grootte van de afzonderlijke windparken gesteld op 200 MW. Dat vermogen komt overeen met de huidige limieten voor de transportcapaciteit per AC kabel (150 kV).
- De transmissiecapaciteit voor gebundelde netaansluitingen is begrensd op 1000 MW omwille van de vergelijkbaarheid van de meegenomen technologieën in deze studie.
- Binnen een cluster gebeurt de inter-connectie van windparken met het verzamelplatform altijd met een AC verbinding.
- De spanning binnen het inter-connectie netwerk is dezelfde als die van de transmissielijn. Derhalve is er geen transformator nodig op het verzamelplatform.
- De kosten voor aankoop of huur van land zijn in deze studie niet meegenomen.
- Alle onderzochte netstructuren hebben een radiale topologie.
- Voor de lengte van de kabeltracés op zee is voor inter-connectie verbindingen binnen een cluster 10% en voor exportverbindingen naar land 15% extra kabellengte meegenomen ten opzichte van de geografisch kortste afstand.
- De netaansluiting van windparken op zee bevat geen fysieke redundantie (geen toepassing van reserve kabelcircuits of reserve hoogspanningsstations, N-0 veilig).
- Voor de compensatie van blindvermogen wordt volstaan met conventionele componenten (slechts gebruik van spoelen).
- Het technisch-economische punt waarop AC en DC verbindingen gelijkwaardig zijn ligt bij een transmissieafstand tussen de 70 en 140 km. Op basis van verschillende aspecten (kosten, ruimtelijke impact, bedrijfsvoering elektriciteitsnet, etc.) is in deze studie gekozen om transmissieafstanden > 120 km uitsluitend uit te gaan van DC verbindingen.

Organisatorisch

- Een onafhankelijke, gereguleerde netbeheerder is verantwoordelijk voor de aanleg en het beheer van het net op zee.
- De systeemgrenzen voor de analyse worden gevormd door de hoogspanningsstations binnen de individuele windparken aan de kant op zee en het desbetreffende hoogspanningsstation op land aan de andere kant (zie Figuur 3.3). Binnen deze grens worden zowel de investeringskosten, de elektrische verliezen als de O&M kosten meegenomen over de gehele operationele levensduur (ca. 20 jaar).



Figuur 3.3: Overzicht systeemgrens en mogelijke verantwoordelijkheden aansluiting.

- De verdeling van de verantwoordelijkheden tussen projectontwikkelaars en een onafhankelijke netbeheerder is als volgt: in geval van individuele netaansluitingen is de grens bepaald op de hoogspanningszijde van het hoogspanningsstation binnen het windpark, in geval van een gebundelde netaansluiting is de grens bepaald op de aansluiting van de inter-connectie kabels op het verzamelplatform.
- De opbouw van de windparken in de tijd verloopt beginnend met de locaties dicht bij de kust naar de verder verwijderde locaties.

Voor verspreide windparken met individuele netaansluitingen zijn alleen de 150 kV en 220 kV AC optie meegenomen omdat de alternatie-

ven geen kostenvoordelen opleveren. Voor de geclusterde netaansluitingen zijn wel alle vijf de technologieën meegenomen. In Tabel 3-2 is een overzicht weergegeven van de vergeleken technologieën per type netaansluiting.

Tabel 3-2: Overzicht van ruimtelijke opties, netstructuren en bijbehorende technologieopties.

	Verspreid	Geclusterd	Geconcentreerd
'Focus IJmuiden'	AC 150 kV AC 220 kV individueel	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV
'Volledige Ruimte' (plus variant met 1 GW bij Eemshaven)	AC 150 kV AC 220 kV Individueel	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV
'West Kust Dichtbij'	AC 150 kV AC 220 kV individueel	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV	AC 150 kV AC 220 kV AC bipolair 220 kV DC ±150 kV DC ±300 kV

Verder zijn van de netstructuren in Tabel 3-2 nog afgeleiden berekend leidend tot slechts 3450 MW in 2020. In Tabel A-1 t/m Tabel A-5 in Appendix A zijn de capaciteiten verdeeld over de 'Wind Win' gebieden weergegeven voor alle onderzochte netstructuren. De netschema's van alle beschouwde netaansluitingen zijn weergegeven in Figuur B.1 t/m Figuur B.4 in Appendix B.

Financieel

- Voor het berekenen van de netto contante waarde van toekomstige investeringen is een parameter voor de algemene waardeontwikkeling van 3% per jaar gehanteerd.
- De waarde van de elektrische verliezen werd gesteld op 100 €/MWh voor zowel de projectontwikkelaars als de onafhankelijke netbeheerder. Voor de ontwikkeling van de energieprijis is een reële stijging van 1.8% per jaar aangenomen.
- Voor de aflossing van investeringen gedaan door een onafhankelijke netbeheerder werd uitgegaan van een nominale rentevoet van 7.24% per jaar en een aflossingsperiode overeenkomend met de technische levensduur van de aangesloten windparken (ca. 20 jaar). Voor investeringen gepleegd door projectontwikkelaars werd als uitgangspunt 10% per jaar bij 10 jaar aflossingsperiode gehanteerd.
- De jaarlijkse operationele kosten werden geraamd als fractie van de originele investering, waarbij het specifieke percentage afhankelijk van het soort onderdeel vastgesteld werd.

4 Modelling en resultaten

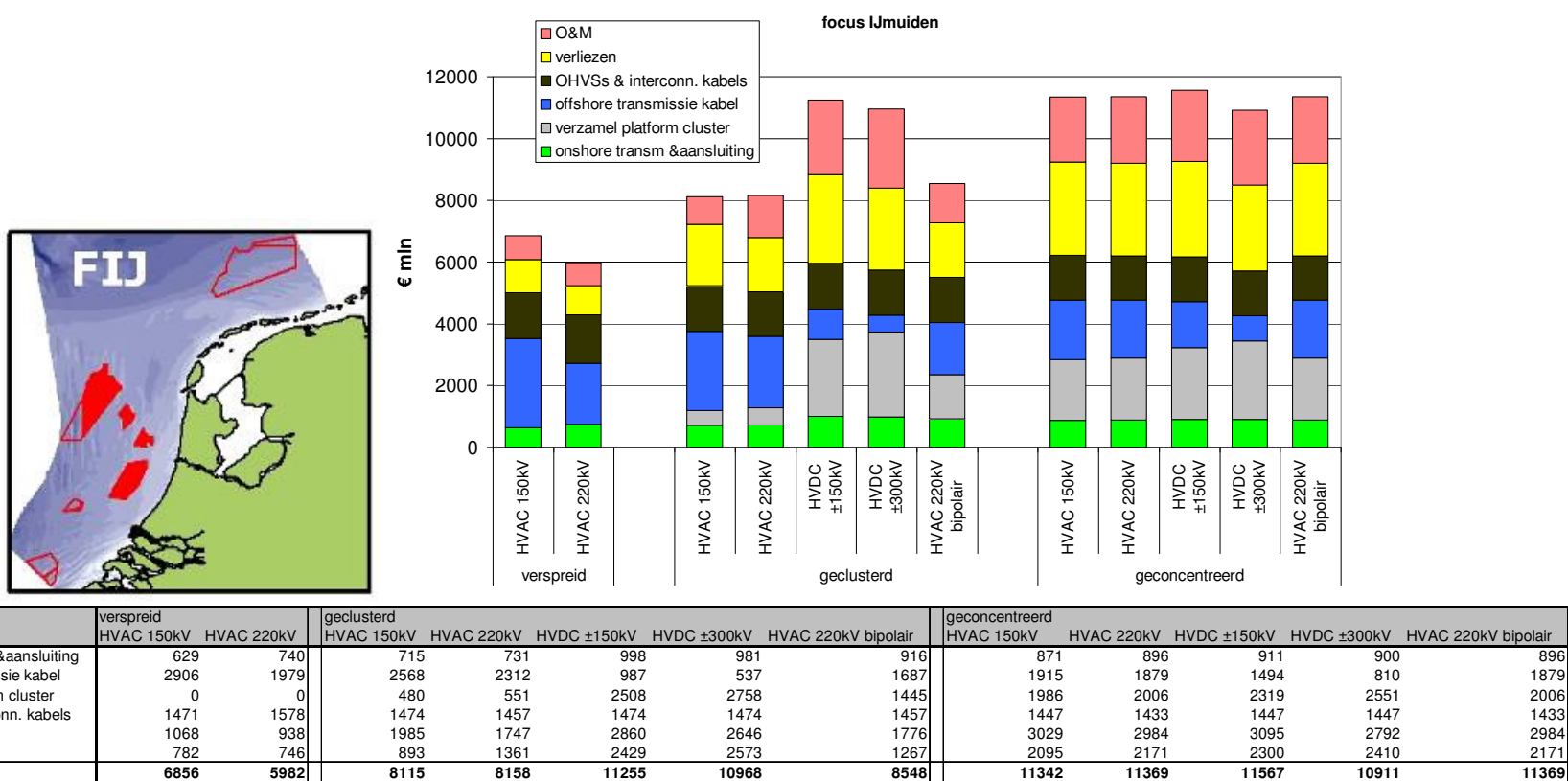
De modellering van de netaansluiting bestaat de volgende componenten (zie ook Figuur 3.3):

- Hoogspanningsstations binnen de individuele windparken
- Inter-connectie kabels (verbindingen tussen individuele windparken en het verzamelplatform in geval van gebundelde netaansluiting)
- Verzamelplatform (in geval van gebundelde netaansluiting; een converter station in geval van een DC netaansluiting)
- Exportkabels naar de kust
- Landkabels
- Hoogspanningsstation op land (een converter station in geval van een DC netaansluiting)

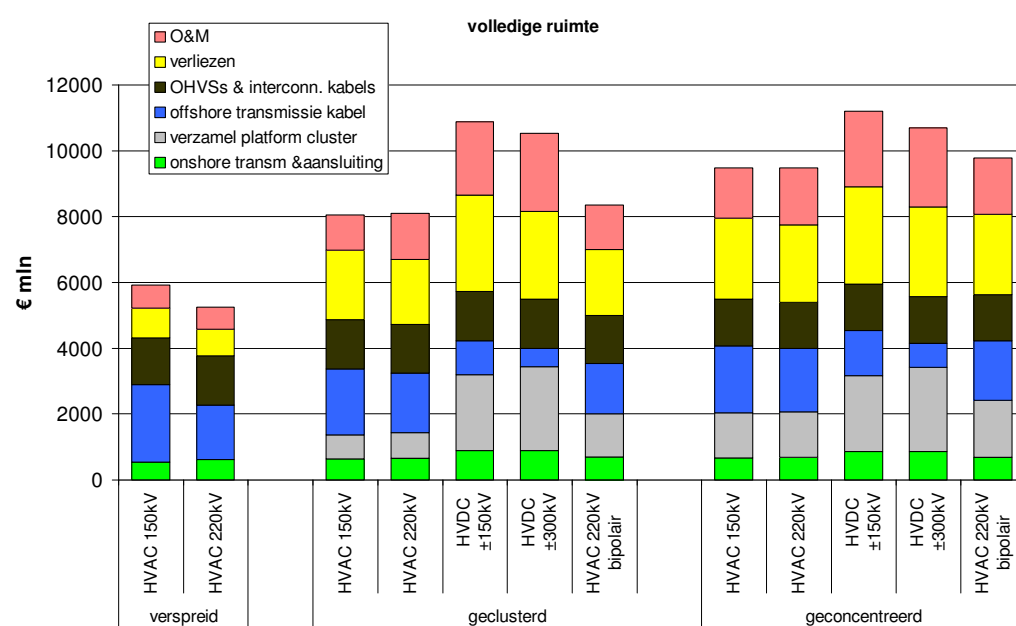
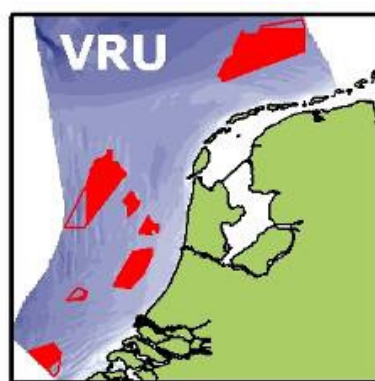
De dimensionering van de componenten van de netaansluiting is verricht voor alle technologieën.

Met deze gegevens zijn de totale kosten voor componenten en werkzaamheden bepaald. Als laatste stap zijn de elektrische transmissieverliezen op basis van de verwachte elektriciteitsproductie berekend en gewaardeerd. Figuur 4.1 t/m Figuur 4.4 tonen de vereiste investeringen en de operationele kosten van het aanleggen en bedienen van de infrastructuur voor het aansluiten van 5.4 GW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 voor de netstructuren binnen de drie ruimtelijke scenario's ('Focus IJmuiden', 'Volledige Ruimte', 'West Kust Dichtbij'). De kosten zijn teruggerekend naar de netto contante waarde aan het begin van de periode.

Bij lange transmissieafstanden wordt om technische redenen uitgegaan van DC verbindingen. Als gevolg hiervan tonen de figuren in dergelijke gevallen afwijkend van het bijschrift, een technologiemix met een aandeel DC verbindingen. Dat geldt met name voor de geconcentreerde netconfiguraties met de bijbehorende lange transmissieafstanden.

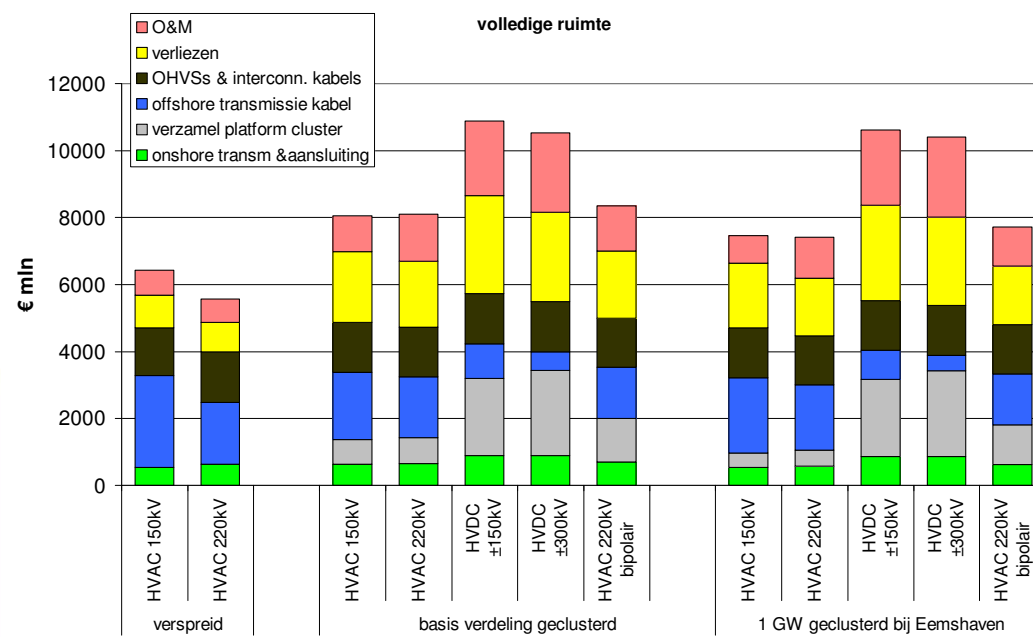
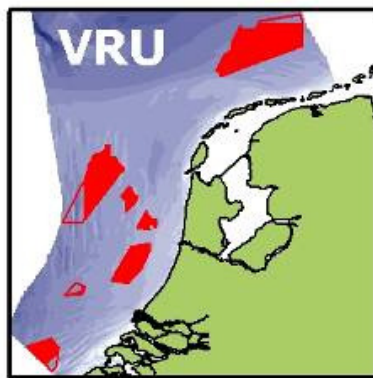


Figuur 4.1: Netto contante waarde van de kosten voor aansluiting van 5.4 GW wind vermogen op zee tussen 2012 - 2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'Focus IJmuiden'. Totale kosten zijn exclusief kosten van netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische procedures.



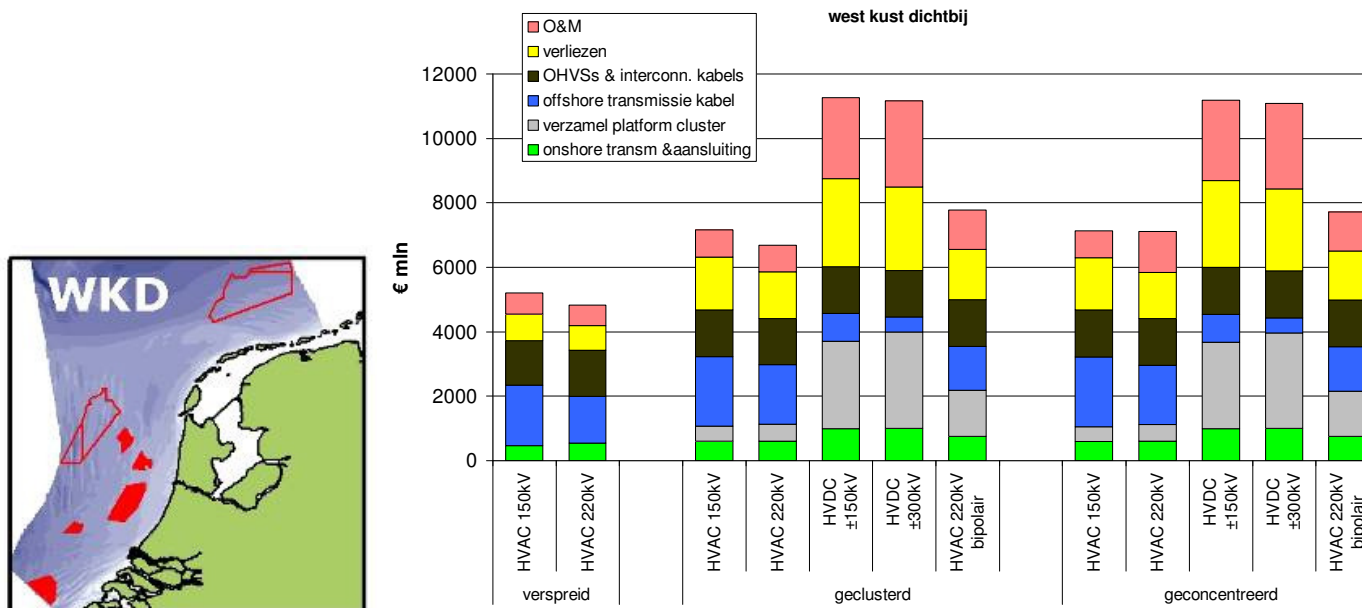
	verspreid		geclusterd					geconcentreerd				
	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair
onshore transm & aansluiting	540	627	635	656	885	884	708	668	680	853	864	680
offshore transmissie kabel	2354	1650	2010	1820	1034	561	1522	2049	1927	1358	736	1805
verzamel platform cluster	0	0	727	773	2319	2551	1296	1365	1393	2319	2551	1743
OHVs & interconn. kabels	1419	1493	1493	1475	1493	1493	1475	1416	1403	1416	1416	1403
verliezen	905	813	2122	1976	2923	2684	2002	2457	2346	2974	2728	2430
O&M	705	676	1066	1399	2236	2361	1351	1538	1745	2281	2399	1728
total	5923	5258	8053	8099	10890	10533	8354	9493	9493	11201	10694	9790

Figuur 4.2: Netto contante waarde van kosten voor aansluiting van 5.4 GW wind vermogen op zee tussen 2012 – 2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'Volledige Ruimte', uitgaande van 400 MW in gebied Eemshaven en 1000 MW in gebied Borssele. Kosten exclusief netverzwaringen landnet en benodigde planologische procedures.



	verspreid		basis verdeling geclusterd					1 GW geclusterd bij Eemshaven				
	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair
onshore transm & aansluiting	548	636	635	656	885	884	708	541	568	856	866	620
offshore transmissie kabel	2725	1842	2010	1820	1034	561	1522	2249	1958	864	469	1513
verzamel platform cluster	0	0	727	773	2319	2551	1296	426	483	2319	2551	1197
OHVs & interconn. kabels	1441	1518	1493	1475	1493	1493	1475	1488	1470	1488	1488	1470
verliezen	968	868	2122	1976	2923	2684	2002	1931	1709	2848	2652	1761
O&M	748	703	1066	1399	2236	2361	1351	826	1235	2247	2382	1164
total	6429	5567	8053	8099	10890	10533	8354	7461	7424	10622	10408	7725

Figuur 4.3: Idem als vorige figuur met als variant 1000 MW windvermogen geclusterd noordelijk van Eemshaven (rechts in 'Wind Win' gebied 'Eemshaven I') en slechts 400 MW in gebied Borssele. Totale kosten zijn exclusief kosten van netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische procedures.



	verspreid		geclusterd					geconcentreerd				
	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair	HVAC 150kV	HVAC 220kV	HVDC ±150kV	HVDC ±300kV	HVAC 220kV bipolair
onshore transm & aansluiting	466	534	598	607	989	1006	756	591	601	979	997	748
offshore transmissie kabel	1873	1452	2163	1839	852	463	1377	2159	1841	853	463	1379
verzamel platform cluster	0	0	472	524	2720	2992	1422	467	519	2697	2966	1403
OHVs & interconn. kabels	1381	1437	1450	1434	1450	1450	1434	1466	1450	1466	1466	1450
verliezen	837	756	1640	1447	2741	2582	1570	1613	1424	2701	2546	1534
O&M	653	640	835	833	2515	2678	1228	827	1272	2486	2646	1207
total	5210	4818	7157	6684	11267	11171	7788	7123	7107	11181	11085	7720

Figuur 4.4: Netto contante waarde van de kosten voor aansluiting van 5.4 GW wind vermogen op zee tussen 2012 – 2020 voor verschillende netconfiguraties en technologieopties, ruimtelijk scenario 'West Kust Dichtbij'. Totale kosten zijn exclusief kosten van netverzwaringen van het landnet en de daarbij benodigde planologische procedures.

De in Figuur 4.1 t/m Figuur 4.4 getoonde resultaten leiden tot de volgende inzichten:

- De directe kostenvoordelen door bundeling zijn beperkt – er is nauwelijks sprake van schaalvoordelen.
- Alle AC technologieën liggen in zelfde kostenrange waarbij een hogere transmissiespanning lichte kostenvoordelen belooft.
- DC opties zijn bij grote afstanden economisch aantrekkelijk door de sterk oplopende elektrische verliezen van AC verbindingen op lange trajecten (bij afstanden > 100 km). Echter, als gevolg van hoge investeringen in converter stations en hoge operationele kosten, leidt gebruik van DC oplossingen tot zeer omvangrijke (jaarlijkse) lasten. De operationele kosten kunnen oplopen tot dezelfde orde van grootte als de netto contante waarde van de investeringskosten.
- Uitgaande van een ontwikkeling van 5400 MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 ligt de netto contante waarde van de kosten voor aanleg en exploitatie van de transmissie infrastructuur voor individuele AC verbindingen tussen 5 en 7 miljard Euro. Bij clustering en concentratie dicht bij de kust liggen de kosten tussen 7 en 9 miljard Euro zolang AC technologieën worden toegepast. Bij gebruik van DC technologie, die de ontsluiting van gebieden ver uit de kust mogelijk maakt, lopen de kosten op tot duidelijk boven de 10 miljard Euro.
- Het kostenverschil tussen geconcentreerde aanleg ten opzichte van clustering is gering als in beide gevallen voor DC connecties gekozen wordt. Als deze technologierestrictie niet wordt toegepast liggen de meerkosten voor geconcentreerde aanleg tussen 1 en 3 miljard Euro. Alleen voor de scenario's dicht bij de kust komen clustering en concentratie qua kosten hoe dan ook op hetzelfde neer.
- Niet economische aspecten (betrouwbaarheid / redundantie, technische eigenschappen in de bedrijfsvoering van het landelijk netwerk, ruimtelijke inpassing op zee en op land etc.) zijn be-

langrijk voor een juiste technologiekeuze. Deze factoren moeten derhalve naast de in Figuur 4.1 tot en met Figuur 4.4 gepresenteerde uitkomsten meegewogen worden.

De aansluitende gevoeligheidsanalyse leidt tot de volgende resultaten:

- Een langzamere ontwikkeling tot slechts 3450 MW in 2020 resulteert uiteraard in lagere totale kosten, maar de specifieke kosten per gerealiseerd MW vermogen wind stijgen door de vertraging lichtelijk. Om financiële reden lijkt een bewuste vertraging weinig zinvol.
- Het ruimtebeslag kan geminimaliseerd worden mits de transmissielijnen op een gecoördineerde en strategische manier gepland worden. Het is aannemelijk dat een onafhankelijke netbeheerder deze coördinerende rol kan vervullen. Voor individuele ontwikkelaars is dit zonder duidelijk beleidskader een grote uitdaging of niet haalbaar.
- Als de ontwikkelaars zelf de infrastructuur aanleggen en onder beheer hebben, zal de aflossingsperiode naar verwachting aanzienlijk korter zijn dan in het geval een onafhankelijke netbeheerder hier zorg voor draagt. Tegelijkertijd zal de rente tijdens de aflossing voor marktpartijen verhoudingsgewijs hoog zijn. De analyse wijst uit dat onder dergelijke, aannemelijke condities de financieringskosten die een netbeheerder door moet berekenen aan de gebruikers relatief laag zijn.
- Variatie van de grootte van de windparken heeft weinig invloed op de totale kosten. Uiteraard wordt bij kleinere parken met individuele verbindingen het aantal kabeltracés groter.
- Ook met de huidige hoge prijzen voor koper vormt aluminium geen kosteneffectief alternatief voor transmissiekabels, onder andere door de hogere elektrische verliezen.
- Door de capaciteit van de transmissiekabels lichtelijk te verminderen ten opzichte van het vermogen van het aangesloten windpark, kunnen de investeringen met enkele procenten gere-

duceerd worden. De daarmee gepaarde opbrengstverliezen zijn beperkt. Deze besparingsoptie verdient een nadere analyse.

- Combinatie van windparken op zee met inter-connectoren op zee vereist DC converters. Uit kostenperspectief is deze optie alleen aantrekkelijk voor projecten die zo ver uit de kust liggen dat op zichzelf al een DC verbinding voor de netaansluiting noodzakelijk is.
- Gecombineerd gebruik van elektriciteitstransmissie op zee door windparken *en* andere opwekking op zee (bijvoorbeeld het ter plaatse omzetten van gas in elektriciteit met behulp van gasturbines, de koppeling van golf- of getijdenenergie centrales, etc.) belooft een verbeterde kosteneffectiviteit van de investeringen. Voor een evaluatie van deze voordelen moeten de baten in de analyse moeten worden meegenomen.

5 Conclusies

Algemeen

Alle beschreven netconfiguraties worden in beginsel technisch haalbaar geacht, zij het na een aanlooperperiode voor marktintroductie. Bij de vergelijking van de netconfiguraties moeten verschillende criteria tegen elkaar worden afgewogen, omdat aspecten als kosten voor aanleg en exploitatie, efficiënt ruimtegebruik, planologische complexiteit en verantwoordelijkheid voor planning en implementatie deels tot verschillende voorkeursopties leiden.

Uitgaande van een ontwikkeling van 5400 MW windvermogen op zee tussen 2012 en 2020 ligt de netto contante waarde van de kosten voor aanleg en exploitatie van de transmissie infrastructuur voor individuele AC verbindingen tussen 5 en 7 miljard Euro. Bij clustering en concentratie dicht bij de kust liggen de kosten tussen 7 en 9 miljard Euro zolang AC technologieën worden toegepast. Bij gebruik van DC technologie, die de ontsluiting van gebieden ver uit de kust mogelijk maakt lopen de kosten op tot duidelijk boven de 10 miljard Euro.

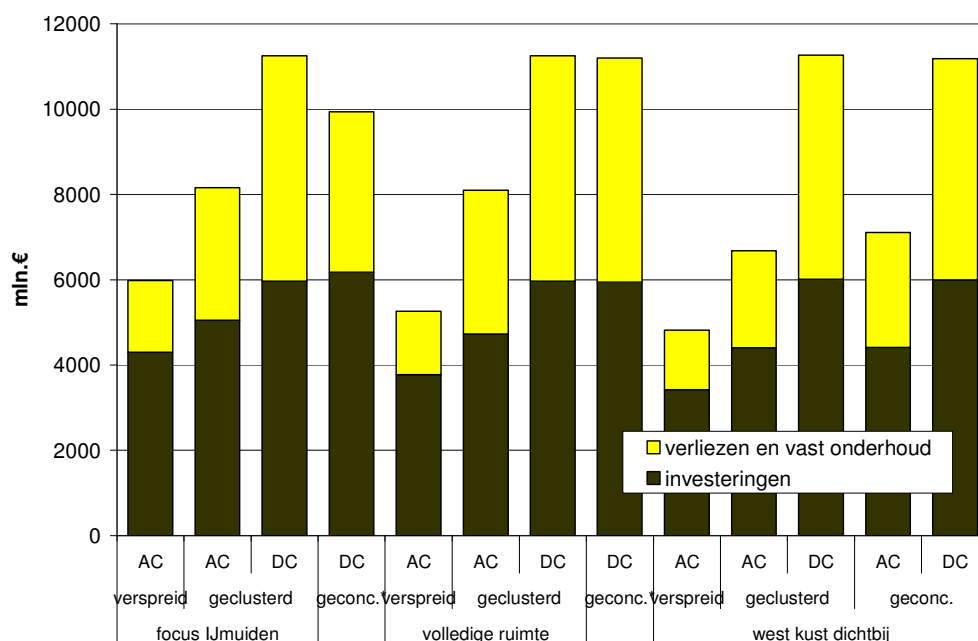
Ruimtelijke invulling en kosten

Door windparken op zee in clusters te bundelen wordt een efficiënt ruimtegebruik bevorderd. Dat geldt niet alleen voor de windparken zelf, maar ook voor de kabeltracés naar het aanlandingspunt.

De besparingspotentiëlen bij bundeling van aansluitingen ten opzichte van een verspreide ontwikkeling van individuele aansluitingen zijn beperkt. Dat is het gevolg van technologische beperkingen – er is nauwelijks sprake van schaalvoordelen. De individuele AC verbindingen vormen doorgaans de ondermarge voor de kostenrange (zie Figuur 5.1).

Door het windvermogen op zee daarnaast te concentreren in een beperkt aantal 'Wind Win' gebieden zouden conflicten met andere ruimtelijke functies (scheepvaart, visserij, etc.) mogelijk verder verminderd kunnen worden.

Deze aanpak heeft wel vergaande consequenties voor de kosten. De beperkte omvang van de onderzochte locaties dicht bij de kust maakt het moeilijk om daarbinnen een vermogen van 5400 MW te installeren. Als gevolg hiervan moeten bij een dergelijk ambitieniveau hoe dan ook gebieden ver buiten de kust voor concentratie gebruikt worden. De grote transmissieafstanden leiden tot hogere kosten voor de aansluiting¹ (zie Figuur 5.1).



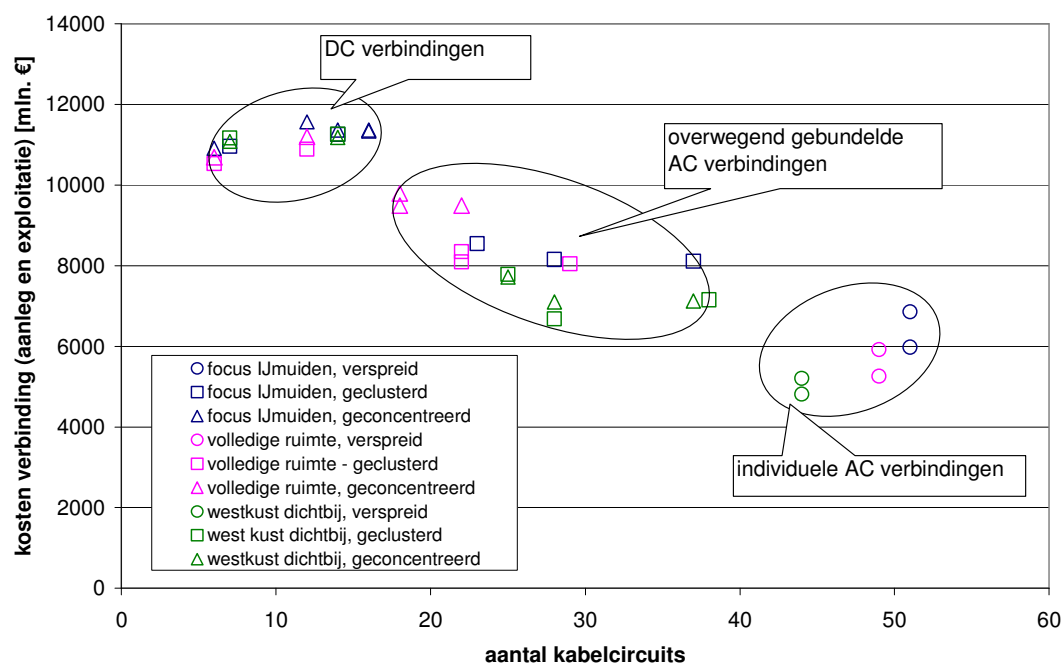
Figuur 5.1: Netto contante waarde van de totale kosten voor aanleg en exploitatie van de infrastructuur voor verschillende netconfiguraties op zee met onderscheid in investeringen en operationele kosten (* voor deze geconcentreerde opties is een AC verbinding om technisch-economische reden niet zinvol)

Zoals in Figuur 5.1 aangegeven zijn bij de geconcentreerde netaansluitingen van scenario's 'Focus IJmuiden' en 'Volledige Ruimte' de aan-

¹ De hogere kosten die het plaatsen en bedienen van de windparken in grotere waterdiepte met zich mee brengt zijn hierbij nog niet meegenomen.

sluitingen DC verbindingen. Reden hiervoor is dat deze netaansluitingen hoofdzakelijk zeer lange verbindingen hebben (> 100 km). Vanuit verschillende oogpunten (kosten, ruimtelijke impact, bedrijfsvoering elektriciteitsnet, etc.) is er in deze studie voor gekozen voor verbindingen > 120 km uitsluitend DC verbindingen mee te nemen. Verder valt te zien dat de operationele kosten voor DC verbindingen aanzienlijk hoger zijn. Hiervoor zijn twee redenen:

- Hogere elektrische verliezen: met het belastingsprofiel bij de aansluiting van windparken met DC verbindingen zijn de jaarlijkse verliezen in beide converter stations samen reeds rond de 4%, onafhankelijk van de transmissieafstand. Pas op grote afstand (> 120 km) zijn de netverliezen van AC en DC verbindingen gelijkwaardig (220 kV AC versus ± 150 of ± 300 kV DC).
- Hogere onderhoudskosten: de vaste, geplande onderhoudskosten van DC converter stations zijn hoger per geïnstalleerde MW dan bij AC hoogspanningsstations.

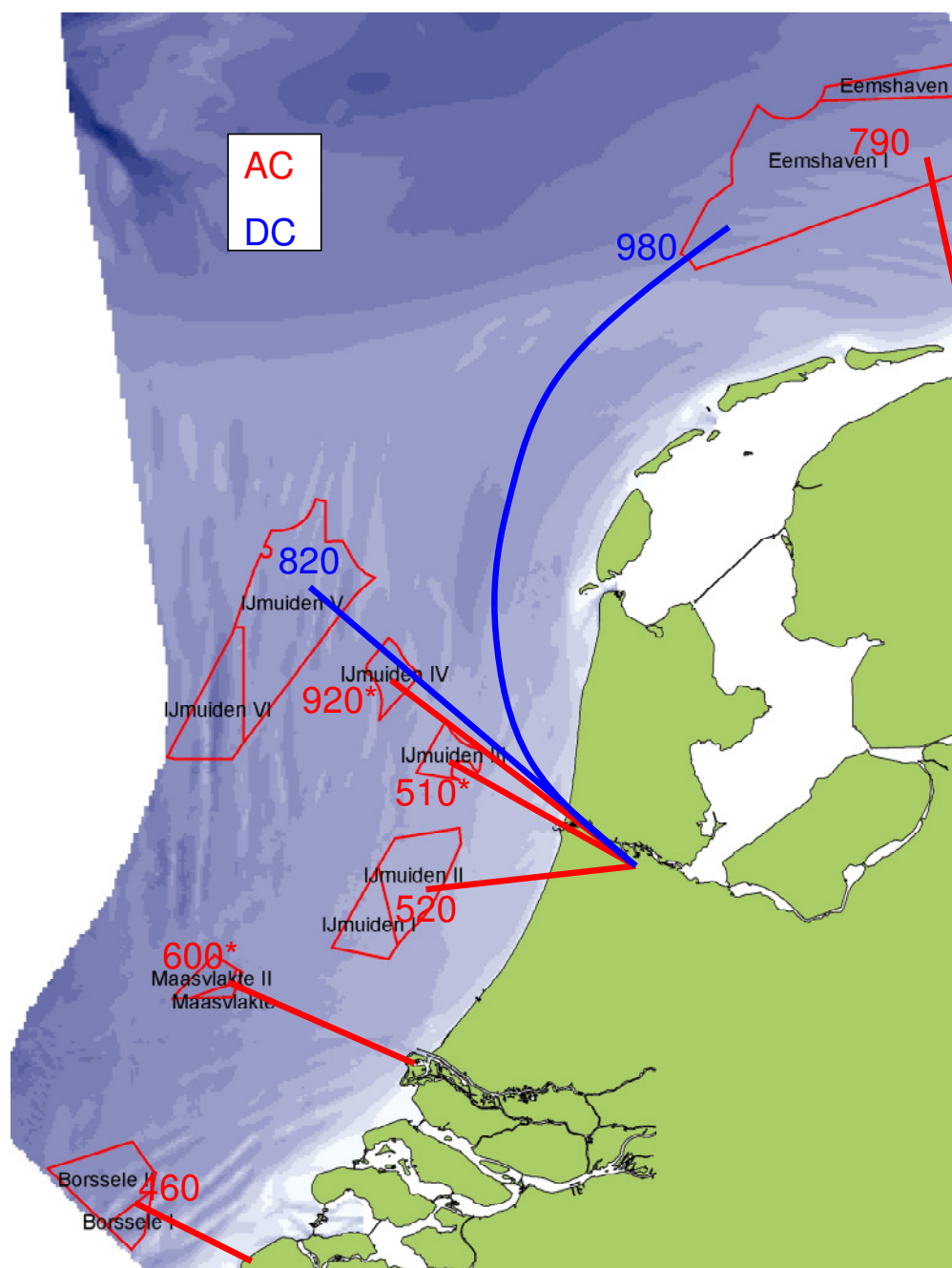


Figuur 5.2: Verhouding tussen netto contante waarde van de totale kosten voor aanleg en exploitatie van de infrastructuur voor 5400 MW vermogen van windparken op zee en het vereist aantal kabelcircuits als indicator voor ruimtebeslag.

Figuur 5.2 toont aan dat individuele verbindingen gepaard gaan met de grootste hoeveelheid kabeltracés en met een risico op conflicten in ruimtegebruik. DC transmissie maakt vermogenstransport via een minimaal aantal verbindingen mogelijk, echter wel tegen hoge kosten. Tussen deze twee uitersten, zowel in termen van kosten als ook aantal kabelcircuits, ligt een hele range van gebundelde AC configuraties. De sets van netconfiguraties die ten grondslag liggen aan elk van de scenario's representeren mogelijke ontwikkelingstrajecten. In de praktijk kunnen verschillende of zelfs gemengde configuraties in de afzonderlijke 'Wind Win' gebieden ontstaan. Door de keuze voor de uitersten (uitsluitend individuele verbindingen of uitsluitend geclusterde verbindingen) geven de resultaten van deze studie het kader waarbinnen de daadwerkelijke kosten zullen vallen.

Figuur 5.3 geeft een indicatie van de gemiddelde aansluitkosten die per 1000 MW geïnstalleerd vermogen, per 'Wind Win' locatie en per aansluitpunt te verwachten zijn. Daarbij zijn slechts gebundelde aansluitingen meegenomen en is de meest gunstige transmissietechnologie gekozen. Omdat een deel van de gebieden te klein is voor plaatsing van 1000 MW zijn in deze gevallen (*) de kosten proportioneel opgeschaald, zodat niet de absolute getallen maar eerder de onderlinge verhoudingen relevant zijn.

Voor verschillende 'Wind Win' gebieden is het denkbaar en mogelijk voordelig om verschillende netconfiguraties toe te passen. Worden binnen één 'Wind Win' gebied netconfiguraties gemengd, dan ontstaat er een risico dat een optimale configuratie uiteindelijk niet gerealiseerd kan worden. Om deze reden moet de ruimtelijke planning op een strategische manier worden aangepakt.



Figuur 5.3: Indicatieve, gemiddelde nominale investeringen voor de aansluiting van 1000 MW vermogen op zee voor de verschillende 'Wind Win' gebieden in miljoen Euro; exclusief eventueel vereiste kosten voor netverzwaring en ruimtelijke inpassing op land; rood AC, blauw DC; kosten met *: plaatsing van 1000 MW in het gebied niet mogelijk, waarde opgeschaald.

Technologiekeuze, ontwerp parameters en kosten

Voor zover technisch toepasbaar zijn AC opties doorgaans de meest kosteneffectieve optie. Alle gebundelde AC varianten vertonen – bij een duidelijk verschillende samenstelling van de relevante kostenposten – vergelijkbare totale kosten. Een hogere transmissiespanning belooft lichte kostenvoordelen.

Een voordeel van AC technologieën is de ruime ervaring die ermee in het verleden is opgedaan. De technologie risico's die verbonden zijn aan toepassing van AC concepten worden beheersbaar geacht, ook bij meer innovatieve configuraties (bipolaire optie).

DC opties zijn alleen bij lange transmissieafstanden financieel voordelig. Door de kosten gerelateerd aan de converter stations zijn de specifieke investeringen per MW voor deze technologie hoog. Daarnaast zijn de operationele kosten voor DC transmissie beduidend hoger dan bij AC alternatieven (zie Figuur 5.1).

Wat de ruimtelijke aspecten betreft wordt bij DC transmissie enerzijds het aantal kabeltracés en duindoorsteken geminimaliseerd, aan de andere kant vormt de inpassing op land als gevolg van de afmetingen van de converter stations een grotere uitdaging.

Het systeemtechnische gedrag van DC transmissie is mogelijk beter beheersbaar dan dat van lange AC kabelverbindingen waardoor inpassing bevorderd kan worden.

Factoren als de grootte van de windparken, het geleidermateriaal of de dimensionering van de transmissiekabel ten opzichte van het geïnstalleerde vermogen in het windpark tonen een potentieel voor kostenoptimalisatie. Zij zijn echter niet van doorslaggevend belang: de hiervoor genoemde conclusies zijn robuust ten opzichte van deze factoren.

Naast de kosten spelen ook andere factoren (betrouwbaarheid / redundantie, technische eigenschappen in de bedrijfsvoering van het

landelijk netwerk etc.) een belangrijke rol in de vergelijking van de opties. Hierbij ligt een groot potentieel voordeel van de bipolaire AC verbindingen. Zij bieden zeer compacte kabeltracés en partiële redundantie bij ongeveer dezelfde totale kosten als de AC netstructuren. Wegens het feit dat de totale kosten vergelijkbaar zijn met de traditionele AC netstructuren en de technologie nog in de praktijk bewezen dient te worden, wordt bij de bespreking van de conclusies allen onderscheid gemaakt tussen de technologieopties AC en DC.

Netbeheerder of individuele ontwikkelaars

Een onafhankelijke netbeheerder kan een belangrijke bijdrage leveren aan de strategische planning van de transmissie infrastructuur op zee. Door duidelijk gespecificeerde aansluitingen op zee beschikbaar te stellen kan een netbeheerder een efficiënt ruimtegebruik binnen aangewezen 'Wind Win' gebieden stimuleren. Daarnaast is hij in de positie om een groot aantal kabeltracés / duindoorsteken op een afgestemde manier te plannen.

Alleen een netbeheerder kan efficiënt gebundelde aansluitingen en bijbehorende platformen / converter stations realiseren en daarbij een afgewogen technologiekeuze te maken, rekening houdend met toekomstige projecten op zee, de ontwikkeling van het netwerk aan land of systeemtechnische randvoorwaarden.

De maatschappelijke kosten voor aanleg en exploitatie van de infrastructuur op zee worden ook bepaald door de financieringscondities. De analyse toont aan dat – onder de aangenomen financieringscondities – de kosten bij aanleg en exploitatie door een onafhankelijke, gereguleerde netbeheerder in de lagere range liggen.

Daarbij komt dat de financierbaarheid van projecten voor marktpartijen beduidend makkelijker wordt als de aansluiting op zee beschikbaar wordt gesteld. In die zin draagt de aanwijzing van een onafhankelijke netbeheerder niet alleen bij tot beheersen van de maatschappelijke kosten, maar ook tot het verminderen van barrières bij het implementeren van windvermogen op zee.

Vanuit het perspectief van de ontwikkelaar is er één potentieel risico als de verantwoordelijkheid voor het verschaffen van de aansluiting bij een netbeheerder wordt geplaatst: de ontwikkelaar wordt op dat vlak afhankelijk van een externe partij waarvan hij de slagvaardigheid en de gedrevenheid niet meer zelf kan beïnvloeden. Door een adequate regulering van de netbeheerder moet dit risico voor de marktpartijen beheersbaar worden gehouden.

Tabel 5-1 vat de beschreven voor- en nadelen samen afhankelijk of de verantwoordelijkheid voor aanleg en bedrijf van de transmissie op zee ondergebracht wordt bij een onafhankelijke netbeheerder of een projectontwikkelaar.

Tabel 5-1: Voor- en nadelen afhankelijk van de acteur die de verantwoordelijkheid draagt voor het verschaffen van de aansluiting voor windparken op zee (- nadeel, + voordeel, 0 geen generieke uitspraak).

	Onafhankelijke netbeheerder	Individuele ontwikkelaar
Efficiënt ruimtegebruik 'Wind Win' gebieden	+	0
Afgestemde planning kabeltracés / duindoorsteken	+	-
Technologiekeuze	+	-
Financierbaarheid projecten	+	0
Planning netinpassing op land	+	-
Slagvaardigheid	0	+

6 Aanbevelingen

Ruimtelijke planning en beleidskader

- Omdat de ontwikkelingsscenario's vooral binnen 'Wind Win' gebieden elkaar beïnvloeden of elkaar zelfs gedeeltelijk uitsluiten, is een integrale strategische planning van het ruimtegebruik op zee vereist. Dat geldt ook bij aanleg van individuele verbindingen die voor locaties dicht bij de kust zinvol kunnen zijn. Alleen al uit dat perspectief lijkt planning van de infrastructuur op zee door een onafhankelijke netbeheerder voordelig.
- In deze strategische planning zijn duidelijke keuzes vereist wat betreft beleidsprioriteiten. Aspecten die tegen elkaar moeten worden afgewogen, zijn onder andere algemeen ruimtebeslag, conflicten in ruimtegebruik, kosten voor investeringen en operationele kosten gedurende exploitatie.
- Het concentreren van windvermogen op zee in enkele 'Wind Win' gebieden heeft duidelijk hogere kosten in aanleg en exploitatie tot gevolg. Een dergelijke concentratie lijkt zinvol als het vermijden van gebruikskonflikten een voorwaarde is voor het behalen van de gewenste vooruitgang.
- Bij het aanlandingspunt is het mogelijk om de kabeltracés van verschillende clusters ruimtelijk dicht te bundelen. Daarbij moet bij aanleg van een duindoorsmaak afgewogen worden of het niet zinvol is om al voorzieningen voor toekomstige export kabels voor te bereiden (kabelbuizen, tunnels) en terugkomende hinder door werkzaamheden te beperken.

Tijdsontwikkeling

- Een langzamere ontwikkeling van het windvermogen op zee resulteert natuurlijk in lagere totale maatschappelijke kosten in de periode tot 2020. Uitgaande van een vastgestelde politieke doelstelling voor duurzame energie levert vertraging geen specifieke kostenvoordelen op (in Euro per gerealiseerd windvermogen). Deze studie draagt dan ook geen argumenten aan voor een vertraagde implementatie van doelstellingen.
- Alle scenario's veronderstellen een snelle ontwikkeling en toepassing van technologie. Om deze ambitieuze ontwikkeling daadwerkelijk te realiseren, is een actief beleid vereist. Investeerders moeten de ruimte krijgen om innovaties toe te passen en moeten de gerelateerde risico's kunnen beheersen (bijvoorbeeld met de introductie van 220 kV AC zee-kabels). De overheid kan hier een belangrijke faciliterende rol spelen bij de groot-schalige introductie van innovaties.

Regulering technologie en exploitatie

- De technologiekeuze heeft belangrijke consequenties voor de uiteindelijke maatschappelijke kosten. Met name DC verbindingen brengen aanzienlijke meerinvesteringen en additionele operationele kosten met zich mee. Echter, kosten zijn niet het enige beoordelingscriterium in de technologiekeuze. Andere aspecten zoals ruimtebeslag of eigenschappen in de technische bedrijfsvoering moeten mee worden gewogen. Ook binnen AC technologieën is er nog duidelijk ruimte voor innovatie (bipolaire verbindingen).
- Bij gebundelde AC aansluiting moeten de spanningsniveaus van de inter-connectie en export kabels op elkaar zijn afgestemd. Anders is een extra transformator nodig die een belangrijke kostenpost vormt. Adequate regulering moet veilig stellen dat een dergelijke afstemming van spanningsniveaus tussen individuele projecten in een cluster daadwerkelijk plaatsvindt.

- Andere technologie parameters zoals de grootte van de windparken en de dimensionering van de transmissieverbinding bieden zeker potentieel voor verdere optimalisatie, maar de gerelateerde kostenbesparingen zijn beperkt. Beleidsmatig ingrijpen gericht op deze parameters lijkt overbodig, tenminste uit financieel perspectief.
- Uitgaande van de gehanteerde, realistische veronderstellingen zijn de financieringscondities verhoudingsgewijs gunstig als de infrastructuur door een onafhankelijke netbeheerder op zee wordt aangelegd. Uit kostenperspectief is het aanwijzen van een netbeheerder op zee aan te bevelen.

Verder onderzoek

- Met behulp van detailstudies, vooral gericht op technische aspecten, kunnen de resultaten verder aangescherpt en onderbouwd worden. Belangrijke aspecten hierin zijn de stabiliteit van het systeem in normaal bedrijf en het vermogen om storingen op een adequate manier af te handelen.
- De kostenramingen zijn gebaseerd op actuele marktinformatie omtrent de prijzen van componenten en diensten. Door middel van markt-monitoring kunnen de resultaten van deze studie permanent geactualiseerd en het beleid verder ondersteund worden.
- De consistente beoordeling van specifieke opties (inpassing van windvermogen op zee bij Eemshaven of gecombineerd gebruik van de transmissie infrastructuur samen met andere opwekking op zee) vereist aanvullende analyses met systeemgrenzen die ruimer zijn gedefinieerd dan in de onderhavige studie.

Appendices

Appendix A: definiëring netstructuren

In deze studie zijn acht netstructuren gedefinieerd leidend tot 6000 MW in 2020. De verdeling van het vermogen over de 'Wind Win' gebieden is weergegeven in Tabel A-1 t/m Tabel A-3.

Tabel A-1: 'Wind Win' gebieden scenario 'Focus IJmuiden' met verschillende netstructuren leidend tot 6000 MW in 2020.

Gebied	Scenario 'Focus IJmuiden'				Afstand netaansluiting
	Max	Netstructuur			
		1 Verspreid	2 Geclusterd	3 Geconcentreerd	
Borssele I					
Borssele II					
Maasvlakte II					
IJmuiden I	1000	1000	800		85 – 100 km
IJmuiden II	1875	1800	1600		60 – 80 km
IJmuiden III	600	600	600		60 – 65 km
IJmuiden IV	675	600	600		90 – 100 km
IJmuiden V	5100	1400	1800	4000	120 – 130 km
IJmuiden VI				1400	120 – 130 km
Eemshaven I					
Eemshaven II					
Totaal	9250	5400	5400	5400	

Tabel A-2: 'Wind Win' gebieden scenario 'Volledige Ruimte' met verschillende netstructuren leidend tot 6000 MW in 2020.

Gebied	Scenario 'Volledige Ruimte'				Afstand netaansluiting
	Max	Netstructuur			
		1 Verspreid	2 Geclusterd	3 Geconcentreerd	
Borssele I				400	30 – 40 km
Borssele II	1500	1000 / 400	1000	1400	40 - 55 km
Maasvlakte II					
IJmuiden I	1000	1000	200		85 – 100 km
IJmuiden II	1875	1800	1800		60 – 80 km
IJmuiden III	600	600	400		60 – 65 km
IJmuiden IV	675	600			90 – 100 km
IJmuiden V	5100		1000	2400	120 – 130 km
IJmuiden VI				600	120 – 130 km
Eemshaven I	1500	400 / 1000	1000	600	95 – 165 km
Eemshaven II					
Totaal	9250	5400	5400	5400	

Voor scenario 'Volledige Ruimte' worden twee varianten meegenomen voor de netstructuur met individuele netaansluitingen:

- Nadruk op IJmuiden en Borssele: 1000 MW voor de kust van Borssele en slechts 400 MW voor de kust van Eemshaven.
- Nadruk op IJmuiden en Eemshaven: 1000 MW voor de kust van Eemshaven en slechts 400 MW voor de kust van Borssele.

De analyse van deze varianten tonen aan wat het verschil in kosten voor de netaansluiting zijn indien er meer spreiding bij ofwel Borssele, ofwel Eemshaven is, exclusief de kosten voor vereiste netverzwaringen van het net op land. Tevens zijn twee varianten meegenomen voor scenario 'Volledige Ruimte' geclusterd waarbij de locatie van 1 GW aan windvermogen verschilt (netaansluiting in IJmuiden of in Eemshaven). Deze varianten tonen aan wat de meerkosten zijn voor een netaansluiting in IJmuiden in plaats van bij Eemshaven. Voor de aansluiting op Eemshaven zal het net in het noorden van het land echter verzwaaard moeten worden. De extra kosten hiervan die aanzienlijk zijn, vallen buiten het bestek van deze studie en worden derhalve niet meegenomen.

Tabel A-3: 'Wind Win' gebieden scenario 'West Kust Dichtbij' met twee netstructuren leidend tot 6000 MW in 2020.

	Scenario 'West Kust Dichtbij'			
	Max	Netstructuur		Afstand netaansluiting
		1	2	
Gebied		Verspreid	Geclusterd	
Borssele I	400	400	400	30 – 40 km
Borssele II	1650	1600	1200	40 - 55 km
Maasvlakte II	450	400	400	55 – 75 km
IJmuiden I	1000		1000	85 – 100 km
IJmuiden II	1875	1800	1800	60 – 80 km
IJmuiden III	600	600		60 – 65 km
IJmuiden IV	675	600	600	90 – 100 km
IJmuiden V				
IJmuiden VI				
Eemshaven I				
Eemshaven II				
Totaal	6650	5400	5400	

Voor de netstructuren van Optie C 'West Kust Dichtbij' geldt dat voor de ligging van de windparken met het zwaartepunt in IJmuiden en verder spreiding van parken bij Borssele en Maasvlakte, er zeer weinig verschil is tussen netstructuren 2 (geclusterd) en 3 (geconcentreerd).

Derhalve is netstructuur 2 (geclusterd) buiten beschouwing gelaten in deze studie.

In deze studie zijn zes netstructuren gedefinieerd leidend tot 3450 MW in 2020. De verdeling van het vermogen over de 'Wind Win' gebieden is weergegeven in Tabel A-4 en Tabel A-5. Door de gelijkheid van netstructuren zijn netstructuren 1 (verspreid) en 2 (geclusterd) in scenario 'Volledige Ruimte' en netstructuur 2 (geclusterd) in scenario 'West Kust Dichtbij' niet meegenomen.

Tabel A-4: 'Wind Win' gebieden scenario 'Focus IJmuiden' met verschillende netstructuren leidend tot 3450 MW in 2020.

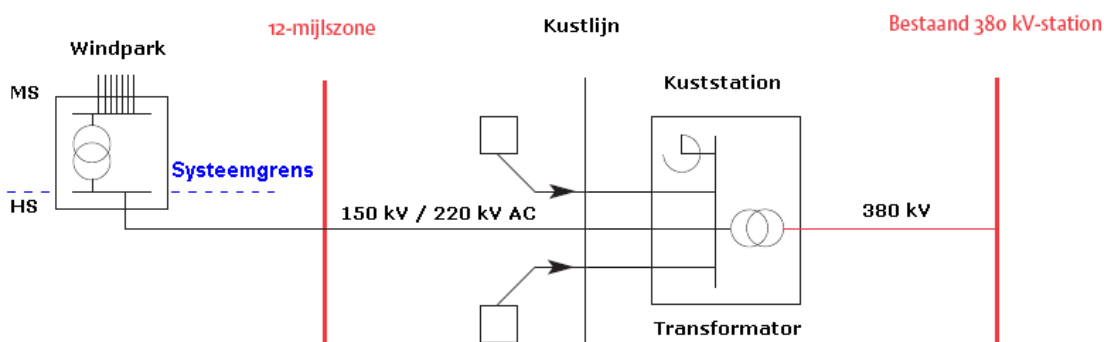
	Scenario 'Focus IJmuiden'				
	Max	Netstructuur			Afstand netaansluiting
		1	2	3	
Gebied		Verspreid	Geclusterd	Geconcentreerd	
Borssele I					
Borssele II	1500				
Maasvlakte II					
IJmuiden I	1000	400	400		85 – 100 km
IJmuiden II	1875	1800	1600		60 – 80 km
IJmuiden III	600	600			60 – 65 km
IJmuiden IV	675				90 – 100 km
IJmuiden V	5100		800	2800	120 – 130 km
IJmuiden VI					
Eemshaven I	1500				
Eemshaven II					
Totaal	9250	2800	2800	2800	

Tabel A-5: 'Wind Win' gebieden scenario's 'Volledige Ruimte' en 'West Kust Dichtbij' met twee netstructuren leidend tot 3450 MW in 2020.

	Scenario 'Volledige Ruimte'		Scenario 'West Kust Dichtbij'		Afstand netaansluiting
	Max combi scenario's	Netstructuur			
		3	1	3	
Gebied		Geconcentreerd	Verspreid	Geconcentreerd	
Borssele I	400		400		30 – 40 km
Borssele II	1650	800	800	800	40 - 55 km
Maasvlakte II	450				55 – 75 km
IJmuiden I	1000				85 – 100 km
IJmuiden II	1875		1000		60 – 80 km
IJmuiden III	600		600		60 – 65 km
IJmuiden IV	675				90 – 100 km
IJmuiden V	5100	2000		2000	120 – 130 km
IJmuiden VI					
Eemshaven I	1500				95 – 165 km
Eemshaven II					
Totaal	13650	2800	2800	2800	

Appendix B: Netschema's

Voor alle vijf de technologieën meegenomen in deze studie gelden verschillende netschema's voor de aansluiting van windparken op zee. Qua netstructuur is er een onderscheid tussen individueel aangesloten windparken en geclusterde aansluitingen van meerdere windparken middels een verzamelplatform. In Figuur B.1 t/m Figuur B.4 zijn de bijbehorende netschema's weergegeven.

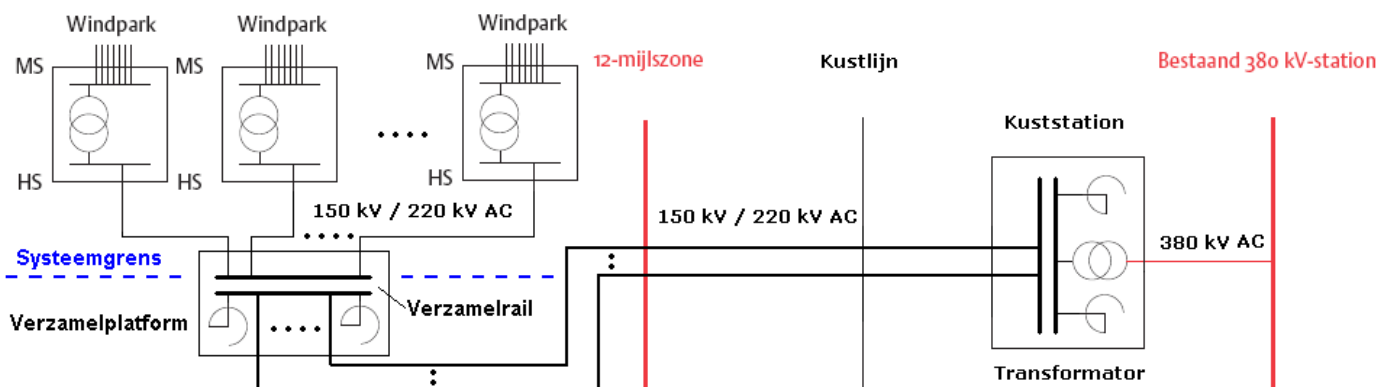


Figuur B.1: Overzicht netschema voor individuele netaansluiting van windparken via 150 kV of 220 kV AC technologie.

Voor de individuele netaansluitingen wordt een windpark van 200 MW met één of twee kabels (afhankelijk van de afstand tot de kust en het spanningsniveau) aangesloten op een hoogspanningsstation op land, waar eventueel meerdere parken op worden aangesloten. Op het hoogspanningsstation aan land wordt blindvermogen compensatie toegepast voor het opgewekte blindvermogen van de AC kabels. Middels een transformator wordt het hoogspanningsstation aangesloten op het 380 kV AC net op land.

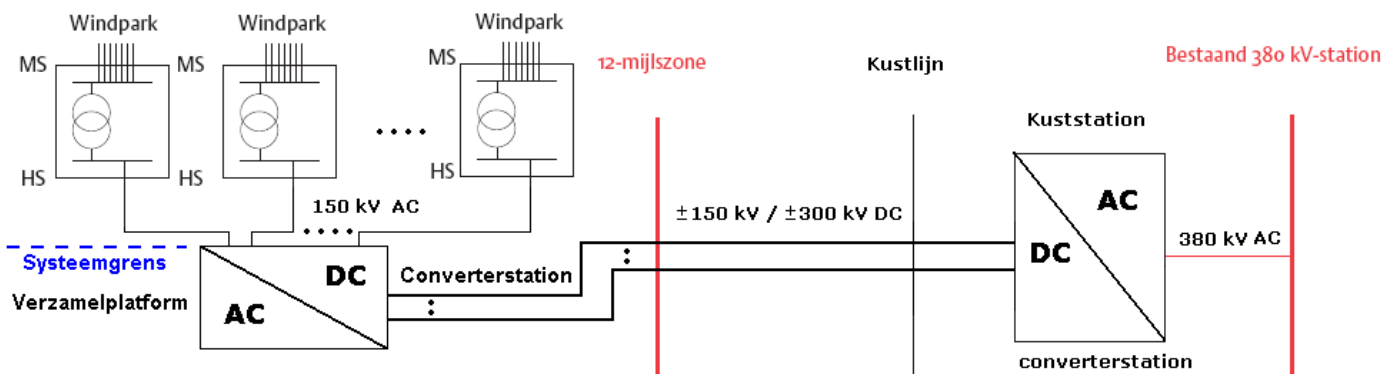
In Figuur B.2 is het netschema weergegeven voor de gebundelde netaansluiting via de 150 kV of 220 kV AC technologie. Op het verzamelplatform is een verzamelrail aanwezig waarop de kabels van de verschillende windparken worden aangesloten. De aangenomen systeemgrens binnen deze studie ligt hierbij op de verzamelrail. Op het verzamelplatform wordt tevens blindvermogen compensatie toegepast. Via meerdere parallelle kabelcircuits wordt het verzamelplatform aange-

sloten op een hoogspanningsstation aan land. Op dit hoogspanningsstation wordt ook blindvermogen compensatie toegepast en via een transformator wordt het station aangesloten op het 380 kV AC net aan land.



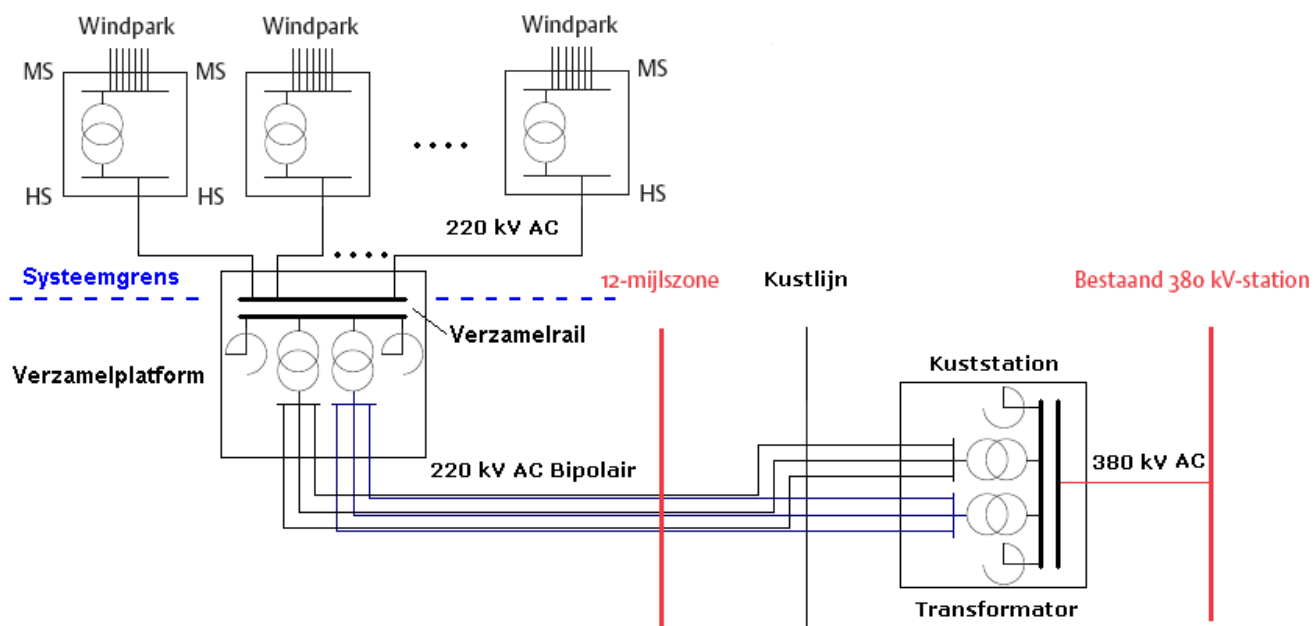
Figuur B.2: Netschema gebundelde netaansluiting via 150 kV of 220 kV AC technologie.

In Figuur B.3 is het netschema weergegeven voor de gebundelde netaansluiting via de ± 150 kV of ± 300 kV HVDC technologie. De windparken worden aangesloten op een converter station op zee waar AC in DC wordt omgezet. Vanaf dit converter station lopen één of twee kabelcircuits (één voor de ± 300 kV DC technologie en twee voor de ± 150 kV DC technologie) naar het converter station op land waar DC weer in AC wordt omgezet. Het converter station op land wordt middels een 380 kV AC verbinding aangesloten op het net op land.



Figuur B.3: Netschema gebundelde netaansluiting via de ± 150 kV of ± 300 kV HVDC technologie.

In Figuur B.4 is het netschema weergegeven van de gebundelde netaansluiting voor de 220 kV AC bipolaire technologie. De windparken worden aangesloten op een verzamelrail op het verzamelplatform. Op het verzamelplatform wordt blindvermogen compensatie toegepast. Zoals aangegeven zijn voor de bipolaire AC technologie altijd transformatoren nodig voor de omzetting van de standaard 3-fasige AC in de twee 3-fasige AC systemen voor de bipolaire AC technologie. Vanaf het verzamelplatform lopen vervolgens zes 1-fasige AC kabels in drie kabelcircuits naar het hoogspanningsstation aan land. Op dit hoogspanningsstation wordt weer via twee transformatoren het bipolair AC systeem omgezet in het standaard 3-fasige AC systeem. Op het station op land wordt ook blindvermogen compensatie toegepast. Via een 380 kV AC verbinding wordt het station verbonden met het net op land.



Figuur B.4: Netschema gebundelde netaansluiting via de 220 kV AC bipolaire technologie.



Dit is een publicatie van:

Het Ministerie van Economische Zaken
Postbus 20101 | 2500 EC Den Haag
T 0800 646 39 51 (ma t/m vrij 9.00 – 21.00 uur)

Februari 2009 | Publicatienummer: ??ET??