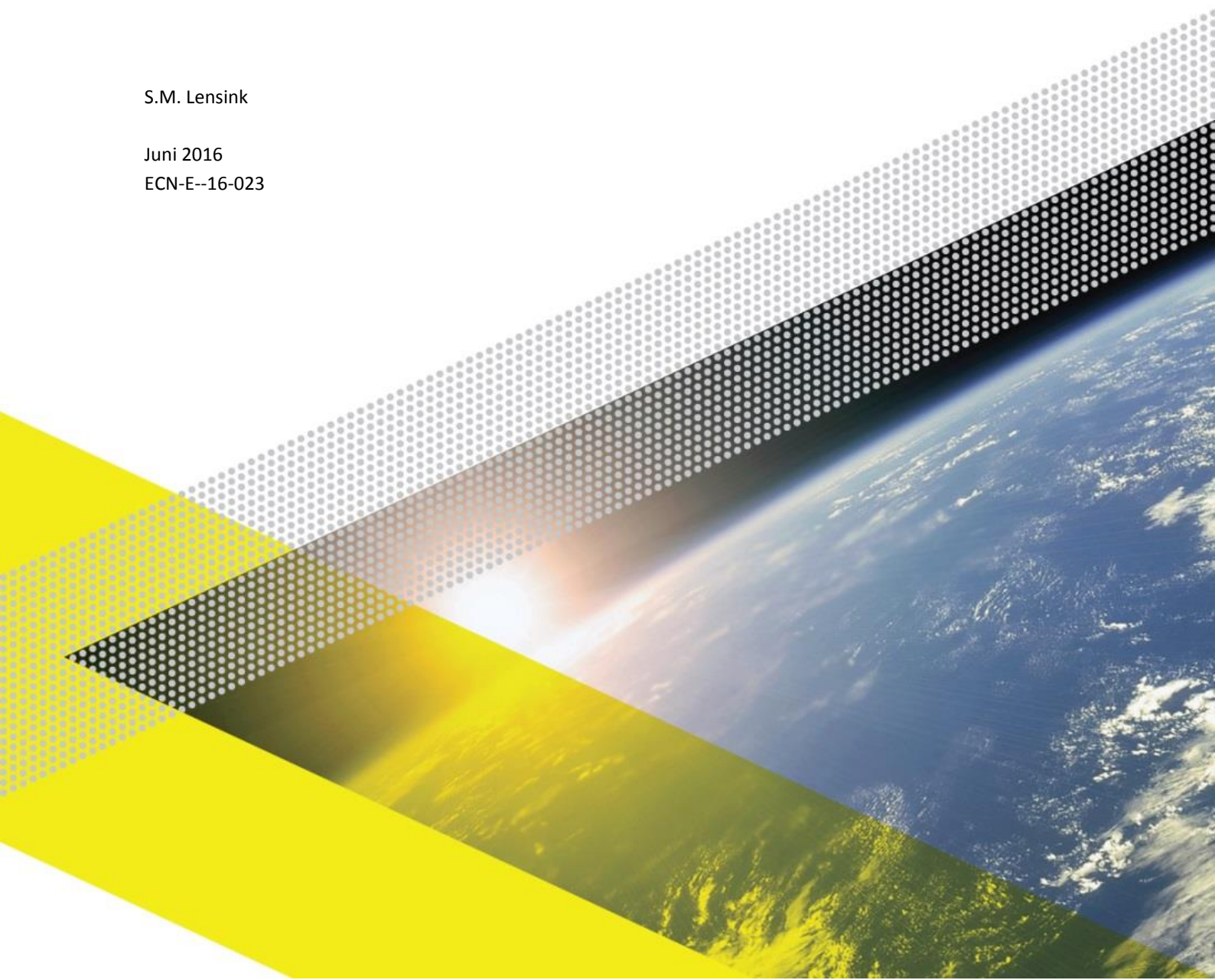


Kosten IJmuiden-Ver in relatie tot Hollandse Kust

S.M. Lensink

Juni 2016
ECN-E--16-023



Verantwoording

Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van de stichting Vrije Horizon. Het onderzoek staat geregistreerd bij ECN onder projectnummer 5.4271. Projectleider is P.A. Reffeltrath

Abstract

In assignment of the foundation Vrije Horizon that support local municipalities, ECN has performed a quick scan on the cost of wind offshore. The report answers questions on the cost differences between wind offshore locations near the Dutch coast (Hollandse Kust, approximately 20 km off the coast) and wind offshore locations at IJmuiden-Ver, approximately 60-80 km off the coast.

The windfarms - including net connections but excluding external cost for society - are more costly at IJmuiden-Ver than at Hollandse Kust. Provided that the wind developments of 2100 MW at IJmuiden-Ver are tendered together in one tender process, the cost difference might be reduced by 0,3 to 0,6 billion euro net present value. This decrease in cost may arise by making full use of the opportunities offered by the contiguity of IJmuiden-Ver. Achieving these cost savings through economies of scale, however, requires a different method of procurement and develop more distant locations, the realization is not forseen earlier than after the middle of the next decade.

This study is performed as quick scan based on expert judgement from the author and as such insufficient to make policy recommendations.

Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.



Inhoudsopgave

1	Resultaten	6
2	Achtergrond	9
3	Gemodelleerde kosten	13
3.1	Gemodelleerde parklocaties	13
3.2	Funderingskosten	14
3.3	Netaansluitingskosten	15
3.4	Windturbines	15
4	Toekomstige ontwikkelingen	17
4.1	Verdunning, lagere windpark- vermogensdichtheid.	17
4.2	Voordelen aaneengesloten gebied	19
4.3	Grotere aanbesteding	19
5	Discussie	20

Managementsamenvatting

De doelstelling van dit onderzoek is om het kostenverschil tussen windparken in het zeegebied IJmuiden-Ver en windparken in het zeegebied Hollandse Kust in kaart te brengen en om scenario's te exploreren waarbij de voordelen die de locatie IJmuiden-Ver biedt voor windenergie te gelde gemaakt kunnen worden.

De analyse in deze studie laat zien dat een aaneengesloten opstelling van IJmuiden Ver mogelijk op termijn kan leiden tot een verlaging van de meerkosten vanwege schaafeffecten. Potentieel kunnen de meerkosten van 2100 MW IJmuiden-Ver t.o.v. 2100 MW Hollandse Kust op basis van de huidige kennis verlaagd worden van € 1,3 miljard netto contant naar circa 1,0 miljard euro netto contant (0,7-1,3), over een periode van twintig jaar. Deze daling van meerkosten kan ontstaan door optimaal gebruik te maken van de kansen die de aaneengeslotenheid van gebied IJmuiden-Ver biedt. Hiertoe zouden alle zes tenders voor 2100 MW gelijktijdig uitgeschreven kunnen worden, zodat de mogelijkheid ontstaat op één locatie, meerdere locaties of alle locaties tegelijk te kunnen in schrijven. Het realiseren van deze kostenbesparing door schaalgrootte vergt echter een andere wijze van aanbesteden en ontwikkelen van verder gelegen locaties waarvan de realisatie niet eerder wordt voorzien dan na het midden van het komende decennium.

Tabel 1: Effecten op het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust bij een aanbesteding van 2100 MW. Effecten in miljard euro netto contante waarde.

Oorzaak	Onderkant bandbreedte	Middenwaarde	Bovenkant bandbreedte
Inzet nieuwe generatie windturbines	-0,32	-0,16	0
Voordelen aaneengesloten gebied	-0,16	-0,08	0
Voordelen grotere aanbesteding	-0,48	-0,24	0
Gecombineerd effect (65% waarschijnlijkheid)	-0,6	-0,3	0

Deze studie is bedoeld om de input te leveren voor de discussie rond de keuze voor de locatie Hollandse Kust t.o.v. IJmuiden ver en geeft een richting aan om kostenbesparingsmogelijkheden voor IJmuiden-Ver te realiseren, maar zonder

vervolgonderzoek naar alle effecten van beide opties is de analyse niet geschikt om beleidsbeslissingen op te baseren.

1

Resultaten

Kostenverschil op basis van de huidige plannen

Voor het plaatsen van 2100 MW wind op zee in het gebied IJmuiden-Ver in plaats van in het gebied Hollandse Kust zijn extra investeringen nodig. Het vertaalt zich in een SDE+-basisbedrag van gemiddeld 15,7 ct/kWh voor IJmuiden-Ver en 13,4 ct/kWh voor Hollandse Kust. Dit correspondeert met een netto contante waarde van het kostenverschil tussen de businesscase IJmuiden-Ver en de business case Hollandse Kust van 1,3 miljard euro voor 2100 MW¹. De cijfers zijn inclusief de kosten voor de netaansluiting doch exclusief de kostenvoordelen die TenneT kan behalen ten opzichte van individuele aansluitingen en exclusief de 40%-kostenreductietaakstelling die in het Energieakkoord is geformuleerd.

Kostenimpact van grotere diepten

Er bestaat een sterke samenhang tussen de kosten voor een windturbine, voor de mast en voor de fundering. De meest gangbare funderingsvorm voor de Nederlandse zeewateren zal naar verwachting de monopiles zijn. Ontwikkelingen die hier gaande zijn, betreffen zoal het integreren van mast en de fundering en het toepassen van monopiles bij grotere waterdieptes van meer dan 30 meter. Een kostendaling in de funderingen mag dan ook verwacht worden bij waterdieptes van meer dan 30 meter. Voor de voor windenergie aangewezen zeegebieden speelt deze kostendaling bij grotere waterdieptes echter geen noemenswaardige rol ten opzichte van de kosten die gerapporteerd zijn in 2015.²

Inzet van nieuwe generatie windturbines

Technologische innovaties, met name de toepassing van grotere turbines en de deels daarmee samenhangende relatief lagere funderingskosten, kunnen invloed hebben op het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust. Of dit het kostenverschil groter of kleiner maakt, wordt mede beïnvloed door technische optimalisaties van de turbines in relatie tot het Nederlandse regelgevings- en subsidiekader, prijssetting van de turbines en secundaire voorwaarden in de leveringscontracten. De netto contante waarde van het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust kan hierdoor

¹ Bron: Hoefsloot, N., (2016): *Regionale effecten windmolenparken op zee*, Decisio, Amsterdam, 25 januari 2016.

² Bron: Lensink, S.M., L.W.M.Beurskens (2015): *Kosten wind op zee 2015*, ECN-N--15-014, Petten, 24 april 2015.

indicatief een 0,32 miljard hoger of lager komen te liggen – afhankelijk van de prijssetting en technische prestaties van de nieuwe generatie windturbines. De uitkomsten van de tenders voor het zeegebied Borssele, tender 1 voor site I & II, kunnen een waardevolle indicatie bieden voor de marktontwikkelingen bij de offshore windturbines. In het waarschijnlijkste scenario zijn grote turbines tegelijk kostenverlagend voor IJmuiden-ver als voor Hollandse Kust. Alleen in een minder waarschijnlijk scenario dat grote turbines wel in IJmuiden-ver, maar niet in Hollandse Kust gebruikt gaan worden, treedt een kostenverschilverlaging op. Door de eis van TenneT om op 66 kV aan te sluiten, wordt dit scenario door de windsector als onwaarschijnlijk bestempeld.

Voordelen aaneengesloten gebied

Doordat het gebied IJmuiden-Ver een grotere aaneengesloten locatie voor wind op zee is dan het gebied Hollandse Kust, is te verwachten dat schaalvoordelen en technologieontwikkeling ertoe leiden dat het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust kleiner wordt. Afstandsnadelen die terugkomen in hogere onderhoudskosten voor IJmuiden-Ver kunnen grotendeels of geheel teniet worden gedaan door meer voorzieningen *on-site* te realiseren. Het afstandsnadeel in de onderhoudskosten bedraagt netto contant ca. 0,2 miljard euro voor 2100 MW. Hier staat tegenover dat extra investeringen gepleegd moeten worden voor de *on-site*voorziening en de waarde van de *on-site*voorziening toeneemt naarmate er meer productiecapaciteit vanuit onderhouden wordt. Daarom raamt ECN dit effect op indicatief 0 tot 0,16 miljard euro netto contant, mits er tussen de parken in IJmuiden-Ver wordt samengewerkt.

Verdunning

De dichtheid van een groot windpark kan bijdragen tot verlagen van de kosten van windenergie op zee. Onder de aanname dat oppervlaktegebruik geen prijs kent, kan de kWh-prijs van windenergie ca. 5% lager komen te liggen door windturbines op een optimale afstand van elkaar te plaatsen. Een optimale afstand is als de lagere zog verliezen worden gecompenseerd door hogere verliezen en kosten door langere elektrische kabels. In zo'n optimale configuratie zou in IJmuiden-Ver, met een oppervlakte van ca. 1100 km², ca. 3300 MW geplaatst kunnen worden, in plaats van de vaker genoemde 6600 MW. Omdat een minder efficiënt ruimtegebruik niet in de lijn der verwachting ligt van toekomstbeelden met verdergaande verduurzaming van de samenleving, is dit verdunningseffect niet meegenomen in de voordelen van IJmuiden-Ver.

Grotere aanbesteding

Door het zeegebied in één keer te tenderen voor een groot beoogd vermogen, worden partijen in staat gesteld om grotere reducties, via *supplychain*-zekerheden, schaalvoordelen of inkoopvoordelen, te behalen. Dit effect kan nul zijn, maar ook oplopen tot 5 à 10% van de investeringskosten. Al moet worden opgemerkt dat de bouw toch in een aantal jaren na elkaar zal plaatsvinden; de funderingen worden tegenwoordig zelfs binnen een park per turbine berekend (en volledig automatisch) gemaakt. Dit schaalvoordeel kan ook optreden in het scenario waarin in een keer alle tenders per uniek veld worden uitgeschreven voor 2100 MW Hollandse Kust. In deze verkenning is alleen gerekend met het schaalvoordeel dat in het homogener gebied

IJmuiden-Ver gerealiseerd kan worden, maar dat minder waarschijnlijk gerealiseerd kan worden in het heterogenere gebied Hollandse Kust.

Gecombineerde voor- en nadelen

De meerkosten van 2100 MW IJmuiden-Ver t.o.v. 2100 MW Hollandse Kust kunnen verlaagd worden van € 1,3 miljard netto contant naar € 1,0 miljard euro netto contant (spreiding: 0,7 miljard tot 1,3 miljard) , over een periode van twintig jaar. De daling van meerkosten ontstaan in dit scenario door optimaal gebruik te maken van de kansen die de aaneengeslotenheid van gebied IJmuiden-Ver biedt. Hiertoe zou in één gang alle tenders voor een capaciteit van ca. 2100 MW uitgeschreven kunnen worden. Echter, deels betreft dit effecten die ook op Hollandse Kust bereikt kunnen worden als je in één keer zou aanbesteden. Grootschalig ontwikkelen op locaties ver uit de kust hoeft niet duurder te zijn als uitgegaan wordt van schaalvoordelen en een voldoende groot volume, bijvoorbeeld in een combinatie van interconnectie met wind, en de aanleg van een eiland. Dit gaat echter om ontwikkeling voor de periode rond 2030.

De studie laat zien dat er een aantal vrij zekere kostenverhogers zijn met een hogere opbrengst (ook vrij zeker), maar dat de andere meevallers een grote onzekerheidsmarge hebben. Als wordt met de ontwikkeling van IJmuiden-ver, is het zeer de vraag of er dan voor 2019 getenderd kan worden. De onzekerheid die het afwijken van het huidige afgesproken ontwikkelpad met zich meebrengt kan negatieve effecten hebben.

2

Achtergrond

1.1. Context

In het Nationaal Waterplan 2016-2021 zijn gebieden aangewezen waar wind op zee ontwikkeld kan worden. Deze locaties staan bekend onder de namen Borssele, Boven de Wadden, IJmuiden-Ver en Hollandse Kust. In het Energieakkoord is afgesproken dat tenders worden uitgeschreven om windparken te ontwikkelen volgens een vast tijdsplan. Hoewel IJmuiden-Ver een toegewezen locatie is voor de ontwikkeling van wind op zee, is het niet voorzien in het huidige beleidskader dat deze locatie voor 2023 benut gaat worden voor windenergie. In opdracht van de stichting Vrije Horizon geeft ECN in dit rapport toelichting op de kostenverschillen voor wind op zee tussen de gebieden IJmuiden-Ver en Hollandse Kust.

Het kabinet heeft het voornemen om 2100 MW uit het Energieakkoord op twee locaties op ca. 10 mijl uit de Hollandse Kust te plaatsen, in plaats van andere locaties zoals IJmuiden-Ver, deels omdat dit bezien over 20 jaar 1,3 miljard euro goedkoper zou zijn. De stichting Vrije Horizon heeft ECN gevraagd om dit kostenverschil toe te lichten, daarbij ook rekening houdend met de effecten van nieuwe technologie en te verwachten toekomstige verdere uitbreidingen van Windenergie op zee. Beoogd doel van de opdrachtgever is het toetsen of laten aanpassen van de MKBA en inzicht te geven in de verschillende benaderingsmethoden voor plaatsing van windturbines op zee.

De berekeningen in deze notitie hebben betrekking op kosten inclusief netaansluiting en bekostiging binnen de projectfinanciering, waarbij de aanname is dat de kostenvoordelen door de gecoördineerde uitrol van het net op zee door TenneT geen invloed hebben op het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust. Deels valt dit te rechtvaardigen vanuit de gedachte dat de offshore stations voor alle parken gelijkmatig nodig blijven en dat de kabeltracés niet wezenlijk veranderen. TenneT kan

tevens infrastructuur afschrijven en financieren over een langere periode. Dit voordeel is groter naarmate de investeringen hoger zijn. Dit financieringsvoordeel voor TenneT maakt dat verschil in kosten tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust 0,1 tot 0,2 ct/kWh geringer wordt. Het heeft evenwel geen consequenties voor de NCW-berekening, waar met een vaste verdisconteringsvoet gerekend is (zie Hoefsloot, 2016, pagina 32). Wel heeft Vrije Horizon ons verzocht in kaart te brengen hoeveel besparing dit verschil in kosten bedraagt over een looptijd van 20 jaar, over de totaal te verwachten productie.

De vraagstelling die gebruikt is als basis voor dit onderzoek naar de kostenverschillen voor wind op zee tussen de gebieden IJmuiden-Ver en Hollandse Kust luidt: Onderbouw de meerkosten om offshore wind parken in IJmuiden-Ver te ontwikkelen in plaats van voor de Hollandse Kust. Hierbij wordt achtergrond gegeven, zowel cijfermatig als kwalitatief, van de berekening achter de meerkosten, zoals deze door de minister van Economische Zaken per Kamerbrief van 7 november 2014 aan de Kamer is meegedeeld. In de onderbouwing worden de specifieke kosten op de doorgerekende locaties benoemd, in concreto de onderhoudskosten, de kapitaalslasten, de elektriciteitsproductie en een opsplitsing van de investeringskosten op hoofdlijnen (zoals turbines, fundering, installatie).

Stichting Vrije Horizon heeft verzocht de prijsverschillen te berekenen voor de onderstaande scenario's, rekening houdend met de hierna genoemde gegevens:

1. Windopbrengst per locatie
2. De nieuwste technologische ontwikkelingen (i.e. 8 MW - 10 MW turbines)
3. Schaalgrootte-effecten ontwikkeling en operationele kosten bij het exploiteren van 2100 MW c.q. 6600 MW op één locatie.
4. Toekomstige aansluiting op het - volgens EZ voor 2030 - te bouwen Noordzee grid dat de velden van Noorwegen, Denemarken, Duitsland, Nederland, Verenigd Koninkrijk en België met elkaar zal verbinden
5. Kosten aansluiting Hollandse Kust Noord en Zuid op dit grid.

De kosten van windparken volgens vier scenario's bij gebruik making van verschillende types van moderne, grote turbines (≥ 5 MW):

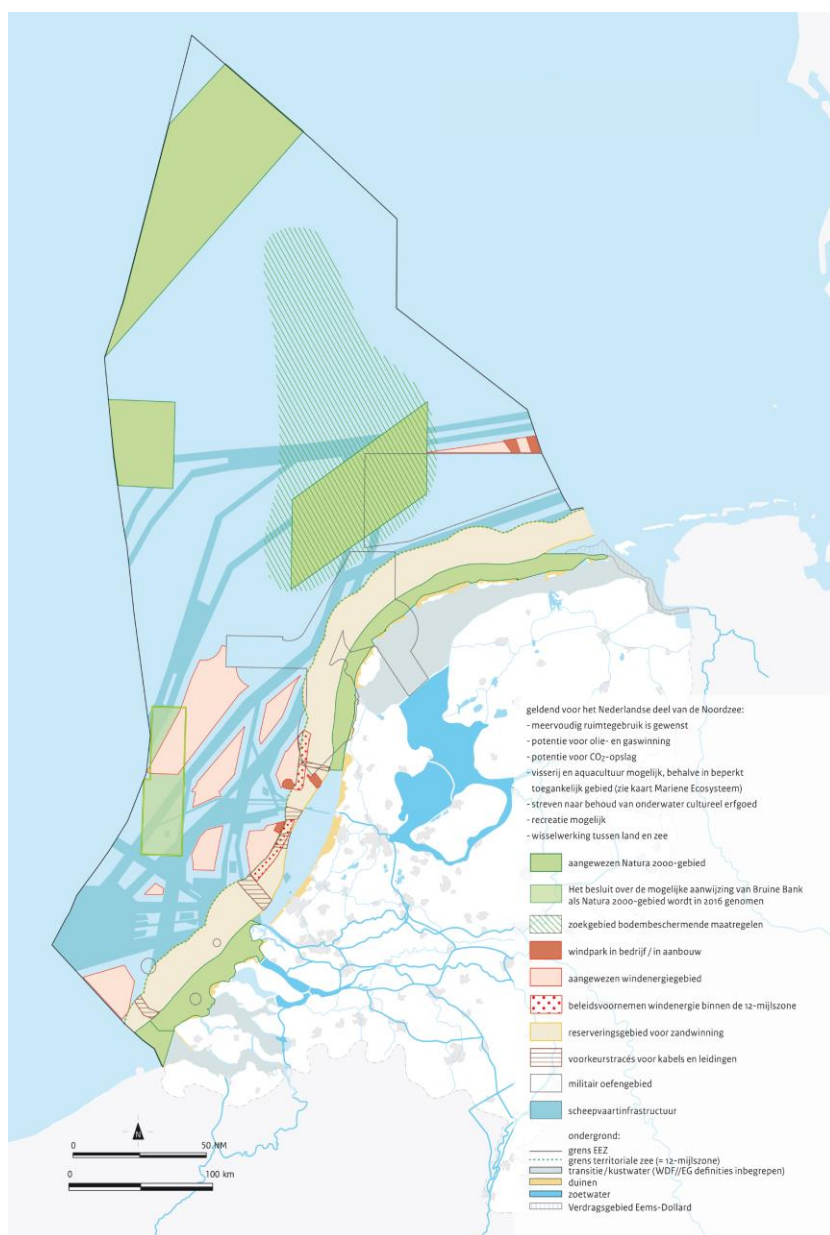
1. Kosten van ontwikkeling en operatie van 700 MW geïnstalleerd vermogen op Hollandse Kust Noord.
2. Kosten van ontwikkeling en operatie van 1400 MW geïnstalleerd vermogen op Hollandse Kust Zuid.
3. Kosten van ontwikkeling en operatie van 2100 MW geïnstalleerd vermogen op IJmuiden-Ver .
4. Kosten van ontwikkeling en operatie van 6600 MW geïnstalleerd vermogen op IJmuiden-Ver.

1.2. Gebieden

In het Nationaal Waterplan 2016-2021 zijn gebieden aangewezen waar wind op zee ontwikkeld kan worden. Deze locaties staan bekend onder de namen Borssele, Boven

de Wadden, IJmuiden-Ver en Hollandse Kust. Het is de intentie om in 2016 twee tenders uit te schrijven voor de locatie Borssele, in 2017 en 2018 twee tenders voor de locatie Hollandse Kust ter hoogte van Zuid-Holland en in 2019 een tender voor de locatie Hollandse Kust ter hoogte van Noord-Holland. Via de Rijksstructuurvisie Wind op Zee is een keuze gemaakt op welke locaties wind op zee in de komende jaren ontwikkeld kan worden. Daarenboven wordt een aanvulling van de Rijksstructuurvisie uitgevoerd om ook gebieden die tussen 10 en 12 nautische mijl van de Hollandse Kust gelegen zijn te mogen gebruiken worden voor windenergie. Figuur 1 toont de structuurvisiekaart met de aangewezen gebieden voor mogelijke benutting van windenergie op zee.

Figuur 1: Structuurvisiekaart Noordzee: overzichtskaart van het Nederlands deel van de Noordzee met de aangewezen gebieden ten behoeve van windenergie op zee (Bron: Rijksoverheid, Nationaal Waterplan 2016-2021)



1.3. Methode

De bevindingen in dit rapport zijn deels gebaseerd op onderzoekswerk dat ECN in 2015 heeft uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en waarvan de resultaten zijn gedocumenteerd in de notitie ECN-N--15-014 'Kosten wind op zee 2015'. Deze notitie is tot stand gekomen na consultatie van diverse betrokken marktpartijen. De focus in die consultatie lag op de kosten van windparken in de gebieden Borssele en Hollandse Kust, niet op de kosten van windparken in het gebied IJmuiden-Ver.

Enkele onzekerheden die vooral relevant waren voor het gebied IJmuiden-Ver, zijn op verzoek van de stichting Vrije Horizon nader onderzocht en gekwantificeerd. Daarbij gaat het vooral om de funderingskosten bij grotere waterdieptes, waarover er indicaties waren dat de kosteninschattingen aan de hoge kant waren, alsmede over de invloed van grotere turbines. Stichting Vrije Horizon veronderstelt dat, bij gebruik van grotere turbines er minder - weliswaar duurdere - funderingen nodig zijn, uitgaand van hetzelfde geïnstalleerde vermogen van 2100 MW

De berekeningen van de kosten voor wind op zee is gebaseerd op het wind-op-zee-model van ECN Policy Studies. Dit model gebruikt empirische relaties over de invloed van kernvariabelen als waterdiepte, windsnelheid en afstanden op de kosten van turbines, funderingen, elektrische infrastructuur, onderhoud en installatie. Het model optimaliseert naar een technische configuratie op hoofdlijnen op basis van de laagste kWh-prijs van windenergie. De kWh-prijs representeert een prijs waarvoor de meeste geïnteresseerde projectontwikkelaars het windpark kunnen realiseren. Een winnend tenderbod zal in de praktijk lager uitvallen. De genoemde empirische relaties worden geïjkt op basis van openbare literatuur en marktconsultaties. De modelresultaten worden getoetst aan de hand van de technische keuzes die bij gerealiseerde windparken gemaakt zijn.

De effecten van schaalvoordelen die de locatie IJmuiden-Ver biedt zijn op basis van *expert judgement* gekwantificeerd met grote onzekerheidsmarges. Dit is niet afwijkend van eerdere rapportages, waarbij de berekeningen op basis van *expert judgement* met onzekerheidsmarges zijn uitgevoerd. Per geval wordt de berekeningswijze toegelicht.

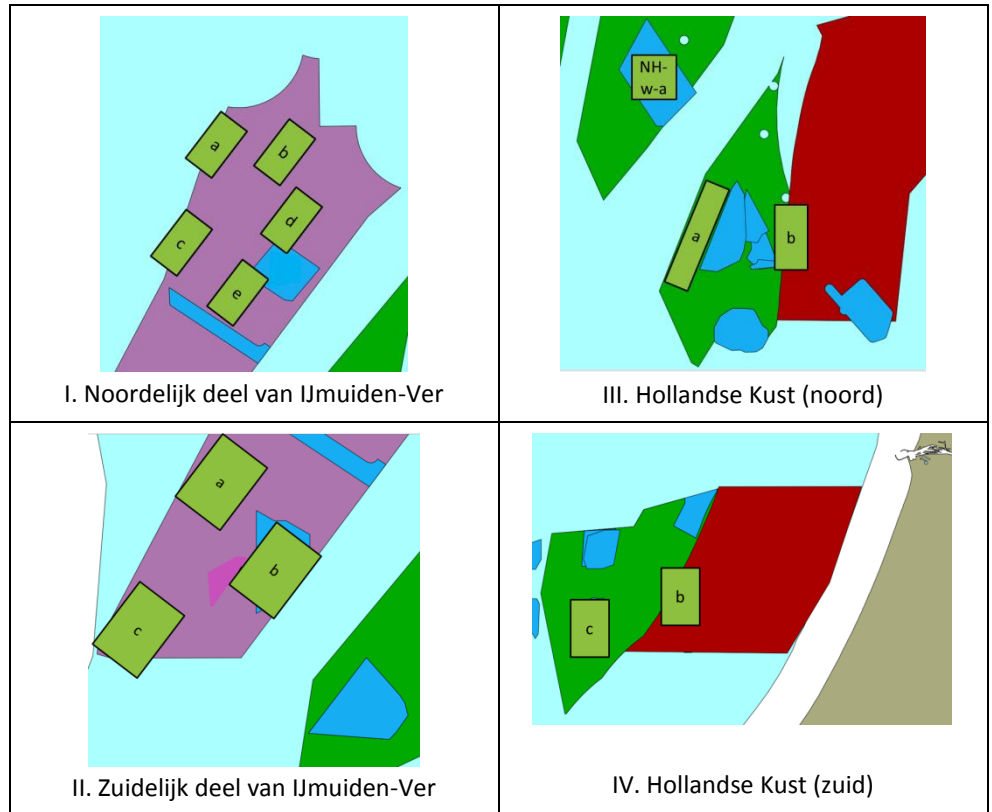
3

Gemodelleerde kosten

3.1 Gemodelleerde parklocaties

Voor de kostenmodellering zijn voor specifieke geografische locaties de belangrijkste fysieke parameters geïnventariseerd. Dat zijn waterdiepte, afstand tot een haven, afstand tot het elektriciteitsnet, windsnelheid en grondcondities (harde of zachte ondergrond). Er wordt, als vereenvoudiging, aangenomen dat dit de enige fysieke condities zijn die zorgen voor kostenverschillen tussen parken. Andere effecten als bodemgesteldheid, dynamiek van de morfologie, golfhoogte, invloed van dominante windrichting op parkconfiguratie, verhoogd risico op aanwezigheid van munitie of zwerfkeien, aantal kruisingen van kabels en leidingen, etc zijn niet onderscheidend verondersteld. De gemodelleerde deelgebieden staan in de figuren 2a t/m 2d. Deze deelgebieden zijn door ECN gekozen ruim voordat de tenderkavels bekend waren. Deze deelgebieden zijn door ECN zo gekozen, dat ze gezamenlijk een representatief beeld geven van de kosten om een geheel zoekgebied te vullen met windturbines. Van deze deelgebieden zijn enkel die gebieden gebruikt in deze notitie, die overlap hebben met de aangewezen tenderkavels.

Figuur 2: Gemodelleerde locaties in de gebieden IJmuiden-Ver (I en II) en Hollandse Kust (III en IV)



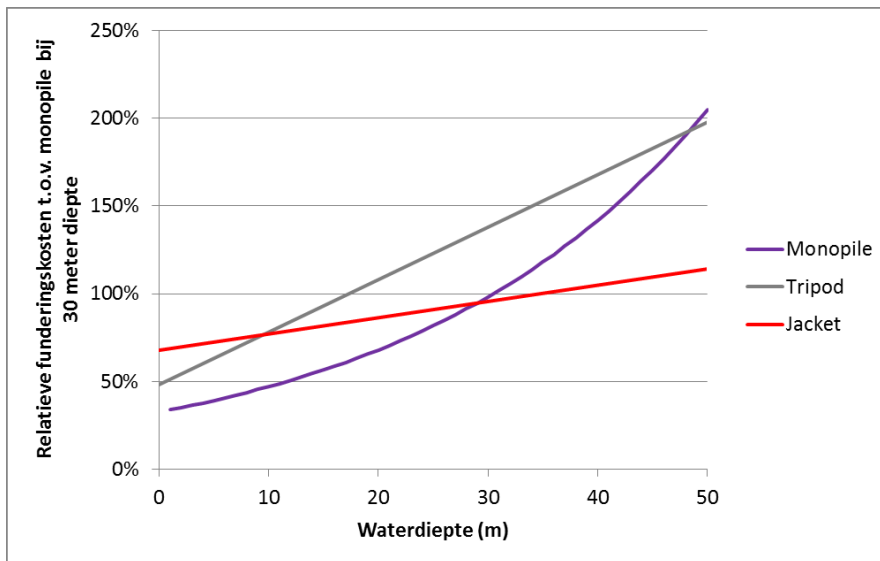
3.2 Funderingskosten

De funderingskosten zijn geïkt aan het prijspeil 2015 middels een marktconsultatie die ECN in 2015 heeft uitgevoerd die is gereviewed door DNV GL. Eén van de bevindingen was dat de gemodelleerde funderingskosten te sterk afhangen van de waterdiepte. Bij waterdieptes van minder dan 20 meter worden de kosten onderschat en bij waterdieptes tussen 25 en 35 meter worden de kosten overschat. In het bereik van 25 tot 35 meter zijn in de loop der jaren meer technologische oplossingen ontstaan, bijvoorbeeld het gebruik van monopiles tot grotere dieptes.

Figuur 3 toont de relatieve funderingskosten afhankelijk van waterdiepte en funderingstype. Aangezien parken tot 35 meter steeds vaker van monopiles gebruik maken, zou de monopile ook in het bereik 30-35 meter de kosteneffectiefste oplossing moeten zijn, wat in tegenspraak is met Figuur 3. Op grond daarvan bestond het vermoeden dat de kosten van de funderingen voor IJmuiden-Ver te hoog waren ingeschat. Nadere analyse leert echter dat door een stapsgewijze modellering in het ECN-kostenmodel, waarbij IJmuiden-Ver in de waterdiepteklasse van 20 tot 30 meter geschaald is, dit effect zich niet vertaalt in andere kosteninzichten voor de funderingskosten in IJmuiden-Ver. Waarbij opgemerkt dient te worden dat het merendeel van de voorgenomen Hollandse Kust gebieden in dezelfde waterdiepteklasse

geschaald zijn, 20 tot 30 meter. Dit resulteert in de berekeningen in gelijkblijvende funderingskosten voor gelijke situaties bij benutting van Hollandse Kust of IJmuiden Ver.

Figuur 3: Afhangelijkheid van funderingskosten naar waterdieptes en type. Merk op dat deze continue kostencurves in het model stapsgewijs geïmplementeerd zijn. Bron: ECN kostenmodel



3.3 Netaansluitingskosten

Voor de netaansluitingskosten is geoptimaliseerd welk type verbinding het goedkoopst is. Daarbij wordt gekozen tussen gelijkstroom of wisselspanning, rekening houdende met conversieverliezen in de kabel, de kosten en transformatiestations en transport en installatie van de voorzieningen. De kabelkosten maken daarbij ongeveer de helft uit van de totale netaansluitingskosten. In de optimalisatie wordt zowel voor Hollandse Kust als voor IJmuiden-Ver gekozen voor een wisselspanningsverbinding als meest kosteneffectief. Voor 700 MW worden ten behoeve van de kostenberekening twee kabels gebruikt. De kabelkosten bedragen ca. 2,8 miljoen euro per km voor 400 MW. Het verschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust is ongeveer 60 kilometer aan kabellengte, deels afhankelijk van de te kiezen aanlandingspunten. Het verschil in netaansluitingskosten bedraagt ca. 840 miljoen euro. Een 10% verschil in kabelkosten voor 2100 MW is equivalent aan ca. 84 miljoen euro meer of minder investeringskosten voor de kabel.

3.4 Windturbines

Op verzoek van de stichting Vrije Horizon zijn additionele kostenberekeningen uitgevoerd voor windparken die gebruik maken van windturbines in de 8 tot 10 MW-klasse. Omdat binnen de context van dit onderzoek geen marktconsultatie kon worden uitgevoerd en de prijsinformatie van turbines in het publieke domein zeer gering en

moelijk interpreteerbaar is, zijn de kosten van deze turbines op indirecte wijze geschaald. Aangenomen is dat deze turbines in de markt zullen concurreren met turbines in de 4 tot 6 MW-klasse. Er is daarom aangenomen dat er een prijsevenwicht op de Nederlandse markt zal bestaan tussen turbines in de 4 tot 6 MW-klasse en in de 8 tot 10 MW-klasse. Aangenomen daarbij is dat het prijsevenwicht zich manifesteert in een zo laag mogelijke kWh-prijs.

Het gebruik van grotere turbines werkt op sommige componenten kostenverhogend. Het prijsverschil van turbines in €/kW is gering, maar zal iets lager uitvallen dan turbines in de 4 tot 6 MW-klasse. De funderingen worden duurder door zwaardere turbines, turbines van 8 tot 10 MW ten opzichte van eerder berekende 5 tot 6 MW, maar er zijn minder funderingen nodig. Ook de bekabeling binnen het park kan voordelen opleveren, zeker bij gebruik making van een 66 kV-aansluiting op het TenneT-aansluitpunt. De ruimtelijke plaatsing van grotere turbines kan minder optimaal zijn, dit speelt meer bij versnipperde locaties zoals Hollandse Kust dan bij een groter aaneengesloten gebied als IJmuiden-Ver. In de kostenberekeningen van ECN wordt generiek geen rekening gehouden met een dergelijk effect.

In het ECN-model zijn generieke 8 MW-turbines doorgerekend. Aangenomen daarbij is dat zij een hogere betrouwbaarheid hebben dan de oudere turbintypes. Qua prijssetting is aangenomen dat er een marktevenwicht zal bestaan, zoals eerder beschreven. Het ECN-model geeft aan dat grotere turbines een grotere meerwaarde hebben voor locaties op grotere afstand tot de kust. Anders geformuleerd: als deze turbines voor de Hollandse Kust gebruikt worden, zullen ze zeker aantrekkelijk zijn voor IJmuiden-Ver. Hoe lager de prijs wordt van deze turbines, des te sneller zal de implementatie van nog grotere turbines geschieden. Daarbij geldt dus ook: hoe lager de prijs wordt, des te eerder worden ze geïmplementeerd in IJmuiden-Ver en des te kleiner zal het kostenverschil worden tussen Hollandse Kust en IJmuiden-Ver. Dit effect kan oplopen tot een reductie in het nettocontactwaardeverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust van 0,32 miljard euro. Deze waarde treedt op in een scenario waarin de modernste turbines wel aantrekkelijk zijn voor IJmuiden-Ver, maar niet aantrekkelijk voor Hollandse Kust.

4

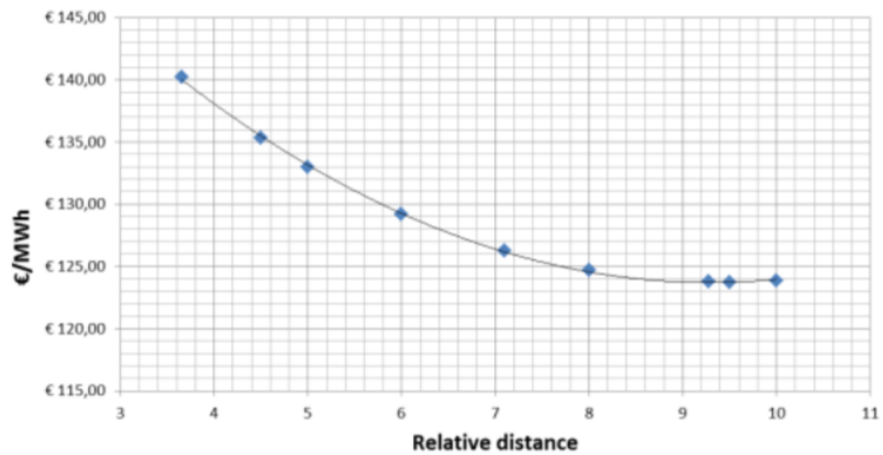
Toekomstige ontwikkelingen

Windenergie op zee is een vorm van elektriciteitsopwekking waar door innovatie nog significante kostenverlaging te verwachten valt. Deze kostenverlaging zit deels in het vergroten van de individuele componenten, denk aan inzet van turbines met grotere vermogens en grotere rotorbladen, maar ook kosteneffectievere funderingen en gebruik van hogere interne netspanning.

4.1 Verdunning, lagere windpark- vermogensdichtheid.

De innovatie leidt daardoor naar verwachting tot inzet van grotere windturbines en – bij gelijkblijvend parkvermogen – tot minder windturbines per windpark. Om de windenergie zo kosteneffectief mogelijk om te zetten in elektriciteit, is de ruimtelijke plaatsing van windturbines binnen één windpark van groot belang. Figuur 5 toont de relatie tussen de afstand tussen windturbine en de productiekosten van windenergie.

Figuur 5: Relatie tussen windturbineafstand en kosten van elektriciteitsopwekking, op basis van een analyse van een windpark met 10 MW-turbines



De huidige windparken kennen een onderlinge afstand van ca. 6 maal de rotordiameter. Het optimum ligt eerder 9 keer de rotordiameter. Dat is een factor 1,5 verschil ($9/6^e$). Het impliceert dat – bij gebruikmaking van 10 MW-turbines – het specifieke vermogen per oppervlakte met een factor $1,5^2=2,25$ verlaagd kan worden om de laagste kWh-prijs te halen. De kWh-prijs kan daardoor met ca. 5% afnemen. Het grootste positieve effect treedt op gedurende de levensduur van een project, aangezien dit positieve effect grotendeels bestaat uit een grotere elektriciteitsproductie per jaar.

Het gebied van IJmuiden-Ver beslaat 1170 km^2 , waar ongeveer 6600 MW kan worden geplaatst (uitgaande van 6 MW/km^2). Bij een specifiek vermogen dat 2,25 keer zo laag ligt, dus bij een specifiek vermogen van $2,7 \text{ MW/km}^2$ ligt het optimale vermogen voor IJmuiden-Ver eerder op 3100 MW.

Een belangrijke disclaimer bij deze lagere vermogensdichtheden is dat de analyse uitgaat van grote aaneengesloten gebieden. De richtwaarde van 6 MW/km^2 bleek in de afgelopen jaren een economisch optimum te zijn voor geïsoleerde windparken met de techniek die ook in de afgelopen jaren is ingezet. Er is geen reden om aan te nemen dat dit voor de locaties Borssele en Hollandse Kust wezenlijk verschilt. Het gebied IJmuiden-Ver is echter in oppervlakte wezenlijk groter, waarbij het gebied ook aaneengesloten is. Hollandse Kust en deels Borssele zijn meer versnipperde locaties.

Indien bij IJmuiden-Ver gekozen wordt voor een lagere vermogensdichtheid van ca. 3 MW/km^2 , kunnen de schaalvoordelen van aankomende innovaties beter benut worden, waardoor de kosten van 2100 MW in IJmuiden-Ver met indicatief 0,3 miljard euro (contante waarde) verlaagd kunnen worden.

4.2 Voordelen aaneengesloten gebied

Doordat het gebied IJmuiden-Ver een grotere aaneengesloten locatie voor wind op zee is dan het gebied Hollandse Kust, is het aannemelijk dat schaalvoordelen en technologieontwikkeling ertoe leiden dat het kostenverschil tussen IJmuiden-Ver en Hollandse Kust kleiner wordt. Afstandsnadelen die terugkomen in hogere onderhoudskosten voor IJmuiden-Ver kunnen grotendeels teniet worden gedaan door meer voorzieningen *on-site* te realiseren. Het afstandsnadeel in de onderhoudskosten bedraagt netto contant ca. 0,2 miljard euro voor 2100 MW, gebaseerd op een verschil in O&M-kosten van 10.000 €/MW/jaar. Hier staat tegenover dat extra investeringen gepleegd moeten worden voor de *on-site*voorziening en de waarde van de *on-site*voorziening toeneemt naarmate er meer productiecapaciteit vanuit onderhouden wordt. Daarom raamt ECN dit effect op indicatief 0 tot 0,2 miljard euro netto contact, mits er tussen de parken in IJmuiden-Ver wordt samengewerkt op onderhoudsoptimalisatie.

4.3 Grotere aanbesteding

Door de zeegebied in één keer te tenderen voor een groot beoogd vermogen, worden partijen in staat gesteld om grotere reducties, via *supplychain*-zekerheden, schaalvoordelen in allerlei vormen (waaronder inkoopvoordelen), te behalen. Dit effect kan nul zijn, maar op basis van expert judgement is ingeschat dat dit effect kan oplopen tot 5 à 10% van de investeringskosten van 3,7 miljoen euro per MW. Een gedeelte van de mogelijke inkoopvoordelen kan echter ook benut worden bij een grote aanbesteding van Hollandse Kust. Om voor dit effect te compenseren is aangenomen dat over 1/3^e van deze investeringskosten geen additioneel voordeel behaald kan worden. Het inkoopvoordeel komt hierdoor overeen met een NCW-effect van 0,48 euro. Dit is berekend als schaaffect met een factor 0,9 losgelaten op de verhouding van de investeringskosten voor 2100 MW vergeleken met de investeringskosten van 700 MW. Aandachtspunt voor nadere studie is wel dat de werking van het tendermechanisme kan afnemen, omdat aangenomen mag worden dat er minder partijen in staat zijn mee te bieden op een enkele tender voor een windpark met een investeringsom van ca. 8 miljard euro.

5

Discussie

De berekening van de waarschijnlijkste waarde voor de in dit en eerdere onderzoeken vermelde kostenverschillen voor wind op zee tussen de gebieden IJmuiden-Ver en Hollandse Kust is gebaseerd op het wind-op-zee-model van ECN Policy Studies. Dit model gebruikt empirische relaties over de invloed van kernvariabelen als waterdiepte, windsnelheid en afstanden op de kosten van turbines, funderingen, elektrische infrastructuur, onderhoud en installatie. Het model optimaliseert naar een technische configuratie op hoofdlijnen op basis van de laagste kWh-prijs van windenergie. De kWh-prijs representeert een prijs waarvoor de meeste geïnteresseerde projectontwikkelaars het windpark kunnen realiseren. Een winnend tenderbod ligt in theorie lager dan deze waarde. De genoemde empirische relaties worden geïjkt op basis van openbare literatuur en marktconsultaties. De modelresultaten worden getoetst aan de hand van de technische keuzes die bij gerealiseerde windparken gemaakt zijn. De genoemde bandbreedte van $\pm 10\%$ is evenals eerdere rapportages *expert judgement* op basis van de gevoerde consultatiegesprekken en genoemde ijking.

De gemodelleerde kosten zijn inclusief netaansluiting en op basis van kapitaalkosten die horen bij projectfinanciering. Het impliceert dat de netaansluiting ook over dezelfde periode wordt gefinancierd en afgeschreven als het windpark. Door de gecoördineerde uitrol van het net op zee door de netbeheerder TenneT worden kostenbesparingen verwacht. De afschrijftermijn die TenneT voor het net op zee hanteert, bedraagt 25 en 40 jaar. De projectduurafschrijving waar ECN bij SDE-projecten mee rekent is 15 jaar. Door de TenneT-termijn te hanteren worden de netwerkmeerkosten per jaar voor IJmuiden-Ver lager dan in het ECN-kostenmodel gehanteerd wordt. Dit heeft een kostenverlagend effect op de subsidiekosten, maar leidt niet tot wijziging in de nettocontantewaarde-berekening (zie Hoefsloot, 2016, pagina 32).

De voordelen van een aaneengesloten gebied en het uitschrijven van een grote tender, zijn in aard *expert judgement*. Het voordeel van verdunning is berekend op basis van een generalisatie van eerder door ECN doorgerekende specifieke configuraties van windparken. Deze studie geeft daarmee een richting aan om kostenbesparingsmogelijkheden voor IJmuiden-Ver te identificeren, maar zonder vervolgonderzoek is de analyse ontoereikend om beleidsbeslissingen op te baseren.

Tabel 1: Overzicht van kosten en kostenonderverdeling per gemodelleerde parklocatie

Locatie	Waterdiepte (m)	Havenafstand (km)	Kabellengte (km)	Windsnelheid (m/s)	Productiekosten [€/MWh]	Investeringskosten turbine en fundering (€/kW)	Transport en bouw (€/kW) inclusief kabel naar land	Overige kosten (€/kW)	Totaal investering (€/kW)	Onderhoud/OPEX (€/kW/jaar)	Vollasturen (uren/jaar)	
Borsssele-a	25	64	65	9,3	150	1804	719	509	229	3261	122	3935
Borsssele-b	28	78	65	9,5	152	1986	726	360	235	3307	116	3870
Borsssele-c	24	52	65	9,4	148	1790	719	492	229	3231	123	3961
ZH-w-a	27	44	62	9,5	144	1984	705	341	235	3266	110	3976
ZH-w-b	27	55	62	9,5	146	1984	705	346	235	3270	121	4048
ZH-o-b	22	32	29	9,2	132	1733	472	480	233	2917	121	4111
ZH-o-c	23	44	29	9,3	134	1770	472	496	233	2970	123	4121
Ijmuiden-z-a	29	89	92	9,7	154	1992	915	394	235	3536	121	4069
Ijmuiden-z-b	30	79	92	9,6	154	1997	915	389	235	3536	121	4060
Ijmuiden-z-c	29	91	92	9,7	154	1991	915	395	235	3536	121	4068
Ijmuiden-n-a	27	93	90	9,7	152	1981	901	393	235	3510	122	4086
Ijmuiden-n-b	28	84	90	9,6	153	1987	901	389	235	3512	121	4062
Ijmuiden-n-c	28	88	90	9,7	153	1988	901	391	235	3515	122	4081
Ijmuiden-n-d	32	74	90	9,6	154	1998	901	385	235	3519	121	4047
Ijmuiden-n-e	30	74	90	9,6	154	1995	901	385	235	3515	121	4042
NH-o-a	25	35	38	9,4	137	1973	538	312	235	3057	109	3971
NH-o-b	24	31	38	9,4	134	1791	535	491	233	3050	123	4194
NH-w-a	28	54	38	9,5	139	1989	538	338	235	3100	121	4072
BdW-a	36	91	87	9,9	150	2002	880	454	235	3571	126	4237
Clearcamp	33	85	87	9,9	149	1999	880	465	235	3579	126	4275



ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 LG Petten

T 088 515 4949
F 088 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl

