

Addendum Kostenvergelijking Hollandse Kust vs IJmuiden Ver

Inleiding

DNV GL heeft op verzoek van Stichting Vrije Horizon (SVH) de benchmarking rapportage van ArdoDeGraaf Advies (AdG) over de kostenvergelijking tussen de windlocaties Hollandse Kust en IJmuiden Ver gereviewd. Uit deze review is een aantal discussie- en wijzigingspunten voortgekomen. Veel van de opgebrachte punten vloeien voort uit onduidelijkheid over het ambitieniveau van De Graaf's kostenvergelijking; zijn rapport was niet bedoeld als een gedetailleerde kostenstudie die rechtstreeks bruikbaar is voor het nemen van een definitief locatie besluit of het verkrijgen van financiering ("bankable business case"). In plaats daarvan is zijn analyse 'slechts' bedoeld geweest als een verkenningsstudie naar de belangrijkste kostenverschillen tussen 2100 MW windvermogen op Hollandse Kust, in vergelijking met IJmuiden Ver, op basis van benchmarks. Een verkenningsstudie mag globaler van opzet zijn, met gebruikmaking van meer vereenvoudigende veronderstellingen dan een gedetailleerde kostenstudie. Een verkenningsstudie moet echter wel transparant zijn, dus toetsbaar; zeker als het gaat om de financiële onderbouwing van een maatschappelijk controversieel besluit.

Een dergelijke toetsbare verkenningsstudie is, voor zover SVH bekend, in het hele besluitvormingsproces over de routekaart op zee en de windparken Hollandse Kust, niet gemaakt¹. Bekend is, dat ECN zijn kostenmodel "wind op zee" heeft gebruikt om een kostensimulatie te maken van de kosten per MW en MWh voor een aantal sublocaties van IJmuiden Ver en Hollandse Kust, en dat ECN de aldus berekende getallen heeft gepubliceerd². Een verklaring en getalsmatige onderbouwing van de met het model berekende verschillen is echter niet door ECN verstrekt - ook niet op nadrukkelijk verzoek van SVH. Bij afwezigheid daarvan is het erg moeilijk om vast te stellen of ECN zijn vergelijkingswerk goed heeft uitgevoerd. De enige toets die op de door ECN uitgevoerde berekeningen is uitgevoerd betrof één of twee ronden "marktconsultaties" in 2014 en 2015, waarbij marktpartijen de gelegenheid kregen om - op vertrouwelijke basis - feedback op de berekeningen te leveren. Daarbij zijn marktpartijen, zoals ook werd erkend tijdens de recente hoorzitting van de Tweede Kamer, in de gelegenheid geweest om de geschatte kostenniveaus te manipuleren (lees: verhogen) zonder daarmee risico te lopen t.a.v. de eigen marktpositie.

De uiterst summier toegelichte kostenopgave van ECN waarmee de minister zijn locatiekeuze verdedigt, kan dus niet als een adequate kostenstudie worden gezien, en er was - en is - dus alle reden om alsnog zo'n verkenningsstudie, in valideerbare vorm, op te stellen, alvorens tot een definitief besluit te komen over de locatie van de 2100 MW wind op zee vermogen.

Om de ontstane verwarring te beperken heeft SVH besloten om de voor een verkenningsstudie relevante commentaren van DNV GL te verwerken in dit compacte Addendum. Dit Addendum is een zelfstandig leesbaar verkenningsdocument, dat beoogt om nieuw inzicht

¹ Ook het recent in opdracht van SVH door ECN vervaardigde rapport: "Kosten IJmuiden Ver in vergelijking met Hollandse Kust" is niet als een toereikende verkenningsstudie te kwalificeren, omdat toetsbare berekeningen grotendeels ontbreken, mede vanwege het vertrouwelijke karakter van veel kosteninformatie.

² Kosten Wind op zee 2014, 2015, brief minister 2016

te geven in de technisch relevante kosten- en opbrengstgevolgen van de twee locaties Hollandse Kust en IJmuiden Ver. DNVGL heeft dit Addendum gereviewd. In de review plaatst DNV GL bij twee aspecten kanttekeningen, echter zonder de hoofdlijn van de uitkomsten aan te tasten.

Uitgangspunten en veronderstellingen

Bij de vergelijking zijn de volgende uitgangspunten en veronderstellingen gehanteerd:

- Alleen kijken naar de relevante kosten- en opbrengsten-verschillen tussen beide locaties. Dit zijn dus de factoren die per definitie voor beide locaties verschillend zijn:
 - Afstand tot het dichtstbijzijnde aanlandingspunt, vanwege het langere elektriciteitstransport.
 - Plaatselijke condities van het gebied (windsterkte, waterdiepte).
 - Afstand tot de dichtstbijzijnde service haven (vanwege consequenties voor installatie en onderhoud) en installatie-haven (als dat een andere is dan de servicehaven).
 - Grootte van het windgebied
- Geen volledige parkmodellering waarbij de plaatsing van individuele turbines wordt geoptimaliseerd en gedetailleerde berekeningen van factoren zoals zogeeffecten (wake) en allerlei andere verliezen tot een locatie-specifiek minimum worden beperkt. In plaats daarvan werken met parkgemiddelden, en veronderstellen dat de parken qua opzet uiterst vergelijkbaar zijn.
- Het kwantificeren van de financiële effecten vindt plaats conform de methodiek van een MKBA, met de bijbehorende regels en rentevoeten. Dit betekent concreet dat extra investeringen voor een locatie als zodanig worden benoemd, en dat verschillen in latere jaren tussen operationele kosten en opbrengsten van de twee locaties worden teruggerekend (“contant worden gemaakt”) m.b.v. de voor MKBA’s voorgeschreven rentevoet. Dit komt methodologisch overeen met de opzet van het onderzoek van Decisio; Decisio heeft ten aanzien van de productiekosten, in tegenstelling tot de onderhavige verkenning, de door ECN opgeleverde modelwaarden zonder nadere toetsing overgenomen.
- Externe kosten en opbrengsten (zoals landschapseffecten) worden niet meegenomen in deze verkenning, vanwege hun afwijkende karakter. De focus ligt hier op “technische”, directe kosten. Externe kosten dienen bij de eindafweging overigens wel te worden meegewogen. SVH doet dat meewegen elders, in reactie op het onderzoek van Decisio. (Zie de meegestuurde, samenvattende oplegnotitie.)
- Kosten zijn zo veel mogelijk gebaseerd op extern toetsbare bronnen, die op een voor benchmarking en projectfinanciering geschikte wijze zijn berekend, en op basis van actuele kosten en prijzen.
- Onzekerheden in de kosten- en opbrengstenschattingen worden gekwantificeerd in bandbreedtes.

Windopbrengst

Een belangrijk verschil tussen de locaties IJMV en HK is de windsterkte. Verder op zee waait het harder dan dichterbij. Maar hoeveel meer? AdG had in zijn rapportage daarvoor gebruik gemaakt van windmeters met een zeer lange en gelijktijdige historie. Beide facto-

ren zijn van belang, omdat de wind van jaar tot jaar forse verschillen kan vertonen. Het vergelijken van windsnelheden van locaties o.b.v. uiteenlopende jaren is daarom uit den boze. De referentiepunten van AdG bevinden zich echter tamelijk ver van de feitelijke locaties van IJMV en HK; te ver, volgens DNV GL, voor een betrouwbaar resultaat.

DNV GL suggereert voor een betrouwbare windverschilberekening om gebruik te maken van de KNMI North Sea Windatlas (KNW) Zie: <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/project/knmi-north-sea-wind-atlas> Deze database is tot stand gekomen door beschikbare langjarige winddata van de diverse meetstations op de Noordzee met elkaar in een consistent verband te brengen, gecombineerd met de klimaatmodellen van het KNMI. De betrouwbaarheidsmaatstaf van de grafieken heeft volgens het KNMI een betrouwbaarheid (k) van 2,0 oftewel ongeveer P90.

Zodoende kan de KNW winddata door marktpartijen - waaronder financiers - als voldoende betrouwbaar worden beschouwd voor het onderbouwen van investeringsbeslissingen.

Identieke park-configuraties

Voor een analyse van het globale opbrengsteffect van windsnelheden kan worden volstaan met een niet compleet gemodelleerd park, c.q. met de aanname dat de twee locaties eenzelfde windpark-configuratie zullen hebben, en dat alleen het langjarig gemeten windsnelheidsverschil tussen de locaties er dan toe doet. Deze aanname is in dit geval toelaatbaar, omdat er geen à priori reden is om aan te nemen dat HK op het gebied van zog ("wake") en soortgelijke verliezen een betere locatie is dan IJmuiden Ver. (Dat HK in 2 delen is geknipt is weliswaar gunstiger voor het zog van HKN, maar de locatie van bestaand windpark Amalia aan de zuidzijde van HKN is juist weer ongunstig, en over het geheel genomen zijn er op HK aanzienlijk minder vrijheidsgraden in de parkoptimalisatie dan op IJMV - zie de vrij ongunstige kavelvormen).

Windsnelheid en Weibull verdeling

Op basis van de reeds door het KNMI zelf bepaalde waarnemingen in de KNW op de punten OWEZ (als referentiepunt voor HK) en MMIJ (voor IJMV) is het verschil in gewogen gemiddelde windsnelheid afgelezen. Uit de afgelezen windsnelheden en hun frequenties zijn vervolgens voor de hier als referentieturbine gehanteerde Vestas V164 8MW de vollastuur-equivalenten berekend.

Dit is een maatstaf voor de geleverde energie. De vollastuur-berekening is weergegeven in bijlage 1, de waarden staan hieronder vermeld.

Genormaliseerd@100m	OWEZ	MMIJ	K	verschil
windspeed average KNMI Windatlas	9,35	9,82		5,03%
A: weibull gemiddelde 2004-2013 WAsp	10,2	10,9	2,0-2,1	6,86%
vlu eq. 2004-2013 Vestas V164	4421	4800		8,58%

2100 MW aan turbinevermogen van het type Vestas V164-8 produceren op IJMV, volgens deze data ca. 8,5% meer energie dan op HK, als gezegd ervan uitgaande dat diverse andere

rendements-beïnvloedende factoren voor beide parken gelijk zijn. De opgewekte energie in het windpark moet vervolgens via de exportkabel naar het hoogspanningsnet op land worden getransporteerd. Gegeven de bijna 60 km langere kabels voor IJMV gaat er bij dit transport ca 1,7% van de extra energie verloren in de vorm van warmte. Er blijft derhalve $8,58\% - 1,7\% = 6,88\%$ extra energie over.

Waardering extra opbrengst

Beredeneerd vanuit de klimaatdoelstellingen gaat het niet primair om het opgestelde vermogen, maar gaat het vooral om de daarmee geleverde en bruikbare energie (die fossiele energie verdringt).

De waarde hiervan kan in geld worden uitgedrukt. In deze verkenning handhaven wij de benadering om de extra energie te waarderen op het meest recente tenderbod voor een vergelijkbaar windpark, namelijk de prijs die Dong Energy heeft geoffreerd voor Borssele: $\text{€ } 72,8 + \text{€ } 14 = \text{€ } 86,8$ per MWh³.

6,88 % meer energie levert dan een bedrag op van $\text{€ } 695$ mln⁴ (contante waarde). Ten behoeve van een gevoeligheidsanalyse is ook gerekend met een conservatieve (lage) variant (op basis van vigerende marktprijs a $\text{€ } 30$ / MWh + CO2 vergoeding⁵ a $\text{€ } 5$ /MWh) en met een agressieve variant (de productiekostendoelstelling van de windsector voor 2020 van $\text{€ } 115$ /MWh⁶). Dit levert besparingsbedragen op van $\text{€ } 311$ mln (laag) en $\text{€ } 1021$ mln (hoog), beide eveneens contante waarde.

Turbine beschikbaarheid

Bij deze berekening dient nog te worden vermeld dat de “uptime” van turbines als gevolg van storingen lager ligt dan 100%, en dat het beschikbaarheidspercentage normaliter daalt naarmate apparatuur verder weg is geplaatst, in verband met reiskosten. Gezien de ervaring dat ook bij windparken nabij de kust vaak pas herstelonderhoud wordt gepleegd als er meerdere turbines zijn uitgevallen, en gezien de redelijke verwachting dat het onderhoud op IJMV on site gaat plaatsvinden, hebben wij hier van een beschikbaarheidsverschil geabstraheerd. Er wordt wel rekening gehouden met hogere kosten van (onsite) onderhoud verder op zee; zie hierna.

Elektrische infrastructuur

³ In MKBAs worden de baten van extra productie vaak gewaardeerd op marktprijzen, niet op productiekosten. Dus bijvoorbeeld op de vigerende marktprijs per MWh, incl een opslag voor vermeden CO2. Maar zolang het perspectief is dat er windvermogen op zee zal worden bijgebouwd (ook na 2023), mag de waarde van de energie gelijk worden gesteld aan de prijs die de samenleving bereid is te betalen voor extra MWh uit nieuwe capaciteit (vermeden kosten benadering).

⁴ $6,88\% * (72,8+14) * 2100 * 4500 * 15 + 6,88\% * (30+14) * 2100 * 4500 * 5 = \text{€ } 977$ mln. Contante waarde daarvan, over 20 jaar, tegen 3%: $\text{€ } 695$ mln. Hierbij is dus voor de extra energie na 15 jaar nog een restwaarde-component opgenomen op basis van een kale stroomprijs van $\text{€ } 30$ /MWh plus de transportvergoeding. De 4500 vollasturen zijn, evenals de tarieven, gebaseerd op de “schone” vollasturen (na aftrek van transport- en beschikbaarheidsverlies) die voor Borssele getenderd zijn.

⁵ Productie van grijze stroom levert gemiddeld ca 526 kg CO2 per MWh (<http://co2emissiefactoren.nl/wp-content/uploads/2015/01/2015-01-Elektriciteit.pdf>), bij een CO2 prijs per ton van $\text{€ } 10$ betekent dat dus ca $\text{€ } 5$ / MWh.

⁶ Inmiddels gaan waarnemers ervan uit dat het Borssele bod geen eendagsvlieg zal blijken te zijn. Zie bijv. Roland Berger: Takeaways from the Borssele windfarm. Het door ECN berekende maximumtarief voor IJMV van $\text{€ } 157$ / MWh is inmiddels zo achterhaald dat we deze zelfs voor de agressieve variant veel te hoog achten.

De belangrijkste factor die kostenverschillen tussen near offshore en far offshore windparken veroorzaakt is de extra elektrische infrastructuur. Het gaat daarbij om de extra investering in langere exportkabels (57 km extra voor IJmuiden Ver) en om zgn. “blindstroomcompensatie” voorzieningen, die relevant worden bij submarine wisselstroom transport over langere afstanden (vanaf ca 60 km). AdG had deze laatste in zijn analyse niet meegenomen, omdat TenneT de noodzaak daarvan eerder niet hard had aangegeven. Maar uit een tabel van de Engelse National Grid⁷ blijkt dat de transportcapaciteit van kabels van 90 km lang (de totale off shore afstand naar IJMV) door “blindstroom” met ca ¼ afneemt - zoveel, dat dit effect in de analyse expliciet moet worden meegewogen. Dat gebeurt hier na dan ook.

Langere kabels

AdG had zich in zijn berekening van de extra kabelkosten gebaseerd op een berekening van de Crown Estate Cost Reduction Pathways Study uit 2011⁸, een bron die kort geleden ook door CE Delft nog is aangehaald in zijn rapport over alternatieven voor bijstook van biomassa in kolencentrales. Rekening houdend met forse grondstofprijzdalingen berekende AdG extra kabelkosten van € 449 mln. DNV GL heeft een recentere publiek toegankelijke bron aangegeven - eveneens van de National Grid (NG) - waaraan de berekening van AdG kan worden getoetst. De benchmarks van NG variëren sterk, vanwege wijd uiteenlopende prijsopgaven van kabelleveranciers. De eind 2015 opgegeven waarden variëren, per 400 MW, inclusief kosten van het leggen, tussen GBP 674 en GBP 2035 per km⁹. Bij hantering van de middenwaarde, GBP 1500 / km, zou een meer-investering voor extra kabels voor IJMV kunnen worden afgeleid van ca € 550 mln¹⁰. Met als bandbreedte ten minste € 250 mln, en ten hoogste € 750 mln extra.

Blindstroomcompensatie

Bij deze meerkosten moeten dan nog de eerder genoemde blindstroomcompensatie worden geteld. Blijkens dezelfde bijlage E23 (p35) van NG verliest men met uitsluitend eenzijdige blindstroomcompensatie op 90 km afstand ruim 1/4 van de transportcapaciteit, en zou men dus ruim 1/4 extra kabels moeten leggen, met een calculatielengte van 90 km. Kosten daarvan: ruim € 200 mln¹¹). Met dubbelzijdige blindstroomcompensatie loopt dit capaciteitsverlies drastisch terug. Aangezien het gebruikelijk is om dit te doen, gaan wij ervan uit dat het compenseren met “shunt reactors” aanzienlijk goedkoper is dan het leggen van extra kabel. Het lijkt redelijk om daarvoor ca € 100 mln te rekenen.

Overige overwegingen elektrische infrastructuur

Dus samengevat denkt AdG/SVH nu, na de feedback van DNV GL, dat de langere exportkabel naar IJMV ca € 650 mln extra kost. All-in. Er wordt wel gesuggereerd om voor praktijk-

⁷ Electricity Ten Year Statement 2015, appendix E12, p 35

⁸ <http://www.thecrownestate.co.uk/media/5709/RenewableUK%20Potential%20for%20offshore%20transmission%20cost%20reductions.pdf>

⁹ ETYS, 2015, appendix E23, p 87 en 90

¹⁰ $2100 / 400 * GBP 1500 * 57 km = GBP 449 mln$. Het is een goed gebruik om bij historische kostenopgaven ook historische valutakoersen te gebruiken (1 GBP = 1,37 €), maar daarbij wel te compenseren voor prijsverschillen van grondstoffen. Koper is in euro's sedert eind 2015 20% goedkoper geworden, op grond waarvan een prijscorrectie van 10% gerechtvaardigd is. Gezien het grote aantal kabels en leidingen op de HK locatie in vergelijking met IJMV is het niet nodig om de installatiekosten van de interne bekabeling op IJMV hoger in te schatten - vanwege afstand - dan op HK.

¹¹ $€550 mln * ¼ * (90/57) = € 217 mln$

berekeningen met 15% extra kabels rekening te houden, vanwege de noodzaak om onderweg obstakels te vermijden of te overkomen. Maar in dit geval is het aannemelijk dat juist het gebied van HK, relatief dichtbij de kust, veel obstakels kent die vermeden of overkomen moeten worden, en IJMV niet. De kabels van HK volgen bovendien meer verschillende tracés (in zichzelf al kostenverhogend). Daarom voeren we deze suggestie in onderhavig geval niet uit. Voor de aanlanding van de kabel van HKZ moet zelfs een kostbare ondergrondse boring onder de Nieuwe Waterweg / Maasgeul worden uitgevoerd, die bij IJMV achterwege kan blijven. Geen verdere kostenverschillen in de elektrische infrastructuur dus tussen HK en IJMV.

Fundering

Op de locatie IJMV is het water gemiddeld iets dieper dan op de locatie HK. Beide locaties liggen op de hoogvlakte Breeveertien, met een gemiddelde waterdiepte van 25 m. Er zijn twee uitzonderingen: Op het zuidwestelijk deel van IJMV, de Bruine Bank, is de diepte variabel (gemiddeld ca 5 m dieper), en de oostelijke rand van HK is met ca 20 m juist wat minder diep. Overall een verschil van ca 4-5 m ten nadele van IJMV. Majeure effecten op de kosten zijn niet te verwachten, omdat op beide locaties dezelfde funderingstechniek, monopiles, kunnen worden toegepast. Deze dienen op IJMV echter wat langer en zwaarder te worden uitgevoerd, met als voornaamste gevolg meer staalgebruik. Daarnaast neemt de totaal benodigde installatietijd voor funderingen op IJMV iets toe door de enkele uren langere vaartijd naar de site. Uit de TKI/Flow benchmarks is daarvoor een kostennadeel voor IJMV van € 200 mln af te leiden. Ervan uitgaande dat de meerkosten voor $\frac{3}{4}$ worden veroorzaakt door extra staalgebruik, zou een staalprijsstijging of -daling van 20% tot een bandbreedte van ca € 30 mln leiden.

Onderhoudskosten

De onderhoudskosten vormen een belangrijk deel van de totale kosten van een windpark; afhankelijk van de veronderstelde vermogenskosten ca 25 tot 35%. Onderhoudskosten plegen te stijgen met de afstand tot de dichtstbijzijnde haven, vanwege de extra vaartijd naar de locatie, en met de mate waarin een locatie versnipperd is over meerdere deelgebieden, omdat dit de inzet van moderne on site maintenanceploegen op oude booreilanden of inzet van moderne Offshore Support Vessels minder economisch maakt. IJMV ligt verder weg, HK is een meer versnipperde locatie (noord en zuid).

Uit het kostenmodel van ECN zijn extra onderhoudskosten voor IJMV af te leiden van ruim € 50 mln¹². De in de ECN tekst indicatief genoemde € 200 mln aan extra onderhoudskosten voor IJMV (in afwijking dus van hun eigen model!) is niet nader onderbouwd, maar wordt door ECN zelf ook weer grotendeels compensabel geacht bij inzet van on site onderhoudsvoorzieningen. De minimumschatting van ECN is dan (+200 - 160) = 40 mln. Als maximum hanteren wij het dubbele. Gezien de mogelijkheden om best practices uit de off shore olie en gasector over te nemen, gezien de overcapaciteit in de off shore oliesector en gezien de stroom aan innovaties op dit gebied (o.a. remote inspection) lijkt dit voldoende.

¹² De jaarlijkse onderhoudskosten per kW zijn volgens het ECN model voor IJMV € 2,3 (bijna 2%) hoger (zie tabel 1 uit ECN 2016). $2100.000 * 2,3 * 15 = € 72,5$ mln, met een contante waarde van € 51 mln.

Door ECN geïdentificeerde kostenvoordelen

ECN heeft in zijn rapport aan SVH een aantal mogelijkheden om de meerkosten van IJMV ten opzichte van HK terug te brengen geïnterpreteerd. In totaal betrof het € 1,24 mld aan geopperde toekomstige kostenvoordelen, die via een zeer grove waarschijnlijkheidsbenadering werden ingeperkt tot een bandbreedte van 0 tot € 600 mln¹³. SVH is het met DNV GL eens dat een belangrijk deel van de geopperde besparingsmogelijkheden (inzet van grotere windturbines en reductie van zogverliezen door meer gespreide plaatsing op IJMV) feitelijk niet als relevante opties te beschouwen zijn: de inzet van grotere turbines is op beide locaties mogelijk, en een verdunde parkopzet strookt niet met de in de toekomst nog voorziene extra behoefte aan wind op zee locaties (ook op IJMV moet de ruimte intensief worden benut).

De voordelen van een groot aaneengesloten gebied (tot € 160 mln gunstig voor IJMV) zijn reeds besproken, deze worden wel (grotendeels) reëel geacht.

Dan blijft alleen nog het grotere aanbestedingsvoordeel over. Het ECN kostenmodel houdt daar geen rekening mee: kosten worden in dat model per kW geschat, zonder een quantum-effect. IJMV leent zich beter voor een grote aanbesteding door één partij (uiteraard wel met oplevering in tranches) dan HK, vanwege de grote homogeniteit van de locatie en vanwege de betere mogelijkheden om bijvoorbeeld een on site werkeiland te realiseren. Daar staat tegenover dat het niet aannemelijk is dat schaalvoordelen onbepaald zijn: er komt een moment dat verdere vergroting geen zin meer heeft. Wij refereren in verband hiermee aan de recent verschenen Policy Agenda van RoyalHaskoning¹⁴, waarin - tentatief - wordt gesteld dat 1000 - 1500 MW waarschijnlijk de ideale aanbestedingsgrootte is, en waaruit grotere aanbestedingsvoordelen van ca 6% worden aangegeven. We leiden daaruit af dat er in vergelijking met tranches van 350 MW zeker nog grotere-aanbestedingsvoordeel haalbaar moeten zijn; weliswaar ook voor HK, maar meer nog voor IJMV. ECN berekende € 480 mln, waarvan wij € 400 mln kunnen herleiden¹⁵. Deze € 400 mln hebben wij als maximum aangegeven.

Samenvattend overzicht meerkosten IJMV tov HK

In € mln, contant	Laag	Midden	Hoog
Extra windopbrengsten na netverlies	-1021	-695	-311
Meerinvesteringen funderingen	170	200	230
Meerinvesteringen infra	350	650	850
Extra onderhoud	40	60	80
Aanbestedingsvoordelen IJMV:	-400	-200	0
Totaal	-861	15	849

¹³ Van belang is te begrijpen dat AdG met het meenemen van het volle bedrag mede heeft gereageerd op de zeer conservatieve kostenschattingen van ECN tot dusverre - zie de uitkomst van Borsele.

¹⁴ Large scale development of wind energy in the Netherlands, far offshore and after 2023 - Royal Haskoning / Ecofys, 20 juni 2016

¹⁵ 5 a 10% (= gem 7,5%) * 2/3 * € 8 mld = € 400 mln.

Uit het samenvattend overzicht valt te concluderen dat de meerkosten van IJMV in vergelijking met Hollandse Kust naar alle waarschijnlijkheid verwaarloosbaar zijn: in het meest waarschijnlijke middenscenario € 15 mln over de gehele projectduur. (Exclusief externe effecten zoals kosten van landschapsaantasting / toerisme-inkomsten.)

Gezien de onzekerheden waarmee toekomstberekeningen van unieke projecten per definitie omgeven zijn, zijn ook een lage en een hoge variant berekend, zoals in de tekst aangegeven. De spreiding rond de middenwaarde is ongeveer gelijk.

De suggestie in de review van DNV om ook een indicatie te geven van de kosten per MWh hebben wij alsnog in dit Addendum verwerkt. Dit leidt tot de volgende opstelling.

Meerkosten IJMV, in € mln	Laag	Midden	Hoog
Funderingen	170	200	230
Elektrische infra	350	650	850
Onderhoud	40	60	80
Aanbestedingsvoordelen	-400	-200	0
Totaal	160	710	1160
Extra productie in MWh, 6,7%	12.440.694 ¹⁶ MWh		
In € MWh:	12,9	57,1	93,2

Gezien de uitkomst van deze verkenningsstudie, lijkt het SVH duidelijk dat er momenteel geen basis is om te concluderen dat IJMV in vergelijking met HK significant duurder (of goedkoper) is.

¹⁶ 2100 x 4421 x 20 x 6,7%

Verschillen met door de minister van EZ genoemde bedragen

De minister van EZ heeft tot dusverre veel hogere meerkosten voor IJMV tov HK genoemd: afhankelijk van de gehanteerde meerkostendefinitie tot maximaal ruim 3 mld euro¹⁷, over de gehele subsidieduur van het 2,1 GW windpark, en ervan uitgaande dat alle windturbines van HK naar IJMV worden verplaatst. (Tussenvarianten, waarbij (een deel van) de turbines niet naar IJMV, maar naar Hollandse Kust West werden verplaatst, veroorzaakten veel lagere meerkosten, maar deze tussenvarianten zijn om onduidelijke redenen niet verder uitgewerkt.) De meerkostenopgave van € 3 mld extra is berekend door ECN, met het reeds genoemde “wind op zee” model.

ECN heeft de samenstelling van dit meerkostenbedrag niet in een openbaar stuk toegelicht. SVH heeft het bedrag echter - op hoofdlijnen - gereconstrueerd o.b.v. een tabel uit het recente rapport “Kosten IJmuiden Ver in vergelijking met Hollandse Kust”. De samenstelling is als volgt:

Samenstelling door EZ genoemde meerkosten IJMV tov HK

In € mln, contant

Extra windopbrengst	geen	
Meerinvesteringen funderingen	250	
Meerinvesteringen infra	850	
Prijsstijgingen na marktconsultatie ¹⁸		166
Extra investeringen totaal	1266	
Extra onderhoud	70	
Kapitaalslasten en overige (saldo)	1664	Niet relevant in MKBA
Totaal	3 mld	

Merk op dat:

1. de geschatte meerkosten na de marktconsultatie van 2015 stegen, terwijl recent de werkelijke kosten van Borssele juist dramatisch lager bleken te zijn. Een opvallende discrepantie, die o.i. illustreert dat de opgaves van de industrie soms van tactische aard zijn.
2. de kapitaalslasten als saldo zijn berekend, en daarom in theorie nog overige posten kunnen omvatten. Desondanks mag aangenomen worden dat de kapitaalslasten een zeer groot deel van deze post omvatten, omdat ECN met 8,3% kapitaalrendement rekent, een in de wereld van 2016 wel zeer hoge waarde. M.a.w: dit bedrag van bijna € 1,7 mld is veel te hoog - nog los van het feit dat dit bedrag niet in een MKBA thuis hoort¹⁹.

¹⁷ Kamerstuk 33561, nr 24, februari 2016

¹⁸ Resultante berekend na opgave meerkosten Decisio uit 2016.

¹⁹ Evenals Decisio laten wij de kapitaallasten hier als kostenpost buiten beschouwing, om dubbeltelling van rentelasten te vermijden. Met rente wordt in onze analyse langs andere weg rekening gehouden, nl. door toekomstige bedragen (netto) contant te maken, tegen 3% p.j., zoals voorgescreven voor MKBA.

ECN heeft bij deze berekeningen geen bandbreedtes opgegeven. De door ECN verklaarde fysieke extra investeringsbedragen voor IJMV (funderingen, elektra) blijken op de keper beschouwd maar weinig te verschillen met die van SVH. De hoofdreden waarom SVH praktisch geen kostenverschil verwacht is dat ECN de aanzienlijke meeropbrengsten door extra wind op IJMV buiten beschouwing heeft gelaten. Het bedrag dat meestal door de minister genoemd wordt, de € 3 mld, is irrelevant in een MKBA, en sowieso veel te hoog berekend.

Gezien het voorgaande berekent SVH in deze verkenning, weliswaar met een aanzienlijke bandbreedte, die passend is voor dergelijke studies, per saldo geen meerkosten voor IJMV tov HK. SVH is benieuwd naar de door ECN aangekondigde eigen meerkostenupdate. Een zorgvuldige vergelijking en beoordeling van beide lijkt uiterst wenselijk in dit stadium van de besluitvorming.