

Memo Aan: Stichting Vrije Horizon, Albert Korper	Memo Nr.: 16-1406 rev. 2
	Van: R&S/RES
	Datum: 10-11-2016
Kopie:	Opgesteld door: Hans Cleijne, Eeke Mast

Review IJmuiden Ver

Inleiding

Stichting Vrije Horizon (SVH) heeft een onderzoek laten uitvoeren door ArdodeGraaf (AdG) naar de productiekosten van offshore windenergie op de locaties Hollandse Kust en IJmuiden Ver. Dit heeft geresulteerd in het rapport "Benchmarking onderzoek offshore wind Hollandse kust en IJmuiden Ver", d.d. 9 september 2016.

Stichting Vrije Horizon heeft DNV GL verzocht om dit rapport te valideren, waarbij de belangrijkste vragen zijn:

1. Zijn de vermelde bronnen betrouwbaar?
2. Is de gebruikte winddata en de daaruit voortvloeiende meeropbrengst betrouwbaar?
3. Hoeveel opbrengst heeft een MHI Vestas V164 8 MW - of gelijkwaardige turbine - op Luchterduinen en op IJmuiden Ver?
4. Wat is de invloed van de onderlinge afstand, waarbij op HK Zuid gerekend wordt met 4 x de rotordiameter, en op IJmuiden Ver een ruimere afstand beschikbaar is? En hoe groot is de invloed van wake met de dominante windrichting (ZW)?
5. Zijn de door De Graaf Advies gebruikte meerkosten voor kabel en aanleg hiervan en de funderingsdiepte in lijn met de werkelijk te verwachten kabel- en funderingmeerkosten c.q. in lijn met de kosten die bij DNV GL bekend zijn?

Eerder heeft Stichting Vrije Horizon aan ECN¹ gevraagd een berekening te maken van de kosten op de twee hierboven genoemde locaties. Op het moment van uitgave van het AdG rapport was het ECN-rapport nog niet openbaar gemaakt, maar inmiddels is deze op de SVH-website te downloaden. SVH heeft DNV GL verzocht het ECN-rapport ook in de validatie mee te nemen.

Na overleg met SVH over de resultaten van dit memo heeft SVH een addendum toegevoegd aan het rapport van AdG en DNV GL gevraagd om dit ook mee te nemen ter review in dit memo. In dit memo noemt DNV GL eerst een aantal algemene opmerkingen op het rapport; vervolgens wordt ingegaan op de kostenaannames en resultaten van het AdG rapport. Daarna volgen de conclusies, waarin de bovenstaande vragen rechtstreeks beantwoord worden. Hierna wordt het addendum van SVH kort besproken. Als laatste staan een aantal opmerkingen op de tekst in het rapport toegevoegd die niet direct op de kostenaannames van toepassing zijn.

¹ ECN, *Kosten IJmuiden-Ver in relatie tot Hollands kust*, ECN-E—16-023, Juni 2016
DNV GL Netherlands B.V. Utrechtseweg 310-B50, 6812 AR Arnhem Postbus 9035, 6800 ET Arnhem Nederland
T +31 26 356 9111 F +31 26 351 3683 contact.energy@dnvgl.com www.dnvgl.com Handelsregister Arnhem 09006404

Algemeen

- Dit memo is een review van de aannames en resultaten in het rapport van AdG en genoemde ECN-studie. DNV GL heeft zelf geen berekeningen gemaakt.
- In de genoemde ECN-studie is een vergelijking gemaakt tussen IJmuiden-Ver (IJ-Ver) en Hollandse kust (HK) ten opzichte van een vorige studie²; ECN heeft geen herberekening gemaakt, maar gekeken naar mogelijke kostenreducties voor IJmuiden-Ver ten opzichte van deze eerdere studie. De genoemde kostenreducties moeten dan ook in de context van de eerdere studie worden geplaatst.
- Volgens de Kamerbrief³ moet er 3 miljard meer subsidie betaald worden voor IJ-Ver dan HK. In het Decisio rapport⁴ is gekeken naar de kosten en baten, waarbij dus niet gekeken is naar rentekosten en is er een verschil van 1.3 miljard gerapporteerd. Hierbij is wel degelijk een verschil in productie aangenomen van 4142 vollasturen voor HK en 4214 vollasturen voor IJ-Ver.
- Gebruikmakend van ECN-getallen kwam Decisio op extra kosten van 1.3 miljard (kapitaalslasten worden niet meegenomen in een Maatschappelijke Kosten en Baten Analyse). AdG noemt het ter review liggende rapport een business case, maar focust op de kosten en baten net als Decisio: het vormt dus meer een Kosten-Baten Analyse.
- AdG wijst op een missende onderbouwing van de ECN-getallen maar neemt wel de hoogste ECN-schattingen mee van totaal van 940 miljoen € als kostenverlaging te realiseren voor IJmuiden-Ver. ECN geeft zelf een middenwaarde van 300 miljoen euro aan; het rapport kan dus niet gezien worden als een conservatieve schatting.
- AdG stelt (pagina 5) dat Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk al langer windparken ontwikkelen verder uit de kust: in 2015 waren alleen in Duitsland en Nederland (Gemini) windparken gerealiseerd verder dan 50 km van de kust⁵. De windparken in Duitsland worden zo ver van de kust gebouwd omdat er dichtbij niet gebouwd mag worden vanwege ecologische redenen (Duitse Waddengebied).

Kostenaannames

AdG heeft een vergelijking gemaakt van de kosten en opbrengsten van de volgende twee cases:

- 2100 MW geïnstalleerd windvermogen op IJmuiden Ver (IJ-Ver);
- 1400 MW op Hollandse Kust-Zuid (HK-Zuid) en 700 MW op Hollandse Kust-Noord (HK-Noord).

AdG berekent het verschil tussen IJmuiden Ver en Hollandse Kust opgebouwd uit de volgende mogelijke kostenverschillen:

1. Meeropbrengsten door meer vollasturen
2. Meeropbrengsten door een lagere dichtheid
3. Kosten door grotere windturbines
4. Kosten fundering

² ECN *Kosten wind op zee 2015*, ECN-N—15-014, 24 april 2015.

³ Kamerbrief 12 februari 2016, *Uitkomsten onderzoek naar regionale effecten windparken op zee*, DGETM-E2020 / 16017290.

⁴ Decisio *Regionale effecten windmolenparken op zee, maatschappelijke effecten en analyse regional economische impact*, 25 januari 2016.

⁵ DNV GL, *Helideck and accommodation facilities on offshore wind farms*, June 2015.

5. Kosten netaansluiting
6. Tendervoordelen
7. Aaneengesloten gebied

Hierbij geeft hij zelf een alternatieve berekening of neemt hij een bedrag over uit een ECN-berekening⁶. Deze 7 items zullen worden langsgelopen in dit memo.

1. Opbrengsten door meer vollasturen

AdG geeft meeropbrengsten van 566 miljoen voor IJmuiden-Ver t.o.v. Hollandse Kust.

Bij de berekening van de vollasturen heeft AdG de energieproductie berekend aan de hand van een Weibull-verdeling van de windsnelheden en de *power curves*⁷ van drie verschillende turbines.

Een dergelijke grove schatting geeft niet een goede weergave van de energieproductie in een gebied. Bij een goede energy assessment wordt eerst op mesoschaal een dataset gecreëerd van de windsnelheden in het gebied door een analyse van beschikbare gegevens. Hierna wordt een *layout* gekozen: de positionering van elke individuele turbine binnen dit gebied. De productie wordt vervolgens berekend per turbine in deze *layout* met aanname van een zogmodel. Dit zogmodel modelleert de verstoring van de wind die elke turbine geeft, alsmede hoe deze weer stabiliseert achter de turbine⁸. Een Weibull-powercurve berekening zal dus een te hoge schatting van de vollasturen geven, omdat dergelijke interne zogeffecten niet worden meegenomen.

Bij een energy assessment wordt vervolgens ook gekeken naar de verliezen, zoals mechanische verliezen en netverliezen. Ook deze zijn door AdG niet meegenomen.

Voor de windsnelheden van IJmuiden Ver heeft AdG gekeken naar K13 data. Dit platform ligt echter ten noord-westen van het IJmuiden-Ver gebied (zie Figuur 1) en zal dus een overschatting van de windsnelheden in IJmuiden-Ver geven. Er is een goede dataset beschikbaar van een platform in IJ-Ver met metingen op 100 m hoogte: deze dataset had gebruikt moeten worden. De dataset bestrijkt slechts een aantal jaren maar het is een gebruikelijke methode om deze dataset te gebruiken om langere datasets aan te passen aan de hand van de correlatie van overlappende jaren⁹.

Er moet dus worden geconcludeerd dat de methode van AdG niet is uitgevoerd volgens de huidige standaard voor energieproductie analyses. De methode is onvoldoende nauwkeurig om een opbrengstschatting te geven en mist belangrijke aspecten als interne zogeffecten en verliezen. Windkaarten geven aan dat de windsnelheid hoger is in IJ-Ver dan bij HK, maar op deze manier is niet aan te geven hoe groot het verschil in energieproductie is.

Om werkelijk te komen tot een verwachte energieproductie moet ook rekening gehouden worden met de beschikbaarheid van de turbines. Dit is onder andere afhankelijk van de bereikbaarheid van het gebied, of in andere woorden welk percentage van de tijd een schip de mogelijkheid om erheen te varen om een probleem op te lossen zodat een stilstaande windturbine weer kan gaan draaien. Deze beschikbaarheid zal bij IJmuiden-Ver waarschijnlijk lager liggen, omdat de afstand tot de haven groter is (minder dan een uur varen voor HK en ruim 2.5 uur voor IJmuiden-Ver), de windsnelheden hoger zijn en de golven over

⁶ ECN, *Kosten IJmuiden-Ver in relatie tot Hollands kust*, ECN-E—16-023, Juni 2016.

⁷ De *power curve* geeft de relatie tussen de windsnelheid en de productie van een windturbine weer.

⁸ In andere woorden: een windturbine vertraagt de luchtstroom achter zich, en deze luchtstroom heeft een afstand nodig om weer te versnellen.

⁹ Zie *Assessment wind measurement programme North Sea, 14-2781*, 5 december 2014: <http://offshorewind.rvo.nl/file/download/31040402>

Pagina 5 van 12

berekend op 4.872 mln € en 4.971 mln euro contante waarde: dit geeft een verschil van 99 mln €. Dit komt doordat Decisio rekent met een kleiner verschil in vollasturen (1.7% hoger voor IJmuiden-Ver) en een wat lager bedrag in €/MWh voor de opbrengstberekening.

De meeropbrengsten worden berekend op basis van de geschatte vollasturen en het Borssele tenderbedrag plus de kosten van de netaansluiting. Hier zit echter een aantal haken en ogen aan::

- Dit tenderbedrag reflecteert de kosten van wind op zee, niet de opbrengsten. Er wordt daardoor niet gekeken naar wat het park de maatschappij opbrengt, maar wat het de eigenaar extra zou kunnen opbrengen. Als voorbeeld: als het tenderbedrag voor HK lager is dan het tenderbedrag voor IJmuiden-Ver, zouden de extra opbrengsten voor IJmuiden-Ver hoger gewaardeerd worden bij berekening met het tenderbedrag, terwijl het de overheid (oftewel de maatschappij) meer kost aan subsidie.
- Tevens is het subsidiebedrag berekend over de eerste 15 jaar, terwijl de opbrengsten zijn genomen over een periode van 20 jaar.
- De kosten voor netaansluiting worden meegenomen, terwijl de (extra) kosten voor de netaansluiting al aan bod zijn geweest in paragraaf 2.4. En wederom, bij hogere kosten per MWh wordt de meeropbrengst van IJmuiden-Ver hoger.

2. Meeropbrengsten door een lagere dichtheid

AdG geeft een kostenvoordeel van 300 miljoen € bij verdunning van IJmuiden-Ver van 6600 MW naar 3300 MW

Het is onduidelijk waar AdG dit getal op baseert. ECN schrijft over deze verdunning van windturbines dat het niet in de lijn der verwachting ligt dat in plaats van 6600 MW 3300 MW gebouwd zou worden in IJ-Ver en noemt tevens geen schatting in euro's. DNV GL beaamt dat een mogelijke verdunning een beleidskeuze en een optimalisatiekwestie is en gezien de focus op verduurzaming van de elektriciteitsproductie niet ligt in lijn der verwachting. Tevens is de aanname van 300 miljoen niet onderbouwd. Bovendien overlapt een gedeelte van IJmuiden Ver met natuurgebied Bruine Bank, wat ook ruimterestricties in dit gebied kan geven.

3. Kostenverlaging door grotere windturbines

ECN geeft mogelijk kostenvoordeel van 320 miljoen bij lagere dichtheid voor 8 MW wnd turbines.

Het kostenvoordeel van 320 miljoen is gebaseerd op een ondergrens-schatting van ECN van het (NCW) verschil van 320 miljoen euro voor de toepassing van 8 MW wél in IJmuiden-Ver en níet in HK. Er is geen reden om aan te nemen dat dit zal gebeuren; neem bijvoorbeeld het Borssele windparkgebied. De winnaar van de eerste tender, DONG Energy, heeft al meerdere windparken gepland staan met de MHI Vestas V164-8MW windturbine. Er is geen reden om aan te nemen dat ze deze, of een soortgelijke turbine, niet zullen toepassen in Borssele I/II. Voor een gelijktijdige beslissing voor windturbines op HK en IJ-Ver, is het niet waarschijnlijk dat er voor IJ-Ver wél en voor HK niet wordt gekozen voor de 8MW (in plaats van een kleinere windturbine).

AdG noemt dat hij dit verschil geen specifiek voordeel van IJmuiden-Ver vindt (pagina 18) en heeft het niet meegenomen. DNV GL vindt dit een redelijke aanpak.

4. Kosten fundering

Meerprijs fundering van IJmuiden-Ver windturbines van ongeveer 200 miljoen

AdG gebruikt de inschatting van het TKI/FLOW-model in plaats van de schattingen van ECN. ECN schat het kostenverschil op ongeveer 200 €/kW, oftewel ruim 400 miljoen euro. Naar de mening van DNV GL kan er door de komst van XL monopiles inderdaad gerekend worden met een kleiner verschil in funderingskosten.

5. Kosten netaansluiting

AdG komt op een kostenverschil van de netaansluiting van +449 miljoen € in plaats van +840 miljoen €; en een mogelijke 380 kV kabels voordeel van -144 miljoen €; uiteindelijke meerkosten 305 miljoen €.

AdG stelt dat gebruik is gemaakt van een kostenschätzung van ECN van 850 k€/km voor de kabelkosten inclusief installatie en een afstand geschat door ECN van totaal 97 km voor de Hollandse kust locaties en 90 km voor IJmuiden-Ver. Volgens een rapport van National Grid uit 2015¹¹ liggen de kosten van een 220 kV kabel met 350-400 MW capaciteit op 736 – 1074 k€/km¹². Installatiekosten worden geschat op 452 -1712 k€/km zonder additionele kosten als mobilisatie/demobilisatie. De geschatte kosten per lengte lijken dus aan de lage kant.

Voor de kostenberekening moet rekening gehouden worden met verleggingen van kabels om rekening te houden met natuurgebieden of ander gebruik; in de praktijk komt er ongeveer 15% bovenop de kabellengte. Verder, omdat voor IJmuiden-Ver een grotere afstand overbrugd wordt, zal compensatie geregeld moeten worden voor het reactief vermogen over deze lange kabel. Deze kosten worden door AdG niet meegenomen. Het verschil in kosten van de netaansluiting wordt hierdoor verder onderschat.

AdG heeft ook gekeken naar de mogelijkheid om 380 kV kabels te gebruiken en berekent de volgende voordelen:

- -45 miljoen € door lagere installatie kosten van 2 kabels minder;
- -160 miljoen € door 4x380 kabels ipv 6x220 kV kabels;
- + 45 miljoen door 1% verlies door kabelweerstand;
- 70% waarschijnlijkheid geeft 144 miljoen reductie.

Wanneer de mogelijkheid van 380 kV kabels beschikbaar komt, is nog onzeker; deze zijn tot nu toe nog niet toegepast in windparken. Binnen het tijdsbestek voor een volgende tender zou dit wellicht nog geen mogelijkheid zijn. AdG heeft tevens niet gekeken naar de extra kosten die het gebruik van 380 kV kabels met zich meebrengt noch naar de technische mogelijkheid.

Uitgaande van zijn aannames is het niet duidelijk hoe hij komt aan de genoemde kostenbesparing. De aanname van 500 k€/km installatiekosten voor kabels lijkt aan de hoge kant, maar bij de aanname van 500 k€/km zou het leggen van 2 kabels van 90 km elk (2x500x90=) 90 miljoen euro goedkoper zijn, niet 45 miljoen €. Tevens zouden de kosten voor de 220 kV kabel neerkomen op (850-500=) 350 k€/km, en met genoemde kosten van 850 k€/km voor de 380 kV kabels zouden de 380 kV kabels dan in aanschaf 27 miljoen duurder zijn. Het uiteindelijke kostenverschil voor 380 kV ipv 220 kV voor IJmuiden Ver zou dan neerkomen op +27 miljoen €, niet de door AdG genoemde -205 miljoen €. Zie Tabel 2 voor een overzicht.

¹¹ National Grid *Electricity ten year statement 2015, UK electricity transmission*, Appendix E23, november 2015.

¹² Hierbij is een wisselkoers GBP-€ van 1.37 aangenomen (koersgemiddelde 2015). Het interval is ruim omdat de werkelijke kosten per km van een exportkabellevering sterk afhankelijk is van de lengte van de exportkabel vanwege de benodigde compensatie.

Tabel 2: Kosten exportkabel met aannames uit rapport AdG . De geschatte kabellengtes zijn volgens DNV GL aan de lage kant en extra kosten voor compensatie van de lange IJmuiden-Ver kabels zijn hierbij niet meegenomen.

		Hollandse Kust	IJmuiden Ver	IJmuiden Ver
Geïnstalleerd windvermogen	MW	2100	2100	2100
Spanning	kV	220	220	380
Aantal kabels	#	6	6	4
Kabelkosten	k€/km	350	350	850
Installatie	k€/km	500	500	500
Kabellengte	km	32.3	90	90
Kosten	mln €	165	459	486

6. Aaneengesloten gebied

ECN schat een kostenbesparing van 160 miljoen € (ondergrens)

ECN schrijft dat de hogere onderhoudskosten geschat op 200 miljoen € (NCW) gedeeltelijk teniet gedaan kunnen worden als er een groter aaneengesloten gebied genomen wordt. De kosten van on-site faciliteiten kunnen dan gedragen worden over meer turbines. ECN schat dit voordeel op 160 miljoen, oftewel de extra onderhoudskosten dalen van 200 naar 40 miljoen NCW. Dit getal wordt verder niet onderbouwd.

Het verschil in hogere onderhoudskosten zijn verder niet meegenomen door AdG. In plaats van een kostenverhoging van 200 miljoen (of 40 miljoen in het geval van een aaneengesloten gebied) wordt slechts een kostenbesparing van 160 miljoen gegeven in tabel 21.

De hogere onderhoudskosten moeten uiteraard wel worden meegenomen. De eerdergenoemde extra reistijd en de hogere golven vergroten de wachttijd en dit verhoogt tevens de verloren inkomsten, door een langere stilstand van de windturbines. Als de turbines in IJ-Ver met walk-to-work-achtige schepen worden onderhouden, zal dit de wachttijd verkleinen, maar de directe kosten verhogen door het hogere dagtarief van een walk-to-work vessel ten opzichte van een werkboot. Men moet bedenken dat men naar een duurder alternatief grijpt omdat de hogere kosten hiervan gedekt worden door de verkleining van de verloren inkomsten.

Het is de vraag of de genoemde kostenbesparing gerealiseerd kan worden, zoals ECN zelf ook aangeeft. Hiervoor zullen óf de eigenaren van de windparken in IJmuiden-Ver samen moeten werken, óf het gehele gebied moet in 1 keer worden getenderd.

7. Grotere aanbesteding

ECN schat een kostenbesparing van (ondergrens) 480 miljoen € gebaseerd op supply-chainzekerheden

ECN zelf noemt een middenwaarde van 240 miljoen, maar AdG neemt de ondergrenswaarde mee in het gecombineerde positieve verschil in de tabel op pagina 21.

Net als bij een voordeel in onderhoudskosten, is er ook voor de investeringskosten een voordeel te verwachten bij een groter gebied, zoals ECN aangeeft. Het is wel de vraag hoe dit verloopt en waar de grens ligt. De genoemde 5-10% besparing wordt (grotendeels) wellicht ook al behaald bij een windpark van 700 MW, zoals ECN zelf ook aangeeft¹³.

¹³ ECN N-16-023, pagina 8.

Pagina 8 van 12

Tevens is de kwestie hoeveel bedrijven er kunnen tenderen voor 2100 MW in één keer. Het is de vraag of er partijen zijn die dat nog op de balans kunnen ontwikkelen en bouwen. De grootte van het project vergroot de risico's. Het kan zijn dat de gewoonlijke financiering voor een windpark niet mogelijk is en dat er partijen in moeten stappen die bereid zijn om te investeren voor een hogere risicopremie.

Resultaten

Op pagina 21 somt AdG de verschillen op en komt tot een mogelijk positief verschil van bijna een miljard euro. DNV GL plaatst bij deze opsommingen de volgende opmerkingen:

- De kostenbesparingen geopperd door ECN worden door AdG maximaal meegenomen, ondanks dat ECN er zelf zijn kanttekeningen bij heeft gezet. Zo geeft ECN in hun rapport een middenwaarde van 300 miljoen; AdG neemt een kostenbesparing van 940 miljoen mee.
- De kapitaalslasten zijn niet meegenomen. Aangezien de investeringskosten bij IJmuiden-Ver hoger zijn zal dit bij de extra kosten voor IJmuiden-Ver moeten worden gerekend.
- Zoals reeds opgemerkt zijn de onderhoudskosten niet meegenomen.
- Er is niet gekeken naar extra installatiekosten. Vanwege de grotere reistijd en significante golfhoogten zal de installatie op IJmuiden-Ver langer duren en dus hoger zijn in installatiekosten.
- Er is niet gerekend met extra aansluitkosten i.v.m. lange afstandscompensatie; er is puur gerekend met extra kabellengte.
- Er is geen rekening gehouden met extra kosten voor de kabels tussen de windturbines door de grotere waterdiepte in het IJ-Ver gebied.
- Er is geen rekening gehouden met gecombineerde effecten van genoemde kostenverhogingen en verlagingen. Zo zijn bijvoorbeeld de schaalvoordelen gebaseerd op een percentage van de investeringskosten en kunnen de gestelde schaalvoordelen dus niet zonder aanpassing worden gecombineerd met gestelde verlagingen van de investeringskosten.

In Tabel 3 worden de commentaren samengevat naast de door AdG gestelde posten overgenomen van de tabel op pagina 21 van het AdG rapport. De gecombineerde kolom in deze tabel is de gecombineerde tabel zoals hij ook voorkomt in de tabel op pagina 21 van het AdG rapport: dit zijn de door AdG geselecteerde meeropbrengsten en kostenverschillen als combinatie van de schattingen van AdG en de ondergrensschattingen van ECN.

Tabel 3: Samenvatting van opbrengsten en kosten, gebaseerd op de tabel op pagina 21 van het AdG rapport, met de DNV GL opmerkingen verkort weergegeven.

	AdG	Gecombineerd	Opmerkingen
Meeropbrengsten	-566 mln €	-566 mln €	<i>Te hoog. De methodiek neemt interne zogeeffecten en verliezen niet mee, aangenomen windsnelheden IJ-Ver te hoog, volgens Decisio rond de 100 miljoen €.</i>
Grotere windturbines			<i>Geldt zowel voor HK en IJ-Ver</i>
Netaansluiting	449 mln €	449 mln €	<i>Hoger, een aantal zaken zijn niet meegenomen, bv compensatie.</i>
380 kV ipc 220 kV	-144 mln €	-144 mln €	<i>Met gestelde aannames +27 mln €</i>
Meerkosten fundaties	200 mln €	200 mln €	<i>Redelijk</i>
Lagere dichtheid	-300 mln €	-300 mln €	<i>Onduidelijke berekening, beleidskeuze</i>
Aaneengesloten gebied		-160 mln €	<i>Ondergrens ECN, mogelijke kostenreductie meegenomen zonder onderhoudskosten mee te nemen</i>
Schaalvoordelen		-480 mln €	<i>Ondergrens ECN</i>
Financiering		-60 mln €	<i>Rentekosten niet meegenomen, alleen de mogelijke verlaging ervan. Dit getal zou positief moeten zijn door de hogere investeringskosten van IJ-Ver.</i>
Onderhoudskosten			<i>Niet meegenomen, 200 miljoen € volgens ECN</i>
Transport en installatie			<i>Niet meegenomen</i>
Verschil	-61 mln €	-1061 mln €	<i>Overschatting</i>

Conclusies

In de inleiding zijn de volgende 5 vragen gesteld, die hier zullen worden beantwoord:

1. *Zijn de vermelde bronnen betrouwbaar?*

De vermelde bronnen zijn betrouwbare bronnen, maar moeten wel in juiste context worden geplaatst. Zo zijn bijvoorbeeld de kostenverlagingen van ECN maximaal meegenomen zonder rekening te houden met de opmerkingen van ECN over hun eigen schattingen.

2. *Is de gebruikte winddata en de daaruit voortvloeiende meeropbrengst betrouwbaar?*

De gebruikte winddata zijn windsnelheden van de KNMI. Deze dataset is niet zonder bewerking te gebruiken voor een schatting van de energieproductie. Tevens is voor IJ-Ver de K13 locatie gebruikt: een locatie waarvan verwacht kan worden dat er hogere windsnelheden gelden.

3. *Hoeveel opbrengst heeft een Vestas 164 8 MW - of gelijkwaardige turbine - op Luchterduinen en op IJmuiden Ver?*

Dit is zonder een werkelijke energieproductie analyse niet te zeggen.

4. *Wat is de invloed van de onderlinge afstand, waarbij op HK Zuid gerekend wordt met 4 x de rotordiameter, en op IJmuiden Ver een ruimere afstand beschikbaar is? En hoe groot is de invloed van wake met de dominante windrichting (ZW)?*

Bij een grotere onderlinge afstand wordt de productie per turbine hoger, aangezien de interne zogeeffecten lager worden. Het effect hiervan is de eerste rotordiameters achter de turbine het sterkst. Bij een grotere onderlinge afstand worden de kabelkosten en gerelateerde verliezen steeds hoger. De

dichtheid van een windpark is dan ook een optimalisatiekwestie. Gezien de vermindering in mogelijk te installeren windvermogen is het tevens een beleidskeuze; gezien de noodzaak van de verduurzaming van de elektriciteitsproductie ligt een lager geïnstalleerd vermogen niet in lijn der verwachting.

Bij de layout van een windpark wordt zeker rekening gehouden met de dominante windrichting. Door de versnelling van de wind door het Kanaal geldt op de Noordzee echter een hoofdzakelijk ZW dominante windrichting zowel op HK als IJ-Ver. Beide windgebieden liggen in de lengte van deze dominante windrichting. HK heeft hierbij nog het voordeel van een onderbreking tussen de twee gebieden.

5. Zijn de door De Graaf Advies gebruikte meerkosten voor kabel en aanleg hiervan en de funderingsdiepte in lijn met de werkelijk te verwachten kabel- en funderingmeerkosten c.q. in lijn met de kosten die bij DNV GL bekend zijn?

Er is door DNV GL niet zelf gerekend aan de te verwachte kosten voor beide gebieden voor dit rapport. Wel zijn in de secties Kostenaannames en Resultaten de kostenaannames en optelling daarvan door DNV GL becommentarieerd. Hierbij kan het volgende worden geconcludeerd:

- De netaansluitingskosten worden onderschat doordat er alleen is gekeken naar de kabelkosten. Het is tevens de mening van DNV GL dat de kabellengtes hierin onderschat worden.
- De kostenverlagingen van ECN worden meegenomen zonder de kanttekening van ECN dat dit gezien moeten worden als ondergrenzen en ze ook niet zonder meer gecombineerd kunnen worden.
- De geschatte meeropbrengsten kunnen door de gekozen grove methode niet worden gezien als redelijke schatting. Verliezen en interne zogeeffecten zijn niet meegenomen in de berekening. Windsnelheden zijn niet met een ruimtelijke analyse bepaald en worden voor IJ-Ver overschat.
- Een aantal kostenverschillen, zoals transport- en installatie kosten en onderhoudskosten, worden niet meegenomen.

Het is de conclusie van DNV GL dat deze studie te grof is en een overschatting van het verschil zal geven. Dit komt met name door de gekozen energieproductie analysemethode, missende kostenposten en combinatie van kostenverlagingen zonder rekening te houden met interrelaties tussen deze mogelijke kostenverlagingen.

Addendum SVH opmerkingen

SVH heeft een addendum geschreven bij het rapport na eerste review van DNV GL. Hierin wordt benadrukt dat het AdG rapport een verkenningsstudie is en geen kostenanalyse. In het addendum is een nieuwe optelling gemaakt waarin bovenstaand commentaar van DNV GL is meegenomen. Er zijn nieuwe schattingen gemaakt en er zijn nu ook bandbreedtes geschat om een onder- en bovengrens aan te geven van de verschillen in kosten en opbrengsten. Hiermee laat SVH zien dat de meerkosten van IJmuiden-Ver momenteel mogelijk lager liggen dan eerder berekend door behaalde kostenreducties.

DNV GL wil hier nog ingaan op twee aspecten van deze nieuwe schattingen: de windopbrengsten en de onderhoudskosten.

Onderhoudskosten: Zoals eerder gesteld zijn de onderhoudskosten een balans van de directe kosten en de verloren inkomsten bij een lagere project beschikbaarheid: door de onderhoudskosten te verhogen kan de beschikbaarheid omhoog gebracht worden. In het addendum is gekozen om niet te kijken naar verschillen in projectbeschikbaarheid, maar alleen naar de onderhoudskosten. Voor de schatting van de onderhoudskosten zijn echter getallen van ECN genomen, maar ook deze moeten weer in context worden geplaatst. De lagere vollasturen van ECN voor IJ-Ver zouden erop kunnen wijzen dat zij een

Pagina 11 van 12

lagere beschikbaarheid aannemen in combinatie met lagere directe onderhoudskosten. ECN kan hier wellicht duidelijkheid in hun aannames verschaffen om te zorgen voor een consistente vergelijking.

Windopbrengsten: Veruit de grootste impact komt uit de geschatte extra windopbrengsten. Er is een nieuwe schatting gemaakt van de vollasturen, wederom als initiële schatting aan de hand van weibullverdelingen en power curves alsmede aangeraden meetmastgegevens. De schatting van de vollasturen is te hoog voor een opbrengstberekening aangezien verliezen zoals netverliezen en project beschikbaarheid nog niet meegenomen zijn¹⁴. DNV GL heeft eerder opgemerkt dat opbrengsten berekend met een tenderbedrag geen representatief beeld geeft van de opbrengsten; hiervoor kan beter een elektriciteitsprijs (plus externe kosten) worden genomen¹⁵.

In het rapport en het addendum zijn de kosten en opbrengsten naast elkaar neergezet. Voor een vergelijking van IJ-Ver en HK kan volgens DNV GL beter gekeken worden naar de kosten van de opgewekte energie in HK en in IJ-Ver, oftewel de kosten per MWh. Bij een nieuwe vergelijking is dan het volgende van belang:

- De kosten van de sites, die mogelijk lager zijn dan eerder geschat door gerealiseerde kostenreducties,
- De energieopbrengsten van beide sites.

Om te kijken of de extra kosten voor IJ-Ver gecompenseerd kunnen worden door een hogere elektriciteitsopbrengst zijn energieopbrengstberekeringen van groot belang. De schatting van SVH is grof door de gebruikte methode en omdat projectbeschikbaarheid en verliezen als netverliezen en mechanische verliezen niet zijn meegenomen. Maar ze laat een ander beeld zien dan de energieopbrengsten gebruikt door ECN.

Vanwege de hoge invloed van de energieopbrengst op de vergelijking van twee sites zou het inzichtelijk maken van de energieopbrengstberekening door ECN van deze sites richting partijen als SVH op zijn plaats zijn. Als er nieuwe inzichten zijn, zouden nieuwe opbrengstberekeringen gemaakt kunnen worden.

¹⁴ Hierbij dient ook opgemerkt te worden dat de verliezen de vollasturen verlagen: in het addendum wordt echter een extra 1.7% verlies van de percentageverschil van de geschatte vollasturen afgetrokken. Ter illustratie: bij een verlies van 1% voor HK en (1+1.7)% voor IJ-Ver wordt het vollasturenverschil $\{4800 * 0.973 / (4421 * 0.99) - 1\} = 6.7\%$, niet 6.88%. Tevens wordt de berekening in voetnoot 4 uitgelegd met 4500 in plaats van 4421 vollasturen.

¹⁵ Tevens zou voor een dergelijke aanpak de discontovoet van opbrengsten en kosten overeen moeten komen: het is onduidelijk welke discontovoet gebruikt is in de gebruikte bronnen voor de kostenschatting.

Aanvullende opmerkingen AdG rapport

- Pagina 1 en 24: betere werkgelegenheid voor IJ-Ver wordt gesteld zonder verdere onderbouwing. Nederlandse werkgelegenheid voordelen zouden juist hoger uit kunnen vallen bij HK, aangezien scheduled maintenance campagnes ws met schepen vanuit de kust worden uitgevoerd, terwijl bij IJmuiden-Ver deze campagnes ws met grotere schepen worden uitgevoerd en dus ook vanuit het buitenland uitgevoerd zouden kunnen worden. Tevens is het onduidelijk of de keuze IJ-Ver of HK een impact zal hebben op een eigen offshore wind industrie en is dit al een internationaal opererende markt.
- Pagina 5: Afstand tot de haven is ook een belangrijke parameter voor een kostenbenchmark.
- Pagina 22-23: ArdoDeGraaf noemt een geringer zogeffect bij windgebied IJmuiden-Ver. Dit geringere zogeffect vindt alleen plaats als er minder geïnstalleerd vermogen geplaatst wordt in dit windgebied. Hierbij dient wel in acht te worden genomen dat als windgebieden HK-Zuid en Noord niet gebruikt worden, en IJmuiden-Ver minder wordt gebruikt, dat het totale geïnstalleerde windvermogen in de Nederlandse Noordzee afneemt.
- Pagina 22-23: Over de gegeven uitleg van het zog (Engels: *wake*): het genoemde Betz-limiet van 59% gaat over de maximale energieopbrengst van een turbine en niet over zogverliezen. Achter de rotor herstelt het windprofiel zich weer door menging van de lucht, alhoewel dit een periode duurt. Het is dus niet zo dat een windturbine achter een andere windturbine slechts 59% van de vorige windturbine kan 'opnemen'.
- Pagina 22-23: Onder de foto staat gemeld dat een windturbine in het zog van een andere wind turbine 40% minder rendeert. Dit is naar de ervaring van DNV GL veel te hoog: door de afstand tussen twee windturbines kan de wind zich herstellen (hoe snel dit gaat is afhankelijk van de turbulentie). Een grove schatting van de interne zogeffecten voor IJ-Ver zijn gecombineerd 0-20% (dit is niet berekend, en is afhankelijk van windsnelheden, windrichtingen, turbulentie en turbine locaties).
- Pagina 22-23: DNV GL ondersteunt niet dat de wind bij IJmuiden-Ver uit een meer noordelijkere richting komt dan bij de Hollandse kust. De windroos van Meetpost 252 K13 laat bijvoorbeeld zien dat de windrichting aldaar ook vooral uit zuid-westelijke richting komt (gebaseerd op KNMI data).
- Pagina 24: AdG stelt dat het Nederlandse elektriciteitsverbruik ligt op 120.000 MWh; dit moet echter 120.000.000 MWh oftewel 120 TWh zijn.
- Pagina 9: AdG stelt dat de kosten verwacht door TenneT transparanter gemaakt moeten worden. Er moet door TenneT echter nog commercieel getenderd worden: openheid van verwachte ksoten is dus vanwege deze tendering niet mogelijk.
- Pagina 11: Stellingen windopbrengst zijn onjuist. Windturbines worden ontworpen voor een bepaald windklimaat: de windsnelheid waarbij de turbine zijn maximale opbrengst haalt is een ontwerpkeuze. Hierbij geldt er tevens een minimum (*cut-in*) en maximum (*cut-out*) windsnelheid.
- Pagina 13: Morfologie veronderstellingen hebben geen onderbouwing. Er is geen onderbouwing dat Maasvlakte en Zandmotor bij 't Westland een impact zal hebben op HK en er worden geen bronnen vermeld van studies naar de bodemdynamiek bij HK en IJ-Ver.