

Externe notitie

Amsterdam, 28 oktober 2016

Afdeling Beleidsstudies

Van Lensink, S.M. en Beurskens, L.W.M.
 met medewerking van Decisio (Hoefsloot, N. en De Pater, M.)

Aan Ministerie van Economische Zaken

ECN-N--16-017

Onderwerp **Kosten wind op zee 2016**

Bevindingen

Het ministerie van Economische Zaken heeft gevraagd naar de kosten van wind op zee op basis van de huidige marktinzichten. Deze notitie geeft antwoord op die vraag. De realisatie van windparken op zee in de aangewezen gebieden op de Nederlandse Noordzee kost ongeveer 0,084 €/kWh (variërend tussen 0,080 €/kWh en 0,090 €/kWh). Deze aangewezen gebieden zijn: Borssele, Hollandse Kust (zuid), Hollandse Kust (noord), Hollandse Kust (west), IJmuiden Ver en ten noorden van de Waddeneilanden. Het bedrag van 0,084 €/kWh is berekend als een zg. SDE+-basisbedrag voor windparken die rond 2020 gerealiseerd worden, waarbij geen kosten voor de netaansluiting zijn meegenomen.

De meerkosten van windparken (exclusief netaansluiting) in gebieden als IJmuiden Ver, waar de investeringen duidelijk hoger liggen dan voor de Hollandse Kust, worden in deze doorrekening bijna geheel gecompenseerd door de hogere elektriciteitsproductie ten gevolge van de hogere windsnelheid. De snelle introductie van grote windturbines van 8 MW maakt het mogelijk om de hogere windsnelheid ook effectief te benutten voor kostprijsverlaging. Het aantal vollasturen loopt uiteen van ca. 4000 uur voor de Hollandse Kust (zuid) tot ca. 4300 voor IJmuiden Ver, wat correspondeert met een ca. 7% hogere elektriciteitsproductie voor IJmuiden Ver dan voor Hollandse Kust (zuid). Ook de lage kosten van kapitaal zorgen ervoor dat de hogere investeringskosten makkelijker terugverdiend kunnen worden door een hogere elektriciteitsproductie. Tevens is de bouwtijd van windparken korter geworden. Hierdoor wordt er sneller elektriciteit geproduceerd, zodat inkomsten eerder beschikbaar komen.

Binnen de aangewezen gebieden bestaan wel belangrijke kostenverschillen tot ca. \pm 0,005 €/kWh van de kWh-kosten door verschillen in fysieke omstandigheden (windsnelheid, waterdiepte, bodemcondities). Het zijn de verschillen tussen de *gemiddelde* kosten per gebied die opvallend klein zijn.

De kosten om de gebieden aan te sluiten op het elektriciteitsnet tonen wel grote verschillen, deze lopen uiteen van ca. 0,012 €/kWh voor enkele gebieden binnen het gebied Hollandse Kust tot 0,024 €/kWh voor IJmuiden Ver. De bredere uitrolstrategie van een net op zee, na 2023, hangt nog van diverse beleids- en ontwerpkeuzes af, die een grotere invloed op de kosten kunnen hebben dan de nauwkeurigheid waarmee de actuele kosten geraamd kunnen worden.

De ontwikkeling van wind op zee wordt financieel ondersteund via de SDE+-regeling of met financiële SDE+-middelen. Een windpark met hogere productiekosten per kWh impliceert ook dat er meer subsidie verstrekt moet worden voor rendabele exploitatie. De additionele subsidie die nodig is om de elektriciteitsproductie van 2100 MW op de Hollandse Kust te realiseren op IJmuiden Ver, bedraagt bij deze cijfers 1,6 miljard euro. Dominant voor de extra subsidie-uitgaven is de netaansluiting (ca.

0,012 €/kWh), waarbij de windparken zelf slechts beperkt duurder zijn (ca. +0,002 €/kWh). De kosten voor de netaansluiting worden overigens niet rechtstreeks via de SDE+-regeling vergoed sinds TenneT de verantwoordelijkheid voor de uitrol van het net op zee toebedeeld heeft gekregen.

De maatschappelijke kosten van ontwikkeling van 2100 MW in IJmuiden Ver ten opzichte van ontwikkeling van 2100 MW voor de Hollandse kust bedragen 1,1 miljard euro netto contant, gelijk aan het resultaat uit het rapport 'Regionale effecten windmolenparken op zee'.

Vraagstelling

Het ministerie van Economische Zaken heeft gevraagd naar de kosten van wind op zee op basis van de huidige marktinzichten. Gevraagd is naar de kosten van windparken in de gebieden Borssele, Hollandse Kust (zuid, noord en west), IJmuiden Ver en ten noorden van de Waddeneilanden. Tevens is gevraagd naar het verschil in subsidie-uitgaven bij de ontwikkeling van 2100 MW in de Hollandse Kust ten opzichte van 2100 MW in IJmuiden Ver, rekening houdend met de kosten van de netaansluiting. Géén onderdeel van de vraagstelling is waar en hoe windenergie tegen de laagste kosten gerealiseerd kan worden, noch is gevraagd hoe het net op zee optimaal kan worden uitgerold met het oog op mogelijke ontwikkelingen na 2023.

Werkwijze

ECN beantwoordt de vragen met gebruikmaking van het wind-op-zee-kostenmodel van ECN Beleidsstudies. Om de laatste inzichten, waaronder die uit de tender voor de kavels Borssele I en II, te verwerken, heeft ECN onderzoek gedaan naar de laatste prijs- en techniekontwikkelingen. Hierbij gaat ECN nooit uit van één unieke bron, maar wordt altijd informatie van verschillende bronnen met elkaar gecombineerd. De bronnen zelf kan ECN vanwege het vertrouwelijke en marktgevoelige karakter van de informatie niet openbaar maken.

Resultaten

De resultaten van de modelberekeningen staan in onderstaande Tabel 1. Duiding van deze cijfers staat in de beginparagraaf met 'Bevindingen'. De kosten in Tabel 1 zijn vergelijkbaar met een basisbedrag in de SDE+-regeling, waarbij een 15-jarige subsidie toereikend moet zijn om het windpark rendabel te kunnen ontwikkelen. Aangezien windparken naar verwachting langer in bedrijf zullen blijven dan 15 jaar, zullen de gemiddelde productiekosten over de hele levensduur (*levelized cost of energy, LCOE*) lager liggen dan deze waardes.

De uitwerking naar verschil in subsidie-uitgaven staan in Tabel 2. De drie uitrolscenario's die ECN heeft doorgerekend corresponderen met het huidige beleidsvoornemen en twee varianten daarop. Variant 1 representeert het huidige beleidsvoornemen van de uitrol van wind op zee. In variant 2 wordt een gedeelte van het vermogen verder op zee geplaatst, 700 MW in Hollandse Kust (zuid) gaat naar Hollandse Kust (west) en 700 MW in Hollandse Kust (noord) gaat naar IJmuiden Ver. In variant 3 gaat al het geplande vermogen van 2100 MW naar IJmuiden Ver.

Tabel 1: Kosten van ontwikkeling van windparken op zee

Aangewezen gebied	Kosten* [€/kWh]	Spreiding in kosten** [€/kWh]	Meerkosten netaansluiting [€/kWh]	Aantal vollasturen*** [uur/jaar]
Borssele	0,084	(0,081-0,086)	+0,010 tot +0,020	4200
Hollandse Kust (zuid)	0,084	(0,083-0,087)	+0,010 tot +0,015	4000
Hollandse Kust (noord)	0,083	(0,082-0,085)	+0,010 tot +0,015	4100
Hollandse Kust (west)	0,084	(0,080-0,085)	+0,010 tot +0,020	4200
IJmuiden Ver	0,085	(0,082-0,090)	+0,020 tot +0,030	4300
Ten noorden van de Waddeneilanden	0,083	(0,081-0,085)	+0,020 tot +0,030	4500

* De kosten dienen gelezen te worden als SDE+-basisbedrag.

** De spreiding in kosten is enkel ten gevolge van variatie in fysieke omstandigheden. Het is geen onzekerheidsbandbreedte.

*** De vollasturen zijn afgerond op 100 vollasturen.

Tabel 2: Vertaling van de kosten uit Tabel 1 naar subsidieverschil tussen verschillende uitroscenari'o's

Gebied	Kosten (incl. netaansluiting) [€/kWh]	Vollasturen [uur/jaar]	Variant 1			Variant 2			Variant 3		
			Vermogen [MW]	Benodigde inkomsten [M€/MW/jr]	Benodigde inkomsten [miljard €/jr]	Vermogen [MW]	Benodigde inkomsten [M€/MW/jr]	Benodigde inkomsten [miljard €/jr]	Vermogen [MW]	Benodigde inkomsten [M€/MW/jr]	Benodigde inkomsten [miljard €/jr]
Hollandse Kust (zuid)	0,097	4000	1400	0,39	0,5	700	0,39	0,3			
Hollandse Kust (noord)	0,095	4100	700	0,39	0,3						
Hollandse Kust (west)	0,101	4200				700	0,42	0,3			
IJmuiden Ver	0,109	4300				700	0,47	0,3	2100	0,47	1,0
TOTAAL (inkomsten SDE+ en elektriciteits- verkoop)					12,2			13,4			14,8
<i>verschil t.o.v. variant 1 [miljard €]</i>					0,0			1,2			2,5
verschil t.o.v. variant 1, genormaliseerd naar gelijke productie [miljard €]					0,0			0,8			1,6

De meerkosten in subsidie-uitgaven om de taakstelling voor Hollandse Kust geheel te verplaatsen naar IJmuiden Ver bedraagt volgens de recente inzichten 1,6 miljard euro. In 2015 heeft ECN deze meerkosten nog berekend op 3,0 miljard euro. Daarmee wordt duidelijk dat de sterke kostendaling en techniekontwikkeling van de laatste tijd niet alleen leidt tot lagere subsidies, maar dat ook de kostenverschillen tussen windgebieden op de Noordzee kleiner worden.

De daling is het kostenverschil van 3,0 miljard euro naar 1,6 miljard euro wordt grotendeels veroorzaakt door de lagere kapitaalslasten en de commerciële inzetbaarheid van turbines in de 6 tot 8 MW-klasse. Deze turbines maken het beter mogelijk om de voordelen van IJmuiden Ver, zoals hogere windsnelheid, te benutten en de nadelen van IJmuiden Ver, zoals de grotere afstand, te beperken. Ertegenin werken de onderhoudskosten, die over de gehele linie fors zijn afgenomen, maar voor de Hollandse Kust iets steviger zijn gedaald dan voor IJmuiden Ver. Een partiële verklaring ligt in de modellering. In de berekeningen van 2015 is gerekend met turbines van 3 à 4 MW voor de Hollandse Kust en met turbines van 5 MW voor IJmuiden Ver. In de deze nieuwe berekening wordt overal met 8 MW-turbines gerekend. Voor de Hollandse Kust wordt een overstap gemaakt van 3 MW- naar 8 MW-turbines, hetgeen onderhoudstechnisch ook duidelijke voordelen biedt, terwijl bij IJmuiden Ver een overstap gemaakt wordt van 5 MW- naar 8 MW-turbines. Ook dat heeft onderhoudstechnisch voordelen, maar deze zijn minder groot. Al met al blijft bij de huidige prijsinzichten de ontwikkeling van IJmuiden Ver significant duurder dan Hollandse Kust.

Maatschappelijke kosten en baten

Op basis van nieuwe inzichten van ECN stelt Decisio vast dat de verschillen in het MKBA-saldo tussen het bouwen binnen de 12-mijlszone en erbuiten niet noemenswaardig zijn veranderd ten opzichte van de studie 'Regionale effecten windmolenparken op zee' uit 2016¹, zie Tabel 1. De maatschappelijke kosten en baten zijn door Decisio berekend op basis van de geüpdatete kostenkengetallen van ECN. De overige effecten, zoals elektriciteitsprijzen en waardering van de effecten op recreatie en toerisme, zijn gelijk verondersteld aan de genoemde studie uit 2016.

In een MKBA zijn de vaste bedragen aan investeringen onderdeel van de maatschappelijke kosten. Deze worden met de voor MKBA's vastgestelde discontovoet contant gemaakt. De wijze van financiering en de kapitaallasten spelen daarbij geen rol. De discontovoet is niet aangepast en bedraagt daarmee 5,5%. Een aanpassingen naar 4,5% conform de meest recente voorschriften heeft nagenoeg geen effect op de omvang van de verschillen tussen de alternatieven.

De aanpassingen in de cijfers van de businesscase liggen vooral in de kosten van beheer en onderhoud. De elektriciteitsopbrengsten en investeringskosten zijn minder sterk veranderd. Ten opzichte van het rapport 'Regionale effecten windmolenparken op zee' zijn de kosten voor beheer en onderhoud aanzienlijk gedaald, waarbij schaafeffecten een belangrijke rol spelen. Doordat de kostendaling groter is voor de locatie Hollandse Kust dan voor IJmuiden Ver zijn de verschillen in onderhouds- en beheerkosten tussen deze locaties wel toegenomen. De productieopbrengsten maken het verschil in de businesscase weer geringer: de opbrengsten zijn iets hoger geworden in IJmuiden Ver en iets lager voor de Hollandse Kust.

¹ Decisio, Regionale effecten windmolenparken op zee Maatschappelijke effecten en analyse regionaal economische impact, Amsterdam, januari 2016.

In totaliteit is de Businesscase – en daarmee de MKBA – iets positiever geworden (circa 200 tot 300 miljoen euro in contante waarden). Dit effect is in lijn met de algemeen waargenomen kostendaling. Daarbij valt op te merken dat een substantieel deel van de daling in de subsidiekosten is ontstaan door de actueel lagere kapitaalslasten, een effect dat niet direct doorwerkt in een MKBA.

Tabel 3: Verschil in maatschappelijke kosten en baten van de alternatieven 2 en 3 zonder gebruik van de 12 mijlszone ten opzichte van de basisvariant, het kabinetsvoornemen met gebruik van de 12 mijlszone (Alternatief 1) (bron: Decisio).

	Alternatief 2 minus Alternatief 1 [miljoen euro netto contant]	Alternatief 3 minus Alternatief 1 [miljoen euro netto contant]
	Hollandse Kust (zuid): 700 MW Hollandse Kust (west): 700 MW Ijmuiden Ver: 700 MW	Ijmuiden Ver: 2100 MW
Investerings	-€ 581	-€ 1.180
Beheer en onderhoud	-€ 197	-€ 489
Productie	€ 139	€ 324
Totaal verschil Businesscase	-€ 639	-€ 1.345
Overige effecten	€ 22	€ 22
Effect recreatie	€ 137	€ 190
Totaal MKBA	-€ 480	-€ 1.132

De verschillen tussen de varianten zijn niet sterk gewijzigd: -€ 480 miljoen vergeleken met -€ 534 in de eerdere MKBA¹ voor Alternatief 2 versus Alternatief 1; -€ 1.132 miljoen vergeleken met -€ 1.081 voor Alternatief 3 versus Alternatief 1 in de eerdere MKBA¹. Doordat de verschillen tussen de varianten beperkt zijn veranderd (bandbreedte van ±50 miljoen), is er geen aanleiding om de conclusies uit de eerdere MKBA te herzien.

Discussie

De kosten van wind op zee die in deze notitie genoemd worden, zijn de kosten waartegen het merendeel van de geïnteresseerde partijen rendabel een windpark kunnen ontwikkelen. In een tender zal het winnende bod naar verwachting lager liggen. Door de aaneenschakeling van wind-op-zeetenders in Europa – en ook in Nederland – kan de concurrentiedruk toenemen. Hoe dit uitpakt, is ongewis. Het kan ertoe leiden dat vele partijen nadere kostenbesparingen weten te vinden, het kan ook leiden tot grotere druk op de toeleveringsketen of een verminderde interesse in afzonderlijke tenders. Daarom acht ECN het goed mogelijk dat de kosten van wind op zee in de komende jaren weer afwijken van de cijfers die in deze notitie genoemd worden.

De cijfers in deze notitie geven geen inzicht in de onzekerheden. De onzekerheden in kosten kunnen onder andere ontstaan door informatie-asymmetrie, modelvereenvoudigingen, onzekerheden in brondata (bijv. windsnelheid), technologie-ontwikkelingen, marktontwikkelingen en toekomstige beleidskeuzes. Sinds 2015 lijken de ontwikkelingen in de wind-op-zeesector in een versnelling terecht

gekomen te zijn. Discussies over de accuraatheid van kostencijfers over wind op zee zijn gebaat bij het rekenschap geven van de snelle ontwikkelingen in de sector. Deze notitie toont de kosten van windparken als ze rond 2020 gerealiseerd worden en doet geen uitspraken over locatiekeuzes van windparken na 2020.

De kosten van de netaansluiting gaan voor de verder van de kust afgelegen gebieden gepaard met wat grotere onzekerheden. De cijfers die in deze notitie staan hangen af van (nog te maken) technische keuzes, zoals netspanning, spanningstype, capaciteit van de kabels, platforms, lengte van de kabeltracés en mogelijke blindstroomcompensatie halverwege en een benodigd platform hiervoor. Deze technische keuzes hangen op hun beurt echter weer af van nog te maken keuzes rondom de bredere ontwikkeling van een net op zee en andere mogelijk te ontwikkelen zeegebieden voor windenergie.

De financiering van wind op zee is beduidend goedkoper geworden dan enkele jaren geleden, al liggen de benodigde rendementen nog altijd boven de rendementen voor windprojecten op land. Uiteraard is het betrekkelijke overschot aan kapitaal op de markt voor hernieuwbare energie een belangrijke drijfveer voor lagere kapitaalskosten. Niet zozeer de stabiliteit, maar vooral de voorspelbaarheid van beleid is ook een van de belangrijke redenen van de gunstige financieringsvoorwaarden. Een verandering van uitrolstrategie impliceert dat het beleidsrisico voor de markt toeneemt, wat tot hogere kapitaalseisen zal leiden. Een grote verandering van de uitrolstrategie voor wind op zee zal vermoedelijk tot effect hebben dat de subsidiekosten hoger worden dan in deze notitie getoond worden.

Disclaimer

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 gedeelde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.