

Externe notitie

Amsterdam, 29 augustus 2017

Kenmerk ECN-N--17-022
Afdeling
Van S.M. Lensink, L.W.M. Beurskens
Voor Ministerie van Economische Zaken

Onderwerp Kosten wind op zee 2017 (versie 2 met update netwerkkosten)

1. Bevindingen

In het kader van de mogelijke verdere uitrol van wind op zee, zoals aangekondigd in de Energie-agenda, heeft het ministerie van Economische Zaken gevraagd naar de kosten van wind op zee op de verschillende beoogde uitrollocaties. In deze kostenupdate dienen de ervaringen van de uitkomsten van de tender Borssele III/IV alsmede de uitkomsten van de recente tenders voor windparken op zee in Duitsland meegewogen te worden. Er is niet alleen inzicht gevraagd in de kosten van windparken, maar ook in de kosten van de netaansluiting.

De productiekosten voor windparken op zee, berekend als een basisbedrag dat gedurende de eerste vijftien jaar van productie van toepassing is, bedragen gemiddeld 0,062 €/kWh. De spreiding tussen de onderzochte locaties (zie Figuur 1) is gering, waarbij de windparken op de duurste locatie IJmuiden Ver in de modelberekeningen een ruime 0,001 €/kWh duurder zijn dan die op de goedkoopste locatie Hollandse Kust (noord). Als een grotere geografische detaillering met betrekking tot waterdiepte gebruikt wordt, lopen de kosten op deelgebieden uiteen tussen 0,059 €/kWh en 0,066 €/kWh. De kosten hebben betrekking op windparken die tussen 2021 en 2023 in gebruik genomen worden. De spreiding in de netkosten, voornamelijk ten gevolge van de netaansluitingsafstanden, is groter en loopt uiteen van 0,017 €/kWh voor Hollandse Kust (noord) tot 0,028 €/kWh voor IJmuiden Ver.

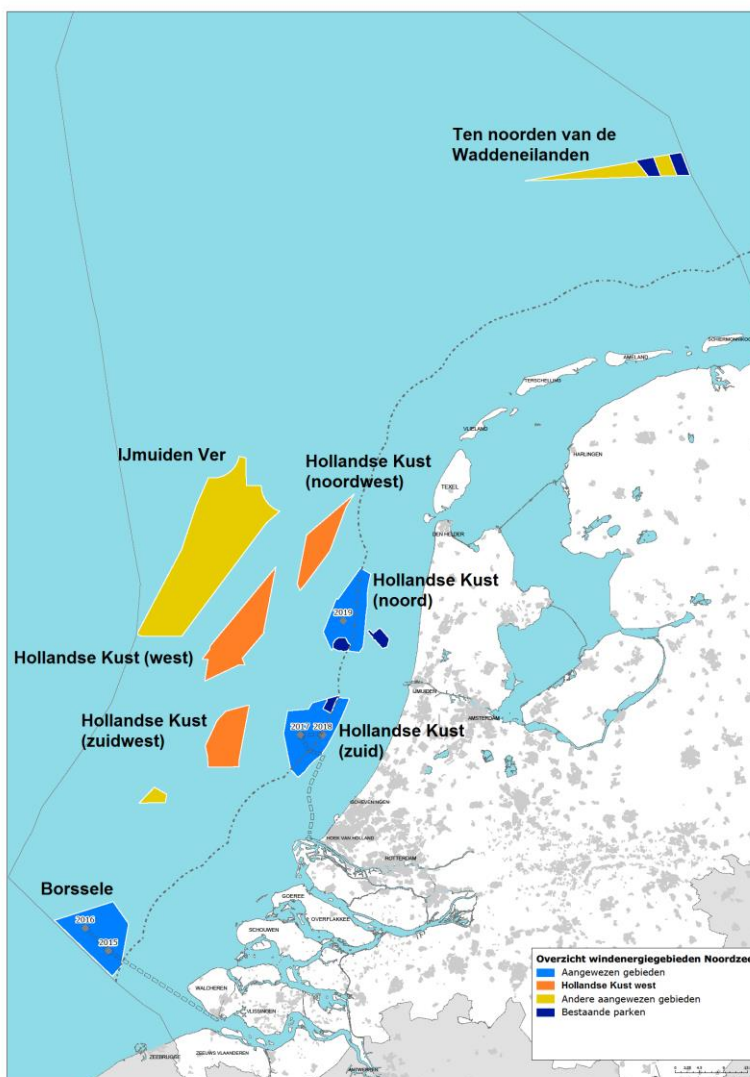
De meerkosten van windparken (exclusief netaansluiting) in gebieden als IJmuiden Ver, waar de investeringen tussen 5% en 10% hoger liggen dan voor de Hollandse Kust, worden in deze doorrekening bijna geheel gecompenseerd door de hogere elektriciteitsproductie ten gevolge van de hogere windsnelheid. De snelle introductie van grote windturbines tot ca. 10 MW maakt het mogelijk om de hogere windsnelheid ook effectief te benutten voor kostprijsverlaging. Het aantal vollasturen loopt daarbij uiteen van ca. 4100 uur voor de Hollandse Kust (zuid) tot ca. 4600 voor Ten noorden van de Waddeneilanden. Ook de lage kosten van kapitaal zorgen ervoor dat de hogere investeringskosten makkelijker terugverdiend kunnen worden. Tevens is de bouwtijd van windparken beperkt tot ongeveer één jaar, waar voorheen de verwachting was dat windparken van vergelijkbare omvang circa twee jaar nodig hadden als de bouwtijd. Hierdoor wordt er sneller elektriciteit geproduceerd, zodat inkomsten eerder beschikbaar komen.

De bredere uitrolstrategie van een net op zee, na 2023, hangt nog van diverse beleids- en ontwerpkeuzes af. Hierbij valt te denken aan het gebruik van kunstmatige eilanden, het combineren van windparkaansluitingen, interconnectorcapaciteit tussen landen of het gebruik van gelijkspanning om windparken aan te sluiten, of in brede zin het ontwikkelen van een Noordzeenet. Het is belangrijk om in het achterhoofd te houden dat dit soort beleids- en ontwerpkeuzes een grotere invloed op de kosten kunnen hebben dan de nauwkeurigheid waarmee de actuele kosten geraamd zijn.

2. Vraagstelling

Het ministerie van Economische Zaken heeft gevraagd naar de kosten van wind op zee, inclusief netaansluiting, op basis van de huidige marktinzichten. Gevraagd is naar de kosten van windparken in de gebieden Hollandse Kust (zuid en noord), de drie tussenliggende gebieden bij de Hollandse Kust (zie Figuur 1), IJmuiden Ver en Ten noorden van de Waddeneilanden. De tussenliggende gebieden zijn hierbij onderverdeeld in Hollandse Kust (zuidwest), Holland Kust (west) en Hollandse Kust (noordwest).

Figuur 1: De drie tussenliggende gebieden, gelegen tussen Hollandse Kust (zuid en noord) en IJmuiden Ver, weergegeven in oranje. Van boven naar beneden zijn die Hollandse Kust (noordwest), Hollandse Kust (west) en Hollandse Kust (zuidwest)



Bron: Noordzeeloket (aangepast)

3. Werkwijze

3.1 Windparken

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 III en IV en tenders in Duitsland, 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.

3.2 Netwerkkosten

De netwerkkosten zijn aangepast aan de laatste inzichten. Door toegenomen kennis over de kabeltracés en die complicaties die zich daarbij voordoen, zijn de aansluitingskosten voor Hollandse Kust (noord) toegenomen. Ook is rekening gehouden met het verschil in kosten ten gevolge van schaalgrootte tussen het aansluiten van ca. 1400 MW bij Borssele en Hollandse Kust(zuid) tegenover ca. 700 MW bij Hollandse Kust (noord) en Hollandse Kust (noordwest). Voor IJmuiden Ver zijn de onzekerheden verhoudingsgewijs groter, ook speelt hier een afweging tussen extra kosten maken voor het net op zee versus extra kosten maken voor het versterken van het landnet. In de getoonde cijfers is uitgegaan van aansluiting van IJmuiden Ver middels gelijkstroom.

4. 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. Er is gerekend met inkomsten uit elektriciteitsproductie gedurende 20 jaar. Om een vergelijking te kunnen maken tussen de modelberekeningen en de uitkomsten van de tenders Borssele, worden additioneel ook de modelberekeningen voor Borssele getoond.

Tabel 1: Kosten van ontwikkeling van windparken op zee

Aangewezen gebied	Investeringskosten* [€/kW]	Onderhouds- en beheerkosten [€/kW/jaar]	Kosten** windpark [€/kWh]	Meerkosten netaansluiting [€/kWh]	Aantal vollasturen* [uur/jaar]	Totaal Kosten [€/kWh]
Borssele	2250	62	0,062	+0,015	4300	0,077
Hollandse Kust (zuid)	2200	58	0,062	+0,017 tot +0,019	4100	0,080
Hollandse Kust (noord)	2250	58	0,061	+0,016 tot +0,018	4200	0,078
Hollandse Kust (noordwest)	2300	59	0,062	+0,018 tot +0,021	4300	0,081
Hollandse Kust (west)	2300	62	0,062	+0,019 tot +0,020	4300	0,081
Hollandse Kust (zuidwest)	2300	59	0,062	+0,019 tot +0,020	4300	0,081
IJmuiden Ver	2300	66	0,063	+0,024 tot +0,032	4400	0,091
Ten noorden van de Waddeneilanden	2350	66	0,061	+0,021	4600	0,082

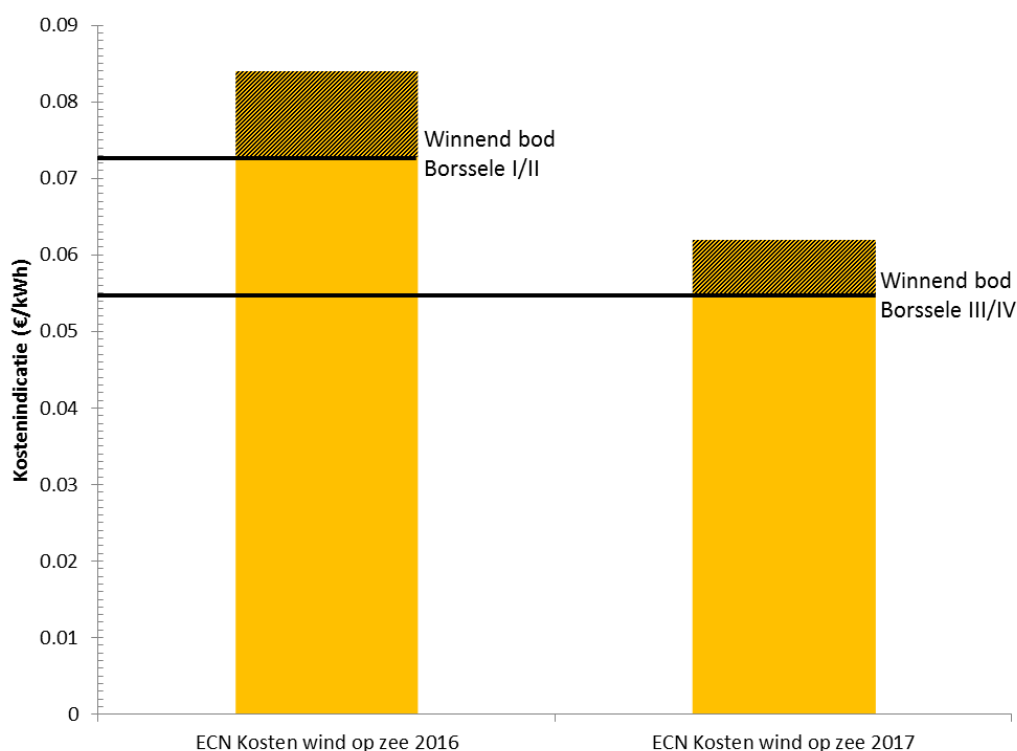
* De investeringskosten zijn afgerond op vijftigtallen, de vollasturen zijn afgerond op honderdtallen.

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

5. Discussie

In 2016 heeft ECN eveneens een notitie geschreven over de kosten van wind op zee, op basis van de toen bekende marktinzichten. De berekeningen in deze notitie wijken significant af van wat ECN vorig jaar rapporteerde, hetgeen correspondeert met het verschil in winnende tenderbiedingen van Borssele I/II ten opzichte van Borssele III/IV, zie Figuur 2.

Figuur 2: Illustraties van de kostenberekeningen van ECN (staafdiagrammen) en tenderuitslagen (zwarte horizontale lijnen). De gearceerde vlakken geven het verschil aan tussen de ECN-berekeningen en de winnende tenderbiedingen.



De notitie Kosten wind op zee 2016 van vorig jaar gaf voor de windparken gemiddelde productiekosten van ca. 0,084 €/kWh, terwijl het winnende tenderbod voor Borssele III/IV op ca. 0,055 €/kWh lag. Het verschil tussen de kostenberekeningen van vorig jaar (ECN Kosten wind op zee 2016) en de kostenberekeningen in deze notitie (ECN Kosten wind op zee 2017) laten zich door drie ongeveer even grote bijdragen verklaren:

1. Door de toenemende druk van tenders heeft de markt een grote prikkel om overal in de keten kostenverlagingen te realiseren, mede bereikt door snellere bouw tijden, snelle introductie van nieuwe turbines en een algemeen beeld van lagere kosten van diverse componenten.
2. De als scherp ontvangen bieding voor Borssele I/II lijkt grote navolging te krijgen in de markt, gezien de vele biedingen voor Borssele III/IV. De speciale risico-opslagen die ECN vorig jaar hanteerde (zoals hoge kapitaalsvergoedingen) lijken daarmee gelogenstraft te worden.
3. ECN heeft windparken gemodelleerd per tender van 350 MW. De windparken lijken echter ontwikkeld te worden in een orde grootte van 700 MW (of meer). Met name in de onderhoudskosten lijkt dit een significant verschil uit te maken.

Daarenboven bestaat een verschil tussen een ECN-berekening van een zogenoemd basisbedrag en een winnend tenderbedrag, waarbij een winnend tenderbod bij een goed werkende tender ligt lager dan een basisbedrag - het bedrag waarvoor het merendeel van de partijen een rendabele business case zal hebben.

De opmerkingen die in de discussie genoemd werden bij de notitie Kosten wind op zee 2016 blijven onverminderd van kracht.

Referenties

Lensink, S.M.; Beurskens, L.W.M., Kosten wind op zee 2016, ECN Beleidsstudies, ECN-N--16-017, november 2016, <https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--16-017>.

Noordzeeloket, <https://www.noordzeeloket.nl>.