

Augustus 2003

ECN-C--03-074/B

KOSTEN DUURZAME ELEKTRICITEIT

Windenergie op zee

H.J.T. Kooijman
E.J.W. van Sambeek

Verantwoording

Deze publicatie is door ECN geschreven in het kader van een opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. De werkzaamheden onder dit contract zijn bij ECN opgenomen onder het raamwerkcontract 'Beleidsanalyses Duurzame Energie 2003', projectnummer 7.7524. Deze publicatie maakt deel uit van een serie publicaties over de kosten van duurzame elektriciteit, uitgebracht onder publicatienummer ECN-C--03-072. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224 56 4227, E-mail: vansambeek@ecn.nl.

De auteurs bedanken ECN-collega's Bert Janssen en Manuel de Noord en ook Walter Ruijgrok en Frits Verheij van KEMA voor hun aanwijzingen en correcties. Ook is dank verschuldigd aan diverse marktpartijen en andere actoren die informatie hebben verstrekt.

Doel van deze serie

Het doel van dit rapport is om een zo objectief mogelijke basis te verschaffen voor het vaststellen van de berekeningsaannames voor de onrendabele top berekeningen door ECN en KEMA. Dit in het kader van het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor nieuwe duurzame energie projecten in 2004 en 2005.

Voor de kosten van windenergie op zee is vanwege het nog geringe aantal praktijkgegevens uitgegaan van resultaten verkregen met het ECN-programma OWECOP voor een virtueel offshore windturbinepark van 150 megawatt. Hierbij is een vergelijk gemaakt met gegevens uit de praktijk, voor zover bekend.

Dit rapport wordt naast andere documenten gebruikt voor een tweetal adviezen aan het Ministerie van Economische Zaken. Het eerste advies betreft de insteek voor de langere termijn ontwikkeling van de MEP-tarieven, en in het bijzonder de berekeningsgrondslag van deze tarieven. In dit advies worden aanbevelingen uitgewerkt over hoe in het vaststellen van de MEP-tarieven rekening kan worden gehouden verschillende lange termijn markt- en technologieontwikkelingen. Het tweede advies betreft een advies met betrekking tot de berekeningsaannames en methodiek voor het berekenen van de onrendabele toppen, die aan de MEP-tarieven ten grondslag liggen. Beide adviezen zullen aan de stakeholders ter consultatie worden voorgelegd.

INHOUD

1.	INLEIDING	4
2.	TRENDS IN PRIJSBEPALENDE FACTOREN	5
	2.1 Investeringskosten	5
	2.2 Onderhouds- en bedrijfskosten	6
3.	VERGELIJK MET BESTAANDE PROJECTEN	8
4.	SAMENVATTING	9
	REFERENTIES	10

1. INLEIDING

Nederland heeft als doel om 6000 MW offshore windenergie gerealiseerd te hebben op de Noordzee in 2020. Op dit moment is alleen bekend dat in 2005 het Near Shore Windpark 10 km uit de kust bij Egmond aan Zee en het Q7 windpark voor de kust van IJmuiden gebouwd gaan worden. De laatste ligt, net als de bedoeling is voor alle latere windparken, buiten de ‘12 mijls-zone’ (circa 22 km).

Voor offshore windenergie worden verschillen in kosten in belangrijke mate veroorzaakt door waterdiepte, afstand tot de kust, ervaring, aanlooptijd en regelgeving. Bij deze opkomende markt bieden de weinig beschikbare gegevens van offshore windparken slechts beperkt houvast voor een kostenschatting. Als alternatief is daarom gekozen gebruik te maken van resultaten uit het ECN-programma OWECOP¹ (Kooijman, 2001), geldend voor de periode na 2006. Een vergelijk met bestaande projecten staat in Hoofdstuk 3.

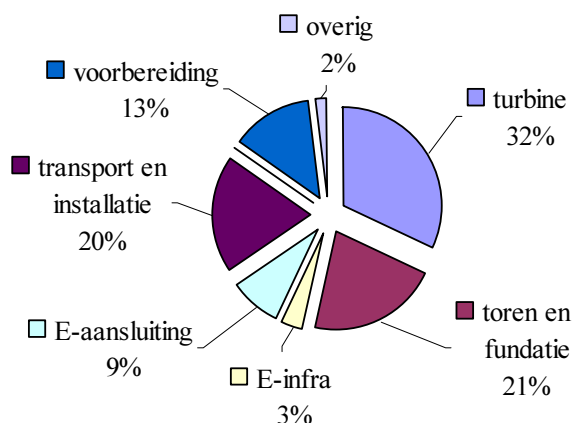
¹ OWECOP is een combinatie van een geografisch informatiesysteem (GIS) met een kostenmodel (Excel werkboek). GIS levert de locatiespecifieke gegevens waarvoor met het Excel-model in combinatie met gespecificeerde gegevens van het windpark, de kosten en energieopbrengst worden berekend.

2. TRENDS IN PRIJSBEPALENDE FACTOREN

2.1 Investeringskosten

Tenzij anders vermeld hebben de volgende resultaten betrekking op berekeningen met OWECOP versie R15 voor een referentiepark van vijftig turbines van 3 megawatt met mono-paal fundatie. Voor de kwantificering van de kwaliteit en betrouwbaarheid is uitgegaan van een prestatieniveau zoals dat na 2006 gehaald zou kunnen worden. Het park ligt op zo'n 25 km rechte lijn-afstand van een haven en aansluitingspunt voor elektriciteit op land met een waterdiepte van 25 meter. De gemiddelde ongestoorde windsnelheid is 9,0 m/s op 85m hoogte (ongeveer gelijk aan ashoogte). De 'array-efficiency' van het park is 93,6%.

Bij de verdeling van de investeringskosten (Figuur 2.1) geldend bij oplevering van het park is uitgegaan van een voorbereidingstijd van twee jaar en een bouwtijd van een jaar. Gebruik van economische parameters is hier noodzakelijk om een verdeling te bepalen van de geactualiseerde investeringskosten geldend in het jaar van oplevering, inclusief rentekosten voor bouwwerkzaamheden en voorbereiding. De gebruikte waarden zijn een 'debt/equity ratio' van 65/35, een rente van 6% en een 'return on equity' van 15% (Sambeek, 2002). Bij een inflatie van 3% per jaar is de reële rente (zonder belastingaftrek) dan 5,97%. De invloed van deze aannames op de kostenverdeling is overigens zeer klein. De berekende totale kosten zijn 1684 €/kW.

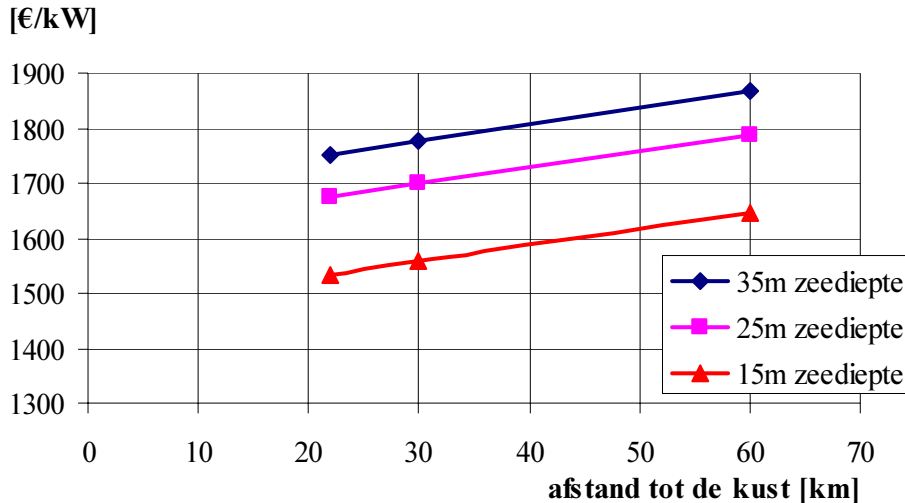


Figuur 2.1 *Investerings referentiepark met correctie voor aanloopkosten*

Het berekende verband tussen investeringskosten en afstand tot de kust en waterdiepte is weergegeven in Tabel 2.1 en Figuur 2.2. De range voor een afstand tot de kust van 22 km en 20 meter waterdiepte (meest gunstige situatie: 1637 €/kW) tot 60 km uit de kust in 35 meter diep water (meest ongunstig: 1866 €/kW) is zo'n 14%.

Tabel 2.1 *Geactualiseerde investeringskosten [€/kW] voor 50 x 3 MW OWE-park*

Afstand tot de kust	20 m tot 30 m diep	30 m tot 40 m diep
22 km	1675	1753
22-40 km	1699	1776
40-80 km	1788	1866



Figuur 2.2 *Investeringskosten 50 x 3 MW OWE-park*

Prestaties van offshore windenergieparken

Om de opwekkingskosten te kunnen bepalen moet de opbrengst worden bepaald. Hiervoor kan de *load factor* worden gebruikt (gemiddelde benutting van het geïnstalleerde vermogen op lange termijn). De capaciteitsfactor hangt in belangrijke mate af van de verhouding tussen rotoroppervlak en vermogen (hier 411 W/m^2) van de turbine, de betrouwbaarheid c.q. beschikbaarheid, van de turbines en de aërodynamische verliezen in het park door zogeeffecten. Daarbij komt dat offshore windparken niet altijd op maximum vermogen zullen worden bedreven. Om enige regelbaarheid te hebben in het grote vermogensaanbod, zowel naar beneden maar vooral ook naar boven, zal met regelmaat sprake zijn van minder dan maximale output. Tabel 2.2 geeft een inschatting van de *maximale* capaciteitsfactor als functie van ongestoorde windsnelheid. Voor het referentiepark met 9 m/s gemiddeld op ashoogte is deze berekend op 36,7%.

Tabel 2.2 *Maximum capaciteitsfactor 50 x 3 MW OWE-park (waterdiepte onafhankelijk)*

Ongestoorde windsnelheid	'intermediate' ontwerp (2005-'06)		'improved' ontwerp (2007+)
	25 km offshore [%]		60 km offshore [%]
8 m/s	30,5		29,5
9 m/s	36,7		35,4
10 m/s	42,0		40,5

2.2 Onderhouds- en bedrijfskosten

De met OWECOP berekende jaarlijkse O&M-kosten voor dit park, zoals preventief en correctief onderhoud, grondpacht en management, zijn 4,3% van de geactualiseerde investeringskosten². Dit is exclusief verzekering. Hierbij is gebruik gemaakt van een eenvoudige formule met als parameters afstand tot de kust en specifiek vermogen. De variaties zijn aangegeven in Tabel 2.3.

² De beschikbaarheid van het park komt daarbij uit op ruim 84%. Dit is aan de lage kant. Met iets hogere investeringskosten voor bijvoorbeeld een inwendige kraan en conditiebewakingssystemen kan de beschikbaarheid omhoog en kunnen de kosten voor onderhoud omlaag.

Tabel 2.3 Jaarlijkse kosten als percentage van projectinvestering 50 x 3 MW OWE-park

Afstand tot de kust	20 m tot 30 m diep [%]	30 m tot 40 m diep [%]
<22 km	4,4	4,1
22-40 km	4,3	4,1
40-80 km	4,2	4,0

3. VERGELIJK MET BESTAANDE PROJECTEN

Om enige verificatie te kunnen doen van de rekenresultaten met OWECOP geeft Tabel 3.1 een overzicht van bestaande en geplande offshore windprojecten.

Tabel 3.1 *Vergelijk tussen OWECOP-model en bestaande offshore windenergieprojecten*

	Locatie en parkgrootte	Afstand tot kust en waterdiepte	Investerings- kosten [€/kW]	O&M- kosten
OWECOP-model	Projectie NEEZ, medio 2006 50 x 3MW	25 km 25 m diep	1684	4,3%
DOWEC <i>concept study</i> 100 x 5 MW ³ (Busseel, 2001)				4,0-4,5%
NSW (2005)	Egmond a/Z, NI. 36 x 2,75 MW	10 km <15 m	2020	
Q7 (2005)	IJmuiden, NI. 60 x 2 MW	23 km 20-25 m	2250	
Horns Rev (2002)	Esbjerg, Dk. 80 x 2 MW	14-20 km 6-14 m	1675	
Middelgrunden (2000)	Kopenhagen, Dk. 20 x 2 MW	2 km 2-6 m	1225	
Utgrunden (2000)	Kalmar Sound, S. 7 x 1,5 MW	8-12,5 km 7-10 m	1700	
Yttre Stengrund (2001)	Blekinge, S. 5 x 2 MW	8 km 7-10 m	1700	

Bronnen: (Beurskens, 2003) en (Lako, 2002).

De lage kosten voor Middelgrunden komen vooral door de zeer gunstige ligging in een haven. De investeringskosten van de twee geplande Nederlandse projecten liggen beduidend hoger dan internationale ervaringscijfers en berekeningen met OWECOP. De verschillen met de internationale ervaringscijfers laten zich ten dele verklaren door verschillen in waterdiepte, afstand tot de kust en de klimatologische condities op zee. Andere oorzaken zijn de lange aanlooptijd en extra inspanning bij de voorbereiding. Daarnaast is het niet altijd duidelijk in hoeverre de investeringskosten voor een bepaald project een optelsom zijn van zuivere marktтарieven. Bij offshore windprojecten zijn projectpartners vanwege de hoge verwachtingen voor de toekomst, vaak bereid zelf enig leergeld te betalen.

Het OWECOP-model brengt de verwachte kosten van offshore wind in kaart vanaf 2006. Daarbij worden leereffecten verondersteld. Het overzicht geeft aan dat nog relatief veel leren nodig is voordat het kostenniveau bepaald met OWECOP wordt gehaald. Of deze beoogde kostenreducties ook daadwerkelijk plaatsvinden hangt af van de implementatiesnelheid van offshore windprojecten internationaal en van de ervaringen met NSW en Q7. Indien deze twee projecten in Nederland gepland voor 2005, goed verlopen en ook de ontwikkelingen elders gunstig zijn dan kan offshore wind snel tot ontwikkeling komen met daarbij te verwachten kostenreducties. Dit effect zal naar verwachting echter niet voor 2006 optreden.

³ Turbine is een zogenaamd 'robuust ontwerp'. Het park ligt zo'n 35 km afstand tot een haven. Meer dan 50% van de jaarlijkse kosten betreft gebruik van externe kraan. Streefwaarde in het DOWEC project is een percentage voor O&M van 2,4%.

4. SAMENVATTING

De gegevens voor bestaande offshore windparken is nog beperkt en de spreiding in omstandigheden en kosten zeer groot. Een representatieve kostenindicatie op basis van marktgegevens is daarom niet mogelijk.

Als indicatie voor de kosten van offshore windparken na 2006 is met het OWECOP-model voor een virtueel park van 50 x 3 MW op een representatieve locatie in de Noordzee, een investeringsbedrag van 1684 €/kW bepaald. De kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering van dit park zijn berekend op 4,3% van de investeringskosten.

REFERENTIES

- Beurskens, L.W.M. en Noord, M. de (2003): *Offshore Wind Power Developments: an Overview of Realisations and Planned Projects*. ECN-CX--03-058. Petten, juli 2003.
- Bussel, G.J.W. en Zaaijer, M.B. (2001): *Dowec Concepts Study, Reliability, Availability and Maintenance aspects*. Paper EWEC 2001 in Kopenhagen. TU Delft, 2001.
- Kooijman, H.J.T. e.a.. (2001): *Cost and Potential of Offshore Wind Energy on the Dutch part of the North Sea*. Paper 'EWEA Special Topic Conference' in Brussel, december 2001. ECN-RX--01-063, Petten, december 2001.
- Lako, P.: *Learning and diffusion for wind and solar power technologies*, ECN-C--02-001, Petten, April 2002.
- Sambeek, E.J.W. van e.a. (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit. Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen*. ECN-C--02-088, Petten, november 2002.