



Energieonderzoek Centrum Nederland

Karakteristieken van duurzame energie in relatie tot de Afsluitdijk

Kostendata en andere parameters voor de evaluatie van duurzame energieopties in verband met integrale verbetering van de Afsluitdijk

P. Lako

S.L. Luxembourg

L.W.M. Beurskens

Verantwoording

In opdracht van Rijkswaterstaat dienst IJsselmeergebied geeft ECN Beleidsstudies in deze studie een overzicht en analyse van duurzame energieopties voor de Afsluitdijk om kostendata te leveren die kunnen worden gebruikt voor een maatschappelijke kostenbaten analyse (MKBA) door Decisio en CPB. De studie is bij ECN geregistreerd onder projectnummer 6.00236.

Abstract

This study was commissioned by Rijkswaterstaat, dienst IJsselmeergebied (Netherlands Directorate General of Public Works and Water Management). It provides technical-economic data for a number of renewable energy options that could be used for integral improvement of the Afsluitdijk (IJsselmeer Dam). The Afsluitdijk will be thoroughly improved in order to protect the citizens against flooding. One of the objectives of this integral improvement, is to include renewable energy options. ECN Policy Studies provides technical-economic data for renewable energy options that can be applied today or in the longer term. Decisio and CPB (Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis) will use these data to conduct a cost-benefit analysis.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Commercieel beschikbare hernieuwbare energieopties	8
2.1 Inleiding	8
2.2 Potentieel Afsluitdijk	8
2.3 Kosten	9
3. Hernieuwbare energieopties in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie	11
3.1 Getijdenenergie	11
3.1.1 Beperkte optie bij in stand houden van beide sluiscomplexen	11
3.1.2 Uitbreiding getijdenenergie door vervanging sluiscomplex	12
3.2 Blue Energy	13
3.2.1 Technologie	13
3.2.2 Kosten	15
4. Conclusies en aanbevelingen	17
Appendix A Windenergie	19
Appendix B Mogelijke toepassing van een valmeer	21
Appendix C Mogelijke toepassing van een 'ladder mill'	24
Referenties	25
Internet bronnen	26

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Karakteristieke technische parameters zon PV op Afsluitdijk 2010-2030^a</i>	9
Tabel 2.2	<i>Karakteristieke kostendata zon PV op de Afsluitdijk 2010-2030</i>	10
Tabel 3.1	<i>Karakteristieke parameters getijdenstroming energie Afsluitdijk 2010 - 2030</i>	12
Tabel 3.2	<i>Karakteristieke parameters getijdenenergie Kornwerderzand 2010 - 2030</i>	13
Tabel 3.3	<i>Karakteristieke parameters Blue Energy (zoet-zout gradiënt) Afsluitdijk (2020)</i>	15
Tabel 3.4	<i>Karakteristieke parameters Blue Energy in de periode 2020 - 2030</i>	16
Tabel A.1	<i>Karakteristieke data 'near shore' windparken (omgeving Afsluitdijk) in 2010</i>	19
Tabel A.2	<i>Karakteristieke data 'near shore' windparken 2010 - 2030</i>	20

Lijst van figuren

Figuur 3.1	<i>Spuisluizen Den Oever met 50 kW prototype Tocardo vrije stromingsturbine</i>	11
Figuur 3.2	<i>Prototype PRO-centrale Statkraft bij Tofte, Oslo fjord</i>	14
Figuur 3.3	<i>Artist impression PRO-centrale bij de Afsluitdijk</i>	15
Figuur A.1	<i>Veronderstelde groei van het wereldwijde vermogen van wind op land</i>	20
Figuur B.1	<i>Artist impression valmeer voor elektriciteitsopslag op de Noordzee</i>	22
Figuur C.1	<i>Radio-controlled kite flown on Aug. 29, 2007 in northern Europe</i>	24

Samenvatting

Rijkswaterstaat dienst IJsselmeergebied heeft ECN Beleidsstudies gevraagd om karakteristieke data van hernieuwbare elektriciteitsopties die gebruikt kunnen worden voor een maatschappelijke kostenbaten analyse (MKBA) door Decisio en het Centraal Planbureau (CPB). Deze betreffen de investerings-, onderhouds- en bedieningskosten, andere parameters zoals vollasturen en indicatieve kosten van elektriciteitsopwekking in 2010-2030. ECN is ook gevraagd naar de aansluitkosten van hernieuwbare energieopties, maar hiervoor kunnen geen data worden gegenereerd, omdat deze kosten sterk afhangen van de aanwezige infrastructuur.

Er zijn globaal drie hernieuwbare energieopties waarvoor data worden geleverd, namelijk:

- Zon PV (fotovoltaïsche energie).
- Getijdenenergie.
- Blue Energy, ofwel energieopwekking op basis van de zoet-zout gradiënt.

De hernieuwbare optie zon PV is commercieel beschikbaar. Getijdenstroming energie is in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie. Getijdenenergie op basis van een barrière (dam) kan als commercieel worden beschouwd, ook al zijn er wereldwijd maar een handvol centrales gebouwd of in aanbouw (Zuid-Korea). Blue Energy (osmose) is in een vroeg onderzoeks- en ontwikkelingsstadium met een enkel prototype.

Voor zon PV geldt dat deze technologie een beperkt potentieel heeft: in 2010 in de orde van grootte van 12 MW (10 GWh per jaar). Wel is deze technologie commercieel beschikbaar. De specifieke investeringskosten bij toepassing op de Afsluitdijk worden geschat op 2500 €/kW_p in 2010, 1500-1800 €/kW_p in 2020 en 1000-1200 €/kW_p in 2030. De kosten van elektriciteitsopwekking worden tentatief geschat op 31 €/ct/kWh in 2010, 18-22 €/ct/kWh in 2020 en 12-14 €/ct/kWh in 2030.

Voor getijdenstroming energie geldt dat deze technologie nog niet commercieel beschikbaar is. Dit betekent dat de kosten ervan minder zeker zijn dan voor zon PV. Het potentieel ter plaatse van de Afsluitdijk wordt geschat op 0,9 MW (1,1 GWh per jaar). De kosten van elektriciteitsopwekking worden conservatief geschat op 37 €/ct/kWh in 2010, 30-33 €/ct/kWh in 2020 en 27-30 €/ct/kWh in 2030. Voor getijdenenergie op basis van een barrière (dam) wordt het potentieel bij de Afsluitdijk op basis van vervanging van het sluiscomplex bij Kornwerderzand geschat op 5 MW (12 GWh per jaar). De kosten worden tentatief geschat op 33 €/ct/kWh in 2010, 30-32 €/ct/kWh in 2020 en 27-29 €/ct/kWh in 2030.

Blue Energy - elektriciteitsopwekking op basis van de zoet-zout gradiënt - bevindt zich in een vroeg onderzoek- en ontwikkelingsstadium. Voor deze optie worden daarom alleen kostenschattingen gegeven voor 2020 en 2030. Bij de Afsluitdijk wordt het potentieel op lange termijn - 2030 - geschat op 200 MW (1600 GWh per jaar), en op een kortere termijn - 2020 - op 10 MW (8 GWh per jaar). De investeringskosten kunnen worden geschat op 5150-7100 €/kW in 2020 en 3600-5000 €/kW in 2030. Indicatieve (optimistische) kostenschattingen zijn 11-17 €/ct/kWh in 2020 en 8-12 €/ct/kWh in 2030. De onzekerheden rond deze optie, bijvoorbeeld wat betreft potentieel en toekomstige kosten, zijn bijzonder groot zijn, omdat de techniek zich in een vroeg ontwikkelingsstadium bevindt. De cumulatieve investeringen voor Blue Energy voor de periode tussen demonstratie (2020) en commerciële toepassing (2030), overeenkomend met 7 verdubbelingen van het cumulatieve vermogen, kunnen worden geschat op € 9 tot € 18 miljard.

1. Inleiding

In 2009 heeft ECN Beleidsstudies voor Rijkswaterstaat dienst IJsselmeergebied een ‘scoping study’ uitgevoerd naar hernieuwbare energieopties in relatie tot integrale verbetering van de Afsluitdijk (Lako en Wakker, 2009). Nu vraagt RWS - namens deze Joost van de Beek en Zeni Pluut - ECN Beleidsstudies om karakteristieke data van hernieuwbare energieopties die gebruikt kunnen worden voor een maatschappelijke kostenbaten analyse (MKBA) door Decisio en het Centraal Planbureau (CPB). De data betreffen investerings-, onderhouds- en bedieningskosten, vollasturen en indicatieve kosten van elektriciteitsopwekking in 2010, 2020 en 2030.

Er zijn globaal drie hernieuwbare energieopties waarvoor data worden geleverd, namelijk:

- Zon PV (fotovoltaïsche energie).
- Getijdenenergie.
- Blue Energy, ofwel energieopwekking op basis van de zoet-zout gradiënt.

Op karakteristieken van deze hernieuwbare energieopties wordt in deze studie nader ingegaan. De kosten kunnen worden gebaseerd op waargenomen of veronderstelde leereffecten, in combinatie met verwachte wereldwijde afzet van een technologie (cumulatieve leereffecten).

Deze hernieuwbare energieopties zijn overgebleven na een fase waarin diverse visies op integrale verbetering van de Afsluitdijk zijn ontwikkeld en geanalyseerd. Deze fase heeft geresulteerd in een samenvattende eindrapportage ‘Dijk en meer’ (RWS, 2009). Toepassing van hernieuwbare opties hangt niet alleen af van technisch-economische parameters, maar hangt ook samen met het besluitvormingsproces tot nu toe.

Van de drie hernieuwbare energieopties is zon PV in het commerciële stadium. Of het voor de hand ligt om het potentieel langs de Afsluitdijk op korte termijn te benutten, hangt af van een aantal variabelen. Daartoe behoort de verwachte kostendaling van zon PV. Immers, als deze kostendaling substantieel is, kan het voordelig zijn om niet het gehele potentieel direct te benutten, maar slechts een gedeelte en de rest later. Hierbij is ook in aanmerking te nemen in hoeverre subsidie voor grootschalige toepassing van PV beschikbaar is in het kader van de SDE (Stimuleringsregeling Duurzame Energie). Hiervoor wordt verwezen naar Hoofdstuk 2.

Getijdenstroming energie is een techniek die nog in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie is. Ook is het potentieel bij de Afsluitdijk beperkt (0,9 MW). Voorts is deze optie duurder dan wind op land of op zee. Getijdenenergie op basis van een barrière (dam) kan als min of meer commercieel worden beschouwd, ook al zijn er wereldwijd maar een handvol centrales gebouwd of in aanbouw (Zuid-Korea). De optie (5 MW) kan worden ontwikkeld door een sluizencomplex bij Kornwerderzand in de Afsluitdijk te vervangen door een gemaal annex getijdencentrale, overeenkomend met een van de visies op integrale verbetering van de Afsluitdijk. Ook dit is een dure optie. Hiervoor wordt verwezen naar Hoofdstuk 3.

Blue Energy, ofwel de benutting van het potentiaalverschil tussen zoet en zout water (‘salinity gradient power’) bevindt zich in het stadium van onderzoek en ontwikkeling. In Noorwegen en in Nederland wordt hier onderzoek naar gedaan. Er bestaan kleine prototype installaties met een vermogen van enige kW. De kosten zijn minder goed te bepalen dan voor andere opties. Toch wordt een tentatieve kostenschatting gegeven. Hiervoor wordt ook verwezen naar Hoofdstuk 3. De studie wordt afgesloten met een aantal conclusies en aanbevelingen (Hoofdstuk 4).

Tot slot worden in Appendix A tot en met C een aantal energieopties kort samengevat die om een of andere reden niet in aanmerking komen voor ontwikkeling bij de Afsluitdijk (in dit stadium). De eerste opties is windenergie, dat wil zeggen het bouwen van een windpark in het

IJsselmeer. Deze optie is als Appendix A opgenomen, omdat de kosten ervan relevant vergelijkingsmateriaal kunnen opleveren voor andere hernieuwbare energieopties. Daarnaast worden twee andere opties samengevat en besproken, die een relatie hebben met de Afsluitdijk (aangedragen in een van de visies), namelijk een valmeer, een niet duurzame optie (pompaccumulatie, Appendix B), en een zogenoemde ladder molen (ladder mill) (Appendix C).

2. Commercieel beschikbare hernieuwbare energieopties

Voor de Afsluitdijk is een commercieel beschikbare hernieuwbare energieoptie van belang, namelijk zon PV (fotovoltaïsche energie). Er is een tweede optie die min of meer commercieel is, namelijk getijdenenergie op basis van een barrière (dam), maar het potentieel bij de Afsluitdijk is zo beperkt, dat deze in Hoofdstuk 3 aan de orde komt. ECN is ook gevraagd naar de aansluitkosten van hernieuwbare energieopties, maar hiervoor kunnen geen data worden gegenereerd, omdat deze kosten sterk afhangen van de ter plaatse aanwezige infrastructuur.

2.1 Inleiding

Zon PV (fotovoltaïsche elektriciteit) is een commerciële techniek, die momenteel een sterke groei doormaakt. Alleen al in 2009 is wereldwijd bijna 7,5 GW_p (7500 MW_p) aan PV vermogen geïnstalleerd (RE Focus, 2010). De markt wordt gedomineerd door mono- en multikristallijn silicium zonnepanelen (~80%), terwijl het marktaandeel van 'dunne film' PV technologie groeit. De familie van 'dunne film' zonnepanelen omvat meerdere technologieën; de belangrijkste zijn silicium, cadmium-telluride (CdTe) en koper-indium-gallium-selenide (CIGS). Het rendement van 'dunne film' PV panelen is lager dan van kristallijn silicium panelen: 8-12% respectievelijk ongeveer 16%. In de onderstaande beschouwing van het potentieel en de kosten van toepassing van zonne-energie op de Afsluitdijk gaan we uit van conventionele op kristallijn silicium gebaseerde zonnepanelen.

Voor installatie van zonnepanelen in kustgebieden bestaat een zout-water-mist norm: IEC 61701. Deze norm behoort niet tot de standaard certificering van de meerderheid van de zonnepanelen, wat overigens niet betekent dat deze panelen de norm niet halen.

2.2 Potentieel Afsluitdijk

In drie van de vier visies op de Afsluitdijk wordt grootschalige toepassing van zonnepanelen als duurzame vorm van elektriciteitsopwekking voorzien. Alleen de visie 'WaddenWerken' beperkt zich tot pilot-projecten. In de overige initiatieven wordt het talud aan de zuidzijde (of op een additionele plint) over de gehele lengte van de Afsluitdijk uitgerust met zonnepanelen. Hierbij gaat het om een oppervlak van 75.000 m² bij een lengte van 30 km en een breedte van 2,5 m. Voor een schatting van het potentieel wordt uitgegaan van dit beschikbare oppervlak voor de plaatsing van zonnepanelen. De jaarlijkse elektriciteitsproductie kan als volgt worden berekend:

$$E = A \times I_p \times \eta \times PR$$

waarin:

E = Jaarlijkse elektriciteitsproductie

I_p = Jaarlijkse instraling door het vlak van het zonnepaneel

η = Rendement van het zonnepaneel

PR = Prestatie Ratio; deze factor geeft de verhouding tussen de output 'in het veld' en onder standaard testcondities.

De plaatsing aan de zuidzijde resulteert in een oriëntatierichting ZZO. Als verder wordt aangenomen dat de panelen op het talud onder een optimale hellingshoek van ongeveer 35° geplaatst kunnen worden, resulteert dit in een jaarlijkse instraling van 1130 kWh per vierkante meter paneel. Hierbij dient vermeld te worden dat afwijking van de optimale hellingshoek in het interval 20°-50° slechts zorgt voor een verminderde instraling van een paar procent. Voor een schatting van de elektriciteitsproductie gaan we uit conventionele op mono- of multikristallijn

silicium gebaseerde zonnepanelen. Voor dit type zonnepanelen kan gerekend worden met een rendement van 16%, en een prestatie ratio van 0,75. Dit leidt tot een verwachte jaarlijkse elektriciteitsproductie van 10 GWh bij een geïnstalleerd vermogen van 12 MW_p. Het rendement en de prestatie ratio zullen door ontwikkeling van de technologie in de toekomst stijgen. Dit zal leiden tot een toename van de jaarlijkse elektriciteitsproductie voor panelen die in de toekomst geïnstalleerd worden. Het is de huidige verwachting dat het rendement en de prestatie ratio zullen toenemen tot 23% respectievelijk 0,8 in 2030 (IEA, 2010). Het effect van deze ontwikkelingen is samengevat in Tabel 2.1, die een overzicht geeft van technische parameters van zon PV.

Tabel 2.1 *Karakteristieke technische parameters zon PV op Afsluitdijk 2010-2030^a*

Kenmerk	Eenheid	2010	2020	2030
Rendement	[%]	16	20	23
Prestatie Ratio	[-]	0,75	0,775	0,8
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	850	875	905
Geïnstalleerd vermogen	[MW _p]	12,0	15,0	17,2
Elektriciteitsopwekking	[GWh]	10,2	13,1	15,6

a Gebaseerd op een lengte van 30 km, een breedte van 2,5 m, en derhalve een oppervlakte van 75.000 m².

(Additionele) toepassing van geïntegreerde ‘dunne film’ systemen (zoals laminaten) biedt de mogelijkheid tot verregaande integratie in het ontwerp van de Afsluitdijk. Mogelijk dat op deze manier de elektriciteitsproductie verhoogd kan worden.

2.3 Kosten

De opwekking van elektriciteit met zonnepanelen wordt gesubsidieerd binnen de SDE. Het budgetplafond in 2010 is zodanig dat er in de grootste categorie van systemen met een omvang van 15 tot 100 kW_p maximaal 5 MW_p aan vermogen gerealiseerd kan worden. Het beschikbare potentieel op de Afsluitdijk in combinatie met beperkte toegestane omvang van de systemen en het ingestelde plafond maken het onwaarschijnlijk dat er in de nabije toekomst PV systemen op de Afsluitdijk zullen worden gerealiseerd, met behulp van SDE subsidie.

Voor een schatting van de opwekkosten van zon PV op de Afsluitdijk is gebruikt gemaakt van het cash flow model dat ECN gebruikt in haar jaarlijkse advies over de productiekosten van de verschillende opties voor duurzame elektriciteit aan het Ministerie van Economische Zaken. (Lensink et al., 2009) Kosten die gemaakt dienen te worden voor aansluiting op het netwerk en benodigde transformatoren worden hierin niet meegenomen. De specifieke situatie van de Afsluitdijk vraagt om een aantal aanpassingen aan de uitgangspunten van de berekening. Er wordt uitgegaan van een economische levensduur van de zonnepanelen van 25 jaar. In de categorie PV groot wordt uitgegaan van een dakgemonteerd referentiesysteem van 100 kW_p. Momenteel worden systemen in deze categorie gerealiseerd voor 2400-3000 €/kW_p. Investeringskosten voor vrije veld systemen ter grootte van meerdere MW_p zoals deze gerealiseerd worden in Duitsland, kunnen nog onder dit niveau liggen. Aangezien de systemen op de Afsluitdijk op het talud gemonteerd zullen worden in een veeleisende omgeving (zout water of zoute nevel, wind) ligt het niet in de lijn der verwachting dat een prijsniveau vergelijkbaar met vrije-veld installaties gerealiseerd kan worden. We houden daarom voor 2010 vast aan een prijsniveau aan de onderkant van de genoemde range voor dakgemonteerde systemen (2400-2600 €/kW_p). Voor een toekomstprojectie van de investeringskosten naar 2020 en 2030 is gebruik gemaakt van leercurves. Op grond van de historische leercurve voor zonne-energiesystemen is de verwachting dat met iedere verdubbeling van geïnstalleerd vermogen een prijsreductie van 15 tot 20% wordt gerealiseerd, dus gebaseerd op een Progress Ratio van 15 tot 20%.

PV-systemen zijn relatief onderhoudsarm, de kosten van onderhoud, reparatie en bediening (O&B) bestaan doorgaans uit periodieke schoonmaak en controle van de panelen en overige onderdelen. De levensduur van een inverter is momenteel ongeveer 10 jaar. Vanuit de industrie wordt ingezet op technologische verbeteringen van de inverters ten einde een langere levensduur te kunnen garanderen. Bij de schatting van de O&B kosten is rekening gehouden met de verwachting dat gedurende de levensduur van de panelen de inverter tenminste een keer vervangen dient te worden. Doorgaans wordt aangenomen dat de jaarlijkse O&B kosten in een range van 0,5 tot 2,0% van de investering vallen, waarbij de hogere waarden betrekking hebben op 'stand alone' systemen. Met 'stand alone' systemen wordt bedoeld op PV installaties die niet aan het elektriciteitsnet zijn gekoppeld, maar in zogenoemd eilandbedrijf functioneren. Het is aannemelijk dat de jaarlijkse O&B kosten 1 tot 1,5% van de investering zullen bedragen. Enerzijds is het denkbaar dat als gevolg van de specifieke omgevingsomstandigheden op de Afsluitdijk (zout water, wind en gevoeligheid voor vandalisme) relatief hoge O&B kosten van toepassing zijn, anderzijds zal de schaalgrootte de kosten kunnen drukken. Bij de schatting van de opwekkosten is uitgegaan van 1,5%. Voor de ontwikkeling van de O&B kosten naar de jaren 2020 en 2030 is aangenomen dat de verhouding tot de investeringskosten constant blijft.

Fabrikanten van zonnepanelen garanderen een minimum elektriciteitsproductie tot 25 jaar na in gebruik name van de installatie, doorgaans is dit 80% van de initiële opbrengst. De economische levensduur van de zonnepanelen is dienovereenkomstig gekozen. In de berekening van de opwekkosten rekening gehouden met een afname van de opbrengst van 0,9% per jaar.

De gebruikte financieringsparameters zijn als volgt. Er is uitgegaan van een weighted-average-of-capital-costs (WACC) van 6%, vergelijkbaar met het uitgangspunt voor windenergie en waterkracht onder de SDE. Zon PV projecten komen in aanmerking voor de energie-investeringsaftrek (EIA), een fiscale die de ondernemer in staat stelt tot 44% van de investeringskosten af te trekken van de vennootschapsbelasting. Het voordeel uit de EIA is meegenomen in de bepaling van de opwekkosten voor 2010 en latere jaren. Daarnaast bestaat de mogelijkheid tot het verkrijgen van groenfinanciering; in de praktijk resulteert dit in een rentekorting van 1%. De investerings- en opwekkosten zijn samengevat in Tabel 2.4. Hierbij dient te worden opgemerkt dat indien door wijziging van het huidige beleid zon PV projecten op de Afsluitdijk in aanmerking kunnen komen voor productiesubsidie (zoals de SDE), gunstigere financieringsvoorwaarden kunnen worden gerealiseerd. De projectrente voor de realisatie van zon PV systemen in de categorie PV groot onder de SDE is thans 5,5% (2009: 4,9%).

Uit Tabel 2.2 blijkt dat de specifieke investeringskosten zouden kunnen dalen van 2500 €/kW_p in 2010 tot 1500-1800 €/kW_p in 2020 en 1000-1200 €/kW_p in 2030. Op basis van deze kostendaling, zouden de kosten van elektriciteitsopwekking kunnen dalen van 31 €/ct/kWh in 2010 tot ongeveer 20 €/ct/kWh in 2020 en ongeveer 13 €/ct/kWh in 2030. Deze kosten kunnen worden vergeleken met representatieve opwekkingskosten van elektriciteit uit gasgestookte en kolengestookte centrales ('grijze stroom') van ongeveer 5-6 €/ct/kWh.

Tabel 2.2 *Karakteristieke kostendata zon PV op de Afsluitdijk 2010-2030*

	Eenheid	2010	2020	2030
Investeringskosten	[€/kW _p]	2500	1500-1800	1000-1200
Onderhouds- en bedieningskosten	[€/kWh]	0,044	0,028	0,018
Indicatieve opwekkingskosten	[€/ct/kWh]	31	18-22	12-14

3. Hernieuwbare energieopties in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie

Tot de hernieuwbare opties in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie (RD&D) worden gerekend getijdenstroom energie (in het Engels 'tidal stream power') en Blue Energy, ofwel elektriciteitsopwekking op basis van het potentiaalverschil tussen zoet en zout water (in het Engels 'salinity gradient power'). Deze opties zijn beide in het RD&D stadium, maar Blue Energy is in een vroeg stadium van onderzoek en ontwikkeling. Getijdenstroom energie bevindt zich in hetzelfde ontwikkelingsstadium als windenergie in de 80-er jaren van de vorige eeuw. In Paragraaf 3.1 worden data geven van getijdenstroom energie, zoals investeringskosten, onderhouds- en bedieningskosten en capaciteitsfactor (deze geeft aan welk deel van het jaar de installatie op vollast draait) en van getijdenenergie op basis van een barrière (dam), zoals voorzien in een visie op de Afsluitdijk. Paragraaf 3.2 gaat in op Blue Energy (osmose-energie) voor zover deze optie van toepassing is op de Afsluitdijk. ECN is ook gevraagd naar de aansluitkosten van hernieuwbare energieopties, maar hiervoor kunnen geen data worden gegenereerd, omdat deze kosten sterk afhangen van de aanwezige infrastructuur.

3.1 Getijdenenergie

Door de toepassing van vrije stromingsturbinen kan een deel van de kinetische energie van stromend water worden omgezet in elektrische energie. In tegenstelling tot gestuwde waterkracht is bij deze vorm van waterkracht een hoogteverschil (verval) niet noodzakelijk. De spuisluizen van de Afsluitdijk bieden de mogelijkheid tot toepassing van deze vorm van elektriciteitsproductie. Een alternatief is getijdenenergie op basis van een barrière (dam).

3.1.1 Beperkte optie bij in stand houden van beide sluzencomplexen

Het potentieel van de stromingsenergie in spuisluizen van de Afsluitdijk wordt beperkt doordat er, in verband met het getij, slechts gedurende enkele uren per dag gespuid kan worden. Bovendien is het niet zinvol om alle spuisluizen uit te rusten met stromingsturbinen, aangezien dit de gemiddelde bedrijfstijd van de turbines verder verlaagt. In (de Jong et al., 2009) wordt het potentieel bij de Afsluitdijk geschat op 0,9 MW. Op basis van de afvoergegevens zijn 6 van de huidige 25 spuisluizen gekozen. Elke spuisluis kan worden uitgerust met drie turbines. Er is een pilot project met een Tocado turbine van 50 kW in een spuisluis bij Den Oever (Figuur 3.1).



Figuur 3.1 *Spuisluizen Den Oever met 50 kW prototype Tocado vrije stromingsturbine*

Op grond van afvoergegevens, stroomsnelheid en verwachte bedrijfstijd en de karakteristieken van de Tocardo turbine zou bij een geïnstalleerd vermogen van 0,9 MW een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 1124 MWh kunnen worden verwacht (overeenkomend met het elektriciteitsgebruik van ruim 300 huishoudens). Uitbreiding van het aantal met turbines uitgeruste spuisluizen vereist ‘goed kokerbeheer’: met turbines uitgerust kokers worden tijdens het spuien het eerst ingezet.

De toepassing van vrije stromingsenergie op de Afsluitdijk komt in aanmerking voor een productie subsidie onder de SDE. Het basisbedrag voor 2010 voor de categorie waterkracht laag verval (<5 m) is vastgesteld op 12,3 €/kWh. Het maximale aantal vollasturen is 3800 (Staatscourant, 2010). Let wel: dit aantal kan niet worden gerealiseerd bij de Afsluitdijk, waar het aantal 1250 bedraagt. De Nederlandse vereniging voor energie uit water (EWA) schat de kosten van wat genoemd wordt ‘inshore stromingsenergie’ momenteel op 37 €/kWh (EWA, 2009). EWA verwacht dat op termijn het kostenpeil van offshore wind gehaald zal worden: 18 €/kWh anno 2009.

ECN Beleidsstudies heeft voor de IEA ‘nieuwe’ hernieuwbare opties waaronder getijdenstroming en getijdenenergie op basis van een barrière (dam) geëvalueerd, waarbij indicatieve kostendata zijn gegenereerd. Tabel 3.1 geeft (conservatieve) schattingen voor de investeringskosten, onderhouds- en bedieningskosten (O&B) en andere parameters voor getijdenstroming energie. Naar verwachting kunnen de kosten dalen van 37 €/kWh in 2010 tot 30-33 €/kWh in 2020 en 27-30 €/kWh in 2030.

Tabel 3.1 *Karakteristieke parameters getijdenstroming energie Afsluitdijk 2010-2030*

	Eenheid	2010	2020	2030
Investeringskosten	[€/kWe]	3650-4750	3150-3650	2650-3150
Onderhouds- en bedieningskosten	[€/kWe/jaar]	100	85	75
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	1250	1250	1250
Capaciteitsfactor	[-]	0,14	0,14	0,14
Indicatieve opwekkingskosten	[€/kWh]	37	30-33	27-30

3.1.2 Uitbreiding getijdenenergie door vervanging sluizencomplex

In de optie getijdenenergie wordt gebruikt gemaakt van het verschil in waterhoogte tussen eb en vloed. Getijdenenergie op basis van een barrière (dam) kan als min of meer commercieel worden beschouwd, ook al zijn er wereldwijd maar een handvol centrales gebouwd of in aanbouw (Zuid-Korea). In de visie ‘Afsluitdijk 21^e eeuw’ wordt de implementatie van getijdenenergie bij Kornwerderzand voorzien. In deze visie worden een brak water tussenmeer met vloedkom gerealiseerd en wordt het spuisluizencomplex bij Kornwerderzand omgebouwd tot een gemaal annex getijdencentrale. In de openingen van de spuikokers worden pompen geplaatst die bovendien in twee richtingen kunnen turbineren. In de normale situatie zullen de pompturbines turbineren en gebruik maken van de getijdenwerking van de Waddenzee. Overtollig water uit het IJsselmeer wordt op de Waddenzee gespuid via de spuisluizen bij Den Oever. Bij extreme rivierwaterafvoer zullen de pompen bij Kornwerderzand bijspringen en opereren als gemaal. Bij de, in de toekomst, verwachte zeespiegelstijging zal minder water onder vrij verval bij Den Over kunnen worden gespuid. Hierdoor zal de pompfunctie steeds vaker worden gebruikt. In de visie ‘Afsluitdijk 21^e eeuw’ worden 4 pompturbines in elk van de 10 spuiopeningen geplaatst. Het opgestelde vermogen wordt geschat op 8 MW, waarmee in 2015 21 GWh/jaar kan worden opgewekt. Als gevolg van de toegenomen pompfunctie van het gemaal bij stijging van de zeespiegel zal de productie teruglopen tot 19 GWh/jaar in 2050. De plaatsing van de pompturbines is begroot op € 40 miljoen, waarvan ongeveer de helft voor aanschaf van de pompturbines zelf en het overige voor de installatie en overige maatregelen.

In het kader van het project ‘Verkenning Toekomst Afsluitdijk’ heeft RWS Waterdienst Deltares verzocht om het getijdenbekken zoals gepresenteerd in de visie ‘Afsluitdijk 21e eeuw’ te reviewen. (van Vossen et al., 2010) Onderdeel van deze review was de veronderstelde energieopbrengst van de getijdencentrale. In haar rapport concludeert Deltares een aantal tekortkomingen aan de berekening van de energieopbrengst, waaronder een overschatting van het debiet door de turbines, een foutieve berekening van het geïnstalleerde turbinevermogen en toepassing van een afwijkend scenario voor zeespiegelstijging. Op grond hiervan komt Deltares tot een inschatting van de elektriciteitsproductie van 12 GWh/jaar bij een geïnstalleerd vermogen van 5 MW.

De schattingen van Deltares zijn gebruikt als uitgangspunt voor de berekening van de opwekkosten van getijdenenergie. Hierbij is een economische levensduur van 35 jaar aangenomen. Als investeringskosten zijn alleen de kosten voor de aanschaf en plaatsing van de pompturbines meegenomen. Voor de onderhouds- en bedieningskosten wordt in lijn met (ESHA, 2005) en (Boronowski, 2008) 2% van de investering in de turbines aangehouden. Omdat het hier relatief uitontwikkelde technologie betreft worden op het gebied van O&B kosten nauwelijks leereffecten verwacht. Het aantal vollasturen neemt lineair af in de tijd in lijn met veronderstelde afname van de elektriciteitsproductie in de visie Afsluitdijk 21^e eeuw in verband met de verwachte zeespiegelstijging. Omdat de pompturbines een zeer belangrijk onderdeel van de watermachine uit de visie vormen en daarmee een essentieel onderdeel van de visie zijn, zijn de kosten voor de implementatie van getijdenenergie eigenlijk niet los te zien van de totale kosten verbonden aan de realisatie van de visie.

Uitgaande van het scenario van vervanging van het sluiscomplex bij Kornwerderzand door een gemaal annex getijdencentrale wordt in Tabel 3.2 aangegeven wat de kosten van deze optie zijn, zowel in 2010 (gebaseerd op de studie van Van Vossen et al.) als mogelijk in 2020 en 2030. De indicatieve kosten in 2010 zijn met onzekerheden omgeven, omdat de studies op diverse punten verschillende uitkomsten laten zien. Dit geldt in sterkere mate voor de kosten in 2020 en 2030.

Getijdenenergie komt in aanmerking voor subsidie onder de huidige SDE. Het basisbedrag voor waterkracht < 5 meter verval is 12,3 €/kWh. Dit basisbedrag geldt gedurende een periode van 15 jaar. De omvang (in vermogen) van het getijdenenergieproject bij Kornwerderzand valt binnen het plafond van de huidige regeling. (Staatscourant, 2010)

Tabel 3.2 *Karakteristieke parameters getijdenenergie Kornwerderzand 2010-2030*

	Einheid	2010	2020	2030
Vermogen	[MW]	5	5	5
Investeringskosten	[-€/kWe]	8000	7200	6400
Onderhouds- en bedieningskosten	[-€/kWe/jaar]	80	80	80
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	2400	2340	2280
Capaciteitsfactor	[-]	0,27	0,27	0,26
Indicatieve opwekkingskosten	[-€/kWh]	33	30-32	27-29

3.2 Blue Energy

3.2.1 Technologie

Uit het potentiaalverschil tussen zoet en zout water kan energie (elektriciteit dan wel arbeid) worden opgewekt. Er zijn twee varianten van ‘osmose energie’ die in een uiteenlopend onderzoek- en ontwikkelingsstadium (R&D) zijn:

- Pressure-Retarded Osmosis, afgekort PRO, ontwikkeld door het Noorse Statkraft.
- Reverse Electro Dialysis, afgekort R.E.D., ontwikkeld door het Nederlandse REDstack.

Volgens Statkraft is het wereldwijde potentieel van ‘osmose energie’ 1600 tot 1700 TWh, wat gelijk is aan het Chinese elektriciteitsverbruik in 2002. Hiervan zou 180 TWh, dus ruim 10%, kunnen worden gerealiseerd in Europa (Skilhagen, 2009).

Pressure-Retarded Osmosis (PRO) is in het demonstratiestadium. De kosten van PRO bestaan uit diverse componenten: infrastructuur, membranen, elektriciteitsopwekking, etc. In Nederland zal er soms een keuze zijn tussen opwekken van elektriciteit of het (gedeeltelijk) benutten van de mechanische energie om water op te pompen, bijvoorbeeld bij het spuien van water uit IJsselmeer bij de Afsluitdijk. Het grootste deel van het potentieel zal echter, ook in het geval van PRO, benut worden voor elektriciteitsopwekking.

Eind 2009 opende Statkraft in Tofte aan het Oslo fjord een PRO-prototype van 2-4 kW (Figuur 3.2). Statkraft formuleerde voor deze installatie (prototype) twee doelen (Skråmestø et al., 2009):

- Bevestiging dat de installatie op betrouwbare wijze continu elektriciteit kan opwekken.
- Testen van parallel ontwikkelde technologie die het rendement sterk kan opvoeren.



Figuur 3.2 *Prototype PRO-centrale Statkraft bij Tofte, Oslo fjord*

Bron: Internetbron 1.

Figuur 3.3 geeft een visualisatie van een mogelijke PRO-centrale bij de Afsluitdijk. Hoe groter de zoet-zout gradiënt is, des te efficiënter zal een PRO-centrale werken. Tegelijkertijd is het van belang dat het zeewater en het zoete water zo schoon mogelijk zijn.

REDstack, een spin-off van Wetsus (Leeuwarden), richt zich op het ontwikkelen, opschalen en vermarkten van de R.E.D. technologie (Post et al., 2007; Długolecki et al., 2009). Het potentieel in Nederland wordt geschat op 650-3000 MW (Internetbronnen 2-3). Hiermee zou in 6-10% van de Nederlandse elektriciteitsvraag in 2010 kunnen worden voorzien. Het potentieel bij de Afsluitdijk, met een spuiroom van minimaal 200 m³/s, is ca. 200 MW.

Een bijzonderheid van Blue Energy (zowel PRO als RED) is dat de installatie een groot aantal uren per jaar in bedrijf kan zijn (basislast). Het aantal vollasturen kan zelfs 8000 uur per bedragen, wat overeenkomt met een (zeer hoge) capaciteitsfactor van 91%.



Figuur 3.3 *Artist impression PRO-centrale bij de Afsluitdijk*
Bron: Skilhagen et al., 2006.

3.2.2 Kosten

Voor Blue Energy worden alleen kostenschattingen voor 2020 en 2030 gegeven, omdat een schaal van 10 MW pas rond 2020 kan worden bereikt (Molenbroek, 2007). Tabel 3.3 geeft kosten voor 2020, voor Pressure-Retarded Osmosis (PRO) en Reverse Electro Dialysis (R.E.D.).

Tabel 3.3 *Karakteristieke parameters Blue Energy (zoet-zout gradiënt) Afsluitdijk (2020)*

Parameter	Eenheid	PRO	RED	Eenheid	PRO	RED
Jaar		2020	2020			
Vermogen	[MW]	10	10			
<i>Investering/Jaarlijkse kapitaalskosten</i>	[M€]	71,1	51,6	M€/jaar]		
Waarvan membraanmodules	[M€]	13,5	11,5	M€/jaar]	3,56	1,87
Waarvan voorzuivering	[M€]	29,3	23,0	M€/jaar]	4,77	3,74
Waarvan turbine en drukwisselaar	[M€]	10,0	-	M€/jaar]	1,63	-
Waarvan omvormer	[M€]	-	3,2	M€/jaar]	-	0,52
Waarvan behuizing / infrastructuur	[M€]	9,7	7,0	M€/jaar]	1,03	0,74
Waarvan opslag engineering (20%)	[M€]	8,6	6,9	M€/jaar]	1,39	1,12
<i>Onderhouds- en bedieningskosten</i>				M€/jaar]		
Vaste O&B kosten				M€/jaar]	1,3	1,0
<i>Energieopwekking</i>						
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000			
Capaciteitsfactor	[-]	0,91	0,91			
Elektriciteitsopwekking	[GWh/jr]	80	80			
Indicatieve opwekkingskosten	[€ct/kWh]	17,1	11,3			
Gemiddelde opwekkingskosten	[€ct/kWh]		14,2			

Noten: In afwijking van (Molenbroek, 2007), rentevoet 10% (i.p.v. 4%) en 8000 vollasturen (i.p.v. 8760).
Bronnen: Molenbroek, 2007; Jones en Finley, 2003.

Uit de tabel blijkt dat de kosten van elektriciteitsopwekking in 2020 in de orde van grootte van 11-17 €ct/kWh kunnen zijn, als de technologie succesvol verder wordt ontwikkeld vanuit het onderzoeksstadium. Alleen de PRO-technologie wordt thans op kleine schaal (kW) gedemonstreerd. Deze kostenberekeningen zijn met veel onzekerheden omgeven. Het is aannemelijk dat de kosten (investeringen, onderhoud en bediening, en opwekking) de onderkant van het spectrum vormen.

Op dezelfde wijze als waarop de kosten in 2020 zijn geschat (Tabel 3.3), geeft Tabel 3.4 de kosten voor 2030. De elektriciteitsopwekking kosten van een 10 MW Blue Energy installatie zijn in Tabel 3.2 indicatief geschat op 11-17 €/kWh in 2020, wat aan de optimistische kant is. Tabel 3.4 laat zien dat bij een ca. 100 maal zo groot wereldwijd vermogen in 2030 - overeenkomend met 7 verdubbelingen van het cumulatieve vermogen ten opzichte van 2020 - en een Progress Ratio van 0,95 (5% daling van specifieke investeringskosten per verdubbeling capaciteit) de kosten van elektriciteitsopwekking kunnen dalen tot (een optimistische) 8-12 €/kWh in 2030. De kosten zijn van dezelfde orde van grootte als de 13 \$/kWh - \$ van 2002 - genoemd in (Jones en Finley, 2003). Op basis van deze aannames kunnen de cumulatieve investeringen voor Blue Energy die overeenkomen met 7 verdubbelingen tussen 2020 en 2030 op € 9 tot € 18 miljard worden geschat.

Tabel 3.4 *Karakteristieke parameters Blue Energy in de periode 2020-2030*

	Eenheid	2010	2020	2030
Typische eenheidsgrootte	[MW]		~ 10	~ 100 ^a
Cumulatief wereldwijd vermogen	[MW]		10-20	1280-2560
Progress Ratio	[-]		0,95	0,95
Investeringskosten	[€/kWe]		5160-7110	3600-5000
Onderhouds- en bedieningskosten	[€/kWe/jaar]		100-130	100-130
Aantal vollasturen	[uur/jaar]		8000	8000
Capaciteitsfactor	[-]		0,91	0,91
Indicatieve opwekkingskosten	[€/kWh]		11,3-17,1	8,3-12,4
Gemiddelde opwekkingskosten	[€/kWh]		14,2	10,3

a Het maximale vermogen bij de Afsluitdijk wordt geschat op 200 MW, in Nederland op 600-3000 MW.

Bronnen: Molenbroek, 2007; Jones en Finley, 2003.

4. Conclusies en aanbevelingen

Rijkswaterstaat dienst IJsselmeergebied heeft ECN Beleidsstudies gevraagd om karakteristieke data van hernieuwbare energieopties die gebruikt kunnen worden voor een maatschappelijke kostenbaten analyse (MKBA) uitgevoerd door Decisio en CPB. Deze data betreffen de investerings-, onderhouds- en bedieningskosten, andere parameters zoals vollasturen en indicatieve kosten van elektriciteitsopwekking in 2010, 2020 en 2030.

Er zijn globaal drie hernieuwbare energieopties waarvoor data worden geleverd, namelijk:

- Zon PV (fotovoltaïsche energie).
- Getijdenenergie.
- Blue Energy, ofwel energieopwekking op basis van de zoet-zout gradiënt.

Zon PV is commercieel beschikbaar. Getijdenstroming energie is in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie. Getijdenenergie op basis van een barrière (dam) kan als min of meer commercieel worden beschouwd, ook al zijn er wereldwijd maar een handvol centrales gebouwd of in aanbouw (Zuid-Korea). De optie Blue Energy is in een vroeg stadium van onderzoek en ontwikkeling met een enkel prototype.

Voor zon PV geldt dat deze technologie een beperkt potentieel heeft: in 2010 in de orde van grootte van 12 MW, overeenkomend met een elektriciteitsproductie van ca. 10 GWh per jaar. Wel is deze technologie commercieel beschikbaar. De specifieke investeringskosten bij toepassing op de Afsluitdijk worden geschat op 2500 €/kW_p in 2010, 1500-1800 €/kW_p in 2020 en 1000-1200 €/kW_p in 2030. De kosten van elektriciteitsopwekking worden indicatief geschat op 31 €/kWh in 2010, 18-22 €/kWh in 2020 en 12-14 €/kWh in 2030.

Behalve zon PV zijn nog enkele andere hernieuwbare energieopties van belang voor de Afsluitdijk. Deze hebben een beperkt potentieel of zijn pas op langere termijn te ontwikkelen. Voor getijdenstroming energie geldt dat de technologie in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie is. Dit betekent dat de kosten ervan minder zeker zijn dan voor zon PV. Het potentieel bij de Afsluitdijk wordt geschat op 0,9 MW, overeenkomend met een elektriciteitsproductie van ca. 1,1 GWh per jaar. De specifieke investeringskosten worden conservatief geschat op 3650-4750 €/kW in 2010, 3150-3650 €/kW in 2020 en 2650-3150 €/kW in 2030. De kosten van elektriciteitsopwekking worden dan geschat op 37 €/kWh in 2010, 30-33 €/kWh in 2020 en 27-30 €/kWh in 2030.

Een andere beperkte optie behelst het vervangen van het sluiscomplex bij Kornwerderzand door een gemaal annex getijdencentrale. Het potentieel ter plaatse van de Afsluitdijk geschat op 5 MW, overeenkomend met een elektriciteitsproductie van ca. 12 GWh per jaar. De specifieke investeringskosten worden geschat op 8000 €/kW in 2010, 7200 €/kW in 2020 en 6400 €/kW in 2030. De kosten van elektriciteitsopwekking worden tentatief geschat op 33 €/kWh in 2010, 30-32 €/kWh in 2020 en 27-29 €/kWh in 2030.

Blue Energy - elektriciteitsopwekking op basis van de zoet-zout gradiënt - bevindt zich in een vroeg onderzoek- en ontwikkelingsstadium. Voor deze optie zijn alleen kostenschattingen van belang voor 2020 en 2030. Bij de Afsluitdijk wordt het potentieel op lange termijn - 2030 - geschat op 200 MW (overeenkomend met een elektriciteitsproductie van 1600 GWh per jaar), en op een kortere termijn - 2020 - op 10 MW (8 GWh per jaar). Voor heel Nederland wordt het lange termijn (2030) potentieel geschat op 600-3000 MW. De investeringskosten kunnen worden geschat op 5150-7100 €/kW in 2020 en 3600-5000 €/kW in 2030. Indicatieve (optimistische) kostenschattingen zijn 11-17 €/kWh in 2020 en 8-12 €/kWh in 2030. Echter, de onzekerheden rond deze optie, bijvoorbeeld wat betreft potentieel en toekomstige kosten, zijn

bijzonder groot zijn, omdat de techniek zich in een vroeg ontwikkelingsstadium bevindt. De cumulatieve investeringen voor Blue Energy voor de periode tussen demonstratie (2020) en commerciële toepassing (2030), overeenkomend met 7 verdubbelingen van het cumulatieve vermogen, kunnen worden geschat op € 9 tot € 18 miljard.

Het verdient aanbeveling bij de ontwikkeling van hernieuwbare energieopties bij de Afsluitdijk onderscheid te maken naar commerciële hernieuwbare energieopties en opties die nog in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie zijn. Naar gelang deze laatstgenoemde opties verder zouden worden ontwikkeld - wat grotendeels los staat van de beoogde integrale verbetering van de Afsluitdijk - zouden ze (in een later stadium) een bijdrage kunnen leveren bij de Afsluitdijk. Dit geldt voor Blue Energy gebaseerd op een van de in ontwikkeling zijnde varianten, PRO of RED. Het is daarom van belang tegen zo laag mogelijke kosten rekening te houden met het in een later stadium toevoegen van zulke opties die nu nog als onrijp worden beschouwd. Dit zal niet altijd mogelijk zijn. In dat geval moet op basis van relevante argumenten (waaronder kosten en baten) worden gekozen voor het al dan niet ontwikkelen van getijdenstroming energie of getijdenenergie (op basis van een barrière) bij de Afsluitdijk.

Een tweede aanbeveling betreft het, zo mogelijk, gefaseerd implementeren van hernieuwbare energieopties die commercieel zijn zoals zon PV, maar waarvan de kosten in de toekomst lager zullen zijn. Zon PV is een commerciële hernieuwbare energieoptie, maar de kosten ervan zijn een factor 5 hoger dan die van 'grijze' stroom. Daarom kan het aanbeveling verdienen het potentieel ervan bij de Afsluitdijk geleidelijk te ontwikkelen, aangenomen dat uitvoering over een zekere tijdsperiode (5-10 jaar) geen additionele aansluitingskosten met zich meebrengt.

Appendix A Windenergie

Voor windparken in het IJsselmeer op basis van grote turbines van 3-5 MW per stuk - vanwege plaatsing vlakbij de kust ook wel aangeduid als 'near shore' windparken - worden de volgende karakteristieke data gehanteerd voor het jaar 2010 (Tabel A.1). De investeringskosten zijn representatief voor middelgrote windparken dicht bij de kust van het IJsselmeer. De onderhouds- en bedieningskosten per kWh zijn gelijk aan die van windparken (15 MW) op land, zoals geraamd in (Lensink et al., 2009). De investeringskosten van 2300-2500 €/kW volgen uit de opbrengst van 12,1 €/kWh gedurende 3118 uur/jaar in (EZ, 2009), vergeleken met de in de SDE gehanteerde vergoeding van 12,0 €/kWh gedurende 1760 uur/jaar (EZ, 2010) en de investeringskosten voor wind op land van 1350 €/kW in (Lensink et al., 2009).

Tabel A.1 *Karakteristieke data 'near shore' windparken (omgeving Afsluitdijk) in 2010*

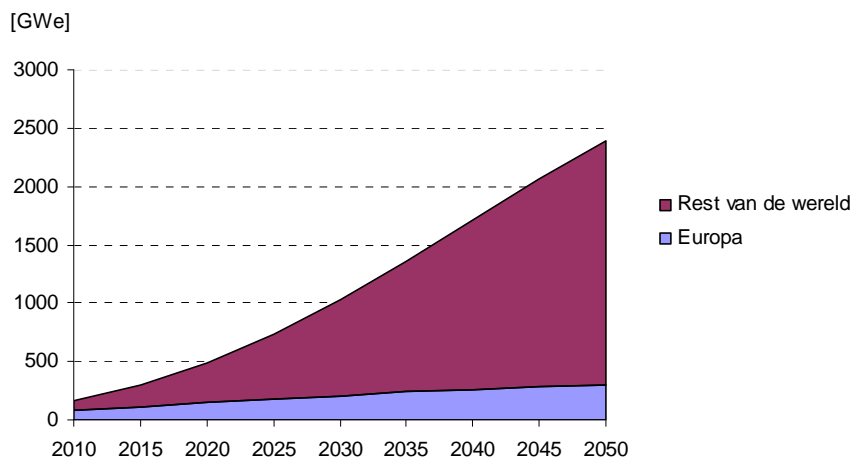
	Eenheid	Data voor het jaar 2010
Investeringskosten	[€/kWe]	2400 (2300-2500)
Onderhouds- en bedieningskosten		
Vaste O&B kosten	[€/kWe/jaar]	36,6
Variabele O&B kosten	[€/kWh]	0,011
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	3118
Capaciteitsfactor	[-]	0,36
Indicatieve opwekkingskosten	[€/kWh]	12,1

Bronnen: EZ, 2009; Lensink et al., 2009.

Wat betreft de toekomstige kosten van 'near shore' windparken, wordt rekening gehouden met een doorgaande wereldwijde groei van wind op land, zoals weergegeven in Figuur A.1. De in deze figuur geschetste wereldwijde groei van wind op land kan als volgt worden samengevat:

- Vermogen wind op land 161 GW (= 161.000 MW) in 2010.
- Vermogen wind op land 488 GW in 2020.
- Vermogen wind op land 1.028 GW in 2030.

Het is evident dat de ontwikkeling van het wereldwijde windvermogen op land met veel onzekerheden is omgeven. De genoemde vermogens in 2010, 2020 en 2030 zijn dus indicatief. Er wordt rekening mee gehouden dat de investeringskosten van wind op land en 'near shore' wind met 10% kunnen dalen per verdubbeling van het cumulatieve vermogen. Dit wordt aangegeven met de Progress Ratio (een Progress Ratio van 90% impliceert een kostendaling van 10% per verdubbeling van het cumulatieve vermogen).



Figuur A.1 Veronderstelde groei van het wereldwijde vermogen van wind op land

Op basis van een dergelijke wereldwijde groei van het vermogen van wind op land, inclusief 'near shore' wind, en uitgaande van een Progress Ratio van 90%, kunnen de kosten in 2020 en 2030 worden geschat zoals weergegeven in Tabel A.2. Uit de tabel blijkt dat de specifieke investeringskosten kunnen dalen van 2300-2500 €/kW in 2010 tot 1940-2110 €/kW in 2020 en 1735-1885 €/kW in 2030. De indicatieve opwekkingskosten worden als volgt geschat:

- 12,1 €/ct/kWh in 2010.
- 10,2 €/ct/kWh in 2020.
- 9,1 €/ct/kWh in 2030.

Deze kosten kunnen worden vergeleken met representatieve opwekkingskosten van elektriciteit uit gasgestookte en kolengestookte centrales ('grijze stroom') van 5-6 €/ct/kWh.

Tabel A.2 Karakteristieke data 'near shore' windparken 2010-2030

	Eenheid	2010	2020	2030
Investeringskosten	[€/kWe]	2300-2500	1940-2110	1735-1885
Onderhouds- en bedieningskosten				
Vaste O&B-kosten	[€/kWe/jaar]	36,6	30,9	27,6
Variabele O&B-kosten	[€/kWh]	0,011	0,009	0,008
Aantal vollasturen	[uur/jaar]	3118	3118	3118
Capaciteitsfactor	[-]	0,36	0,36	0,36
Indicatieve opwekkingskosten	[€/ct/kWh]	12,1	10,2	9,1

Appendix B Mogelijke toepassing van een valmeer

In de studie van Haskoning, Wubbo Ockels cum sui (Haskoning, 2008), wordt een pompaccumulatie centrale die zij in het IJsselmeer zouden willen realiseren als volgt omschreven:

“Een Valmeer, ook pompaccumulatie systeem genoemd, bestaat in principe uit twee meren met verschillende waterstanden waartussen een pomp/turbine systeem geplaatst wordt. Bij een overschot aan energie wordt het water naar het hogere meer gepompt. Bij een tekort kan energie juist opgewekt worden door het water naar het lagere meer te brengen. De efficiëntie van een pomp accumulatie systeem is 70 tot 80%. Het verval dient zo hoog mogelijk te zijn, omdat investeringen in de turbines een sterk omgekeerd verband hebben met de grootte van het verval.”

Het concept van een valmeer onderscheidt zich van de hiervoor besproken technologieën doordat het niet om een duurzame energietechniek gaat, maar om een energieopslagsysteem. Het valmeer is een Nederlandse variant van wat in het buitenland een pompaccumulatie centrale wordt genoemd. Bij een pompaccumulatie centrale beschikt men over twee kleine reservoirs, de ene tot honderden meters hoger gelegen dan de andere. In de nacht wordt water van het lage naar het hoge reservoir gepompt. Overdag wordt vervolgens elektriciteit opgewekt door water van het hoge in het lage reservoir te laten stromen. Hiervoor worden turbines gebruikt die tevens als pomp kunnen fungeren. Het cyclusrendement van een pompaccumulatie centrale is ca. 80%. Zo'n pompaccumulatie systeem kan alleen economisch worden ingezet als er 's nachts een overschot aan elektriciteit is (bijvoorbeeld van basislast vermogen met lage variabele kosten of - in de toekomst - van grote hoeveelheden wind op land en offshore) en als het opslaan daarvan door middel van zo'n systeem (met de inherente verliezen van ca. 20%) bij genereren overdag kan profiteren van het prijsverschil tussen basislast vermogen en piek- of middenlast-vermogen.

In de loop der jaren zijn er vele studies uitgevoerd naar de technisch-economische haalbaarheid van een valmeer of een ander type elektriciteitsopslagsysteem in Nederland. In 2008 is in opdracht van SenterNovem een studie uitgevoerd naar een aantal elektriciteitsopslagsystemen (SenterNovem, 2008). Eerder hebben KEMA en Raadgevend ingenieursbureau Lieveense een gedetailleerd technisch-economisch onderzoek uitgevoerd naar het valmeer concept (KEMA, 2007). Een elektriciteitsopslagsysteem zal in Nederland de volgende functies kunnen vervullen:

- Betere benutting van basislast centrales, zoals kolengestookte centrales en kerncentrales in de nacht door middel van opslag van een surplus aan elektriciteit.
- Verminderde inzet van relatief duur piek- en middenlast vermogen op basis van aardgas overdag door opwekken van elektriciteit met het opslagsysteem (aangenomen dat de opwekkosten van basislast centrales inclusief de kosten van energieopslag lager zijn dan die van gasgestookte piek- en middenlast centrales).
- Betere benutting van intermitterende duurzame bronnen van elektriciteit, zoals wind op land en op zee, aangenomen dat het vermogen hiervan zo groot is dat energieopslag economisch interessant is.

Figuur B.1 geeft een artist impression van een valmeer, zoals voorgesteld door KEMA en Raadgevend ingenieursbureau Lieveense (Internetbron 4). Het geschetste valmeer zou een oppervlak beslaan van 40 km² en een capaciteit hebben van 1.500 MW.

Elektriciteitsopslag, bijvoorbeeld op basis van een valmeer zoals het consortium van Haskoning voor toepassing bij de Afsluitdijk voorstaat, wordt vaak gesuggereerd als een logische aanvulling op systemen voor elektriciteitsopwekking met grootschalige toepassing van windenergie. Ummels (2009) concludeert echter dat elektriciteitsopslag om deze reden

voorlopig niet nodig is. In een geïsoleerd elektriciteitsopwekking systeem (zonder uitwisseling met omliggende landen) blijft een significant deel van de elektriciteit van grootschalige windparken onbenut, zelfs als er een grootschalig opslagsysteem zou zijn. Verder toont een kosten-batenanalyse aan dat pompaccumulatie oplossingen in Nederland waarschijnlijk geen positief resultaat zullen opleveren, zelfs in het geval van een zeer hoge penetratie van windenergie. Dit is het gevolg van de zeer hoge investeringskosten die met zulke opslagsystemen zijn gemoeid.



Figuur B.1 *Artist impression valmeer voor elektriciteitsopslag op de Noordzee*

Bron: Internetbron 4.

Ummels (2009) tekent hierbij aan dat business cases van pompaccumulatie systemen erg gevoelig zijn voor de verschillen in de marginale kosten van elektriciteit in en buiten de piekuren. Een ander belangrijk resultaat van de dissertatie is dat elektriciteitsopslag systemen de CO₂-emissie van het systeem voor elektriciteitsopwekking als geheel verhogen, vooral bij lage penetratie van windenergie. De oorzaak hiervan is dat kWh'en die 's nachts worden opgeslagen van basislast centrales op basis van kolen de plaats innemen van overdag op te wekken kWh'en van gasgestookte centrales (STEG's, SToom- En Gasturbines) met een hoger opwekkingsrendement (52-60% in plaats van 40-46%). Bovendien heeft aardgas een 40% lagere specifieke CO₂-emissie dan steenkool. Ook treden bij elektriciteitsopslag verliezen van 20-25% op. In feite doet een elektriciteitsopslagsysteem de CO₂-emissiereductie van windenergie gedeeltelijk teniet, tenzij zeer grote capaciteiten van windparken zouden worden geïnstalleerd.

Geconcludeerd wordt dat een meer flexibele bedrijfsvoering van basislast vermogen, in Nederland in het bijzonder door middel van warmteopslag bij (industriële) warmte/krachtcentrales, een kosteneffectieve oplossing vormt voor integratie van windenergie. In perioden van hoog windaanbod en lage belasting kunnen warmte/kracht units worden stilgelegd. Dit voorkomt ook dat deze eenheden met verlies draaien in tijden van hoog windaanbod en lage belasting. Ontwikkeling van additionele hoogspanningsverbindingen, bijvoorbeeld met Noorwegen, biedt het grootste technische potentieel voor integratie van windenergie. Een business case voor deze optie is vooral gevoelig voor synergie tussen het Nederlandse en Noorse systeem van elektriciteitsopwekking en kan niet alleen worden gebaseerd op integratie van windenergie.

Wat betreft technisch-economische haalbaarheid, blijkt een pompaccumulatie systeem zoals een valmeer in het IJsselmeer vooralsnog niet rendabel. Dit geldt zeker voor de periode van opbouw van het windturbinevermogen in Nederland (eind 2008 bijna 2000 MW op land en 228 MW offshore) die, naar het zich laat aanzien, wel tot 2025 zal duren. In de tussenliggende tijd zouden

extra hoogspanningsverbindingen (Nederland-Verenigd Koninkrijk, Nederland-Denemarken, tweede interconnector Nederland-Noorwegen) de integratie van windenergie in belangrijke mate kunnen opvangen, in samenhang met warmteopslag bij warmte/krachtcentrales.

Appendix C Mogelijke toepassing van een 'ladder mill'

De duurzame energieopties in (Haskoning, 2008) zoals fotonvoltaïsche energie (PV, in het bijzonder zogenoemde 'dunne film' PV) en energieopwekking uit het potentiaalverschil tussen zoet en zout water (Blue Energy) onderscheiden zich niet van die in de overige plannen. Een uitzondering hierop vormt de zogenoemde 'Ladder mill', die als volgt wordt gekarakteriseerd:

“Ladder mill heeft in augustus 2007 publiek het proof-of-concept geleverd. Met deze vliegertechnologie kan de enorme hoeveelheid windenergie, die zich op hoogtes van 500 tot 9.000 meter bevindt, worden ontgonnen. Naar verwachting zal deze nieuwe vorm van windenergie tegen concurrerende prijs energie leveren en is de milieu-impact klein.”

Figuur C.1 geeft een indruk van een laddermolen volgens het hierboven beschreven concept die in 2007 is getest, en waarmee 10 kW werd opgewekt (proof of concept). In (Ockels et al., 2004) wordt een voorlopig ontwerp van een laddermolen gepresenteerd. Het idee is om een laddermolen te realiseren met een elektrisch vermogen van 50 MW. De publicatie gaat echter niet in op de kosten en eventuele belemmeringen door vliegbewegingen. (Engels et al., 2009) geven een vrij uitvoerig overzicht van deze en andere concepten op basis van vliegers. De auteurs suggereren dat er misschien een enkel concept is dat levensvatbaar zou kunnen zijn.



Figuur C.1 *Radio-controlled kite flown on Aug. 29, 2007 in northern Europe*

Bron: Internetbron 5.

Op basis van deze summiere informatie kan de laddermolen niet worden gevalideerd. Een 'full scale' demonstratie heeft niet plaatsgevonden. Afgezien van een bericht over toepassing op Malta, is nog geen planning van een demonstratieproject gerapporteerd. Daarom valt er over technisch-economische haalbaarheid weinig meer te melden dan dat deze onzeker is.

Referenties

- Boronowski, S. et al. (2008): *The economics of tidal stream power*. 12th Congress of the EAEE, Gent, België (2008).
- Długolecki (2009): *Practical potential of reverse electro dialysis as process for sustainable energy generation*. Environmental Science & Technology / Vol. 43, № 17, 2009, pp 6888-6894. <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es9009635?cookieSet=1>
- Engels, W.P. et al. (2009): *Current developments in wind - 2009: Going to great lengths to improve wind energy*. ECN, Petten, ECN-E-09-96. <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/e09096.pdf>
- ESHA (2005): *State of the art of small hydropower in EU25*, Brussels 2005
- EWA (2009): *SDE 2010 voor vrije stromingsenergie*. Nederlandse vereniging voor energie uit water (EWA), 2009. <http://www.energieuitwater.nl/mediatheek>
- EZ (2009): *Brief Minister van Economische Zaken inzake financiering windpark Noordoostpolder*. Ministerie Economische Zaken (EZ), den Haag, 17 november 2009, kenmerk ET/ED / 9201688.
- EZ (2010): *Regeling van de Minister van Economische Zaken van 14 januari 2010, nr. WJZ/9218768*. Ministerie van Economische Zaken, Staatscourant Nr. 962, 25 januari 2010.
- Haskoning (2008): *Natuurlijk Afsluitdijk. Marktverkenning fase 2*. Haskoning Nederland bv, Wubbo Ockels bv, Coöperatieve Centrale Raiffeisen-Boerenleenbank B.A., Van Oord Dredging and Marine Contractors bv, Koninklijke BAM Groep N.V., Lievense bv, Eneco Milieu bv, december 2008. http://www.rijkswaterstaat.nl/images/Natuurlijk%20Afsluitdijk_tcm174-218400.pdf
- IEA (2010): *Technology roadmap solar photovoltaic energy*. IEA, Paris, 2010, p. 20.
- Jones, A.T., and W. Finley (2003): *Recent Developments in Salinity Gradient Power*. OceanUS Consulting, San Francisco, Ca, USA, 2003. <http://waderllc.com/2284-2287.pdf>
- Jong, R.J. de, et al. (2009): *Potentie duurzame energie bij kunstwerken*. Deltares in samenwerking met HKV en Royal Haskoning, Delft/Utrecht, 2009.
- KEMA (2007): *Energie-eiland, haalbaarheidsstudie fase 1 - Management samenvatting*. KEMA/Raadgend ingenieursbureau Lievense, Arnhem, 2 juli 2007. <http://www.we-at-sea.org/docs/Energie-eilandMgtSamenvattingFinal%203jul2007.pdf>
- Lako, P., en A. Wakker (2009): *Duurzame energieopties bij integrale verbetering van de Afsluitdijk*. ECN, Petten, maart 2009, ECN-E-09-012.
- Lensink, S.M. (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling*. ECN/KEMA, Petten/Arnhem, september 2009, ECN-E--09-058.
- MER NOP (2009): *Milieu Effect Rapport Windpark Noordoostpolder - Algemeen Deel*. Pondera Consult, Hengelo, 1 oktober 2009, p. 134.
- Molenbroek, E.C. (2007): *Energie uit zout en zoet water met osmose*. Ecofys Netherlands B.V., Utrecht, 17 oktober 2007. <http://www.energieuitwater.nl/mediatheek>
- Ockels, W.J. et al. (2004): *The Laddermill: work in progress*. European Wind Energy Conference (EWEC), 2004. http://www.2004ewec.info/files/23_1400_wubboockels_01.pdf

- Post, J. et al. (2007): *Salinity-gradient power: Evaluation of pressure-retarded osmosis and reverse electrodialysis*. Journal of Membrane Science 288 (2007), 218-230.
http://www.energyscience.uu.nl/files/ect/SpecialTopics/SalinePower/ws_post2007.pdf
- RE Focus (2010): *Global solar PV market exceeded 7 GW in 2009*. Renewable Energy Focus, 15 April 2010. <http://www.renewableenergyfocus.com/view/8748/global-solar-pv-market-exceeded-7-gw-in-2009/>
- RWS (2009): *Dijk en meer - Eindrapportage verkenning Toekomst Afsluitdijk*. Rijkswaterstaat, provincies Friesland en Noord-Holland, maart 2009.
- SenterNovem (2008): *Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland*. SenterNovem, Utrecht, februari 2008.
http://www.senternovem.nl/mmfiles/Onderzoek%20naar%20de%20toegevoegde%20waarde%20van%20grootschalige%20elektriciteitsopslag%20in%20Nederland_tcm24-256111.pdf
- Skilhagen, S.E. (2009): *Osmotic power - A new renewable energy source*. Statkraft, December 2009.
http://www.statkraft.com/Images/Osmotic%20Power%20presentationIDS%20XI%20december%202009_tcm9-7043.pdf
- Skilhagen, S.E., and R.J. Aaberg (2006): *Osmotic power - Power production based on the osmotic pressure difference between fresh water and sea water*. Owemes 2006, 20-22 April, Citavecchia, Italy. <http://192.107.92.31/test/owemes/35.pdf>
- Skråmestø, Ø. et al. (2009): *Power Production based on Osmotic Pressure*. Waterpower XVI, July 2009. http://www.statkraft.de/images/Waterpower_XVI_-_Power_production_based_on_osmotic_pressure_tcm21-4795.pdf
- Staatscourant (2010): *Regeling aanwijzing categorieën duurzame energieproductie 2010*. Nr. 962, 25 januari 2010
- Ummels, B.C. (2009): *Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments*. Proefschrift Technische Universiteit Delft, 26 februari 2009.
http://www.uwig.org/Ummels_PhDThesis.pdf
- Vossen, B. van, et al. (2010): *Toekomst Afsluitdijk: antwoorden op vijf onderzoeksvragen*. Deltares, Delft/Utrecht, maart 2010.

Internet bronnen

1. [Http://www.statkraft.com/Images/Osmotic%2009%20ENG_tcm9-4591.pdf](http://www.statkraft.com/Images/Osmotic%2009%20ENG_tcm9-4591.pdf)
2. [Http://www.redstack.nl/index.php?option=com_content&view=article&id=3&Itemid=4](http://www.redstack.nl/index.php?option=com_content&view=article&id=3&Itemid=4)
3. [Http://www.snm.nl/page.php?pageID=43&itemID=3224&editieID=3217](http://www.snm.nl/page.php?pageID=43&itemID=3224&editieID=3217)
4. [Http://www.lievense.com/nl/pers/Dossiers/Energie+Eiland/Energieopslag+waterbouwku ndig+visitekaartje/](http://www.lievense.com/nl/pers/Dossiers/Energie+Eiland/Energieopslag+waterbouwku ndig+visitekaartje/)
5. [Http://peswiki.com/index.php/Directory:Wind:Ladder_Mills](http://peswiki.com/index.php/Directory:Wind:Ladder_Mills)