



INVESTNL



Integratie van duurzame bronnen op zee

Marktontwikkelingen van golfenergie en zon op zee naast wind op zee

23 december 2022

Integratie van duurzame bronnen op zee

Marktontwikkelingen van golfenergie en zon-op-zee naast wind-op-zee

In opdracht van:

INVESTNL



Auteurs:

Jelle Hofstra
Kees van der Leun
Steffan Brosschot
Evelien Smit

December 2022

Common Futures. Energy Transition Specialists B.V.
Lange Viestraat 2b, 3511 BK Utrecht
The Netherlands

<https://www.commonfutures.com/>

+31 30 782 0975

Deze rapportage is opgesteld in opdracht van Invest-NL. De scope is afgestemd in nauw overleg met TenneT en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Voorwoord

Vanuit Invest-NL zien we potentie om het energielandschap te verbreden en de mogelijke maatschappelijke waarde hiervan te verhogen. Op zee ligt de focus op windenergie. Wind op zee is het *powerhouse* van de energietransitie in Nederland, en met onze goed toegankelijke Noordzee ook een enorme kans om Nederland nu en in de toekomst van competitief geprijsde groene stroom te voorzien.

Maar hebben de infrastructuur en de ruimte die nu voor wind op zee gebruikt wordt nog meer waarde? En zo ja, wat zijn de uitdagingen en barrières die aangepakt moeten worden om die waarde te realiseren. Dat is het uitgangspunt van dit onderzoek.

Veel dank gaat uit naar alle deelnemers aan het onderzoek. Ondernemers van start-ups, energiebedrijven, netbeheerder TenneT, verschillende onderdelen van de overheid, banken en financiers hebben een bijdrage geleverd. In het bijzonder hebben de bijdragen van het Ministerie van EZK en TenneT veel waarde toegevoegd aan het eindresultaat. Ook onze dank aan en waardering voor het team van Common Futures dat een enorme hoeveelheid informatie en inzichten verwerkt heeft tot een leesbaar en waardevol geheel.

Het onderzoek toont aan dat het verbreden van het energielandschap waarde kan opleveren, en om die reden is het de moeite waard om de to-do lijst die dit onderzoek heeft opgeleverd aan te pakken. Voor innovatieve Nederlandse bedrijven ligt hier een kans om de technologie (verder) te testen, te bewijzen en op te schalen en daarmee wereldwijd de energietransitie te versnellen. Zowel voor zon op zee als golfenergie hebben we sterke maritieme engineering-kennis en -competenties om hiermee impact te maken.

Voor financiers en investeerders ontstaan er kansen om nieuwe *asset classes* aan het portfolio toe te voegen. Dit is niet vrij van risico's. De verwachting is dat de nieuwe technologieën een vergelijkbaar ontwikkelingspad zullen doormaken als wind op zee. Kostendalingen zijn nodig, en daarvoor zullen de ondernemingen en hun financiers projecten zowel binnen als buiten Nederland moeten ontwikkelen. Grootschalige projecten met een hogere waarde van de elektriciteit kunnen bijdragen aan de leercurve. Voor beleidsmakers zijn er ook kansen. Nederland heeft geïnvesteerd in de infrastructuur om de wind-op-zee elektronen aan land te brengen. Wanneer het mogelijk wordt om het gebruik van de bestaande en toekomstige infrastructuur uit te breiden zal dat waarde opleveren. Ook ruimtelijk gezien liggen er kansen. Hoe kunnen verschillende energietechnologieën ingezet worden naast wind-op-zee en de andere typen medegebruik op de Noordzee?

Een last-but-not-least onderdeel waar we naar uitkijken is het beschikbaar komen van betere data. Tijdens het project bleek dat er onvoldoende data beschikbaar is om het golfenergie-potentieel goed te kunnen inschatten. Ook de technologie blijft zich door ontwikkelen. Innovatieve ventures werken aan alternatieve manieren om de energie uit de golven om te zetten in elektriciteit. Hier wordt veel onderzoek naar gedaan, onder andere op de TU Delft. Vanuit Invest-NL blijven we dit volgen en we zullen er zeker aandacht aan geven wanneer resultaten bekend zijn. Voor zonne-energie op zee zijn de praktijkervaring en data die hier binnenkort gecreëerd gaan worden van grote waarde. Deze ontwikkelingen volgen wij op de voet, en wij hopen dat we met deze studie ook uw interesse hebben gewekt om hetzelfde te doen.

Diederik Apotheker en Eva Ferrier,
Invest-NL Business Development

Samenvatting

Er is momenteel een **grote innovatierace bezig voor de ontwikkeling van technologieën die energie uit zon op zee of golven** kunnen halen, mogelijk binnen een windpark. Voor beide technologieën is een opkomende markt, en staan Nederlandse technologie-ontwikkelaars mede aan het voorfront in de ontwikkeling. Als Nederland wil dat deze technologie-ontwikkelaars spelers van formaat worden op de wereldmarkt, zal een optimaal speelveld gecreëerd moeten worden om verdere pilots, innovaties en opschaling te faciliteren. Daarmee zou Nederland ook haar kennispositie voor het ontwikkelen, inpassen, plaatsen en onderhouden van opwek op zee kunnen versterken.

Het **creëren van het juiste speelveld** gaat onder andere om aanpassingen aan het wetgevend kader, het beschikbaar stellen van op het net aangesloten testlocaties op zee, het meenemen van de technologieën in toekomstige tenders voor offshore windparken, en het ontwikkelen van een kader om gezamenlijk gebruik van de capaciteit voor elektriciteitstransport naar land mogelijk te maken.

Golfenergie en zon op zee zijn nu nog niet concurrerend met volwassen technologieën voor duurzame opwek zoals wind op zee, wind op land, of zon op land. Als we in Nederland voor 2030 serieuze stappen willen maken met het opschalen van golfenergie of zon op zee, zal dat vooral zijn omdat naast economische ook nog energetische, ruimtelijke, ecologische of technologie-export overwegingen spelen.

Voor het bijplaatsen van golfenergie of zon op zee bij een windpark, wordt er vanuit gegaan dat de opgewekte extra elektriciteit naar land gebracht wordt via dezelfde netverbinding die gebruikt wordt voor het windpark. Die energie kan dan naar land worden gebracht op momenten dat het windpark niet op volle capaciteit draait. Eén van de grote voordelen van extra opwek op zee is daarmee de **optimalere benutting van de bestaande infrastructuur**. Ook kan in de toekomst veel van de

aangelande elektriciteit gebruikt worden bij de industriële clusters aan de kust, waardoor in uren, waarin er op zee voldoende elektriciteit wordt opgewekt om aan deze vraag te voldoen, er op land potentieel minder congestie kan optreden.

De opwekkingskosten van zon op zee en golfenergie liggen nu nog veel hoger dan die van wind op zee. Naar verwachting van de ontwikkelaars zal zon op zee in **5 – 10 jaar met wind op zee concurrerende opwekkingskosten (LCOE)** krijgen, en golfenergie in meer dan 10 jaar. Wel zal bij inpassing in een offshore windpark nog een deel *curtailed* worden waardoor de uiteindelijke kostprijs per aangelande kWh hoger ligt dan de opwekkingskosten. Belangrijk is dus om te bekijken hoeveel elektriciteit geleverd kan worden, en wat de waarde van de geleverde elektriciteit voor het energiesysteem is.

De opwek van golfenergie loopt een paar uur achter op de opwek van windenergie, waardoor het vooral de pieken van een windpark verlengt. Er zijn echter nog te weinig onderzoeken en golf-data om de energie-potentie van golfenergie in een windpark goed in te schatten. Energie uit zon op zee wordt voor een groot deel opgewekt tijdens uren met weinig wind. Beide opwekkers verhogen de kabelbenutting van een offshore netverbinding met ongeveer evenveel uren wanneer bijgeplaatst in dezelfde capaciteit, maar van de opgewekte golfenergie zal daarvoor een veel groter aandeel moeten worden *curtailed* dan van zon op zee. Daarom ligt het meer voor de hand om **zon op zee bij te plaatsen bij een windpark dan golfenergie**.

De waarde van de opgewekte extra elektriciteit zal afhangen van verdere ontwikkelingen in het energiesysteem. Aangelande energie van zon op zee zal voornamelijk concurreren met energie van zon op land, en golfenergie met energie uit batterijen – waardoor golfenergie waarschijnlijk meer kan opbrengen per kWh die kan worden ingevoed in de elektriciteitsmarkt.

Inhoudsopgave

1. Introductie

- Aanleiding van het onderzoek
- Onderzoeksvragen en leeswijzer
- Onderzoeksmethodes

2. Medegebruik op zee: het speelveld

- Ruimtelijk beleid in Nederland
- Energiebeleid op zee in Nederland
- Het fysiek aansluiten
- Fysieke en contractuele elementen van offshore verbindingen
- Financiering voor validatie van TRL 7 – 9 op zee
- Financiering in windparken
- Beleid en ambities in de Europese Unie

3. Marktontwikkelingen zon op zee

- Wat is het eigenlijk?
- Energetische en economische overwegingen
 - Verdieping: energetisch op de Noordzee
 - Verdieping: economisch op de Noordzee
- Ruimtelijke inpassing
- Ecologisch
- Huidige staat van ontwikkelingen in Nederland
- Export en buitenlandse ontwikkelingen
- Conclusies zon op zee

4. Marktontwikkelingen golfenergie

- Wat is het eigenlijk?
- Energetische overwegingen voor de Noordzee
- Economische overwegingen voor de Noordzee
- Ruimtelijke inpassing
- Ecologisch
- Huidige staat van ontwikkelingen in Nederland
- Export en buitenlandse ontwikkelingen
- Conclusies golfenergie

5. Handelingsperspectief voor Nederland als koploper

- Introductie
- Het ideale speelveld in Nederland
- Het benodigde kennisklimaat
- De technologie-ontwikkelaars

6. Conclusies

- Het speelveld
- Marktontwikkelingen
- Nederland als koploper

7. Literatuurlijst

8. Appendices

9. Begrippenlijst



1. Introductie



Aanleiding voor het onderzoek

Europa is hard op weg naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050, met een tussentijds doel van 55% emissiereducties in 2030. Een grote component daarvan is het **verduurzamen van het elektriciteitssysteem**. Dat is een complexe opgave die begint bij het matchen van vraag en aanbod, maar veel verder reikt. Het verminderen van netcongestie, minimaal concurreren met voedselproductie voor land waar energie wordt opgewekt, beschikbaarheid van arbeid en materiaal, behoud van het ecosysteem en het minimaliseren van overlast zijn ook essentiële overwegingen bij het ontwerp van het elektriciteitssysteem.

Duurzame opwek van wind op zee gaat een grote rol spelen in een hernieuwbaar elektriciteitssysteem door de hoge capaciteitsfactor en doordat de opwek op zee zorgt voor relatief weinig overlast, en minder concurreert om ruimte dan opwek op land. De in Nederland geplande 21 GW wind op zee in 2031 zou ca. 75% van het huidige elektriciteitsverbruik dekken.

Meerdere typen duurzame opwek op zee zouden elkaar in principe kunnen versterken doordat ze op verschillende momenten elektriciteit opwekken. Momenteel wordt er, zowel in Nederland als elders ter wereld, veel geïnnoveerd in technologieën voor zon op zee en golfenergie. Mogelijk kunnen deze technologieën ook binnen (al bestaande) windparken geplaatst worden, waardoor ze ook via de bestaande offshore platforms van TenneT hun elektriciteit zouden kunnen aanlanden.

Geen van deze technologieën is nu al commercieel beschikbaar, al zijn er wel meerdere bedrijven die in een vergevorderde fase van technologie-ontwikkeling zijn. Twee grote vragen die nu in de lucht hangen zijn:

- Is het wenselijk is om het Nederlandse elektriciteitssysteem uit te breiden met alternatieve opwek op zee?
- Zo ja, is het wenselijk is om dat te doen met technologieën die in Nederland ontwikkeld worden, die dan vervolgens ook weer geëxporteerd zouden kunnen worden.

In dit rapport kijken we naar de kansen, risico's en barrières om het Nederlandse energiesysteem uit te breiden met golfenergie en zon op zee binnen windparken, de potentie van het plaatsen van die technologieën in een wereldwijde context, wat voor ontwikkelingen er buiten Nederland plaatsvinden, en wat er zou moeten gebeuren om Nederlandse ontwikkelaars van die technologieën internationale koplopers te laten worden.



Onderzoeksvragen

In dit onderzoek staan de ontwikkelingen, kansen, mogelijkheden en barrières van Nederlandse ontwikkelaars van golfenergie en zon op zee centraal. De focus ligt op het verbreden van duurzame energieopwekking in de Nederlandse Noordzee, al wordt ook gekeken naar de internationale context met het oog op exportmogelijkheden. De kansen en mogelijkheden in de Nederlandse context worden beschouwd vanuit een integrale blik op het energiesysteem.

- 1. Wat zijn de mogelijkheden om de energiemix binnen windparken op de Nederlandse Noordzee uit te breiden? Welke regels zijn van toepassing en wat zijn de barrières?**
- 2. Wat zijn de maatschappelijke overwegingen om de energiemix binnen windparken op de Nederlandse Noordzee voor 2030 uit te breiden met golfenergie of zon op zee?**
 - a) Energetisch en economisch: hoeveel energie wek je extra op, hoeveel krijg je daarvan aan land, en wat is die energie waard aan land?
 - b) Ruimtelijk: hoe pas je zonne- en golfenergie in op zee, en wat zijn de overwegingen om ze als alternatief voor duurzame opwek op land te zien?
 - c) Ecologisch: wat betekenen golfenergie en zon op zee voor het mariene ecosysteem?
 - d) Internationaal: hoe verhouden Nederlandse ontwikkelingen zich in een internationale context, en wat zijn ideale condities voor opschaling?
- 3. Wat zou er in Nederland moeten gebeuren om Europese koploper te worden in de ontwikkeling van golfenergie en zon op zee?**

Leeswijzer

Onderzoeksvraag 1 wordt behandeld in hoofdstuk 2 ‘*Medegebruik op zee: het speelveld*’. Hier wordt dieper ingegaan op wat er kan met de Nederlandse regelgeving wat betreft energieopwekking op zee, en op de fysieke mogelijkheden om additionele opwek bij een (bestaand) windpark te plaatsen, de overwegingen om een project te financieren, en de ontwikkelingen en doelstellingen in Europa.

Onderzoeksvraag 2 wordt behandeld in hoofdstukken 3 en 4, “Marktontwikkelingen” voor respectievelijk golfenergie en zon op zee. Deze hoofdstukken hebben een vergelijkbare opbouw, waarin de volgorde van de sub-vragen wordt aangehouden voor golfenergie en zon op zee. Beide hoofdstukken eindigen met een conclusie die de marktontwikkelingen samenvat.

Onderzoeksvraag 3 wordt behandeld in hoofdstuk 5 “Handelingsperspectief voor Nederland als koploper”. In het hoofdstuk wordt geschetst wat aanbevolen acties voor verschillende groepen betrokken partijen zijn, en wat voor eisen de overheid aan bepaalde partijen zou kunnen stellen. In dit hoofdstuk worden vooral inzichten van de eerdere hoofdstukken gecombineerd.

De **antwoorden op de onderzoeksvragen** worden systematisch behandeld in de conclusie in hoofdstuk 6.

Tot slot is een **begrippenlijst** toegevoegd. De eerste keer dat een (technische) term gebruikt wordt, wordt naar deze lijst verwezen.



Introductie

Onderzoeksmethodes

Het onderzoek is allereerst gebaseerd op interviews met betrokken partijen in de ontwikkeling, plaatsing, regelgeving, facilitering, financiering en wetenschappelijk onderzoek van golfenergie en zon op zee. De focus lag op Nederlandse partijen, maar er zijn ook een aantal buitenlandse partijen geïnterviewd om een beter beeld te krijgen in Europese ontwikkelingen.

Daarnaast is literatuur geraadpleegd, voornamelijk om specifieke ontwikkelingen in regelgeving en wetenschappelijk onderzoek te analyseren. Ook is een economische en energetische vergelijking gemaakt van studies over golfenergie en/of zon op zee op de Noordzee

Tot slot is het onderzoek als geheel gereviewed door Invest-NL, en zijn losse pagina's gecontroleerd op juistheid door experts die zijn geïnterviewd.

Alle bevindingen in dit rapport zijn uiteindelijk opgesteld door Common Futures.

Hiernaast vindt u een overzicht van de door ons geïnterviewde partijen en personen.



Golfenergie ontwikkelaars

Dutch Wave Power
Sten Swanenberg & Hans Lustig

Slow Mill
Erwin Crouchs

Symphony Wave Power
Fred Gardner, Bouke Veldman
en Luc Hamilton

Zon op zee ontwikkelaars

Solar Duck
Koen Burgers

Oceans of Energy
Johnny Meit

Windpark-ontwikkelaars

RWE
Joost Pellens, Marijn Pronk,
Rainier Stolk en Pieter de Jong

Parkwind
Dirk Dewettinck

Vattenfall
Willemijn van Meurs

Shell
Bryan Brard

Onderzoeksinstituten



TU Delft
George Lavidas



Utrecht University
Wilfried van Sark



Wageningen Marine Research
Josien Steenbergen



EnergyVille / KU Leuven
Jens Moschner



ORE Catapult
Andrew Jamieson

TenneT



TenneT (contractueel)
Annelies van Rookhuijzen en
Tiemen Govers



TenneT (energiesysteem)
Sander Franke, Tim Gassmann
en Tiemen Govers



TenneT (aansluitingen op zee)
Niels Diepeveen en Tiemen
Govers



Overheid

RVO
Laura Willemsens

Ministerie van I&W
Patricia Schouten



Financiers / investeerders

Rabobank
Pieter Plantinga en Ivan Das



Meewind
Derck Truijens



Invest-NL
Diederik Apotheke



EIT InnoEnergy
Javier Sanz



Overige organisaties

DMEC
Benjamin Lehner,
Britta Schaffmeister en
Sander des Tombe



EWA
Erwin Meijboom



2. Medegebruik op zee: Het speelveld



Ruimtelijk beleid energetisch medegebruik

Ruimtelijke vergunningen voor energetisch medegebruik binnen een windpark op zee zijn vergelijkbaar voor alle vormen van opwek.

Golfenergie en zon op zee gelden beiden als medegebruik. De ontwikkelaar van additionele opwek kan de windparkontwikkelaar zelf zijn, maar kan ook een derde partij zijn.

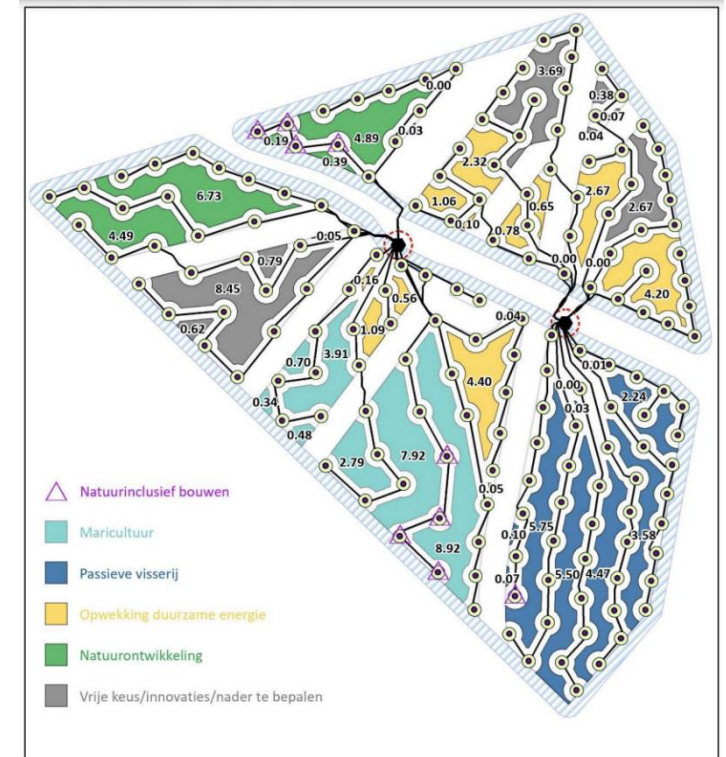
Golfenergie op zon of zee zijn nog niet expliciet meegenomen in wind op zee tenders. Het Ministerie van EZK wijst via kavelbesluiten aan waar en onder welke voorwaarden windparken op zee gerealiseerd mogen worden. Na het kavelbesluit start de tenderprocedure. Er is nog geen tender waar golfenergie of zon op zee expliciet in is meegenomen.

Het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat maakt voor ieder windpark een gebiedspaspoort voor medegebruik. Dit gebeurt in overleg met Ministeries en andere overheidsinstanties en na consultatie van belanghebbenden. Het gebiedspaspoort is uitgangspunt voor de zonering van initiatieven binnen windparken voor Rijkswaterstaat bij het beoordelen van vergunningaanvragen van potentiële medegebruikers (Rijksoverheid, 2022). Rijkswaterstaat verleent uiteindelijk aan partijen die energie willen opwekken

binnen het windpark de vergunning voor medegebruik, en kan daarin van het gebiedspaspoort afwijken. De figuur hiernaast geeft het gebiedspaspoort voor Borssele weer. Er wordt nu gewerkt aan het gebiedspaspoort van Hollandse Kust Zuid, gevolgd door Hollandse Kust Noord.

In het Nederlandse deel van de Noordzee (12 mijlszone en exclusieve economische zone (EEZ)) gelden Nederlandse wetten. Voor het realiseren van medegebruik op zee binnen de territoriale zone moet aan de wetten worden voldaan die van toepassing zijn binnen de aangevraagde zone. Dat zijn onder andere de Waterwet, Ontgrondingenwet, Wet natuurbescherming, Wet algemeen omgevingsrecht, de Mijnbouwwet en de Wet windenergie op zee bepalingen (Oude Elferink, 2022). Alle nieuwe windparken worden buiten de 12 mijlszone gerealiseerd.

Ter beoordeling van de Waterwet-vergunning voor medegebruik past het Rijk [het Afwegingskader medegebruik in windparken toe](#). Daarin wordt ook bekeken of een ontheffing Wet Natuurbescherming moet worden aangevraagd. Zie [Appendix 1](#).



Gebiedspaspoort Borssele

Bron: Handreiking gebiedspaspoort Borssele, 2020



Het speelveld

Energiebeleid op zee in Nederland

Wanneer een ontwikkelaar de vergunningen heeft om duurzame opwek op zee te plaatsen bij een windpark, zullen ook nog afspraken gemaakt moeten worden met de windparkontwikkelaar om de opgewekte elektriciteit aan land te krijgen.

Er zijn beperkte mogelijkheden om bij een bestaand windpark extra opwek aan te sluiten. Aansluiting op het net zou in de toekomst óf via de kabels van de windturbines kunnen, óf via aansluitvelden op het (TenneT-)platform op zee. In het eerste geval heeft de windparkontwikkelaar al afspraken met TenneT over de levering, die gewaarborgd moeten blijven bij het gezamenlijk gebruik van de kabel naar het platform.

In het tweede geval moeten daarnaast afspraken gemaakt worden over [cable pooling](#), het gezamenlijk gebruik van de transportcapaciteit. Deze capaciteit wordt door TenneT aan één partij gegarandeerd, en dat is nu het windpark.

Het huidige juridisch kader sluit een eigen aansluiting voor extra opwek op zee uit. [Het meest recente wetsvoorstel voor de Energiewet](#) (nog niet van toepassing; artikel 3.86) richt zich voor een aansluiting op zee enkel op ontwikkelaars van windenergie op zee. Daarmee sluit de wet op zichzelf staande energieontwikkelingen anders dan wind op zee uit. De

Energiewet sluit niets uit voor het bijplaatsen van extra opwek op zee via de kabels van de windturbines ([cable pooling](#)). Wel moet daarbij aan de in Europese en Nederlandse netcodes gestelde technische eisen worden voldaan.

Wanneer er extra aansluitingen op een offshore platform gerealiseerd kunnen worden, maar de netverbinding naar land dezelfde capaciteit houdt ([zie volgende pagina voor uitleg over fysiek aansluiten](#)) zal bepaald moeten worden wie de transportcapaciteit gegarandeerd krijgt. Verder zou dan nog een juridisch kader moeten worden ontwikkeld voor niet-gegarandeerd (*non firm*) gebruik van de transportcapaciteit door de additionele duurzame opwekker. Daarin moet dan [curtailment](#) worden meegenomen; het terugregelen van een bron als de totale opwek de kabelcapaciteit overschrijdt.

Extra opwek bij nieuwe windparken biedt kansen voor integrale planning. Wanneer in de toekomst vergunningen voor het park als geheel zouden kunnen worden aangevraagd en verkregen zou extra opwek al meegenomen kunnen worden in het windparkontwerp. Daardoor zou er in het ontwerp en de uitvoering efficiënter gewerkt kunnen worden.



Bron: [RVO](#)



Het fysiek aansluiten

Aanlanden van elektriciteit moet via offshore netverbindingen. Op een offshore platform komen 66-kV kabels bij elkaar van de zee (input), die dan via 1 (of mogelijk 2) exportkabels naar land gaan (output). De fysieke en contractuele componenten van offshore verbindingen worden nader toegelicht op de figuur op de volgende pagina. Energieparken kunnen over-gedimensioneerd worden, waarbij de totale aangesloten capaciteit groter is dan de transportcapaciteit. Eén van de grootste uitdagingen voor het realiseren van alternatieve energie-opwek op zee binnen een windpark, is om de elektriciteit aan land te krijgen.

Platforms op zee worden gestandaardiseerd, met ook een standaard aantal aansluitvelden. De gestandaardiseerde netverbindingen hebben een transportcapaciteit van 700 MW wisselstroom of 2 GW gelijkstroom en minimaal die capaciteit aan [aansluiting](#) op het offshore platform. Mogelijk kunnen extra aansluitvelden gerealiseerd worden in het ontwerp. Er moet dan wel voldoende ruimte beschikbaar zijn op het platform. Hier zijn hoge kosten mee gemoeid.

Bijna alle aansluitvelden zijn gereserveerd voor offshore wind.

- Op 700 MW platforms op zee zijn er doorgaans 12 aansluitvelden met een bepaald vast vermogen, gereserveerd voor het offshore windpark. Er zijn platforms met extra aansluitvelden zoals bij Hollandse Kust Noord, waar er 2 extra zijn meegenomen in het ontwerp om aansluitmogelijkheden te bieden aan afnemers op zee. Ook bij Ten noorden van de Waddeneilanden zullen er waarschijnlijk extra aansluitvelden komen.
- Op de 2 GW platforms op zee zullen 24 aansluitvelden komen voor de windparken, plus 4 optionele (afhankelijk van het windparkontwerp) voor de windparken, en 2 voor overige klanten of TenneT. Een ontwikkelaar van golfenergie of zon op zee kan maximaal 5 aansluitvelden krijgen, ieder van ~100 MW.

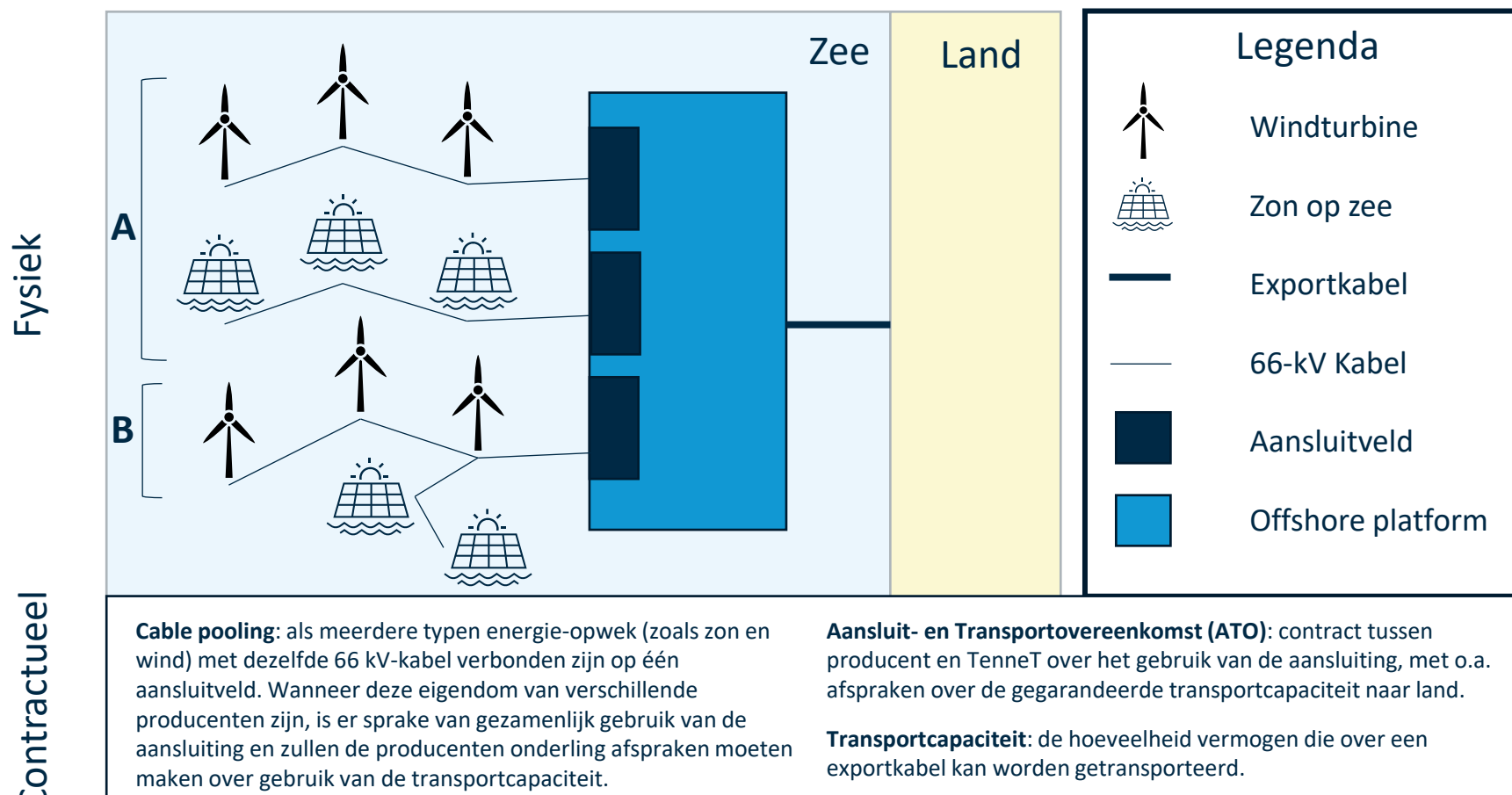
Als het niet mogelijk is om een eigen aansluiting te krijgen, of als meer capaciteit gewenst is dan langs die weg beschikbaar is, zullen ontwikkelaars moeten proberen om gedeeld gebruik te maken van een aansluiting van het windpark. Er zijn twee opties:

- Aansluiten bij het einde van de string. Windturbines op zee zijn met elkaar verbonden door 'inter-array' kabels. Afhankelijk van het windpark-ontwerp heeft zo'n kabel een constante capaciteit (namelijk die van het aansluitveld), of wordt deze stapsgewijs groter per windturbine. Er kan gekeken worden of de nieuwe kabel van golfenergie of zon op zee aangesloten kan worden aan het einde van een string, binnen de turbine. Dan moet er ook een gat zijn in de fundering van de windturbine om die kabel door te laten.
- Direct verbinden op de string: hiervoor is een schakelaar nodig. Er wordt gewerkt aan concepten die dit kunnen, maar die zijn nog niet commercieel beschikbaar.

Wanneer de energie van verschillende vormen van opwek op één transportkabel komt is dit cablepooling. Het is dan noodzakelijk dat de kwaliteit van de stroom en de spanning van beide bronnen (inclusief hogere harmonischen) perfect op elkaar aansluiten. Het is een uitdaging om dit goed en constant te doen. Als twee partijen los van elkaar assets willen ontwikkelen die van dezelfde aansluiting gebruik maken, zou voortgebouwd kunnen worden op het gedachtengoed van de [Cable Pooling Overeenkomst](#) die voor toepassingen op land de noodzakelijke juridische handvatten geeft.



Fysieke en contractuele elementen van offshore verbindingen



In situatie A (boven in de figuur) krijgen verschillende energie-opwekkers een eigen aansluitveld (een hypothetische situatie die nu juridisch onmogelijk is).

In situatie B (onder) wordt medegebruik aangekoppeld op de strings van de windturbines middels Cable pooling (een situatie die niet wordt uitgesloten in de conceptversie van de Energiewet).

Fysieke en contractuele elementen van offshore verbindingen. Niet op schaal. Zon op zee kan ook golfenergie zijn in dit voorbeeld.

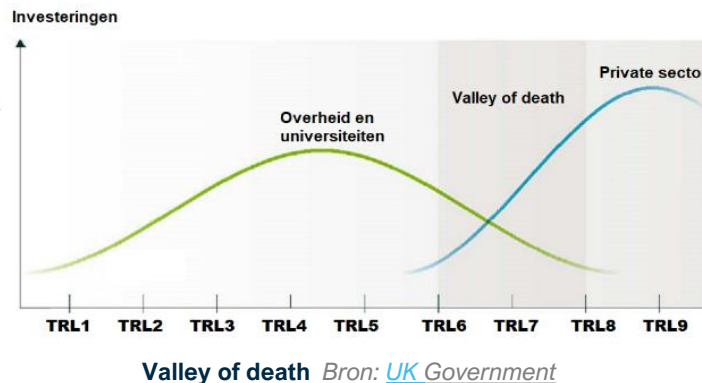


Financiering voor ontwikkeling tot TRL 7 – 9 op zee

Voor validatie van hogere Technology Readiness Levels (TRL's) is externe financiering en/of subsidie nodig. [Voor elke TRL-sprong moeten stappen in de technologie-ontwikkeling worden gemaakt](#). Vanaf TRL 6 zal er een demonstratie-prototype op zee getest moeten worden, en vanaf TRL 8 zelfs een exemplaar op de uiteindelijke schaal én met daadwerkelijke levering van elektriciteit. Het ontwikkelen van prototypes en schaalmodellen is vaak kapitaalsintensief voor technologieën op zee door de ruwe condities, en het testen wordt nog duurder als de kosten voor infrastructuur moeten worden opgebracht door de technologie-ontwikkelaars.

Technologie-ontwikkelaars moeten de valley of death overkomen om private financiering te krijgen. Voor financiering zit vaak een bottleneck vanaf (ongeveer) TRL 7. De eerste TRL's worden doorgaans (mede)gefinancierd met publiek geld, maar dat is niet toereikend voor volle tests op zee. Latere TRL's worden doorgaans (mede)gefinancierd door private partijen (zoals banken of private equity), maar die hanteren vaak strengere criteria voor hun investeringen. Het gat daartussen wordt de *valley of death* genoemd.

Er zijn vele constructies om financiering te realiseren. Van leningen tot aandelen, tot leningen met de optie om in een volgende investeringsronde met korting aandelen te kunnen kopen. Vaak kan voor financiers een deel van de risico's worden gedekt door specifieke fondsen.



Factoren die helpen om financiering voor validatie te kunnen krijgen zijn:

1. **Aannemelijke kostenreducties.** Over de jaren moet de LCOE omlaag kunnen, en dit moet aannemelijk gemaakt kunnen worden. Een goed voorbeeld hiervan is bij wind op zee: de hoeveelheid opgewekte energie schaalt kwadratisch met de wiegrootte, terwijl de kosten minder sterk toenemen.
2. **Schaalbaarheid.** Een goed op te zetten productielijn, en een product dat bij meerdere zee-condities inzetbaar is.
3. **Een hoog ingeschatte waarde van het bedrijf.** Dit zorgt eveneens dat er bij een aandelenconstructie meer aandelen in eigen beheer kunnen blijven. Een groot probleem is echter dat een partij moeilijk zijn waarde kan bewijzen als er nog nooit op zee is getest. Dit is één van de grote oorzaken van de *valley of death*.
4. **Intellectueel eigendom.** Dan kan de technologie doorgezet worden als het team faalt, hoewel dit zeer onwenselijk is.

Voor een subsidie moet aangetoond worden dat het land of de regio baat heeft bij het opschalen van de technologie in dat land of die regio.

Eerste demonstraties in operationele omgeving (TRL 7) op locaties met een hoge waarde. Zo kunnen golf en zon op zee bijvoorbeeld geplaatst worden bij eilanden die weinig visuele impact willen hebben van hun duurzame energie-opwek, en vaak geen of maar een beperkte netverbinding met het land hebben, en daarom een premium kunnen betalen. Dit hoeft niet direct de grootste afzetmarkt te zijn.



Financiering in windparken

Bijna altijd is externe financiering nodig voor realiseren van multi-MW opwek op zee. Voor het realiseren van een offshore windpark is financiering van miljarden euro's nodig, circa €2 miljard per GW. Er is een groot verschil tussen financiering op basis van de balans van de parkontwikkelaar, of op het project, omdat financiering op de balans de financier grotere mogelijkheden tot verhaling biedt. Op de balans van een grote onderneming kunnen enkele banken grote bedragen financieren. Projectfinanciering wordt doorgaans verstrekt door een groot consortium van banken, die gemiddeld zo'n €75 miljoen per bank financieren. Voor het realiseren van een zonnepark of golfpark op zee van vergelijkbare capaciteit als wind op zee zal aan bedragen in dezelfde orde van grootte gedacht worden.

Er is een voorkeur voor een integrale aanpak bij het financieren van innovaties binnen een windpark ten opzichte van een losstaande aanpak. Als golfenergie of zon op zee binnen een windpark ontwikkeld wordt door een separate partij zijn er juridisch ingewikkelde constructies nodig wat betreft prioriteit op de netverbinding naar land en aansprakelijkheid. De voorkeur voor financiering zal altijd een integraal project zijn wat de banken meer zekerheid biedt. Bij een niet-integrale aanpak zullen de banken die het oorspronkelijke windpark hebben gefinancierd de additionele opwek op zee mogelijk als een risico beschouwen voor het bestaande windpark; het heeft voor hen geen voordelen, en het zou de optimale werking van het windpark kunnen verstoren, bijvoorbeeld doordat de kwaliteit van de stroom niet overeenkomt .

Innovaties op grote schaal zijn lastig te financieren. Als je een zonnepark of golfpark binnen het nieuwe windpark gaat bouwen, zal dat moeten worden meegenomen in de financiering bij een integrale aanpak. Dat zal dus ook langs het hele consortium van financiers moeten. Elke betrokken bank zal er mee akkoord moeten gaan.

Conditie die de kans op financiering in windparken verhogen zijn:

- 1. Zorgen dat de golfenergie of zon op zee geen risico's vormen voor opwek van windenergie.** Kwaliteit van stroom moet gegarandeerd blijven en er moeten ook geen ruimtelijke risico's bijkomen.
- 2. Zorgen dat het windpark genoeg kasstroom genereert voor het integrale project.** Is de kasstroom van de extra bron (zon op zee of golf) nodig om de lening af te betalen? Als het windpark zelf, zonder de extra bron al genoeg zekere kasstroom oplevert, is de extra energie-opwek vooral een mooie toevoeging in de ogen van de financiers.
- 3. Zorgen dat het een bewezen technologie is bij grootschalige inpassing.** Een Technology Readiness Level ([TRL](#)) 9 moet behaald zijn.
- 4. Een minimaal aantal 'nieuwe' innovaties binnen het project.** Als golfenergie of zon op zee wordt bijgeplaatst bij een windpark zou dat in eerste instantie dé innovatie moeten zijn, zonder daar bijvoorbeeld ook nog drijvende windmolens en waterstofproductie op zee aan toe te voegen.
- 5. Het project financieren op de balans van de ontwikkelaar.** Op die manier heeft de financier een stuk lager risico, en kan dus met een kleiner consortium van banken de financiering geregeld worden. Veel windparken op zee worden al op basis van de balans van de ontwikkelaar gefinancierd.
- 6. Groot aandeel eigen vermogen in de financiering.** Dit legt een groter deel van het risico bij de parkontwikkelaar zelf.
- 7. De energie-opwek via innovatieve technologieën meenemen als voorwaarde in de tender.** Op die manier is er voor banken alleen nog de mogelijkheid om wél of niet mee te doen, maar niet om te kunnen zeggen dat ze het project enkel financieren als een innovatie niet meegenomen wordt.



Beleid en ambities in de Europese Unie

De Europese lange-termijn doelstellingen voor maritieme hernieuwbare energie productie zijn ambitieus, en bieden daarmee een goede voedingsbodem. De Europese Commissie (EC) heeft het doel om [in 2030 naast 60 GW aan 'conventioneel' wind op zee vermogen ook 1 GW aan oceaanenergie](#) van golf- en getijdenenergie in bedrijf te hebben. In 2050 moet dat uitgebreid zijn naar 300 GW offshore wind en 40 GW aan oceaanenergie plus andere technologieën zoals zonnepanelen op zee.

De Europese Commissie heeft in november 2020 haar strategie* gepubliceerd om de implementatie van offshore hernieuwbare energie te stimuleren. Naar verwachting is er [een investering van € 800 miljard](#) nodig om de gestelde doelen te behalen in 2050. De strategie van de EC specificeert dat zij zal ondersteunen in het mobiliseren van de financiering (Europese Commissie, 2020a; Europese Commissie, 2020b). Daarnaast wordt de totstandkoming van internationale samenwerkingsverbanden met betrekking tot het plannen en implementeren van offshore energie capaciteit gestimuleerd (bijv. North Sea Energy Cooperation). Tot slot is het versterken van de leveringsketen een belangrijk onderdeel van de EC strategie.

Voor meer specifieke beleidsplannen om de gestelde doelen te behalen wordt door de Europese Commissie gekeken naar de 22 kuststaten (zie gekleurde landen in figuur). Zo wordt in de strategie van de EC de nadruk gelegd op de

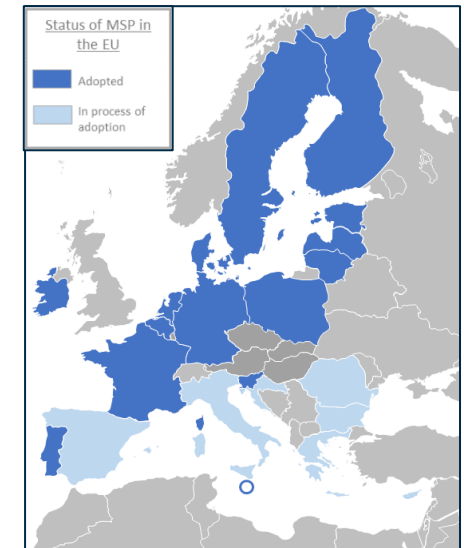
*) "An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future"

integratie van offshore hernieuwbare energie productie in de nationale plannen voor de maritieme ruimte ([Maritime Spatial Plans – MSP](#)):

Een groot deel van de Europese kuststaten heeft haar meest recente MSP opgeleverd in maart 2021 (donkerblauw gemarkeerd in figuur). Er wordt in deze plannen nog weinig tot geen aandacht besteed aan de integratie van golfenergie en zonnepanelen op zee in de nationale productie van hernieuwbare energie. Voor de overige kuststaten bestaat nog geen MSP (lichtblauw gemarkeerd in figuur). De MSP's zullen regelmatig worden herzien.

In de nationale plannen rondom hernieuwbare energie ontwikkeling t/m 2030 krijgen golfenergie en zonnepanelen op zee ook nog weinig aandacht.

In de meest recente nationale energie- en klimaatplannen ([NECP's](#)) van zeventien van de 22 Europese kuststaten, staat niets over golfenergie of zonnepanelen op zee. In de NECP's van [Griekenland](#), [Ierland](#), [Malta](#) en [Zweden](#) wordt de potentiële relevantie van golfenergie en/of zonnepanelen op zee wel benoemd. Het enige land dat schrijft over beoogde capaciteiten van golfenergie is [Portugal](#), met een doel van 70 MW in 2030. De [NECP's](#) die voor dit onderzoek zijn geraadpleegd zijn van 2019 en worden in 2023 herzien.



Status van adoptie MSP per land

Bron: [European MSP Platform](#)

3. Marktontwikkelingen zon op zee





Zon op zee

Wat is het eigenlijk?

Een nog jonge technologie: het in 2016 opgerichte Oceans of Energy was één van de eerste bedrijven ter wereld die aan zon op zee gingen werken, en het door hen in 2019 gerealiseerde systeem op de Noordzee wordt internationaal gezien als één van de eerste ter wereld.

Hoge dichtheid energie op zee: Zonnepanelen worden op een drijvende structuur geplaatst. In een cluster van dicht opeen geplaatste zonnepanelen, kan de energiedichtheid oplopen tot 70 – 100 MW/km², dat is 7-10 keer de in Nederland gebruikelijke 10 MW/km² voor wind op zee in nieuwe parken (Golroodbari, 2021). Technologie-ontwikkelaars verschillen vooral in het type drijvende structuur waar de panelen op worden geplaatst, in hoogte boven het water, in vorm, en in de manier van meebewegen met de golven.

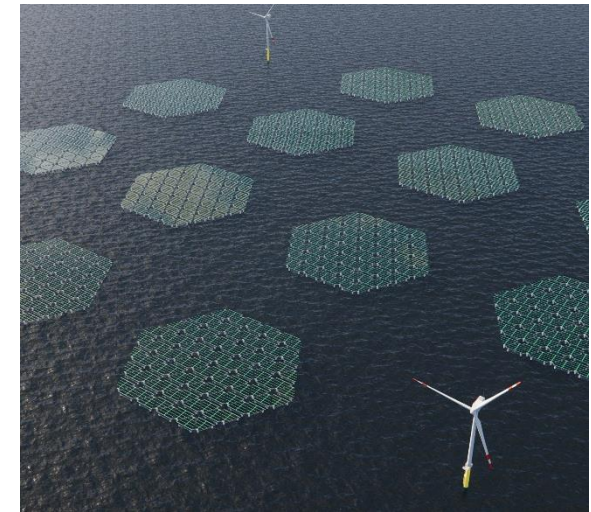
Plaatsing binnen een windpark nog niet uitgekristalliseerd: De optimale plaatsing van de panelen binnen een windpark moet nog worden ontwikkeld; deze zal afhangen van onderhoud van zowel zon als wind, vaarroutes, ecologische effecten en risico's bij incidenten zoals een losgeslagen schip.

Vergelijkbare opwek als zon op land: de panelen worden geplaatst onder een kleine hoek. De opwek t.o.v. dezelfde panelen op land zal, zonder [curtailment](#) circa 13% hoger zijn op jaarbasis (Golroodbari, 2021) door betere koeling (1/3e) en hogere instraling (2/3e). Nadelig is mogelijke vervuiling op de panelen en minder flexibiliteit in de montagehoek. De panelen worden doorgaans verankerd aan de zeebodem.

Relatief weinig essentieel onderhoud nodig: voor plaatsen van technologieën op zee is minimaal onderhoud wenselijk. Natuurlijk verschilt het benodigde onderhoud per technologie.

Een deel van de reiniging gebeurt door het overspoelen van zeewater, maar er is nog extra reiniging nodig om zoutaanslag te voorkomen, of algengroei te voorkomen. Controles worden ongeveer twee maal per jaar verwacht – en kunnen mogelijk deels door drones worden uitgevoerd. Noodzakelijk onderhoud kan in een ideale situatie beperkt worden tot:

- Jaarlijks worden de lijnen onderwater geïnspecteerd voor o.a. aangroei;
- Eens in de 5 tot 10 jaar moeten de ankerlijnen verwisseld;
- Eens in de 5 tot 10 jaar moeten onderdelen van string-inverters verwisseld;
- Kapotte panelen hoeven niet per se vervangen te worden, wat betekent dat het kan wachten tot gepland onderhoud, of überhaupt niet wordt gedaan. De levensduur van panelen op zee is in principe vergelijkbaar met panelen op land, maar dat is nog niet met tests bevestigd.



Artist impression van zon op zee naast wind op zee.

Bron: [RWE](#)



Energetische en economische overwegingen

Op de Noordzee als toevoeging bij wind op zee: Zon op zee heeft, afhankelijk van het weerjaar en specifieke condities ongeveer tussen de 1000 en 1250 [vollasturen](#) op de Nederlandse Noordzee. Dat is ruwweg een kwart van de vollasturen van wind op zee. Als zon op zee volledig eigen infrastructuur zou krijgen, zou dat dus circa 4 keer hogere transportkosten per geleverde kWh betekenen. Door de complementariteit van aanbod uit zon en wind, is het in de Nederlandse context wenselijk om de infrastructuur van zon op zee te combineren met die van wind op zee. Omdat de TenneT offshore platforms tot 2031 allemaal gepland zijn met het oog op windenergie ([zie hoofdstuk 2](#)) en omdat een eigen netverbinding alleen voor zon op zee geen aantrekkelijke optie is gaan we er vanuit dat zon op zee een *add-on* is bij wind op zee, waardoor curtailment (wanneer de gezamenlijke productie de transportcapaciteit van de netverbinding overtreft) toegerekend moet worden aan de zon-opbrengst.

Betere kabelbenutting bij cablepooling: Opwek van zon op zee heeft een negatieve correlatie met opwek van wind op zee, wat betekent dat ze in aanzienlijke mate complementair zijn (TNO, 2022). Voor 2050 heeft TNO berekend dat het bijplaatsen van 1 GW zon op zee naast 1 GW wind op zee bij een 1 GW transportkabel, het aantal vollasturen verhoogt van 5102 naar 5793, na *curtailment* van 375 GWh – ofwel 35% van de opgewekte zonne-energie. Als het speelveld (hoofdstuk 2) het toestaat om elektriciteit van zon op zee via cablepooling naar land te krijgen zal uiteindelijk een economische kosten-optimalisatie gemaakt moeten worden om de gewenste capaciteit van de bijgeplaatste opwek te bepalen.

Correlatie zon op zee en zon op land: Er zijn ons geen studies of analyses bekend die de correlatie en opwekuren van opwek van zon-op-zee en zon-op-land met elkaar vergelijken. De verwachting is dat de correlatie hoog is.

De waarde van de stroom is afhankelijk van ontwikkelingen in het energiesysteem: De elektriciteit uit zon op zee zal het net op land in het algemeen bereiken als er daar ook een hoog aanbod van zon op land is. Hoewel de marktwaarde van zonne-elektriciteit nu nog hoog kan zijn wanneer de marginale eenheid een gasgestookte centrale is, zal dit in de toekomst door een hogere penetratie van variabele duurzame bronnen weinig meer voorkomen. De prijs daalt dan bijv. tot wat er geboden wordt door elektrolyzers voor de productie van waterstof.

Energie wordt verhandeld in de Europese markt: Het effect van verhoogde penetratie van zon op zee voor de rest van het energiesysteem is complex. Hoe sterk het Nederlandse energiesysteem verbonden is met de rest van Europa speelt hierin een grote rol. Bij een betere verbinding met bijvoorbeeld Spanje, zal zon op zee concurreren met zon in Spanje.

Effect op capaciteit regelbaar vermogen is verwaarloosbaar: Een hogere dekkingsgraad van directe duurzame opwek heeft maar beperkt effect op het regelbare vermogen: de capaciteit zal hetzelfde moeten blijven, maar het aantal operationele uren zal verminderen. Deze werking, en het effect op de energieprijzen wordt verder uitgelegd in [Appendix 2](#).

Extra mogelijkheid om de OPEX van windturbines te verminderen. Bij gelijktijdige opwek van zon op zee en windturbines die de kabelcapaciteit te boven gaat is het mogelijk om de operations te optimaliseren voor minimale OPEX: de technologie met de hoogste variabele kosten wordt dan teruggeregeld. Hoeveel dit uitmaakt, en wat dat waard is zal uit studies moeten blijken.

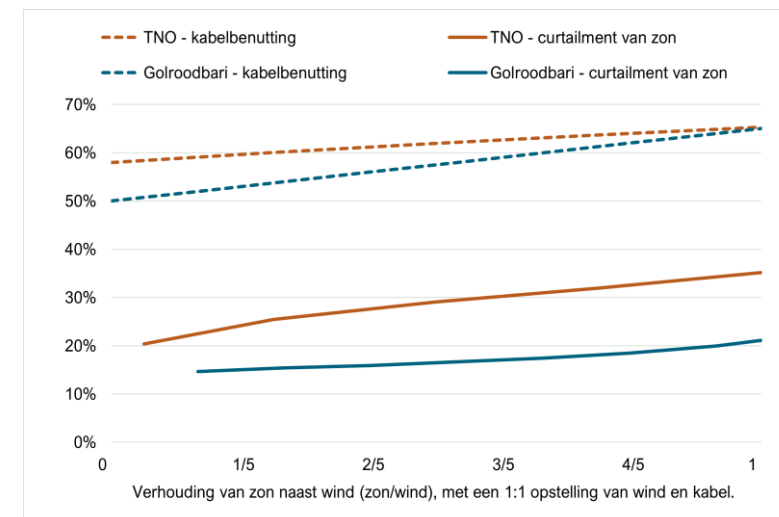
*) In de studie van TNO (2022) wordt uitgegaan van 1066 vollasturen, en in de studie van Golroodbari (2021) wordt uitgegaan van 1234 vollasturen.



Verdieping: energetisch op de Noordzee

Er zijn twee studies bij ons bekend* die de energetische en/of economische kansen van het bijplaatsen van zon op zee naast wind op zee op de Noordzee onderzoeken: ‘Pooling the cable’ van Golroodbari et al., (2021) en ‘Analysis of wind and solar generation profiles for multi-use offshore wind farms’ van TNO (2022). De studies gaan uit van verschillende weerjaren, windturbines en locaties, wat ze niet volledig vergelijkbaar maakt. Uitgangspunten van de studies staan in de tabel rechts. Voor een volledig overzicht van hun technische en economische aannames, zie Appendix 3a en 3b. De volgende conclusies over de energetisch toegevoegde waarde van zon op zee naast wind op zee kunnen getrokken worden uit een vergelijking van de studies:

- **Het ontwerp van het windpark en het gekozen weerjaar zijn van grote invloed op de kabelbenutting en curtailment.** Nieuwere windparken hebben doorgaans een hogere [capaciteitsfactor](#), door hogere turbines, technologie-innovaties en meer wind verder van de kust. Dat verschil zie je in de studies van Golroodbari en TNO, met een capaciteitsfactor van respectievelijk 49% (Borssele) en 58% (fictief 2050). Met een hogere baseline capaciteitsfactor van het offshore windpark is per definitie minder ruimte op de kabel voor zon op zee – en zal dus meer van de bijgeplaatste energie worden curtailed. Daarnaast zal zon bij een zonnig weerjaar ook meer toevoegen aan de kabelbenutting. Golroodbari heeft berekend dat de toegevoegde hoeveelheid nuttig te gebruiken elektriciteit van het bijplaatsen van zon op zee bijna lineair is, met een kabelbenutting van 100% bij zon:wind:kabel verhouding van 3,7:1:1.
- **Studies rapporteren curtailment als percentage van totale opwek.** TNO (2022) rapporteert een maximale curtailment van 6%, terwijl Golroodbari et al., (2021) een maximale curtailment geeft van 8%. Dit geeft echter een te optimistisch beeld van de toegevoegde energetische waarde, in het voordeel van zon op zee: het huidige uitgangspunt in Nederlands kavelbeleid dat zonne-energie wordt bijgeplaatst bij een windpark, en beschouwt zon dus ook als marginale opwek ([zie hoofdstuk 2](#)). De relatieve curtailment van zon op zee naast wind op zee wordt groter wanneer grotere capaciteiten zon worden bijgeplaatst, zie figuur rechts. Bij een 1:2:2 capaciteitsverhouding zon:wind:kabel heeft TNO (2022) curtailment van 29% en Golroodbari (2022) van 16% berekend, en bij een 1:1:1 capaciteitsverhouding een curtailment van 35% en 21% respectievelijk. Voor een voorbeeld van de berekening van de curtailment, [zie Appendix 5](#).



Studie	TNO	Golroodbari
Wind vollasturen (uren)	4905	4317
Zon vollasturen (uren)	1066	1234
Kabelbenutting zonder zon (%)	58%	49%
Kabelbenutting met zon:wind 1:2 (%)	62%	58%
Kabelbenutting met zon:wind 1:1 (%)	65%	65%
Curtailment van zon met zon:wind 1:2 (%)	29%	16%
Curtailment van zon met zon:wind 1:1 (%)	35%	21%

Vergelijking van wind vollasturen, kabelbenutting, zon vollasturen en curtailment van zon.

Bron: Studies van TNO (2022) en Golroodbari (2021).



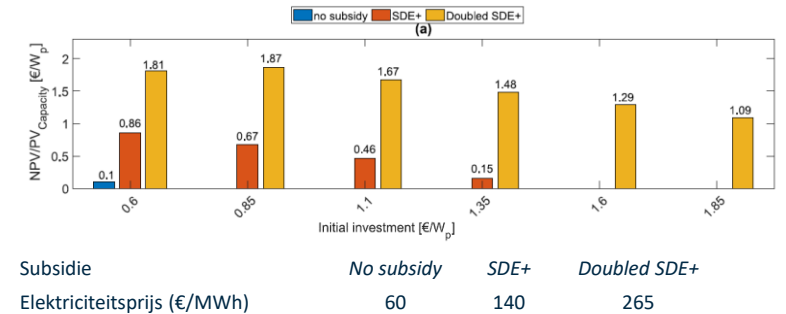
Zon op zee

Verdieping: economisch op de Noordzee

Een positieve NPV is haalbaar onder bepaalde randvoorwaarden. Het is complex om de CAPEX en OPEX van een technologie in ontwikkeling te voorspellen, en de waarde van de geleverde stroom. Zowel de rapportage van TNO als van Golroodbari stellen dat zon op zee een positieve NPV kan hebben in bepaalde omstandigheden:

- **Een lage CAPEX:** Volgens zowel Golroodbari als TNO zijn een CAPEX van ≈ 600 €/kWp en elektriciteitsprijzen van ≈ 70 €/MWh tijdens zon-productie nodig voor een positieve NPV (zie figuur en tabel rechts), uitgaande van een jaarlijkse OPEX van $\sim 3\%$ van de CAPEX. Deze CAPEX is vergelijkbaar met PV op land in 2021 (Golroodbari et al., 2021) en kan volgens TNO (2022) behaald worden in 2030 door 'technological learning'.
- **Hoge elektriciteitsprijzen:** Hoge elektriciteitsprijzen kunnen gegarandeerd worden door subsidie zoals SDE+ (Golroodbari et al., 2021). Zowel Golroodbari als TNO gaan uit van gemiddelde energieprijzen. Dit geeft echter geen inzicht in de verwachte waarde van de opgewekte stroom door zon op zee. In een volgende studie raden we aan om ook de uurlijkse energieprijzen op land mee te nemen.
- **Integrale kostenbenadering voor infrastructuur:** Als de netaansluiting kosten bij het zonnepark liggen, resulteert dit in een negatieve NPV (Golroodbari 2021, TNO 2022), door de hoge kosten van de kabel. Dit bevestigt dat zon op zee in Nederland als add-on van wind op zee beschouwd moet worden. Daarnaast zou de NPV van zon op zee verhoogd kunnen worden doordat de opwek van zonne-energie de jaarlijkse onbalans kosten van windenergie kan verlagen, maar hierin is o.i. ten onrechte aangenomen dat de opwek van zon op zee perfect voorspeld kan worden (TNO 2022).

Er zijn geen kosten-optimalisatie studies binnen een kavel: Zowel Golroodbari als TNO gaan uit van een vaste hoeveelheid wind, en schetsen scenario's voor het bijplaatsen van zon op zee. Het ligt echter meer voor de hand om de kabelcapaciteit vast te leggen wegens [de gestandaardiseerde offshore platforms](#), en binnen de kavel te optimaliseren met een integrale blik op opwek uit wind, zon, en mogelijk meer. Door het grote verschil tussen de capaciteitsfactoren tussen zon op zee en wind op zee verwacht Common Futures niet dat de windcapaciteit lager uit zal vallen dan de kabelcapaciteit. DMEC heeft aangegeven bezig te zijn met een kosten-optimalisatie studie.



Subsidie
Elektriciteitsprijs (€/MWh)

Subsidie	No subsidy	SDE+	Doubled SDE+
Elektriciteitsprijs (€/MWh)	60	140	265

NPV per eenheid zon-vermogen, voor verschillende capex. Het is duidelijk dat zonder subsidie, een positieve NPV alleen bereikbaar is met een CAPEX van 0,6 €/Wp.

Bron: Golroodbari et al. (2021)

Jaar	Elektriciteitsprijs (€/MWh)	Capex (€/kWp)	NPV (M€)
2030	39,3	730	-10,5
2040	73,5	580	+7,9
2050	100,6	390	+58,2

NPV van zon berekend met een 1:1 opstelling met wind voor 1 GW wind. Een positieve NPV is bereikbaar met een elektriciteitsprijs van rond de 70 €/MWh en CAPEX van rond de 600 €/kWp.

Bron: TNO (2022),



Zon op zee

Ruimtelijke inpassing

Relatief weinig ruimte nodig voor opwek: Zon op zee kan dichtheden bereiken van 70-100 MW/km². Dit is ca. 7-10 maal meer dan wind op zee in Nederland, uitgaande van ongeveer 10 MW/km² in Nederland. Dat betekent dat 1 GW zon op zee bij een 1 GW windpark slechts ca. 10-14% van de ruimte van het windpark vult.

Voorkeur voor clusteren of verspreiden onduidelijk:

Mogelijk voordeel van clusteren in een groot vlak is dat de binnenste panelen minder blootgesteld worden aan ruwe condities door golven. Clusteren zal waarschijnlijk ook de onderhoudskosten reduceren, doordat vaarbewegingen en overstapmomenten geminimaliseerd kunnen worden. Ook kan het zijn dat clusteren gunstig is voor de layout van het zonnepark en de dimensionering van inverters. Mogelijk nadeel van clusteren is dat bij een calamiteit (zoals het invaren van een losgeslagen schip) de totale schade groter is. Verspreiden van kleinere velden zonnepanelen zorgt voor risico-dekking.

De aansluiting bepaalt de locatiekeuze: Het is voor zon op zee nog onzeker of, en hoeveel, aansluitvelden beschikbaar zijn op platforms op zee, zoals toegelicht in [hoofdstuk 2](#). De maximale capaciteit zon op zee die bijeen geplaatst kan worden zal voor een groot deel afhankelijk zijn van de aansluitmogelijkheden. Als zon op zee aangesloten wordt op windturbines, kan het zijn dat dit verspreid over het windpark zal moeten (afhankelijk van ontwerp van het windpark en limieten van de kabels).

Alternatief voor zon op land: wanneer de LCOE vergelijkbaar is met zon op land, wordt zon op zee een alternatief voor zon op land. Dit kan een antwoord zijn op discussies rondom ruimtegebruik op land voor zonne-energie.

Optimaal ruimtegebruik op zee is mogelijk: met gestandaardiseerde transportcapaciteit kan een optimale mix van zon op zee met wind op zee

gerealiseerd worden. Zo kan met minder ruimte evenveel energie opgewekt worden t.o.v. enkel wind op zee. Dit is nu nog niet het geval; het zal pas kunnen gebeuren bij nog te tenderen energieproductie-locaties op zee.

Gunstige locatie voor additionele opwek: Veel van de toekomstige elektriciteitsvraag wordt verwacht van de industrie te komen, die ook voornamelijk aan zee ligt. Als je zon op zee ziet als alternatief voor zonneparken op land, zullen in de meeste gevallen de benodigde infrastructurele uitbreidingen op land minder zijn voor zon op zee dan voor zon op land.

Medegebruik op het zonnepplatform: Op en rondom het zonnepplatform is ruimte over om nevenactiviteiten uit te voeren. Zo heeft Ocean Sun, een Noorse ontwikkelaar, [een installatie die gecombineerd kan worden met een zalmkwekerij](#). Ook geeft SolarDuck aan dat ze nu kijken of er de mogelijkheid is om lokaal opslag bij te plaatsen.

Lage visuele impact: Door de lagere visuele impact dan wind op zee kan zon op zee voor sommige gebieden, zoals eilanden, een interessant alternatief zijn.

Mogelijkheden bij binnenkort te ontmantelen windparken: Bij de Nederlandse kust worden sinds 2007 windparken gebouwd. Over een paar jaar loopt de initiële looptijd van de vergunning voor de eerste twee windparken af. De eigenaren van deze windparken hebben uiteindelijk een plicht om het windpark te ontmantelen en tegelijkertijd liggen daar nu kansen voor mogelijke doorontwikkeling om bij te dragen aan de toekomstige energievoorziening van Nederland. Als de infrastructuur blijft liggen, kan dit een mooie kans zijn om zon op zee te realiseren met infrastructuurkosten die aanzienlijk lager liggen dan wanneer deze nieuw moet worden aangelegd.



Ecologisch

Er zijn nog onvoldoende meetresultaten van de ecologische effecten van multi-MW projecten op zee. Voor zon op zee hebben enkel (kleinschalige) demonstraties en onderzoeken plaatsgevonden in ondiepe tropische lagunes (Malediven), diepe beschermde fjorden (Noorwegen), de ruwe Noordzee (Nederland) en kustgebieden in de Perzische Golf (Dubai) (Hooper et al., 2021). In Nederland is er ecologische monitoring door Oceans of Energy in het [NS2 project](#), maar de resultaten zijn nog niet gepubliceerd. De kennis over ecologische effecten in binnenlandse wateren is uitgebreider (Hooper et al., 2021), maar niet direct toepasbaar op zon in maritieme omgevingen vanwege de grote verschillen (Vo et al., 2021).

Wat zijn potentiële ecologische impacts van zon op zee?

In de literatuur treffen we de volgende mogelijke negatieve effecten aan:

- De infrastructuur (bijv. kabels en verankering) en het installatieproces kunnen de zeebodem beïnvloeden en het water vertroebelen, wat invloed kan hebben op het bodemleven (Hooper et al., 2021).
- De systemen hebben een elektromagnetisch veld, welke invloed zou kunnen hebben op de lokale ecologie (Hooper et al., 2021). Deze effecten zijn waarschijnlijk zeer klein (OES, 2020)
- De systemen kunnen inkomend zonlicht blokkeren (Hooper et al, 2021; Vo et al., 2021). Dit kan de groei van zeeplanten of tropische koraalriffen beïnvloeden.

Daartegenover vonden we ook de volgende positieve effecten:

- Zon op zee kan golfvorming terugdringen, wat in ondiepe wateren tot verminderde troebelheid en verminderde erosie van kustlijnen kan leiden (Hooper et al., 2021; Vo et al., 2021).

- De offshore systemen kunnen (tijdelijke) beschutting en habitat (inclusief aangroei) bieden voor onder andere vissen, mosselen en zeewier en daarmee de lokale biodiversiteit verhogen (Vo et al., 2021).

Het effect van zon op zee op de ecologische omgeving zal verschillen per locatie, systeem en project opbouw (Hooper et al., 2021). Ecologie is complex, en hangt af van veel variabelen. Een onderscheid kan bijvoorbeeld gemaakt worden tussen diepe en minder diepe wateren, de afstand tot de kust, de grootte van het project, en locatie-specifieke omstandigheden zoals stratificatie en vermenging (Karpouzoglou et al., 2021).

Er bestaat dus veel onzekerheid over de potentiële impact van zon op zee, waardoor uitgebreider onderzoek, monitoring en zorgvuldig project ontwerp vanuit een integraal perspectief nodig zijn. Het is belangrijk om de lokale ecologische effecten te meten en monitoren voor verschillende zee-locaties. Ook is verder onderzoek naar effecten op het bredere maritieme ecosysteem relevant. Wanneer monitoring negatieve effecten aantoonde kunnen bijsturing of aanpassingen aan het systeem nodig zijn.

In veel gevallen geldt zon op zee als een alternatief voor zon op land. Het is hierin relevant om de ecologische effecten in beide situaties met elkaar te vergelijken. Eén van de voordelen van zon op zee die bijvoorbeeld vaak wordt uitgelicht is de toename in ruimte voor natuur op land, wat de biodiversiteit positief kan beïnvloeden (Vo et al, 2021). De beschikbare ruimte op land kan echter uiteraard ook voor andere doelen gebruikt worden.



Huidige staat van ontwikkelingen in Nederland

Kosten: nu nog aanzienlijk hoger dan zon op land

- **Huidige kosten zijn in de orde van grootte van €0,15/kWh.** De LCOE van zon op zee is lastig in te schatten: Met name de OPEX is op zee nog onvoldoende getest. Oceans of Energy claimt voor Northsea3 een LCOE van €0,15/kWh te produceren binnen een windpark, en voor 2025 onder €0,15/kWh te produceren (EU-Scores, 2022). Dat zou met huidige technologie nog iets goedkoper kunnen bij een grotere capaciteit door schaalvoordelen. Zon op land kost [tussen de €0,04 - €0,06/kWh](#).
- **In 10 jaar kosten-competitief:** De technologie-ontwikkelaars verwachten dat de CAPEX in ongeveer 5 tot 10 jaar tijd vergelijkbaar wordt met zonneparken op land: de installatie is iets duurder, maar de ruimte goedkoper.

Oceans of Energy

- 2019: Northsea1. 50 kW testinstallatie op de Noordzeeboerderij, voor de kust van Scheveningen, om de condities op zee te testen. De pilot heeft het nu 3 jaar overleefd. Het project is niet elektrisch aangesloten. Dit was onderdeel van het project 'Zon op zee' met partners TNO, MARIN en ONE-Dyas, en medegefinancierd door RVO.
- 2020: [Northsea2](#). In augustus 2022 was deze pilot 0,4 MW en nog niet verbonden aan het elektriciteitsnet op land. Het plan is om het project uit te breiden naar 1 MW. Bij het project zijn veel 'observers' betrokken, waaronder TNO, Wageningen Marine Research, RWE en Vattenfall.
- 2023: [Northsea3](#). Als onderdeel van [EU-Scores](#) zal een 3 MW installatie gebouwd worden voor de Belgische kust, bij de Blue Accelerator Test Site. Deze testlocatie is verbonden aan een offshore windpark, en zal vanaf 2025 verder worden uitgebreid.

TRL: voor de Noordzee TRL 6

- **TRL 6 op ruige zee:** Qua TRL is Oceans of Energy de verst gevorderde ontwikkelaar in Nederland, met TRL 6 "[Demonstratie prototype in testomgeving](#)" voor het gehele systeem in Northsea2. In internationale context lijkt dit voor ruige wateren ook de technologie te zijn die het verst is gevorderd.
- **TRL 8 op kalme zee:** Het bedrijf Swimsol uit Oostenrijk heeft al sinds 2019 een [operationeel project bij de kust van Malediven](#), in kalmere zee. Deze technologie is echter nog niet geschikt is om bij te plaatsen binnen een windpark waar ook ruige zee condities plaatsvinden.

SolarDuck

- Momenteel nog geen proefprojecten op zee, enkel een 65kW pilot [op de Waal](#). Wel is het de enige gecertificeerde zon op zee in Nederland, wat een vereiste is om TRL 8 te behalen.
- 2023: [Merganser](#) 0,5 MW project bij de Belgische kust, in ontwikkeling samen met RWE. Dat project brengt SolarDuck naar TRL 7.
- 2026: SolarDuck is opgenomen in het nog door RWE te bouwen windpark Hollandse Kust West VII, met 5 MW zon op zee. Dat park zal vanaf 2026 energie moeten gaan leveren.

Crosswind / Hollandse Kust Noord

- 2025: Bij de ontwikkeling van Hollandse Kust Noord door Crosswind (consortium van Eneco en Shell) wordt ook een [innovatiehub](#) geplaatst. Onderdeel daarvan is 0,5 MW zon op zee installatie, waarvoor de ontwikkelaar binnenkort geselecteerd zal worden.



Export en buitenlandse ontwikkelingen

Nederlandse ontwikkelaars zijn offshore experts: Voor de ontwikkeling van zon op zee in Nederland zien we dat de partijen die het ontwikkelen al expertise hebben op het realiseren van offshore projecten zoals getijde-energie of de scheepsbouw, en er voor gekozen hebben om dat met zon op zee te verwaarden.

Zon op zee is vooral interessant in gebieden met veel zon en/of weinig ruimte op land: Zon op zee kan uiteraard meer produceren in landen met een hogere zoninstraling, zoals Spanje, Italië, of in Zuidoost Azië. Afhankelijk van het windklimaat zal het eerder beschreven positieve effect op kabelgebruik bij combinatie met wind op zee nog groter kunnen zijn dan in Nederland. Ook kan zon op zee interessant zijn in gebieden met weinig ruimte voor duurzame opwek op zee of op land, zoals Japan of Singapore, waar voor het laatste geval ook een groot onderzoek is aangekondigd voor een [hybride zon op zee park met ook nog wind en getijden energie](#). Ook vanwege het beperkte zee-oppervlak wordt verwacht dat België in de tenders voor windparken op zee in de Prinses Elizabethzone (publicatie 2023 of 2024) grootschalige zon op zee mee zal nemen.

De Noordzee biedt goede mogelijkheden om te leren: De relatief ruige condities van de Noordzee kunnen een voordeel zijn van ontwikkelingen in Nederland. De gedachte is *'If you can make it here, you can make it anywhere'*. Ontwikkelaars geven ook aan dat ze niet verwachten zon op zee te gaan plaatsen in nog ruigere condities dan de Noordzee. In Nederland kun je leren, en vervolgens kun je in het buitenland gaan opschalen. Dit gedachtegoed wordt gedeeld door windparkontwikkelaars, die daarom ook de Nederlandse ontwikkelingen nauw volgen (zoals Vattenfall en RWE als waarnemer bij Oceans of Energy), samen

investeren (zoals RWE en SolarDuck), of betrokken zijn in onderzoeksprojecten zoals EU-Scores (RWE).

Het eerste 100 MW zon op zee project zit al in de pijplijn: Eén van de grootste bekende zon op zee projecten is [het Agnes project](#) in de Adriatische zee, waar 100 MW zon op zee wordt geplaatst naast een 200 MW windpark. Dat zee-zonnepark, ontwikkeld door QINT'X, wordt gerealiseerd in een cluster en krijgt een eigen aansluiting op het platform op zee, waarna het op één kabel naar land gaat. De bouw zal starten in 2023 en verwachte commercialisering is in 2025.

Europa heeft meerdere zon op zee ontwikkelaars: Naast SolarDuck en Oceans of Energy, zijn er Ocean Sun uit Noorwegen, Bluewater uit Nederland, Tractebel-Engie uit België, Swimsol uit Oostenrijk en Moss Maritime uit Noorwegen (TNO, 2022b). Daarnaast zijn er nog onderzoeksinstituten zoals TNO en KU Leuven die aan eigen ontwikkelingen werken.

Met de 400 kW netgekoppelde proefopstelling lijkt Oceans of Energy een van de hoogste TRLs van de Europese ontwikkelaars te hebben ongeveer even ver te zijn als Ocean Sun, die in November 2022 een [0,5 MWp netgekoppelde proefopstelling in China](#) heeft. Die proefopstelling is met het net verbonden via een windturbine, waarmee ze de eerste ter wereld zijn.

Dit laat zien dat er verschillende concepten snel achter elkaar worden ontwikkeld en getest en dat sommige ook snel commercialisatie bereiken. Het is dus een veld dat zich snel ontwikkelt.

Internationaal lijkt momentum te ontstaan: Zo heeft China in mei [een tender uitgezet voor 11,5 GW\(!\) zon op zee](#).



Conclusies zon op zee

Bijplaatsen van zon op zee naast wind op zee leidt tot een significant hogere elektriciteitsproductie. Zon op zee en windenergie hebben een negatieve correlatie voor opwekpatronen. Dat betekent dat het bijplaatsen van zon op zee bij een gegeven capaciteit aan wind op zee leidt tot een betere kabelbenutting. Wanneer een zelfde capaciteit aan zon op zee wordt toegevoegd, kan ca. 70% van de zonne-energie aangeland worden, afhankelijk van het windparkontwerp, locatie en weerjaar.

De waarde van de stroom is afhankelijk van ontwikkelingen in het energiesysteem. De elektriciteit uit zon op zee zal het net op land in het algemeen bereiken als er daar ook een hoog aanbod van zon op land is. Voor een positieve Netto Contante Waarde van zon op zee in Nederland zal de investering \approx 600 €/kWp moeten zijn en de gemiddelde prijs van verkochte stroom \approx 70 €/MWh.

De zee is een gunstige locatie voor additionele opwek. Opwek op zee wordt veel gebruikt voor de industrie, die ook voornamelijk aan zee ligt. Als je zon op zee ziet als alternatief voor zonneparken op land, zullen in de meeste gevallen de benodigde infrastructurele uitbreidingen minder zijn voor zon op zee dan voor zon op land. Ook kan deze vergelijkende benadering een antwoord zijn op discussies rondom ruimtegebruik op land.

Aansluitmogelijkheden op de windturbines of de offshore platforms zullen de locatie bepalen. Hoewel de ruimte er is (waar een 1 GW windpark op zee ca. 100 km² nodig heeft, heeft 1 GW zon op zee 'slechts' 10 km² nodig), is de grote uitdaging het aansluiten van zon op zee – direct of via windturbines – op offshore platforms die de stroom naar land leiden.

Zon op zee is vooral interessant in gebieden met veel zon en/of weinig ruimte op land. Zon op zee heeft een stuk groter opwekpotentieel in landen met een hogere zoninstraling, zoals Spanje, Italië, of in Zuidoost Azië. Daar zal het eerder beschreven positieve effect op kabelgebruik nog groter zijn dan in Nederland. Ook kan zon op zee interessant zijn in gebieden met weinig ruimte voor duurzame opwek op zee of op land, zoals Japan of Singapore.

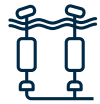
Internationaal is er grote belangstelling voor zon op zee. In Italië zit het eerste 100 MW project in de pijplijn (bouw start 2023), naar verwachting wordt in de tender voor de Belgische windparken in de Prinses Elisabethzone, verwacht in 2023, 100+ MW meegenomen, en China heeft een zon op zee tender voor 11,5 GW uitgeschreven, te realiseren voor 2025. Deze ontwikkeling biedt mooie kansen voor ontwikkelaars van zon op zee.

Met TRL 6 staan Nederlandse technologieën voorop in de ontwikkelingen. Met de ruige condities wordt de Noordzee beschouwd als een ideale testlocatie: *"If you can make it here, you can make it anywhere"*. De technologie is redelijk goed schaalbaar. Als je bewezen hebt dat het werkt in een ruige zee, werkt het ook in een kalmere zee.

Er is nog veel onbekend over de effecten van zon op zee op de ecologische omgeving. De belangrijkste overwegingen zijn de beschermde habitat voor bepaalde organismen die gecreëerd wordt door de systemen (positief), en het feit dat ze zonlicht tegenhouden (negatief). Met een kleine dekking van het gehele wateroppervlak zijn deze effecten naar verwachting gering. Dit is echter nog niet onderbouwd door wetenschappelijk onderzoek of bevindingen uit de praktijk.

4. Marktentwickelungen golfenergie





Golfenergie

Wat is het eigenlijk?

Een relatief oude technologie: Technologieën om grootschalig energie uit golven te halen worden al meer dan 30 jaar ontwikkeld. In Nederland was de eerste serieuze partij Teamwork Technology, die begon in 1993. Dezelfde ontwikkelaars werken tegenwoordig aan Symphony Wave Power.

Gebruik maken van de horizontale en verticale beweging van golven: energie wordt uit golven gehaald door een *Wave Energy Converter* (WEC). De energie kan zowel uit de horizontale als de verticale beweging van de golf gehaald worden. Voor Nederlandse WEC-ontwikkelaars is gekeken naar Slow Mill, Dutch Wave Power en Symphony Wave Power. Er zit nog een groot verschil tussen de technologieën die in Nederland ontwikkeld worden. Enerzijds in de grootte per converter, anderzijds in plaatsing en hoe ze opwekken:

- Slow Mill maakt gebruik van de verticale en horizontale beweging (de technologie heet dan een *heave-and-surge converter*), door een drijvend object dat verankerd is aan de zeebodem op en neer te laten gaan door de golf.
- Symphony Wave Power maakt ook gebruik van de verticale beweging van de golf (middels een *point absorber*), in zijn geheel onder water. De techniek maakt gebruik van het drukverschil tussen de bovenkant en onderkant van de boei.
- Dutch Wave Power heeft een drijvende pendule die energie opwekt door te draaien, en zo fungeert als dynamo in het water. De draaiende beweging komt zowel door de horizontale als de verticale beweging van de golf.

Efficiëntie van 10 - 20%: Elke WEC heeft een powercurve; hoeveel energie uit een bepaalde hoogte golf wordt gehaald. Nederlandse ontwikkelaars laten hun WEC

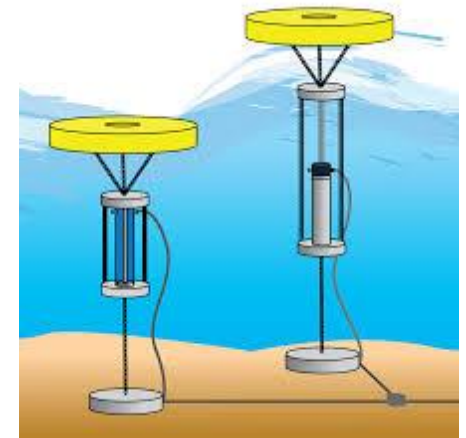
vaak testen in labs bij Deltares en Marin. De WEC's zetten gemiddeld zo'n 10 – 20% van de golfenergie om in elektriciteit.

Moeilijk schaalbaar te maken: Het ontwerp van een WEC is sterk afhankelijk van de condities van de zee. Dat betekent dat een WEC die in de Noordzee geplaatst kan worden niet per definitie één op één op een andere plek geplaatst kan worden zonder aanpassingen. Een schaalbare technologie zou met simpele aanpassingen inzetbaar moeten zijn in verschillende zee-condities. Sommige WEC-ontwikkelaars nemen de brede inzetbaarheid en schaalbaarheid al wel mee in hun ontwerp.

Minimaal onderhoud is essentieel:

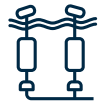
De WEC maakt gebruik van bewegende onderdelen die in aanraking komen met de zee. Dat maakt het een kwetsbare technologie. Ontwikkelaars proberen daarom het aantal bewegende onderdelen te minimaliseren en de constructie zo goed mogelijk te dichten. Dat zo goed mogelijk doen is al een concurrentievoordeel. Minimaal onderhoud in een ideale situatie is:

- Jaarlijkse controle en onderhoud aan de kabels en verankering.
- Eens in de paar jaar het geheel uit elkaar halen om lagers te vervangen en de structuur van binnen schoon te maken.



Point absorber technologie

Bron: [Under the C](#)

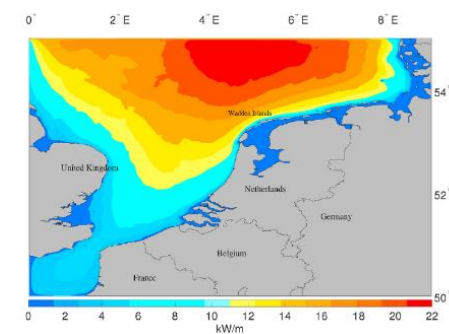


Energetische overwegingen voor de Noordzee

Voor golfenergie is het lastig om één lijn te trekken over de energetisch toegevoegde waarde doordat de potentiële opwek sterk verschilt per locatie (zelfs binnen een windpark), en omdat er nog geen grootschalige pilots (multi-MW) zijn uitgevoerd waar de energie-output gemeten is. Er zijn twee studies bij ons bekend* die de energetische en/of economische kansen van golf op de Noordzee onderzoeken. 'Output power smoothing and reduced downtime period by combined wind and wave energy farms' van Astariz & Iglesias (2016) onderzoekt golf naast wind op zee. 'Shifting wave energy perceptions' van Lavidas & Blok (2021) vergelijkt verschillende golfenergie-technologieën van buitenlandse fabrikanten die niet meer in productie zijn en vooral als voorbeeld beschouwd moeten worden. Voor een volledig overzicht van hun technische en economische aannames, zie Appendix 4a en 4b. De studies hebben de volgende bevindingen m.b.t. opwek:

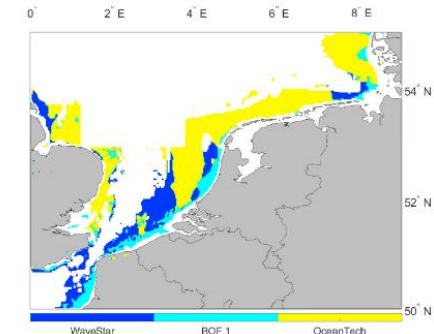
- **Golfenergie naast wind op zee zorgt voor vlakke opwekpatronen:** Golfenergie op de Noordzee heeft een opwekpatroon dat sterk gecorreleerd is met wind, maar daarop enkele uren achterloopt. Daardoor blijft golfenergie nog even produceren wanneer wind er mee ophoudt, wat zorgt voor een verminderde variabiliteit in opwek, verhoogde capaciteitsfactor, en verminderde *downtime* (uren met nul productie) van het gehele park (Astariz en Iglesias, 2016). De omvang van dit effect is sterk afhankelijk van de locatie en verhoudingen golf:wind. Astariz en Iglesias hebben in hun studie gemodelleerd dat een opstelling in de verhouding 1:2 in Alpha Ventus (windpark-gebied in de Duitse Noordzee) zorgt voor 6% minder variabiliteit, 6,3% verhoging in de capaciteitsfactor en een daling in uren zonder enige productie (*downtime*) van 10,6% naar 2,5%. Dit model maakt gebruik van gemeten golf- en winddata op zee.

- **Vermogen en opwekpatronen van golfenergie verschillen sterk per locatie en type WEC:** De potentiële energie die uit golven gehaald kan worden heeft te maken met de golfhoogte en frequentie, die flink kan verschillen per locatie (zie figuur links onder). Mildere golfcondities hebben een lagere energie-potentie, maar zijn consistent in de opwek, met minder variabiliteit (Lavidas, 2022). Ook verschilt de capaciteitsfactor die een losstaand WEC-systeem kan behalen flink per locatie. Zo laten Lavidas & Blok (2021) zien dat de capaciteitsfactor van OceanTec in de Noordzee max 46% is op de ideale plek, maar gemiddeld 24% zal halen. De capaciteitsfactor heeft ook te maken met [de dimensionering van de WEC](#). Elke technologie heeft een optimale plaatsing in de Noordzee, zoals aangetoond in de figuur rechtsonder. Zo is BOF 1 beter geschikt voor ondiepe locaties, OceanTech voor diepe locaties, en WaveStar juist daartussenin. Elke locatie wordt gedomineerd door golven met eigen karakteristieken, en verschillende WECs worden ontworpen om optimaal te functioneren onder bepaalde condities. Per locatie zal gekeken moeten worden welke WEC-technologie het geschiktst is.



Variatie in potentiële golfenergie in de Noordzee

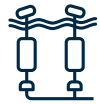
Bron: Lavidas & Blok 2021



Technologieën met de hoogste capaciteitsfactor per locatie in de Noordzee

Bron: Lavidas & Blok 2021

*) Er zijn nog studies van DMEC, het Waddenfonds en George Lavidas die momenteel in review zijn, en dus niet worden meegenomen in de analyse.



Economische overwegingen voor de Noordzee

Gedeelde energie-infrastructuur met windenergie is niet vanzelfsprekend.

Voor zon op zee ligt het voor de hand om infrastructuur van windparken te gebruiken om de opgewekte energie aan te land: (1) de capaciteitsfactor als losstaand systeem is laag (~13%) (2) er is een negatieve correlatie in opwekpatronen, en (3) de locatie van opwek lijkt weinig uit te maken. Dat zijn 3 condities die voor golfenergie niet opgaan, zoals toegelicht op de vorige pagina.

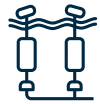
Golfenergie met wind op zee wekt een vergelijkbare hoeveelheid nuttig bruikbare energie op als zon op zee in combinatie met wind op zee. In de studie van Astariz en Iglesias (2016) kwam naar voren dat het bijplaatsen van golfenergie bij wind op zee in een 1:2 verhouding, de capaciteitsfactor van de kabel met 6.3% zou verhogen – of 552 vollasturen. Dat is vergelijkbaar met zon op zee in een 1:2 opstelling, [waar Golroodbari een verhoogde capaciteitsfactor van 8% verwacht, en TNO van 4%](#). Wel dient bedacht te worden dat dit duidt op een veel hogere *curtailment* dan bij zon op zee.

De waarde van de opgewekte stroom is nog onzeker door onbekende correlatie met wind en zon op land. Het grootste deel van de opgewekte golfenergie zal gelijktijdig worden opgewekt met offshore-windenergie. In een systeem met eigen infrastructuur zal de opgewekte golfenergie de markt bereiken wanneer ook een offshore en onshore wind de markt bereiken. Wat de prijzen dan zijn zal afhangen van ontwikkelingen in het energiesysteem, [zoals toegelicht voor zon op zee](#). In een hybride offshore systeem zal een groot deel van de opgewekte stroom mogelijk niet eens aan land komen door hoge opwekcorrelatie en beperkte kabelcapaciteit. De grote vraag is echter wat de waarde is van de energie die wordt opgewekt tijdens de windarme uren op zee – en of dan ook weinig wind en zon op land wordt opgewekt. Daarvoor moeten extra studies uitgevoerd worden.

Golfenergie naast wind op zee als concurrent van energie uit batterijen. Waar zon op zee een duidelijke opwekcorrelatie heeft met zon op land, is er voor golfenergie niet direct een alternatieve opwek aan te wijzen. De 552 'nieuwe' vollasturen bovenop wind op zee kunnen voor een groot deel vallen op momenten met een tekort aan opwek duurzame energie. Tijdens die uren wordt regelbaar vermogen ingezet, wat altijd hogere prijzen zal hebben dan directe opwek van zon en wind. Doordat golfenergie een paar uur achterloopt op offshore-windenergie zou het waarschijnlijk concurreren met batterijen, die vooral worden ingezet voor urbalancering. Het kan dan economisch heel waardevol zijn om golfenergie op te wekken door hoge energieprijzen. Het zal naar verwachting echter niet zorgen voor een verminderde benodigde capaciteit van regelbaar vermogen ([zie Appendix 2](#)).

Concurrerende LCOE met wind op zee duurt nog lang. Hoewel prijsvoorspellingen altijd lastig te maken zijn, kwam uit interviews naar voren dat het waarschijnlijk nog meer dan 10 jaar zal duren voordat golfenergie voor vergelijkbare prijzen opgewekt kan worden als wind op zee.

Extra mogelijkheid om de OPEX van windturbines te verminderen. Bij gelijktijdige opwek van WEC's en windturbines die de kabelcapaciteit te boven gaat is het mogelijk om de operations te optimaliseren voor minimale OPEX: de technologie met de hoogste variabele kosten wordt dan teruggeregeld. Hoeveel dit uitmaakt, en wat dat waard is zal uit studies moeten blijken.



Ruimtelijke inpassing

Een lijnopstelling voor energetische optimalisatie: de WEC's halen tot 40% van de energie uit de golven (niet te verwarren met de [efficiëntie van WEC](#) – een deel van de energie van de golf gaat ook 'verloren' in bijvoorbeeld warmte), waardoor de intensiteit lager wordt van de golven ná de WEC. WEC-ontwikkelaars zelf geven de voorkeur aan een lijnopstelling die haaks staat op de overheersende golfrichting. Uitgaande van een vierkante kavel van 100km² (zoals ongeveer het geval voor IJmuiden Ver I – IV, ieder 1 GW) heb je dan 10 km aan WEC-opstellingen. De dichtheid per WEC zal verschillen. WEC ontwikkelaars verwachten dat ze op 10 km naar tussen de 100 – 240 MW WEC's zouden kunnen plaatsen. Het ruimtebeslag van zo'n lijnopstelling is klein.

Een andere logische optie zou zijn om de WEC's bij losse windturbines te plaatsen, wat ook een relatief simpele energetische integratie geeft door ze direct aan de kabels van de windturbine te koppelen. Beide opstellingen passen niet goed bij de aanbevolen locaties voor medegebruik voor opwekking van duurzame energie in de gebiedspaspoorten, die uitgaan van het toewijzen van oppervlakten aan bepaalde toepassingen.

Deze beperking van het 'zog effect van golfenergie', waarbij golven achter de WEC's zwakker worden, maakt het lastig om grote hoeveelheden golfenergie te plaatsen binnen een windpark. Waar we bij zon al gauw spreken over 1:1 verhoudingen, zou het goed kunnen dat golfenergie in kleinere fracties bijgeplaatst zou worden.

Verminderde golfintensiteit is mogelijk interessant voor medegebruik:

- Blootstelling aan minder ruige zeecondities vermindert mogelijk ook het benodigde onderhoud aan zon-op-zee of maricultuur, zoals oester- en mosselteelt. Ook kan het interessant zijn voor kustbescherming.

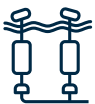
- Onderhoud op zee heeft een beperkte *window of opportunity*, waarbinnen de weersomstandigheden acceptabel zijn om bepaalde taken uit te voeren. Door het verlagen van de golfhoogte kan die tijdsframe verlengd worden.

Belangrijke aantekening is dat de positieve bijeffecten van het golfenergie voor medegebruik enkel nog op hypothesen zijn gebaseerd die nog niet zijn getest. Als de hypothesen kloppen zou er binnen een kavel naar een integrale, optimale plaatsing gezocht kunnen worden met betrekking tot medegebruik. Mogelijk zouden zo ook de positieve bijeffecten van golfenergie financieel verwaard kunnen worden.

Deze potentiële meerwaarde wordt echter niet door iedereen erkend. Eén van de golfontwikkelaars schat de kansen voor verminderde golfintensiteit laag in, en neemt het ook niet mee in de business case. Eén van de windpark-ontwikkelaars gaf aan dat het voor hun nauwelijks uit zou maken als de golfintensiteit iets afzwakt. Ook zijn er nog geen ondernemers op zee, zoals wind ontwikkelaars of zeevierenboeren, die de kansen van medegebruik met golfenergie benoemen voor hun eigen business case.

Ook toepasbaar als losstaand systeem. In verband met de hoge correlatie met windenergie, zien golfontwikkelaars ook de mogelijkheid om losstaande systemen te realiseren. Met een capaciteitsfactor die in een geoptimaliseerd systeem hoger dan 40% kan zijn, is het voor golfenergie aantrekkelijker om eigen infrastructuur te ontwikkelen dan voor zonne-energie. Zeker als ze dan een optimale locatie kunnen selecteren, wat niet altijd kan bij integratie in een windpark. In eerste instantie zou dat vooral interessant zijn op afgelegen locaties die moeilijk extra elektriciteit kunnen importeren en geen windmolens nabij de kust willen wegens horizonvervuiling. Dat kunnen bijvoorbeeld de Waddeneilanden zijn in Nederland.

Lage visuele impact: Door de lagere visuele impact dan wind op zee kan golfenergie voor sommige gebieden, zoals eilanden, een interessant alternatief zijn.



Golfenergie

Ecologisch

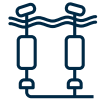
Over de ecologische effecten van golfenergie is nog veel onbekend. Dat komt enerzijds doordat er nog weinig opstellingen op grote schaal zijn; tests vinden nu enkel plaats in proefopstellingen. Daarnaast geldt dat ecologische effecten erg locatie-specifiek zijn.

De mogelijke effecten zijn onder te verdelen in de volgende categorieën:

- **Veranderd habitat**, door plaatsing of verankering van nieuwe structuren en kabels. Er ontstaan nieuwe plekken voor aangroei en riffen, die de lokale biodiversiteit verhogen. Dit kunnen ook soorten zijn die van nature niet op de bodem voorkomen.
- **Akoestische effecten**: veel zeedieren gebruiken geluid voor oriëntatie, navigatie, communicatie en het vinden van eten. Hoewel de specifieke akoestische effecten van WEC's op biodiversiteit erg moeilijk te meten zijn, liggen internationale geluidsmetingen van WEC's onder de aanbevolen drempelwaardes voor ingrijpen (OES, 2020).
- **Elektromagnetische straling (EMS)** van kabels en de WEC's: Slechts een beperkte hoeveelheid organismen kan EMS detecteren. De impact lijkt voornamelijk te liggen bij kleine dieren die op of rondom de zeebodem leven, waarvoor EMS lange-termijn effecten kan hebben op gedrag, groei en reproductie. De effecten lijken echter niet per se schadelijk te zijn, en een minimale impact te hebben op het ecologische systeem (OES, 2020).

- **Vast komen te zitten in structuren**: Dit gaat voornamelijk om grotere vissen. De meerlijnen en structuren hebben geen grote uitsteeksels of losse eindjes waar dieren in vast kunnen komen te zitten. Dit risico lijkt klein.
- **Stroomsnelheden, golfhoogte en golffrequentie**. Effecten hiervan op de ecologie zijn nog grotendeels onbekend.

Op de Noordzee, op ca. 4 km van de kust van Texel, heeft Slow Mill met een proefanker biodiversiteit en abiotische metingen laten uitvoeren door NIOZ (Witbaard, 2020) gedurende 3 maanden. Op die boei was een aangroei van 18 soorten die die normaal niet op de zeebodem gevonden worden, en was er een 400x hogere soortendichtheid. Met de tests kunnen significante gevolgen voor een aantal soorten en habitattypen worden uitgesloten, maar voor veel andere ook nog niet (Jongbloed, 2020).



Golfenergie

Huidige staat van ontwikkelingen in Nederland

Labtests zijn doorlopen: ontwikkelaars van WEC's doen doorgaans eerst pilots in een kunstmatige golfbak, gevolgd door pilots met een steeds grotere schaal. Dat kan in kleine stappen gaan, omdat de uiteindelijke structuren tientallen tonnen kunnen wegen. De weg van ontwerp, tot lab, tot full-scale model kan daardoor meerdere jaren duren. De drie Nederlandse ondernemers hebben allemaal de labtests doorlopen.

Nog weinig tests op de Nederlandse Noordzee: op zee zijn enkel tests uitgevoerd door Slow Mill, die in 2021 een 1:2,5 schaalmodel hebben geplaatst, [4 km van de kust van Texel](#). Dat model levert nog geen energie aan het net. Hiermee zit Slow Mill nu op TRL 6 '[Demonstratie prototype in testomgeving](#)'. Wanneer een installatie aan het net verbonden wordt, is het TRL 7.

Geplande pilots zijn:

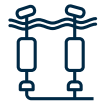
- Slow Mill: in de voorbereiding van het plaatsen van een (400 kW) semi-commerciële pilot in 2023, bijgeplaatst bij het vorige schaalmodel. Waarschijnlijk verbonden met het net. Na afronding van dit project wordt een TRL van 7-8 verwacht.
- Dutch Wave Power: in de voorbereidende fase van een 1:4 model bij de Offshore Test Site (OTS). Deze pilot zal nog niet met het net verbonden zijn.
- Symphony Wave Power: Onderdeel van het Europese ENCORE project. Het huidige prototype wordt in 2023 bij Orkney (European Marine Energy Centre) getest. In 2024-2025 zal een park in Nederland, op Texel of bij Velsen, worden ontwikkeld.

Huidige kosten zijn in de orde van grootte van €0,25/kWh: Slow Mill schat in dat het bouwen van een wave-farm nu een LCOE heeft van ongeveer €0,25/kWh. Met een hoge curtailment binnen een windpark zouden de kosten per aangelande kWh nog een stuk hoger liggen. Het is moeilijk in te schatten wanneer de technologie kosten-competitief met wind op zee wordt, maar in gesprekken met een groot scala aan partijen wordt verwacht dat dat nog meer dan 10 jaar zou kunnen duren.



Opening van de Slow Mill 1:2.5 schaalmodel. In zwart de drijver, en in geel de turbine.

Bron: [Slow Mill](#)



Export en buitenlandse ontwikkelingen

Er zijn tientallen ondernemers die een WEC-technologie ontwikkelen en naar de markt proberen te krijgen. Alleen al in de UK waren er 23 WEC-ontwikkelaars actief in 2018 (ORE Catapult, 2018). Andere ontwikkelaars zitten o.a. in Zweden, Frankrijk, Finland, Denemarken en Italië.

In totaal is 12,7 MW golfenergie in Europa geïnstalleerd sinds 2010. Dat is ongeveer de helft van wat er sinds die tijd wereldwijd is geïnstalleerd (24,7MW). Het grootste deel daarvan is weer uit het water gehaald omdat het proefopstellingen betrof. In Europa ligt nu 1,4 MW nu in zee. Daarnaast is er 2,8 MW in de voorbereidende fase in Europa, waaronder vier 1:1 modellen (Ocean Energy Europe, 2022).

De verst gevorderde WEC-ontwikkelaars hebben TRL 7 bereikt. Voorbeelden van succesvolle 1:1 grid-connected projecten zijn [een 600 kW installatie bij de Noord-Spaanse kust](#) van de Finse ontwikkelaar Wello Oy, en [een 200 kW installatie bij Las Palmas](#) door de Deense ontwikkelaar Wavepisten.

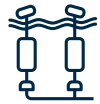
De eerste multi-MW projecten zijn al besteld. Zo heeft Wello een overeenkomst gesloten om een [5 MW park in Barbados](#) te bouwen.

Er wordt weinig onderzoek gedaan naar integratie binnen windparken. Het enige (onderzoeks-)project dat bij ons bekend is waar deze synergie wordt gemeld en onderzocht is het EU-SCORES project, waarin onderzoek wordt gedaan naar hybride offshore parken. Eind 2022 zal CorPower, een Zweedse ontwikkelaar, [een pilot van 4*300kW](#) plaatsen naast drijvende windturbines bij de kust van Portugal. Daarnaast zijn er nog een aantal modelleer-onderzoeken die de integratie vanuit

een energetisch perspectief beschouwen, zoals ook aangegeven op de pagina [‘Energetische overwegingen voor de Noordzee’](#).

Europa zet vol in op de verdere ontwikkeling van golfenergie. Via de HORIZON-projecten komt Europees geld bij meerdere onderzoeken terecht. Voorbeelden zijn het eerder genoemde EU-SCORES project uit 2021 van €45 miljoen, en het in oktober 2022 gelanceerde [WEDUSEA project](#), waar een 1 MW WEC van Ocean Energy bij de Schotse kust zal worden getest. In interviews kwam naar voren dat er in 2023/2024 een nieuw groot Europees project zal komen waar deelnemende partijen minimaal TRL 8 moeten hebben.

Er is nu een race bezig om ‘winnaars’ in golfenergie te vinden. Onderdeel van die race zal waarschijnlijk een convergentie van technologieën zijn voor verschillende zee-condities. Dat geeft investeerders veel meer duidelijkheid waar ze voor moeten kiezen. Nederlandse ontwikkelaars zijn nog in de positie om daar aan deel te nemen.



Conclusies golfenergie

Er worden nog uiteenlopende technologieën ingezet voor het opwekken van elektriciteit uit golven. Enerzijds komt dat door de verschillen in condities op zee, maar het komt ook doordat er nog geen convergentie van technologieën is. Er zijn meerdere manieren om energie uit golven te halen, en er wordt nu nog met elk van die manieren geëxperimenteerd. In de komende jaren zal waarschijnlijk een convergentie van technologieën plaatsvinden, wat voor de markt een signaal is dat de technologie volwassen wordt.

Een WEC-installatie moet aangepast worden aan de condities op zee. Dat betekent dat het opschalen van golfenergie altijd om maatwerk gaat. Ontwikkelaars richten zich nu meestal op één gebied om een hoge TRL te halen, maar het zal nog moeten blijken hoe schaalbaar dat is.

Opwekpatronen van losstaande WEC-opstellingen verschillen per locatie, technologie, en weerjaar. De capaciteitsfactor verschilt tussen de 5% en 46%, door verschillen in rendement, dimensionering van de generator, en golfklimaat. Er is nog geen typische capaciteitsfactor aan te duiden.

Het opwekpatroon van golfenergie loopt op de Noordzee een paar uur achter op dat van windenergie. Zo zorgt het bijplaatsen van WEC's binnen een windpark voor verminderde variabiliteit van de opwek, een hogere capaciteitsfactor, en verlaagde downtime.

Het berekenen van de toegevoegde energetische waarde van golf bij een windpark staat nog in de kinderschoenen. Voor een specifieke locatie is dan informatie nodig over golfhoogte, frequentie en windsnelheid voor verschillende jaren. Het liefste op minutenschaal vanwege de vertraging van golf naast wind energie. Dat vraagt om complexe modellen, met inputdata die nu nog niet openbaar beschikbaar zijn.

Idealiter worden de WEC's in een lijnopstelling aan de rand van een windpark geplaatst. Zo liggen ze elkaar niet in de weg. Ook is er de mogelijkheid om de plaatsing te optimaliseren met medegebruik op zee: de WEC's verminderen de golven, wat de condities op zee minder ruig maakt. Dit kan gunstig zijn voor bijvoorbeeld zeeboerderijen. Deze lijnopstelling en/of optimalisatie past niet in de huidige aanpak van gebiedspaspoorten voor windparken op zee, waarin vormen van medegebruik worden geclusterd.

WEC-ontwikkelaars zien de grootste kansen bij eilanden. Dat kunnen de Waddeneilanden zijn, waar wind als duurzame bron wordt uitgesloten, maar ook eilanden in het Caribisch gebied, waar nu nog met dieselgeneratoren wordt gewerkt. Op de websites van WEC-ontwikkelaars wordt de integratie binnen windparken nagenoeg niet genoemd.

Golfenergie is een internationaal competitief speelveld. Europa kent tientallen WEC-ontwikkelaars, [mondiaal zijn er zeker 140](#). Ontwikkelingen vinden vooral plaats in landen met een eigen kust, omdat daar de eerste tests gerealiseerd kunnen worden. De verste Nederlandse technologieën zit nu op TRL 6 (schaalmodel zonder net-connectie), terwijl internationaal al TRL 7 wordt bereikt. Naar alle waarschijnlijkheid zal komende jaren een race voor WEC-'winnaars' plaatsvinden.

Nader onderzoek is nodig om de economische waarde van de opgewekte elektriciteit te bepalen. Dit zal in grote mate de businesscase van golfenergie bepalen. Een integrale benadering op zowel land als zee is hiervoor vereist.

Er is nog veel onbekend over de ecologische effecten van WEC's. Lokaal zal er een verhoogde biodiversiteit zijn, en voor een aantal soorten zullen er veranderingen zijn in gedrag en voortplanting. Tot nu toe zijn er nog geen significante negatieve effecten waargenomen bij testlocaties.

5. Handelingsperspectief voor Nederland als koploper

Wat de overheid en technologie-ontwikkelaars zouden moeten doen





Introductie

Golfenergie en zon op zee zijn nu nog niet concurrerend op de kosten met volwassen technologieën voor duurzame opwek zoals wind op zee, wind op land, of zon op land. Als we in Nederland voor 2030 serieuze stappen willen maken met het opschalen van golfenergie of zon op zee, zal dat vooral zijn omdat naast economische ook nog energetische, ruimtelijke, ecologische of technologie-export overwegingen meespelen.

Het gebruik van technologieën uit eigen land vraagt om een proactieve houding in de ontwikkeling daarvan. Energetische, ruimtelijke en ecologische voordelen kunnen namelijk ook met 'import'-technologieën worden behaald.

De eerste aanbeveling die we doen, is aan de overheid om samen met EZK, LNV, Rijkswaterstaat, TenneT en andere belangrijke belanghebbenden, een visie ontwikkelen voor golfenergie en zon op zee in de Noordzee:

1. Willen we voor 2031 onze energiemix uitbreiden met zon op zee, golfenergie of beide?
2. Willen we dat doen met Nederlandse technologieën?

In dit hoofdstuk behandelen we daarom de *what-if* vraag “*Wat zou er in Nederland moeten gebeuren om Europese koploper te worden in de ontwikkelingen van golfenergie en zon op zee?*”. Voor nu betekent koploperschap voor zowel golfenergie als zon op zee: de eerste zijn die een TRL 9 technologie heeft gerealiseerd. Vanaf dat moment is voor windparkontwikkelaars en financiers bewezen dat de technologie technisch naar behoeve functioneert – en kunnen dus de multi-MW projecten gerealiseerd gaan worden.

In dit hoofdstuk staat centraal hoe de overheid verdere innovaties zou kunnen faciliteren (het speelveld verbeteren), en hoe technologie-ontwikkelaars in een ideaal speelveld zouden moeten opereren om Europese koploper te worden in de ontwikkelingen.

Het bereiken van marktleiderschap heeft voordelen voor de technologie-ontwikkelaars zelf, en is voor Nederland relevant voor de kennisontwikkeling, en de export van hardware en expertise. Nederlandse kennisinstellingen en bedrijven kunnen dé plek worden om kennis op te doen over, en plannen te maken voor het inpassen van golfenergie of zon op zee.

Om in Nederland de eerste grootschalige proefopstellingen en serieuze schaal-opstellingen te realiseren is een hele keten aan acties nodig:

- Er moeten commerciële modellen worden ontwikkeld voor het delen van netaansluitingen met wind op zee.
- Er moeten onderzoeken worden gedaan naar optimale inpassing binnen het windpark.
- De opstellingen moeten gemonitord worden, waardoor nog betere modellen en plannen gemaakt kunnen worden.
- De technologieën moeten geïnstalleerd worden – wat niet per definitie door de technologie-ontwikkelaars gedaan wordt.
- De technologieën moeten worden doorontwikkeld, wat vaak in nauwe samenwerking met kennisinstellingen gebeurt.

Bij het creëren van het juiste speelveld voor de opschaling van de technologieën is het dus minstens zo belangrijk om een keten van expertise in Nederland te bouwen.



Het ideale speelveld in Nederland

Als Nederland koploper wil worden zijn onze aanbevelingen voor de overheid*, in volgorde van prioriteit:

Maak subsidies beschikbaar voor het bouwen en testen van proefopstelling op schaal. Het is gebleken dat het voor technologie-ontwikkelaars lastig is om financiering te krijgen zolang er nog geen tests in operationele omgeving zijn.

Zorg dat energie van losstaande energieprojecten aangeland mag worden. De meest recente versie van de Energiewet beperkt zich in aansluitingen op zee tot enkel wind op zee, en geen andere losstaande opwektechnologieën. Om technologieën te laten groeien in hun TRL, moeten proefopstellingen met levering van elektriciteit gerealiseerd worden (vereiste vanaf TRL 7). Voor losstaande projecten (buiten een windpark) kan dat dus nu nog niet naar land.

Creëer testlocaties met netaansluiting voor duurzame opwek op zee. Het realiseren van een aansluiting op zee kan voor relatief kleine projecten (<1 MW) meerdere tientallen procenten van het budget kosten. Dat vertraagt de ontwikkeling. Een aangewezen testlocatie hiervoor zou kunnen zijn bij de [North Sea Farmers](#), een proefopstelling 6,5 km uit de kust van Scheveningen. Een andere mogelijkheid is om windparken die binnenkort ontmanteld worden aan te wijzen als testlocatie: de aansluitingen liggen er al. Dit zou voor windpark-ontwikkelaars zelfs voordeel kunnen opleveren, doordat ze de oude infrastructuur niet weg hoeven te halen.

Maak de mogelijkheid om extra aansluitingen via windturbines te realiseren een voorwaarde van het parkontwerp. De modulariteit van aansluitmogelijkheden op windturbines, betekent dat technologieën geschaald kunnen worden wanneer de technologie er klaar voor is. Wanneer dit al meegenomen wordt in het ontwerp van een windpark kunnen de aanpassingen van de windturbines naar verwachting bescheiden zijn.

Overweeg toewijzen van extra aansluitvelden op offshore platforms voor medegebruik op zee. Een alternatief voor aansluiting via windturbines zou een eigen aansluitveld op een offshore platform van TenneT zijn. Nu er al platforms worden gerealiseerd met extra aansluitvelden is het aan de overheid om te bepalen hoe die worden verdeeld.

Neem alternatieve opwek mee in de tendercriteria voor kavels.

Windparkontwikkelaars hebben aangegeven dat ze ontwikkelingen voor zon op zee, en in mindere mate golfenergie, nauw in de gaten houden, maar dat ze de technologieën nu nog niet meenemen op grote schaal omdat ze nog een te grote financiële en technische onzekerheid kennen. In de meest recente Nederlandse tenders voor offshore windparken konden punten behaald worden door te innoveren binnen een bepaald thema.

Wanneer zo'n thema in volgende tenders een specifieke technologie behelst, kunnen windparkontwikkelaars er niet meer omheen in hun bieding. Ook zullen tendercriteria zorgen dat de financiering makkelijker valt te organiseren, omdat de gehele discussie óf die technologie überhaupt wel binnen het windpark kan komen dan van tafel is.

Een belangrijke kanttekening bij deze maatregel is dat het ten koste kan gaan van andere innovaties op zee. Financiers en windpark-ontwikkelaars dringen er op aan om maar een beperkt aantal innovaties per offshore windpark mee te nemen. De tenderpolitiek met 'beauty contests' creëert een mooie leeromgeving, maar niet voor een onbeperkt aantal innovaties.

**) Vóór uitvoering is uiteraard nog extra analyse nodig voor detaillering en kostenschattning*



Het benodigde kennisklimaat

Maak een vergelijkende scenariostudie voor een energiesysteem mét en zonder golf en zon op zee. Grootschalige uitrol van innovatieve technologieën zal ook daadwerkelijk een waardevolle contributie moeten leveren aan het Nederlandse energiesysteem. Een grote scenariostudie kan hier goede inzichten voor leveren:

- Vergelijk in zo'n studie naast de maatschappelijke kosten, ook de implicaties voor benodigde infrastructuuruitbreidingen, congestie, benodigde ruimte voor additionele opwek, en het effect op biodiversiteit. We raden aan om de (mogelijke) maatschappelijke baten in geld uit te drukken, en dat geld beschikbaar te stellen om de onrendabele top te dekken.
- Neem in deze studie meerdere tijdhorizonten mee. We kampen nu met congestieproblemen, maar of golfenergie of zon op zee de netproblemen verlichten hangt af van de termijn waarnaar je kijkt. Netproblemen kunnen namelijk ook worden opgelost door de netten te verzwaren. De studie zal dus ook in moeten gaan op de zekerste manier om duurzaamheidstargets te behalen.

Monitor meteorologische data op zee, en maak de informatie vrij beschikbaar.

Er zijn voor de Noordzee geen algemeen geaccepteerde data beschikbaar voor windsnelheden, zoninstraling en golfvariabelen. Deze data zou gemonitord en mogelijk voor de Noordzee in het geheel geïnterpoleerd moeten worden. Vervolgens zouden deze data gepubliceerd moeten worden voor algemeen gebruik. Daarmee creëer je een startpunt om verschillende technologieën met elkaar te vergelijken, en de energetisch toegevoegde waarde door te rekenen. Nu moeten technologie-ontwikkelaars nog met eigen data aan de slag, waardoor het moeilijk is om te zeggen of verschillende uitkomsten vergelijkbaar zijn.

Ontwikkel kenniscentra voor ontwikkeling van innovatieve opwek op zee. Dit moeten plekken zijn waar monitoringdata wordt verzameld van zowel het presteren van de technologieën op zee, als de condities op zee (zie vorige aanbeveling), als de ecologische impact. Met die informatie kan advies gegeven worden aan technologie-ontwikkelaars, windparkontwikkelaars of overheidsinstanties over optimale plaatsing van opwek binnen kavels. Ook kan een kenniscentrum helpen met de beeldvorming rondom de toegevoegde waarde van de technologieën, door prestatie-indicatoren voor hen door te rekenen, zoals verwachte opbrengst of de periode van de opbrengst. Dit ontzorgt de technologie-ontwikkelaars, en maakt analyses over de toegevoegde waarde vergelijkbaar en betrouwbaar. Goed doorgerekende en betrouwbare informatie van een derde partij geeft projectontwikkelaars en –financiers extra zekerheid dat de technologie geschikt is – wat de ontwikkeling weer bevordert.

Creëer een duidelijk overzicht van te nemen stappen voor de ruimtelijke en energievergunningen voor het (bij)plaatsen van energie opwek op zee anders dan wind op zee. Het realiseren van energie-opwek op zee is een juridisch en technisch complexe opgave. Relevante wetten vallen onder meerdere ministeries, en er is nog geen blauwdruk voor het realisatieproces voor duurzame energie opwek op zee anders dan windenergie – omdat er simpelweg nog geen projecten anders dan pilotprojecten zijn gerealiseerd.



De technologie-ontwikkelaars

Voor de technologie-ontwikkelaars is het zaak om nu te focussen op het doorontwikkelen van de technologie om die zo snel mogelijk naar TRL 9 te krijgen. Eerst moet het concept goed ontwikkeld worden, en daarna pas moet er een focus komen op kostenreductie. Dat gaat niet alleen om het functioneren van de technologie, maar ook om het integreren van de technologie in een offshore windpark, of het aansluiten op een offshore platform. Technische betrouwbaarheid is een randvoorwaarde voor serieuze investeringen.

Daarnaast is het belangrijk dat de technologie-ontwikkelaars een beter beeld schetsen van de energetische en ruimtelijke implicaties van het plaatsen van hun technologie. Een duidelijk verhaal over de toegevoegde waarde van de technologie toont dat de technologie volwassen wordt, en verhoogt de kans om een (proef)project te kunnen plaatsen – ook omdat er met grotere zekerheid geschikte locaties gevonden kunnen worden. Voor golfenergie en zon op zee zien we in de beeldvorming en kennisopbouw daarin de volgende focus, mogelijk in samenwerking met kennisinstellingen:

- Vorm een duidelijk beeld van het marktpotentieel bij de verschillende zee-condities en locaties, met daarbij de specifieke verwachtingen rondom de energie die per periode opgewekt wordt. Achterliggende berekeningen zijn noodzakelijk om bijvoorbeeld de technologie mee te nemen in de ontwikkeling van een hybride park.
- Schets een duidelijk verhaal waarom een bepaalde technologie de beste technologie is voor bepaalde zee-condities. De komende jaren zal er een convergentie van technologieën komen voor golfenergie, en het is voor WEC-ontwikkelaars essentieel om aannemelijk te maken dat hun technologie ingezet zal worden. Dit geldt in mindere mate voor zon op zee, waar de grootste verschillen zitten tussen de drijvende structuren.
- Zorg dat de beeldvorming niet enkel de economische kansen op zee schetst, maar ook voor welke ontwikkelingen op land het implementeren van de technologie een alternatief biedt.



6. Conclusies



Het speelveld

1. *Wat zijn de mogelijkheden om de energiemix binnen windparken op de Nederlandse Noordzee uit te breiden? Welke regels zijn van toepassing en wat zijn de barrières?*

Ruimtelijk worden in Nederland goede voorbereidingen gemaakt om medegebruik op zee te stimuleren door de ontwikkeling van gebiedspaspoorten. Deze houden voor aangewezen locaties voor duurzame energie-opwek nu nog niet voldoende specifiek rekening met de ruimtelijke inpassing van verschillende technologieën. Daarnaast is het wetgevend kader voor energie-opwek op zee nog complex door de vele wetten die van toepassing zijn en de vele betrokken ministeries. Het wetgevend kader sluit momenteel zelfs nog uit dat losstaande golfenergie of zon op zee-projecten een eigen aansluiting kunnen krijgen.

Voor het uitbreiden van de energiemix binnen windparken wordt er van uit gegaan dat de additionele opwek via een offshore platform aangeland wordt door dezelfde kabel als offshore wind (*cable pooling*). Offshore platforms worden nu gebouwd voor de windparken, en dit zal tot en met 2031 het geval blijven. Dit in combinatie met de hoge capaciteitsfactor van wind op zee leidt tot onze aanname dat opgewekte windenergie prioriteit heeft op de kabel naar land, en additionele opwek als marginaal moet worden beschouwd. De additionele opwek kan alleen aan land gebracht worden op momenten dat er ruimte is op de kabel omdat wind niet op volle capaciteit produceert. Nieuwe windparken hebben doorgaans een hogere capaciteitsfactor dan oudere windparken, waardoor minder ruimte op de kabel overblijft.

Het fysiek aansluiten van additionele opwek binnen een windpark zal óf via de strings van windturbines moeten, óf via een eigen aansluitveld op een offshore hoogspannings-platform van TenneT. In het eerste geval zal er nauwe

samenwerking moeten zijn tussen de nieuwe ontwikkelaars en de windparkontwikkelaars, en zal er de fysieke mogelijkheid moeten zijn om de strings met elkaar te verbinden – wat hoogstwaarschijnlijk niet kan bij bestaande windturbines. In het tweede geval zal er een aansluitveld beschikbaar moeten zijn op een offshore platform, wat zeldzaam is voor de bestaande 700 MW platforms. Op de nieuwe 2 GW platforms zou het tot maximaal circa 415 MW kunnen. Allereerst moet dan bepaald worden wie de transportcapaciteit gegarandeerd krijgt. Vervolgens zou dan nog een juridisch kader moeten worden ontwikkeld voor niet-gegarandeerd (*non firm*) gebruik van de transportcapaciteit door de additionele duurzame opwekker.

Het realiseren van financiering kan lastig zijn door de ‘valley of death’ bij validatie naar TRL 9, en een gewenste integrale aanpak voor opschaling in windparken. Die twee kunnen enige overlap hebben, zoals we zien bij de innovatiecriteria bij windparken, waardoor SolarDuck een 5 MW opstelling in HKW 7 kan gaan realiseren.

Financiering voor validatie is voornamelijk CAPEX financiering om goede proefopstellingen te kunnen realiseren. Factoren die helpen zijn aantoonbare kostenreducties, schaalbaarheid, een hoge waardering en intellectueel eigendom. Financiering voor opschaling binnen een windpark gebeurt bij voorkeur integraal voor de energie-opwek binnen een kavel, dus samen met de financiering van het windpark op één project. Voor financiers is het essentieel dat de innovatieve technologie geen risico vormt voor de rest van het windpark. Een minimale vereiste om innovatieve technologieën mee te nemen voor financiers is dat ze TRL 9 hebben bereikt, of dat ze onderdeel zijn van een tender. Daarna is het vooral belangrijk dat het windpark in zijn geheel winstgevend is, en dat er geen risico is dat additioneel aangesloten opwek de productie van het windpark reduceert.



Marktontwikkelingen (1)

2. Wat zijn maatschappelijke overwegingen om de energiemix binnen windparken op de Nederlandse Noordzee voor 2030 uit te breiden met golfenergie of zon op zee?

Uitbreiding van de energiemix op de Nederlandse Noordzee kan aantrekkelijk zijn vanuit economische, energetische, ruimtelijke en ecologische overwegingen. Ook kan er een export-markt voor Nederlandse technologieën en gerelateerde kennis worden ontwikkeld als besloten zou worden dat Nederland koploper in zon op zee en/of golfenergie moet worden.

Energetisch en economisch: hoeveel energie wek je extra op, hoeveel krijg je daarvan aan land, en wat is die energie waard aan land?

Energetisch is het belangrijk dat additionele opwek op zee zorgt voor verhoogde kabelbenutting, en economisch dat de energie wordt opgewekt op momenten van schaarste. De kosten van de opgewekte energie worden door ontwikkelaars nu doorgaans gerapporteerd voor een losstaand systeem met eigen netverbinding. Een hoge *curtailment* is niet per definitie een *deal breaker*, maar zal hoogstwaarschijnlijk de business case voor een gedeelde kabel in de weg zitten – zeker in de ontwikkelingsfase waarin de LCOE nog hoger is dan die van conventionele duurzame opwek.

Zon op zee op de Noordzee zal als losstaand systeem een capaciteitsfactor van ongeveer 12% hebben, vooral afhankelijk van het weerjaar en iets minder van de locatie. Daarmee zou infrastructuur voor alleen zon op zee per opgewekte kWh 4 tot 5 keer zo duur zijn als voor wind op zee.

In een combinatie met wind op zee, kan dankzij de negatieve opwekcorrelatie van zon en wind bij een 1:2:2 capaciteitsverhouding zon:wind:kabel, ca. 70 – 85% van de energie nuttig naar land worden getransporteerd, wat de capaciteitsfactor van de kabel met ongeveer 6% verhoogt. De energie zal grotendeels opgewekt worden

wanneer ook veel zonne-energie op land wordt opgewekt. De waarde van zon op zee zal dus afhangen van de ontwikkelingen van onder andere zon op land. Golfenergie heeft als losstaand systeem een capaciteitsfactor tot ongeveer 46%, zeer afhankelijk van de technologie en waar die geplaatst wordt. Een windpark heeft niet per definitie de ideale condities voor golfenergie. De energie-opwek heeft een hoge correlatie met windenergie, maar loopt een paar uur achter. Bijplaatsen van golfenergie in een 1:2:2 verhouding geeft ongeveer dezelfde hoeveelheid extra kabelbenutting (~6%) als bijplaatsen van zon op zee, maar een veel hogere *curtailment*. De opgewekte golfenergie binnen een windpark zal voor een groot deel concurreren met batterijen, en zou dus relatief veel waard kunnen zijn.

Puur energetisch zijn golfenergie en zon op zee dus vergelijkbaar voor de inpassing binnen een windpark, met ongeveer even veel extra kabelbenutting wanneer in dezelfde capaciteit bijgeplaatst. Mogelijk produceert golfenergie zelfs op momenten van grotere schaarste op land. Bij het delen van infrastructuur met wind op zee zal golfenergie echter veel meer opgewekte energie moeten *curtailen* dan zon op zee, waardoor de kosten per kWh zelfs bij vergelijkbare LCOE toch aanzienlijk hoger liggen. Daarom is het voor zon op zee het meer voor de hand liggend om de kabel van een windpark te gebruiken dan voor golfenergie.

Ecologisch: wat betekenen golfenergie en zon op zee voor het mariene ecosysteem?

Voor zowel zon op zee als golfenergie is er nog veel onbekend over de effecten op het ecosysteem. Voor beide kan er lokaal een verhoging van de biodiversiteit optreden, maar effecten op bijvoorbeeld vispopulaties zijn nog onbekend. Tot nu toe zijn er geen alarmerende signalen. Dat duidt er op dat er geen redenen zijn om te stoppen met testen en opschalen, maar wel dat er actief gemonitord moet worden, en dat het beleid aanpasbaar moet zijn op voortschrijdende inzichten.



Marktontwikkelingen (2)

2. Wat zijn maatschappelijke overwegingen om de energiemix binnen windparken op de Nederlandse Noordzee voor 2030 uit te breiden met golfenergie of zon op zee?

Ruimtelijk: hoe pas je golf- en zonne-energie in op zee, en wat zijn de overwegingen om ze als alternatief voor opwek op land te zien?

Het realiseren van duurzame opwek op zee is doorgaans gunstig voor de marginale druk op infrastructuur als het alternatief opwek op land is, omdat er veel vraag wordt verwacht naar de opgewekte energie bij de industrieclusters aan de kust. Op land wordt de opwek vaak op plekken gerealiseerd waar nu al congestie is. Ook kan opwek op zee ruimtelijk als alternatief voor opwek op land worden gezien. Voor zon op zee is het alternatief zon op land. Voor golfenergie is het alternatief voornamelijk wind op land of wind op zee. Hoewel golfenergie qua opwek ook kan concurreren met batterijen, zal het geen invloed hebben op het opgesteld regelbaar vermogen, omdat dat vraag-gestuurd is.

Qua plaatsing binnen een windpark neemt zon op zee relatief weinig ruimte in met een energiedichtheid van 70-100 MW/km² (t.o.v. ~10 MW/km² voor nieuwe wind op zee) en maakt de locatie weinig uit. Locatiekeuze en capaciteit zullen voornamelijk bepaald worden door beschikbare infrastructuur op zee.

Voor golfenergie is er een dempend effect van de golven na de installatie, wat mogelijk bevorderlijk kan zijn voor ander medegebruik op zee omdat ruwe condities worden verminderd. Aan de andere kant vermindert het ook het opwekpotentieel van opeenvolgende installaties. Daardoor wordt de opstelbare capaciteit en de plaatsing binnen het windpark beperkt. Een lijnopstelling haaks op de golfrichting aan de rand van het windpark zou de meest logische locatiekeuze zijn.

Internationaal: hoe verhouden Nederlandse ontwikkelingen zich in een internationale context, en wat zijn ideale condities voor opschaling?

Voor zowel golfenergie als zon op zee zijn Nederlandse ontwikkelaars relevante spelers om als eerste TRL 9 te bereiken.

Zon op zee is een relatief nieuwe ontwikkeling waar Nederlandse ondernemers in de voorhoede zitten met TRL 6. Ontwikkelingen en vraag lijken internationaal snel van de grond te komen; projecten van 100 MW en meer zijn in aantocht in Italië (bouw start 2023), België (tender verwacht in 2023) en China (tender al gepubliceerd). Om de marktpositie van Nederlandse ontwikkelaars te behouden zouden ze snel door moeten naar TRL 9. De Nederlandse Noordzee wordt niet per definitie gezien als ideale locatie om op te schalen wegens het beperkte aantal zonnuren, maar wordt wel als ideale testlocatie beschouwd vanwege de ruwe condities. Golfenergie is een technologie waar al meerdere decennia aan gewerkt wordt, en waarin ook internationaal veel concurrentie is. Ontwikkelaars moeten hun markt veroveren voor bepaalde condities op zee. Met TRL 6 lijkt Nederland voor golfenergie iets achter te lopen op koplopers in het buitenland, die al TRL 7 bereikt hebben. Er zijn echter nog geen multi-MW golfenergie projecten, en Nederlandse ontwikkelaars zijn zeker nog in de race om hun marktaandeel te verzekeren. Waarschijnlijk zal een groot deel van die race de komende drie jaar plaatsvinden.



Nederland als koploper

3. *Wat zou er in Nederland moeten gebeuren om Europese koploper te worden in de ontwikkelingen van golfenergie en zon op zee?**

Het worden van koploper gaat verder dan het uitbreiden van de energiemix op zee. Dat kan in theorie ook met technologieën die in andere landen zijn ontwikkeld. Het betekent dat Nederlandse technologieën een boost moeten krijgen om zo snel mogelijk TRL 9 te kunnen behalen, om met technische zekerheid wereldwijd ingepast te kunnen worden – zowel losstaand als binnen windparken. Daarvoor is het nodig dat er op Nederlandse wateren geëxperimenteerd en opgeschaald kan worden, dat onderzoeksinstituten helpen bij de inpassing en ontwikkeling, en dat er in Nederlandse instituten en bedrijven breed kennis opgedaan wordt over de ontwikkeling, plaatsing en onderhoud. Zo wordt Nederland naast technologie-exporteur ook kennis-exporteur.

Om daar te komen zijn een aantal ontwikkelingen op de korte termijn nodig.

Het eerste wat de Nederlandse overheid moet doen is daarom het ontwikkelen van een visie voor opschaling van zon op zee en/of golfenergie op de Noordzee, in samenwerking met EZK, LNV, Rijkswaterstaat, TenneT en andere belangrijke belanghebbenden.

Aangepast regelgevend kader. Als Nederland besluit om hier echt werk van te maken, zal het regelgevend kader aangepast moeten worden, zodat de opgewekte elektriciteit van losstaande projecten, zonder windenergie, aangesloten mag worden op het Nederlandse net.

Ruimte voor experimenteren en opschalen. Dat kan door aangewezen testlocaties met een netaansluiting (mogelijk bij oude windparken), het reserveren van de extra aansluitvelden op offshore platforms voor medegebruik op zee, en het meenemen van de technologieën in tenders.

Het juiste kennisklimaat in Nederland ontwikkelen. Dat betekent dat er algemeen geaccepteerde meteorologische data op zee moet worden verzameld om optimale plaatsingen binnen of buiten windparken te bepalen, technologieën te vergelijken, en de energetisch toegevoegde waarde te kunnen kwantificeren voor zowel het windpark als het Nederlandse energiesysteem. Ook zouden er kenniscentra moeten komen waar ontwikkelaars hulp kunnen krijgen in de ontwikkeling – van monitoring tot technologie optimalisatie. Dat kennisklimaat helpt niet alleen de ontwikkelingen versnellen, maar zorgt ook dat Nederlandse instituten wereldwijd toonaangevend kunnen zijn in de gehele keten, van ontwikkeling tot ontmanteling.

Dit geheel ontzorgt de Nederlandse technologie-ontwikkelaars en helpt hun om de technologie zo snel mogelijk verder te ontwikkelen. In eerste instantie moeten zij focussen op het maken van een betrouwbare, efficiënte en schaalbare technologie, en minder op het verminderen van de LCOE – dat komt later. Daarnaast is het belangrijk dat de ontwikkelaars een heel duidelijk beeld schetsen van de energetische, economische, ecologische en ruimtelijke aspecten van het plaatsen van hun technologie, onderbouwd met wetenschappelijke data.

Zon op zee kan waarschijnlijk eerder TRL 9 bereiken dan golfenergie. Voor zon op zee wordt verwacht TRL 9 relatief snel bereikt kan worden, omdat het gaat om een goed werkende technologie (zonnepanelen) in een nieuwe omgeving. De echte technologieontwikkeling zit hem in de drijvende structuur, en zorgen dat de componenten tegen de condities op zee kunnen. Voor golfenergie moet echt een nieuwe technologie worden ontwikkeld die tegen grote krachten kan, waardoor het opschalingstraject met meer horten en stoten verloopt.

**Dit is een what-if vraag. Of het daadwerkelijk wenselijk is zal moeten worden bepaald aan de hand van ruimtelijke, ecologische, energetische en/of economische overwegingen.*

7. Literatuurlijst



Gebruikte literatuur

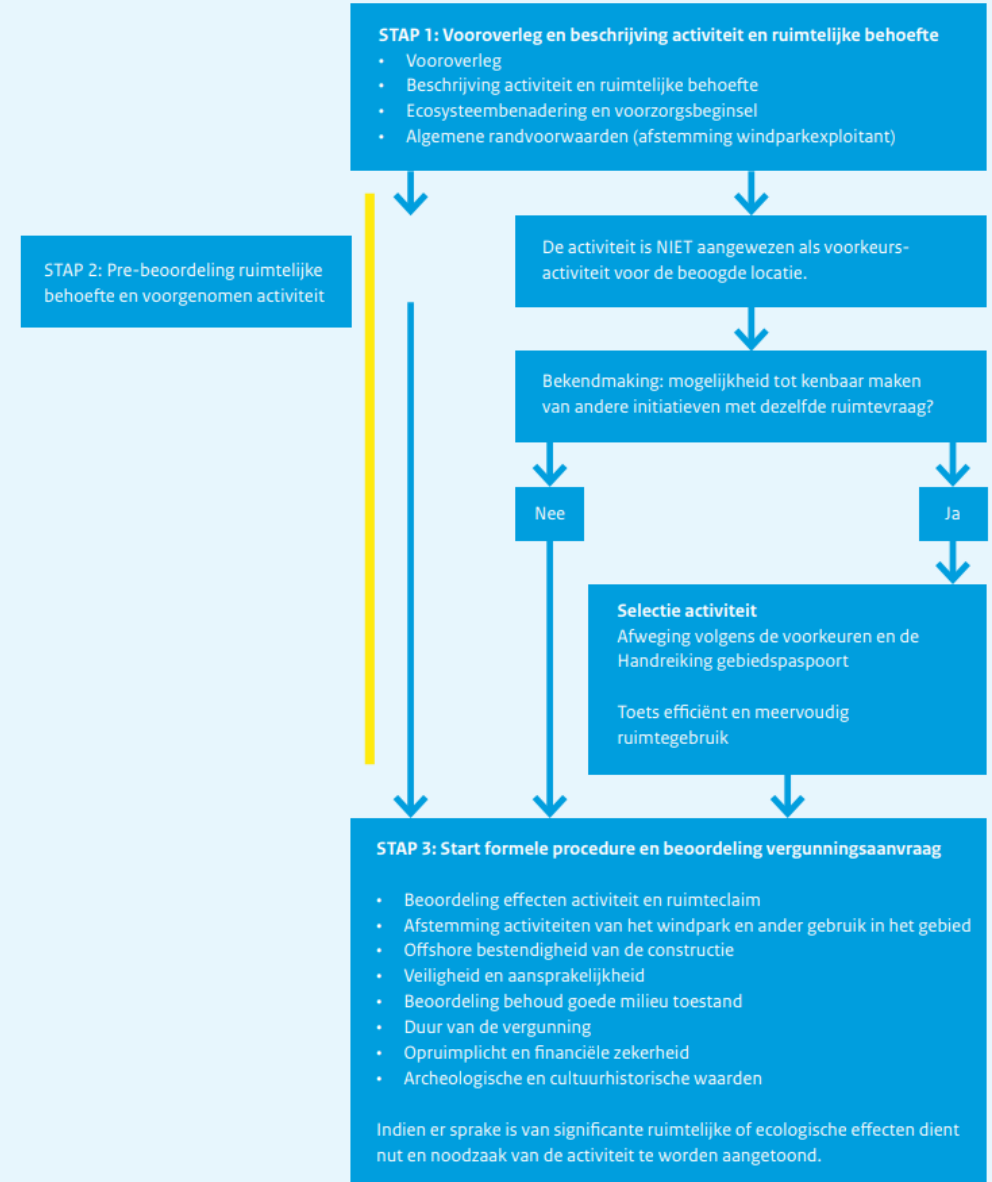
- Almeida, R. M., Schmitt, R., Grodsky, S. M., Flecker, A. S., Gomes, P., Zhao, L., Liu, H., Barros, N., Kelman, R., & McIntyre, P. B. (2022). *Floating solar power: Evaluate trade-offs*. 4. <https://media.nature.com/original/magazine-assets/d41586-022-01525-1/d41586-022-01525-1.pdf>
- Astariz, S., & Iglesias, G. (2016). Output power smoothing and reduced downtime period by combined wind and wave energy farms. *Energy*, 97, 69-81. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.108>
- Europese Commissie (2020a). *An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0741>
- Europese Commissie (2020b, 19 november). *Boosting Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Europe* [Persbericht]. Geraadpleegd op 21 oktober 2022. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2096
- EU-Scores (2022). LCOE Analysis for baseline project scenarios.
- Golroodbari, S. Z. M., Vaartjes, D. F., Meit, J. B. L., Van Hoeken, A. P., Eberveld, M., Jonker, H., & van Sark, W. G. J. H. M. (2021). Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park. *Solar Energy*, 219, 65-74. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.12.062>
- Hooper, T., Armstrong, A., & Vlaswinkel, B. (2021). Environmental impacts and benefits of marine floating solar. *Solar Energy*, 219, 11-14. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.010>
- Jongbloed, R., Keur, M., Jak, R., & Scholl, M. (2020). Slow Mill pilot Texel: Voortoets Wet natuurbescherming. (Wageningen Marine Research rapport; No. C072/20). Wageningen Marine Research. <https://doi.org/10.18174/528931>
- Karpouzoglou, T., Vlaswinkel, B., & van der Molen, J. (2020). Effects of large-scale floating (solar photovoltaic) platforms on hydrodynamics and primary production in a coastal sea from a water column model. *Ocean Science*, 16(1), 195-208. <https://doi.org/10.5194/os-16-195-2020>
- Lavidas, G., & Blok, K. (2021). Shifting wave energy perceptions: The case for wave energy converter (WEC) feasibility at milder resources. *Renewable Energy*, 170, 1143-1155. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.041>
- Lavidas, George & Alday, Matias (2022). Wave Energy Assessment | North Sea Wave Database.
- Ocean Energy Europe. (2022). Key trends and statistics 2021. https://www.oceanenergy-europe.eu/wp-content/uploads/2022/03/OEE_Stats_and_Trends_2021_web.pdf
- OES (2020). State of the Science Report. Environmental effects of marine renewable energy development around the world. <https://tethys.pnnl.gov/publications/state-of-the-science-2020>
- ORE Catapult (2018). Tidal stream and wave energy cost reduction and industrial benefit. <https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2018/11/Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Industrial-Benefit.pdf>
- Oude Elferink, A.G. (2022). Identificatie en analyse van relevante regelgeving en beleid in het kader van het project “beleid en regelgeving informatiesysteem noordzee” (brein) herziening 2022.
- Rijksoverheid (2022). Programma Noordzee 2022 – 2027. <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-05/Programma-Noordzee-2022-2027-VAWOZ-2030.pdf>
- TNO voor TKI Wind op Zee (2022) - Analysis of wind and solar generation profiles for multi-use offshore wind farms.
- TNO voor TKI Wind op Zee (2022b) - Challenges and potential for offshore solar. https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/20220331_RAP_Challenges%20and%20potentialfor%20offshore%20solar_Final.pdf
- Vo, T. T. E., Ko, H., Huh, J., & Park, N. (2021). Overview of Possibilities of Solar Floating Photovoltaic Systems in the OffShore Industry. *Energies*, 14(21), Art. 21. <https://doi.org/10.3390/en14216988>
- Witbaard, R. (2020). Biodiversiteit en abiotische metingen op de Slow Mill locatie off-shore Texel in 2019. <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:imis.nioz.nl:331818>
- Witteveen & Bos (2021) - Perspectieven elektriciteit uit water <https://www.stowa.nl/sites/default/files/assets/PUBLICATIES/Publicaties%202019/STOWA%202019-29%20Perspectieven%20elektriciteit%20uit%20water%2C%20revisie%20augustus%202021.pdf>

8. Appendices



Appendix 1

De stappen van het Afwegingskader medegebruik windparken



Bron: Programma Noordzee 2022-2027

Appendix 2

Effect van hogere penetratie van hernieuwbare opwek op regelbaar vermogen

Bij betere kabelbenutting wordt vaak ook gesproken over de verminderde investeringen in regelbaar vermogen (zoals batterijen of gasturbines). In dat debat is belangrijk om twee aspecten van het regelbare vermogen eerst los van elkaar te beschouwen:

- **De capaciteit van regelbaar vermogen:** Dit is afhankelijk van de piekvraag en de basisproductie (zoals nucleair). De piekvraag kan voorkomen tijdens een windstil moment zonder zonne-instraling. Om op dat moment toch elektriciteit te kunnen leveren wordt regelbaar vermogen ingezet:

nodige capaciteit regelbaar vermogen = elektrische piekvraag - basisproductie

Omdat golfenergie of zon op zee geen basisproductie kunnen leveren, zal hogere penetratie slechts een beperkte invloed hebben op de benodigde geïnstalleerde capaciteit regelbaar vermogen.

- **Totale productie:** Met een hogere penetratie duurzame bronnen zullen er op jaarbasis meer uren zijn dat de vraag direct kan worden geproduceerd door duurzame bronnen. De behoefte aan elektriciteit uit regelbare productie, bijvoorbeeld uit waterstof of biomethaan, wordt daarmee minder, maar het benodigde regelbare productievermogen neemt nauwelijks af.

Daarmee zal de capaciteitsfactor van het regelbare vermogen afnemen, waardoor de kosten per kWh elektriciteit uit regelbaar vermogen hoger worden. Uit modellen zal moeten blijken wat het effect is van verhoogde penetratie van golfenergie en zon op zee op de marktprijzen voor elektriciteit.

Appendix 3a

Zon en wind – technisch

Studie	Klimaat data	Wat met de data is gedaan	Technologie data	Energiepark	Resultaten
TNO & TKI (2022)	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> DOWA KNMI Wind Atlas – uurlijk wind data 2008-2017. (ten zuiden van het wind park Ten noorden van de Wadden) <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> KNMI - straling (Hoorn, Terschelling) DOWA – omgevingstemperatuur, wind snelheid (op 10m) 	<p>Enkel weerjaren 2016 en 2017 genomen</p> <p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> Turbinevermogen en -stuwkracht gevonden via TNO Blade Optimisation Tool. De zogverliezen worden gevonden met behulp van het TNO FarmFlow-instrument. <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> Temperatuur (lineair) en wind (logaritmisch) omgerekend naar hoogte van 1,5 m. TNO BIGEYE-model gebruikt om één zonnepaneel te simuleren. Omgerekend naar parkniveau met gebruikmaking van 90% rendement. 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> 15 MW turbines 250 m rotor diameter 305 W/m² Hub hoogte 155m <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> 336 Wp 1.63 m² 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 GW, 6 MW/km² CF: 54-58%, 4905 vollasturen <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,05 tot 1 GW in stappen van 0,25 GW 1066 vollasturen <p>Kabel</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 GW 	<p>Correlatie</p> <ul style="list-style-type: none"> -0,14 tot -0,21 (dagen-week) Hoog in lente, laag in herfst <p>Curtailement (totaal)</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,22% (0,05 GW) 6,1% (1 GW), 0,81% met 1,4 GW connectie <p>Curtailement (zon)</p> <ul style="list-style-type: none"> 20,4% (0,05 GW) 35,2% (1 GW), 4,7% met 1,4 GW connectie <p>Kabelbenutting</p> <ul style="list-style-type: none"> 58% (0,05 GW) 63% (1 GW), 50% met 1,4 GW connectie
Golroodbari et al., (2021)	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> KNMI North Sea Wind Atlas. 2005-2017 Borssele 1 & 2 <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> Copernicus Atmosphere Monitoring Service Radiation Service database 2005-2017 Breedte- en lengtegraad van zonnepark 	<p>Weerjaar 2006 genomen.</p> <p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> Gemiddelde van 18 punten binnen Borssele genomen <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> Geen rekening gehouden met schaduweffecten Uurlijkse performance ratio (PR) gebruikt voor verliezen inclusief temperatuur en DC-AC 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> 8 MW turbines 3,5, 25 & 13 cut in/cut out/rated wind m/s 167 m rotor diameter Park efficiency 90% 0.6% degradatie per jaar <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> Exasun X60-BG300 300 Wp 1,6 m² 18,8% rendement 0,5% degradatie per jaar. 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,752 GW CF: 46,5%, 4073 vollasturen. <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,1 tot 1 in stappen van 0,1 GW. 1234 vollasturen. <p>Kabel:</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,7 GW 	<p>Correlatie-Curtailement (totaal)</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,5% (0,1 GW) 4,4% (0,7 GW) 8% (1 GW) <p>Curtailement (zon)</p> <ul style="list-style-type: none"> 14,6% (0,1 GW) 28,3% (0,7 GW) <p>Kabelbenutting</p> <ul style="list-style-type: none"> 50% (0 GW) 52% (0,1 GW) 64% (0,7 GW) 88% (1.9 GW)

Dit zijn de twee bij ons bekende reeds gepubliceerde studies die de energetische en/of economische kansen van het bijplaatsen van zon op zee naast wind op zee op de Noordzee onderzoeken

Appendix 3b

Zon en wind – economisch

Studie	Electriciteitsprijs en subsidie	Technologiekosten (Capex, OPEX, LCOE)	Resultaten (NPV)																																																												
TNO & TKI (2022)	<p>Prijs</p> <ul style="list-style-type: none"> 2020 - (39,3 zonder subsidie, 72,5 met subsidie) €/MWh. Gebaseerd op ENTSOE 2017. 2030 – 73,5 €/MWh 2050 – 100,6 €/MWh Gebaseerd op TNO (2020)* en TNO Electricity market price evolution (EYE) model. <p>Subsidie</p> <ul style="list-style-type: none"> Subsidie cap: 43,5 €/MWh <p>Onbalanskosten</p> <ul style="list-style-type: none"> ENTSOE 2017 – per 15 minuten 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> TNO & Blix Consultancy (2020)**, tabel 5. 15 MW turbine, 2025. IJmuiden Ver is referententie windpark. <ul style="list-style-type: none"> Capex: 2563 M€ Opex: 70,6 M€/jaar LCOE: 48,7 €/MWh. LCOE (€/MWh): 55,5 (2020), 42,2 (2030), 30,2 (2050). Is inclusief kabelkosten. Niet duidelijk hoe 2030/50 berekend wordt <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> ECN & TNO (2019)*** <ul style="list-style-type: none"> Capex: 0,73 M€/MW (2020), 0,58 M€/MW (2030). 0,39 M€/MW (2050). Opex: 0,0152 M€/MW/jaar (2020). 0,0147 M€/MW/jaar (2030). 0,0141 M€/MW/yr (2050). Dat is 2-3,6% van Capex. LCOE zonder kabelkosten (€/MWh): 87,4 (2020), 60 (2030), 31,4 (2050) LCOE met kabelkosten (€/MWh): 138 (2020), 101 (2030), 68 (2050) LCOE met extra 0.4 GW kabel (€/MWh): 108 (2020), 76 (2030), 46 (2050) LCOE met extra 0.8 GW kabel (€/MWh): 128 (2020), 93 (2030), 61 (2050) 	<ul style="list-style-type: none"> Geen positieve NPV tot 2030. Kabelkosten bij zonnepark = negatieve NPV (behalve 2050). NPV wordt sterk gedreven door lage LCOE en hoge electriciteitsprijs. In 2020, met 1 GW zon, NPV daalt van 85 (alleen wind) naar 75 M€. In 2030, met 1 GW zon: NPV stijgt van 161 (alleen wind) naar 168 M€. In 2050, met 1 GW zon: NPV stijgt van 403 (alleen wind) naar 461 M€. Zon vermindert de kosten van onbalans door uniformere belasting, veroorzaakt door negatieve correlatie. Perfecte vooruitzienheid aangenomen voor wind. Met 1 GW zon, NPV is 21 M€ hoger door minder onbalans kosten. Grotere kabel = minder curtailment. In 2050, NPV word 38M€ hoger met 0,4 GW extra kabel. Grotere kabel heeft kantelpunt met curtailment en NPV. 																																																												
Golroodbari et al., (2021)	<p>Prijs</p> <ul style="list-style-type: none"> Gemiddelde APX prijs 2010-2018: 40 en 50 €/MWh (pieken) Scenario 1: APX + aansluiting = 65 en 55 €/MWh Scenario 2: SDE – APX + APX + aansluiting = 140 €/MWh Scenario 3: SDE max – APX + APX + aansluiting = 265 €/MWh <p>Subsidie</p> <ul style="list-style-type: none"> Scenario 1, zonder Scenario 2, SDE+. (Base SDE+ prijs: 125 €/MWh) Scenario 3: Verdubbelde SDE+: (SDE max: 250 €/MWh) 	<p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> - <p>Zon</p> <ul style="list-style-type: none"> Capex: 0,6-1,85 in stappen van 0.15 €/Wp <ul style="list-style-type: none"> 0,6 – Jager-Waldau (2019). Landelijk PV. 1,85 – Rosa-Clot & Tina (2020). Hoogste kosten limiet van floating PV. Opex: 2% van capex. <p>Kabel</p> <ul style="list-style-type: none"> Aansluitingkosten van 0,015 €/kWh. 	<p>Data uit figuur 8 (in Golroodbari et al., (2021)).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Initial investment [€/Wp]</th> <th colspan="3">Ratio of NPV/PV_{Capacity} [€/W_p]</th> <th colspan="3">Optimum PV_{Capacity} [GW_p]</th> </tr> <tr> <th colspan="2">No subsidy</th> <th>Doubled SDE+</th> <th colspan="2">No subsidy</th> <th>Doubled SDE+</th> </tr> <tr> <th>SDE+</th> <th>SDE+</th> <th>SDE+</th> <th>SDE+</th> <th>SDE+</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.6</td> <td>0.1</td> <td>0.86</td> <td>1.81</td> <td>0.6</td> <td>1.1</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>0.85</td> <td>-</td> <td>0.67</td> <td>1.87</td> <td>0</td> <td>0.9</td> <td>1.2</td> </tr> <tr> <td>1.1</td> <td>-</td> <td>0.46</td> <td>1.67</td> <td>0</td> <td>0.7</td> <td>1.1</td> </tr> <tr> <td>1.35</td> <td>-</td> <td>0.15</td> <td>1.48</td> <td>0</td> <td>0.6</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>1.6</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>1.29</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>1.85</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>1.09</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0.8</td> </tr> </tbody> </table>	Initial investment [€/Wp]	Ratio of NPV/PV _{Capacity} [€/W _p]			Optimum PV _{Capacity} [GW _p]			No subsidy		Doubled SDE+	No subsidy		Doubled SDE+	SDE+	SDE+	SDE+	SDE+	SDE+	0.6	0.1	0.86	1.81	0.6	1.1	1.5	0.85	-	0.67	1.87	0	0.9	1.2	1.1	-	0.46	1.67	0	0.7	1.1	1.35	-	0.15	1.48	0	0.6	1	1.6	-	-	1.29	0	0	0.9	1.85	-	-	1.09	0	0	0.8
Initial investment [€/Wp]	Ratio of NPV/PV _{Capacity} [€/W _p]				Optimum PV _{Capacity} [GW _p]																																																										
	No subsidy		Doubled SDE+		No subsidy		Doubled SDE+																																																								
	SDE+	SDE+	SDE+	SDE+	SDE+																																																										
0.6	0.1	0.86	1.81	0.6	1.1	1.5																																																									
0.85	-	0.67	1.87	0	0.9	1.2																																																									
1.1	-	0.46	1.67	0	0.7	1.1																																																									
1.35	-	0.15	1.48	0	0.6	1																																																									
1.6	-	-	1.29	0	0	0.9																																																									
1.85	-	-	1.09	0	0	0.8																																																									

* Scenarios for a climate neutral energy system - TNO report TNO 2020 P10338

** Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy - 20210125_RAP_Pathways_to_potential_cost_reduction_offshore_wind_energy_F03.pdf (topsectorenergie.nl)

*** Floating zon PV >1 MWp – oriented East/West - Floating zon PV >1 MWp - oriented East/West - Energy.nl

Appendix 4a

Golf en wind – technisch

Studie	Locatie	Klimaat data	Technologiedata	Energiepark	Resultaten
Astariz & Iglesias (2016)	Alpha Ventus, DE	Wind <ul style="list-style-type: none"> FINO1 – AlphaVentus (2013) Golf <ul style="list-style-type: none"> FINO1 – AlphaVentus (2013) WaveWatch III Diepte – 30m 	Wind <ul style="list-style-type: none"> AREVA & Repower 5M Golf <ul style="list-style-type: none"> WaveCat 	45 km noord van Borkum. Wind <ul style="list-style-type: none"> 60 MW. Golf <ul style="list-style-type: none"> 10% tot 100% gecombineerde parken. E.g. 50% zou 60 MW wind met 30 MW golf. Gemiddelde golf vermogen = 10,2 kW/m 	Correlatie* <ul style="list-style-type: none"> Max 0.72 met 1 uur time lag. Varieert van 0,44 in herfst tot 0,67 in zomer. Downtime** <ul style="list-style-type: none"> Verminderd van 10.6% naar 2.5% Capacity factor (samen) <ul style="list-style-type: none"> Verhoogd van 38,95% naar 41.38% met 50% gecombineerde park. THD*** <ul style="list-style-type: none"> Verminderd van 1.31 naar 1.23 (6% minder 'power variability') met 50% gecombineerde park.
	Horns Rev 1, DK	Wind <ul style="list-style-type: none"> Horns Rev – nearby buoy (2012/2013) Golf <ul style="list-style-type: none"> Horns Rev – nearby buoy (2012/2013) WaveWatch III Water depth – 6 to 14 m 	Wind <ul style="list-style-type: none"> 2 MW Vestas V80 Golf <ul style="list-style-type: none"> WaveCat 	15 km ten west van Denemarken Wind <ul style="list-style-type: none"> 160 MW Golf <ul style="list-style-type: none"> 10% tot 100% gecombineerde parken Gemiddelde golf vermogen = 8,6 kW/m 	Correlatie <ul style="list-style-type: none"> Max 0,79 met 2 uur tijdverschil. Verschild van 0,7 in winter tot 0,8 in zomer. Downtime <ul style="list-style-type: none"> Verminderd van 9,2% naar 1,2% Capacity factor (samen) <ul style="list-style-type: none"> Verhoogd van 35,6 naar 37,2% met 30% gecombineerde park. THD <ul style="list-style-type: none"> Verhoogd van 0,89 naar 0,91 (2% hoger 'power variability') met 30% gecombineerde park.

* Correlatie – gemeten tussen observed significant wave height en winsnelheid.

** Downtime (%) = uren met 0 opwek / totale uren.

*** Total Harmonic Distortion (THD) = standard deviation of power / average available power. Een lagere waarde betekent een uniformere belasting (minder variabiliteit).

Studie	Locatie	Climatic Data	Technologiedata	Resultaten
Lavidas & Blok (2021)	<ul style="list-style-type: none"> Noordzee (27%) Dieptebeperking < 30 m. 	<ul style="list-style-type: none"> North Sea Wave Database (NSWD) – gecontroleerd aan de hand van in-situ waardes kwam 94% overeen. 1980 – 2017. 	12 apparaten <ul style="list-style-type: none"> Grootte: Variërend tussen 0,25 MW en 7 MW Types: Point absorbers, surge, attenuator, oscillating water column, overtopping. Diepte: Nearshore, shallow, deep. Richtinggevende invloed: weak, moderate, strong. Verdere analyse op 3 apparaten <ul style="list-style-type: none"> OceanTech: 0.5 MW, attenuator, nearshore, strong. WaveStar: 0.6 MW, point absorber, nearshore, weak. BOF 1: 0.29 MW, surge, shallow, strong. <ul style="list-style-type: none"> Gemiddelde energy density van 5 tot 10 MW/km². Packing factor (de grootte van elk apparaat) is niet meegenomen in de analyse. 	Capacity factor (CF) <ul style="list-style-type: none"> Varieert sterk met locatie en apparaat (fig 7). Geen apparaat heeft de beste CF over de hele Noordzee (fig 10). Voor ondiepe locaties (<20m): surge devices (BOF 1). Voor nearshore locaties (20-60m): swell-dominated (OceanTech), en swell transformation (WaveStar). <ul style="list-style-type: none"> Dominated – waar de golven van swell zijn Transformation – waar de golven van swell verminderen door het ondiepen van het water.

Appendix 4b

Golf en wind – economisch

Studie	Locatie	Technologiekosten (Capex, OPEX)	Resultaten (LCOE)
Astariz & Iglesias, (2016) + Astariz et al., (2015)	AlphaVentus, DE	<ul style="list-style-type: none"> Onbalans kosten gecalculeerd door methodologie Katzenstein & Apt (2012). Tussen 2,2 – 4,5 €/MWh Site rental kosten: 3,3 €/MWh <p>Wind</p> <ul style="list-style-type: none"> Capex: 250 M€ Opex: 5 M€/jaar <p>Golf</p> <ul style="list-style-type: none"> Subsidie: 15 c€/kWh Capex: 512 – 607 M€, 33,6 tot 40,8 MW <ul style="list-style-type: none"> Ongeveer 15 M€/MW 5 M€/MW voor PTO. Opex: 7 – 8 M€ 	<ul style="list-style-type: none"> Capex besparingen van 12% door cable-pooling. Opex besparingen van 5% per jaar door verschillen in variability, CF en downtime. Opex besparingen van 10% door common strategies, shared maintenance and personnel. Opex besparingen van 100,000 €/jaar door peripheral set up van WEC's. <p>• Grid connection fees niet meegenomen.</p> <ul style="list-style-type: none"> LCOE van windpark is 156 €/MWh LCOE van zelfstandig golfpark: 440 €/MWh LCOE van gemengd park: 220 €/MWh LCOE van gemengd park met leereffect: 160 €/MWh
	Horns Rev 1, DK	<p>Wind: onbekend</p> <p>Golf: onbekend</p>	<ul style="list-style-type: none"> Capex besparingen van 8% door cable-pooling. Opex besparingen van 3% per jaar door verschillen in variability, CF en downtime. Opex besparingen van 10% door common strategies, shared maintenance and personnel.

Studie	Electriciteitsprijs	Technologiekosten (Capex, OPEX)	Resultaten
Lavidas & Blok (2021)	<ul style="list-style-type: none"> Prijs = CO2 prijs + SDE+ SDE+: Feed-in-premium 100 €/MWh. CO2: 35 €/t, met een emission intensity (t/MWh) gebaseerd op US EPA Greenhouse Gases Equivalences methodology. 	<ul style="list-style-type: none"> Capex geanalyseerd van 1,5 tot 5 M€/MW in stappen van 0,5 M€/MW Opex: 8% van capex 20 jaar lifetime Discount rate (r): social (5%) en high-risk (10%). 	<p>LCOE</p> <ul style="list-style-type: none"> Minimum: 60 €/MWh (BOF 1) Gemiddeld alle WEC: 250 – 350 €/MWh Gemiddeld optimale WEC: 120 – 250 €/MWh LCOE verschilt van 55% tussen laag en hoog. Met optimale locatie en apparaat, varieert het van 25-30% (zie figuur 11). <p>Capex en CF</p> <ul style="list-style-type: none"> WEC met Capex over 4.5 M€/MW niet economisch levensvatbaar. WEC met CF < 30% potentieel levensvatbaar, met social discount rate (5%). Met CF < 20%, helemaal niet levensvatbaar Met Capex < 3.5 M€/MW, CF > 40%, social discount rate 10%. Levensvatbaar. Met hogere CF kan de Capex wat hoger worden. <p>• Voor 1st TRL 7 apparaten met CF tussen 25-35%, is een capex van</p> <ul style="list-style-type: none"> 2 – 3.5 M€/MW (met r: 5%) < 2.5 M€/MW (met r: 10%) <p>nodig, voor een realistische business case (<20 jaar amortisation period)</p>

Appendix 5

Toelichting berekening curtailment zon op zee

Gebaseerd op Golroodbari, 2021:

- 752 MW wind, zonder zon, produceert 3063 GWh op jaarbasis;
- Bijplaatsen van 700MW (dus net niet 1:1) heeft een totale opwek 3927 GWh vóór curtailment;
- $3927 - 3063 = 864$ GWh 'extra' opwek door zon op zee, ook nog steeds vóór curtailment;
- 700 MW zon op zee leidt tot een curtailment van 172,5 GWh;
- $172.5 / 864 = 20,0\%$ - lineair extrapoleren geeft dan 21,1% voor het bijplaatsen van 750MW.



9. Begrippenlijst

Begrippenlijst

Begrippen verklaard

- **Aansluiting:** het geheel van kabels en apparatuur op het offshore platform dat de installatie van de producent verbindt met het net op zee van TenneT, waaronder één of meerdere aansluitvelden.
- **CAPEX:** Capital Expenditures. Dit zijn de investeringsuitgaven.
- **Cable pooling:** het delen van één elektriciteitskabel door meerdere vormen van opwek. Doorgaans is de capaciteit van de elektriciteitskabel zelf kleiner dan het totaal aan opgesteld vermogen.
- **Curtailement:** het terugregelen van het opgewekte vermogen bij beperkte transportcapaciteit, waardoor een deel van de potentieel op te wekken energie niet benut wordt.
- **Capaciteitsfactor:** De fractie opgewekte energie van de theoretisch maximaal op te wekken (of te transporteren) energie in een jaar. De capaciteitsfactor is afhankelijk van de dimensionering van de generator of de inverter van een installatie. Er kan wel een hogere capaciteitsfactor worden behaald, als de maximum capaciteit van de turbine of van het zonnepaneel laag wordt gehouden – omdat dan relatief vaak op maximaal vermogen wordt geproduceerd. De capaciteitsfactor is dus niet altijd een goede eenheid om twee technologieën te vergelijken, omdat deze kunstmatig verhoogd kan worden door de capaciteit van de installatie te verlagen.
- **LCOE:** Levelized Cost of Electricity. De totale kosten per opgewekte energie-eenheid (doorgaans €/kWh of €/MWh) van de opwek-installatie. Infrastructuurkosten worden hierin niet meegenomen.
- **NPV:** Net Present Value: de totale huidige waarde van een project of investering, door alle (verwachte) huidige en gediscoteerde toekomstige cashflows mee te nemen. Een positieve NPV duidt op een goede investering.
- **OPEX:** Operational Expenditures. Dit zijn de jaarlijkse uitgaven voor onderhoud en beheer.
- **TRL:** Technology Readiness Level. Een internationaal erkende aanduiding van de innovatiefase van een productontwikkeling. TRL loopt van 1 tot en met 9, waar TRL 9 betekent dat de technologie productierijp is. Voor inschatting van de TRL's in dit rapport is gebruik gemaakt van de [TRL beschrijvingen van RVO](#).
- **Vollasturen:** Hoeveel uren een asset op volle capaciteit zou moeten draaien voor de productie die de asset in een jaar genereert.



Together we are
**Shaping
Change**

