

TNO PUBLIEKRadarweg 60
1043 NT Amsterdam**TNO-rapport**www.tno.nl

T +31 88 866 50 10

TNO 2020 P11977

Stroom uit water

Onderzoek potentieel elektriciteitsopwekking uit water ten
behoefte van de Verkenning Elektriciteit uit Water

Datum	25 januari 2021
Auteur(s)	Sam Lamboo en Ruud van den Brink
Aantal pagina's	115 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	3
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	Input verkenning elektriciteit uit water
Projectnummer	060.44054

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO

Verantwoording

Dit onderzoek werd begeleid door een kerngroep bestaande uit:

- Zsuzsi Faragó (ministerie van Economische Zaken en Klimaat, EZK)
- Kendall Esmeijer (ministerie van EZK)
- Ingrid Roos (ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, IenW)
- Peter Kiela (ministerie van IenW)
- Henk Looijen (Rijkswaterstaat)

De kerngroep werd geadviseerd door een adviesgroep bestaande uit:

- Paul Koutstaal (Planbureau voor de Leefomgeving, PBL)
- Britta Schaffmeister (Dutch Marine Energy Center, DMEC)
- Bas van Vossen (Deltares)
- Jakob Asjes (Wageningen Marine Research, WUR-WMR)
- Bob Meijer (Topsector Energie)
- Reinier Romijn (Unie van Waterschappen, UvW)
- Ewout Visser (ministerie van EZK)
- Anouk Verschuur (ministerie van IenW)

Naast de auteurs hebben ook TNO-onderzoekers Jos Sijm, Germán Morales España en Ricardo Hernandez Serna bijgedragen aan dit onderzoek. Conform de kwaliteitsprocedure is het rapport gereviewd door Frits Verheij en door Martin Scheepers (Research Manager Energy Transition Studies). Ook is het rapport gereviewd door leden van de adviesgroep en zijn de aannames gereviewd door Katja Kruit (CE Delft) en Emiel van Druten (Witteveen+Bos).

Samenvatting

Aanleiding, afbakening en werkwijze

Naar aanleiding van de toezegging van de Minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) aan de Tweede Kamer om een Verkenning voor Elektriciteit uit Water (EuW) op te stellen is TNO gevraagd onderzoek te doen als input voor de Verkenning. Het onderzoek beperkt zich tot technologieën en concepten voor de opwekking en opslag van elektriciteit die gebruik maken van energie in rivieren, beken en zeeën. Energieopwekking op water, zoals wind op zee of zon op water, vallen buiten dit onderzoek evenals de productie van warmte uit water (aquathermie).

Het doel van dit onderzoek was informatie verzamelen die gebruikt kan worden om de mate en de wijze van ondersteuning voor de ontwikkeling van EuW-technologieën te bepalen. In dit onderzoek hebben we gekeken naar de mogelijkheden voor kostendaling van EuW-technologieën en de potentiële bijdrage van deze technologieën aan de elektriciteitsproductie in Nederland. Daarnaast hebben we informatie verzameld over de potentiële neveneffecten op onder andere de ecologie, de scheepvaart en de waterveiligheid. Het hart van het onderzoek was de doorrekening van een aantal scenario's voor het Nederlandse elektriciteitssysteem in 2030 en 2050 met en zonder EuW-technologieën. Dat gaf inzicht in de bijdrage aan elektriciteitsproductie en aan de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem. Tenslotte is het exportpotentieel verkend en zijn innovatievragen verzameld.

Tijdens het onderzoek is veel gebruik gemaakt van input van ondernemers, kennisinstellingen, wetenschappers en de overheid, onder andere in discussies met een breed samengestelde adviesgroep, door middel van interviews en in een tweetal workshops. In de eerste fase zijn potentieel, kosten en neveneffecten van acht EuW-opties onderzocht. In de tweede fase is een scenario-analyse uitgevoerd voor drie EuW-opties die naar verwachting meer dan 2% kunnen bijdragen aan de elektriciteitsvraag in 2050.

Fase 1: potentieel, kosten en neveneffecten van acht EuW-opties

De onderzochte EuW-opties zijn op basis van de potentiële bijdrage aan de Nederlandse elektriciteitsproductie¹ ingedeeld in vier categorieën.

Categorie 1: potentieel op regionale schaal

Het potentieel voor deze categorie is beperkt ten opzichte van de totale Nederlandse elektriciteitsproductie. Wel is er voldoende potentieel voor een bijdrage aan de energievoorziening op regionale schaal en is er veel ervaring met enkele technologieën in deze categorie.

Waterkracht uit rivieren en beken kent met 1 PJ per jaar een beperkt potentieel, waar al een deel van benut is: er wordt momenteel circa 0,26 PJ geproduceerd bij stuwen in de Maas. Er zijn kansen op korte termijn om de capaciteit van bestaande centrales uit te breiden en de bestaande turbines te vervangen door

¹ Ter vergelijking: het huidige totale Nederlandse elektriciteitsgebruik ligt op ca. 430 PJ per jaar.

visvriendelijke(re) varianten. Omdat de techniek al ver ontwikkeld is, kan de uitrol naar nieuwe locaties snel plaatsvinden.

Getijdenenergie uit stroming heeft een beperkt technisch potentieel met een opbrengst van 1-3 PJ per jaar, onder andere bij stormvloedkeringen. Horizontale-as-turbines zijn de verst ontwikkelde vorm om getijdenenergie te produceren en kennen al relatief lage kosten. Onderwatervliegers en verticale-as-turbines hebben een lager Technology Readiness Level (TRL) en moeten verder ontwikkeld worden om technische en economische haalbaarheid te realiseren.

Voor **getijdenenergie met verval** is een beperkt aantal projecten mogelijk in Zeeland, met een maximum potentieel van 0,7 PJ per jaar. Een significant deel van het potentieel zit in één project bij de Brouwersdam. Getijdenenergie uit verval is opgenomen in de Regionale Energiestrategie (RES) van Zeeland. Door het gebruik van pompturbines kan er naast elektriciteitsopwekking ook een rol zijn in waterpeilbeheer. De economische haalbaarheid van projecten is afhankelijk van subsidies en/of additionele inkomsten voor bijvoorbeeld waterpeilbeheer of functie als testcentrum.

Categorie 2: potentieel op regionale schaal, maar mogelijk groter

Het technische potentieel van **golfenergie** is ingeschat op 5-19 PJ per jaar. Hiermee is het een technologie die lokaal, regionaal en mogelijk ook op nationale schaal interessant kan zijn. De studies naar het technische potentieel van golfenergie zijn echter niet eenduidig en nieuw onderzoek is nodig om de inschatting van het potentieel van golfenergie in de Noordzee te verbeteren. Er is synergie mogelijk met windparken op zee, doordat het energieproductieprofiel in de tijd van golfenergie niet synchroon loopt met het energieprofiel van wind en daardoor gedeeltelijk complementair is aan dat van offshore wind. Er zijn nog geen commerciële golfenergie-projecten gerealiseerd en de kosten van golfenergie zijn nog hoog. Internationale ontwikkelingen zijn van invloed op de kostendaling van golfenergie. Omdat er nog weinig aandacht is voor golfenergie in milde golfklimaten, zoals de Noordzee, is het onduidelijk of deze ontwikkelingen ook hier toegepast zullen gaan worden. Ook is er nog onderzoek nodig naar de effecten op ecologie en kustverdediging van grootschalige toepassing van golfenergie.

Categorie 3: potentieel op regionale en nationale schaal

Blauwe Energie maakt gebruik van het potentiaalverschil tussen zoet en zout water en kan worden toegepast op plaatsen waar rivieren in zee uitmonden. Het is relevant op nationale schaal door het relatief hoge technische potentieel (een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 21 PJ per jaar) en het feit dat het meer dan 8000 uur per jaar stroom kan produceren. Twee derde deel van het technische potentieel is afhankelijk van toepassing bij de Nieuwe Waterweg, de haalbaarheid hiervan verdient nader onderzoek. De kosten van Blauwe Energie zijn nu nog hoog. Om tot kostendaling te komen, is massaproductie van de gebruikte membranen en innovatie noodzakelijk.

Ocean Energy Thermal Conversion (OTEC) benut temperatuurverschillen tussen warm oppervlaktewater en koud diep oceaanwater om elektriciteit op te wekken. Hier zijn temperatuurverschillen van meer dan 20 °C en een diepte van meer dan 1 kilometer voor nodig, waardoor het alleen toegepast worden in de Caribische delen van Nederland. Het technische potentieel van OTEC is groter dan de verwachte toekomstige elektriciteitsvraag op de eilanden. Een marktspeeler (Allseas) schat de

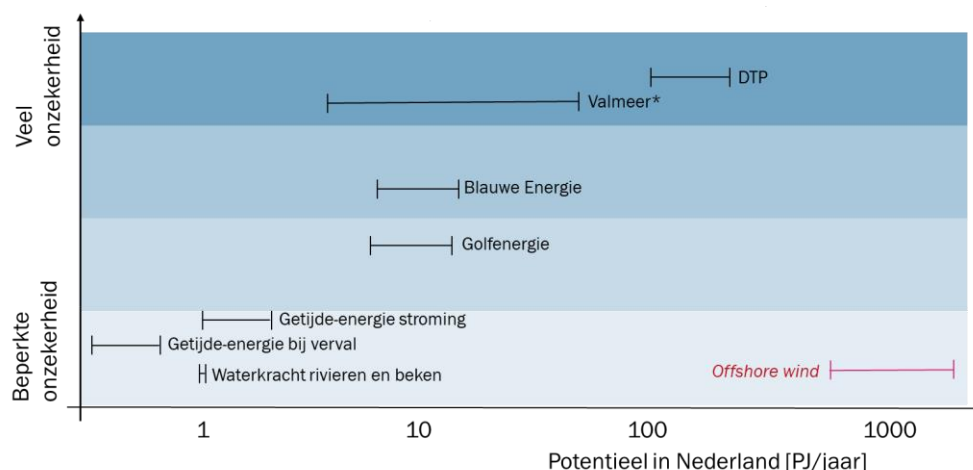
potentiële bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening van de Caribische eilanden in 2050 in op 6 PJ per jaar. Hierbij is de elektriciteitsvraag op de eilanden in acht genomen, wat het realiseerbaar potentieel beperkt. Het technische potentieel is naar verwachting groter dan de vraag op de eilanden. De verwachte kosten van OTEC op lange termijn zijn lager dan de huidige kosten voor elektriciteit op bijvoorbeeld Bonaire en zijn vergelijkbaar met de kosten voor windenergie. Er zijn nog een aantal technische uitdagingen voor grootschalige OTEC-systemen, zoals de constructie van grote koudwaterpijpen. Ook is er nog meer (praktijk)onderzoek nodig naar de niet-energetische neveneffecten van OTEC.

Categorie 4: groot potentieel op nationale schaal

Dynamic Tidal Power (DTP) maakt gebruik van de versnelling van de getijdestroming, waarbij een hoogteverschil over een haaks op de getijdestroom geplaatste dam ontstaat. Door middel van turbines wordt het verschil in waterhoogte omgezet in elektriciteit. DTP heeft het grootste potentieel van de onderzochte technologieën (tot 260 PJ per jaar voor een enkele dam). DTP maakt gebruik van bekende technologieën uit de waterbouw en innovatieve laag-verval waterkrachtturbines, maar DTP zelf is nog in de concept-fase. Er is onderzoek nodig naar de energieopbrengst en de kosten van DTP op basis van een meer gedetailleerd ontwerp. De opbrengsten van een DTP-systeem nemen sterk toe met de lengte, waarbij meestal uitgegaan wordt van een 50 km lange dam loodrecht op de kust. De aanleg van een DTP-systeem is een zeer groot project en vergt een investering van tientallen miljarden euro's. De constructie van een 50 km lange DTP-dam aan de kust heeft grote effecten op de ecologie, de kustverdediging, scheepvaartroutes en het gebruik van de kust en de kustzone. Naar deze neveneffecten is nog veel onderzoek nodig.

Energieopslag in een valmeer is een variant van pumped hydro storage, de wereldwijd meest toegepaste vorm van elektriciteitsopslag. In bergachtige gebieden wordt elektriciteit opgeslagen door water op te pompen naar een stuwmeer, waarna het door turbines naar beneden kan stromen om weer elektriciteit op te wekken. Voor landen met een laag natuurlijk verval zoals Nederland zijn er concepten bedacht waarbij een bedijkt reservoir (valmeer) gebouwd wordt in de Noordzee of IJsselmeer waarmee een verval van tientallen meters gerealiseerd kan worden en elektriciteit opgeslagen kan worden door middel van pompturbines. Energieopslag in een valmeer is in principe een schaalbare technologie: zowel het vermogen van de pompturbines, het volume van het valmeer als het aantal meren zijn ontwerpparameters. In het Delta21-initiatief wordt energieopslag (1,8 GW vermogen en een opslagvolume van 20 GWh) gecombineerd met twee andere hoofdfuncties: waterveiligheid en natuurontwikkeling. De kosten voor energieopslag kunnen dan ook gedeeld worden met de andere functies. Er is nog onderzoek nodig naar de haalbaarheid van Delta21 en de bijdrage aan de waterveiligheid en natuurontwikkeling en naar de neveneffecten.

In Figuur 1 is het potentieel van de onderzochte EuW-opties op een logaritmische schaal uitgezet tegen een inschatting van de onzekerheid bij toepassing. Daaruit blijkt dat opties met een groot potentieel ook een hoge onzekerheid kennen en opties met een lage onzekerheid een relatief klein potentieel. Ter vergelijking is offshore windenergie opgenomen, daar is wereldwijd al veel ervaring mee dus de onzekerheid is relatief laag. Het potentieel in het Nederlands deel van de Noordzee is groot.



Figuur 1 Inschatting van de onzekerheid op basis van het onderzoek in fase 1 tegen het potentieel in Nederland op een logaritmische schaal. Ter vergelijking is offshore wind toegevoegd. OTEC heeft alleen potentieel in Caribisch deel van het Nederlands Koninkrijk en is daarom niet meegenomen. * Energieopslag in een valmeer betreft geen energieopwekking. Het potentieel betreft hier de potentiële levering van opgeslagen energie, die onder andere afhankelijk is van het volume van het valmeer of de valmeren en van het aantal laad- en ontladcycli.

Neveneffecten, kosten en exportpotentieel

Uit onderzoek naar neveneffecten van EuW-technieken blijkt dat de ecologische en andere effecten van enkele eenheden (turbines, golfconverters) klein zijn. Er is nog veel onbekend over mogelijke positieve of negatieve ecologische effecten van grootschalige toepassing, zoals een DTP-dam, een valmeer of een groot park aan golfenergieconverters of getijdeturbines. Hiervoor is nog veel locatie-specifiek onderzoek nodig, vergelijkbaar met wat er nu gebeurt voor offshore windenergie. Dat geldt ook voor de effecten op waterveiligheid en waterkwaliteit, en op andere gebruiksfuncties van de Noordzee, zoals de visserij en de scheepvaart.

De elektriciteitsproductiekosten (Levelized Cost of Energy; LCOE) voor de EuW-opties zijn nu nog hoger dan die van bijvoorbeeld windenergie. In de toekomst wordt verwacht dat deze kosten dalen, onder andere door innovatie en massaproductie. Voor dat laatste is grootschalige uitrol van de technologieën belangrijk. De verwachte kosten voor EuW-opties op lange termijn (2050) zijn in de meeste gevallen hoger dan de schattingen voor de kosten van offshore windenergie in 2050 (zie Tabel 1).

De kosten voor energieopslag in een valmeer zijn niet meegenomen in Tabel 1, omdat deze kosten lastig te vergelijken zijn met de opwektechnologieën. Ook vergelijken met ander opslagopties is lastig omdat de kosten van opslag afhankelijk zijn van het aantal laad/ontlaad-cycli. Het aantal cycli dat het valmeer ingezet wordt is onderzocht voor verschillende scenario's in de integrale analyse met COMPETES in fase 2. Voor een valmeer van 1.8 GW met 20 GWh opslagcapaciteit zijn investeringskosten van € 221 per kWh opslagcapaciteit gebruikt.

Tabel 1: Overzicht LCOE's EuW-technologieën

Optie	LCOE 2020 (€/kWh)	LCOE 2030 (€/kWh)	LCOE 2050 (€/kWh)	Opmerkingen
Waterkracht rivieren en beken	0,08 – 0,16	0,08 – 0,16	0,05 – 0,16	Betrouwbare kostengegevens op basis van bestaande projecten. Kostenrange afhankelijk van locatie en van aangenomen levensduur.
Getijdenenergie verval	0,09 – 0,14	0,09 – 0,14	0,09 – 0,14	Kostenberekening gebaseerd op detailontwerp. Kosten zijn sterk projectspecifiek en er zijn maar weinig potentiële locaties in Nederland, waardoor leereffecten beperkt zullen zijn.
Getijdenenergie stroming	0,16 – 0,65	0,10 – 0,27	0,031 – 0,20	Kostendaling op basis van leercurves, bandbreedte sterk afhankelijk van wereldwijd geïnstalleerd vermogen.
DTP	n.v.t.	0,032 – 0,07	0,032 – 0,07	Kostenschattingen op basis van conceptueel ontwerp. Kosten afhankelijk van locatie en uitvoering.
Golfenergie	0,29 – 1,59	0,13 – 0,35	0,08 – 0,52	Kostendaling op basis van leercurves, bandbreedte sterk afhankelijk van wereldwijd geïnstalleerd vermogen.
Blauwe energie	0,41 – 1,0	0,1 – 0,15	0,05	Kostendaling in 2030 op basis van business case voor centrale van 50 MW, voor 2050 op basis van kostendaling van membranen.
OTEC	0,19	0,08 – 0,25	0,04	Kostendaling sterk afhankelijk van opschaling naar grotere installaties (>100 MW).
Offshore wind	0,064	0,045 – 0,08	0,025 – 0,06	Bronnen: (WindEurope, 2019) en (IRENA, 2019)

De huidige wereldmarkt voor de onderzochte EuW-technologieën is momenteel nog relatief klein zeker vergeleken met andere duurzame energieopties. Voor alle EuW-opties is er wereldwijd wel een groot technisch-energetisch potentieel, waar Nederlandse technologieontwikkelaars en waterbouwers van kunnen profiteren. Op een aantal gebieden lopen Nederlandse technologieontwikkelaars voorop in het internationale veld, zoals in de ontwikkeling van omgekeerde elektrolyse (een vorm van Blauwe Energie), vrije stromingsturbinen op commerciële schaal, getijdenenergie bij lage stroomsnelheden in relatief ondiepe zee, golfenergie voor milde golfklimaten en visveilige turbines voor waterkrachtcentrales en getijde energie met verval. Voor Blauwe Energie en OTEC geldt dat er nog maar een beperkt aantal spelers actief zijn op de internationale markt, waardoor er een concurrentievoordeel is. Voor een aantal concepten, zoals getijdencentrales in stuwen, dammen en dijken, Delta 21, en DTP gaat energiewinning gepaard met civiele werkzaamheden. De concepten kunnen als geïntegreerde projecten geëxporteerd worden, vergelijkbaar met de Deltawerken. Hierdoor ontstaat er ook een mogelijke rol voor Nederlandse waterbouwers in de export van energie uit water projecten.

Fase 2: scenario-analyse van EuW-opties

De EuW-opties met een nationaal potentieel dat boven de circa 2% van de verwachte elektriciteitsvraag in 2050 ligt – Blauwe Energie, DTP en energieopslag in een valmeer – zijn meegenomen in de scenarioanalyse. Voor de scenarioanalyses is gebruik gemaakt van het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES, dat door TNO wordt gebruikt voor onderzoek naar onder andere de rol van energieopslag in de toekomstige elektriciteitsvoorziening en door PBL voor onder andere de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) en de doorrekening van het Klimaatakkoord. Er zijn twee scenario's doorgerekend: een scenario voor het jaar 2030 gebaseerd op het Klimaatakkoord en een scenario voor het jaar 2050 met een hoge vraag naar elektriciteit. Het model berekent in een investeringsmodule een

kosten-optimale uitbreiding van het elektriciteitssysteem, waarbij de kosten voor onder andere nieuwe elektriciteitsopwekcapaciteit, elektriciteitsopslag, waterstofproductie en import van stroom worden afgewogen tegen de opbrengsten uit de elektriciteitsmarkt en uit export van elektriciteit. COMPETES brengt op uurbasis vraag en aanbod in evenwicht en houdt daarbij rekening met variaties in de vraag en in het aanbod uit duurzame bronnen.

Op basis van fase 1 is een schatting van de investerings- en operationele kosten voor de drie EuW-opties in 2030 en 2050 gemaakt. Hieruit blijkt dat de verwachte kosten in 2030 en 2050 hoger zijn dan voor bijvoorbeeld onshore en offshore windparken. Blauwe Energie en DTP hebben echter als voordeel dat de productie niet afhankelijk is van de weersomstandigheden en ze profiteren van hoge stroomprijzen op de momenten dat er weinig productie uit zon en wind is.

De analyse van het 2030-scenario leert dat er weinig ruimte is voor EuW-opties, wanneer reeds geplande nieuwe capaciteit aan zonne- en windenergie gerealiseerd wordt. Ook bij een eventuele verhoogde doelstelling voor CO₂-reductie, lijkt uitbreiding van de capaciteit met windenergie op basis van kosten de voorkeursoptie in dit scenario.

Uit onze analyse van het 2050-scenario blijkt dat onder de gebruikte aannames de hogere kosten van Blauwe Energie en DTP niet opwegen tegen de hierboven genoemde voordelen: het model kiest ervoor de productiecapaciteit uit te breiden met vooral offshore wind en kiest niet voor DTP en Blauwe Energie. Voor het opvangen van pieken en dalen in de stroomproductie kiest het model niet voor een valmeer, maar voor de inzet van vraagsturing,² handel in elektriciteit met de buurlanden en inzet van piekcentrales uitgerust met CCS. Een aantal belangrijke aannames is getoetst: de aantrekkelijkheid van Blauwe Energie en DTP wordt bijvoorbeeld beter in het (onwaarschijnlijke) geval dat er geen vraagsturing mogelijk is en als er sprake is van langdurige periodes met een lage productie van zonne- en windenergie (zogenaamde Dunkelflaute). Maar ook bij deze aannames geeft het model de voorkeur aan capaciteitsuitbreiding met windenergie.

Vervolgens is zowel voor 2030 als 2050 onderzocht wat de effecten op het Nederlandse elektriciteitssysteem zijn als de EuW-opties wel gebouwd zouden worden, waarbij de beslissing van de investeringsmodule dus overruled wordt. Hiermee is onderzocht wat de bijdrage van de EuW-opties kan zijn aan de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem en wat de benodigde kostenreducties zijn om een kosteneffectieve bijdrage te leveren. In het 2030-scenario vindt er dan minder import van stroom plaats en is er minder elektriciteitsproductie uit gascentrales. Dat laatste levert een CO₂-reductie op van 3,4 Mton (ongeveer 3% van de reductieopgave uit het Klimaatakkoord). De EuW-opties zorgen wel voor een aanzienlijke verhoging van de kosten van het elektriciteitssysteem. Als in het 2050-scenario aangenomen wordt dat de EuW-opties onderdeel zijn het elektriciteitssysteem, worden minder offshore windparken gebouwd en is er dus geen extra CO₂-reductie ten opzichte van het 2050-scenario zonder de EuW-opties. In aanwezigheid van de EuW-opties is de afhankelijkheid van het buitenland lager, in het bijzonder in het geval van een Dunkelflaute. Er vindt in het 2050-

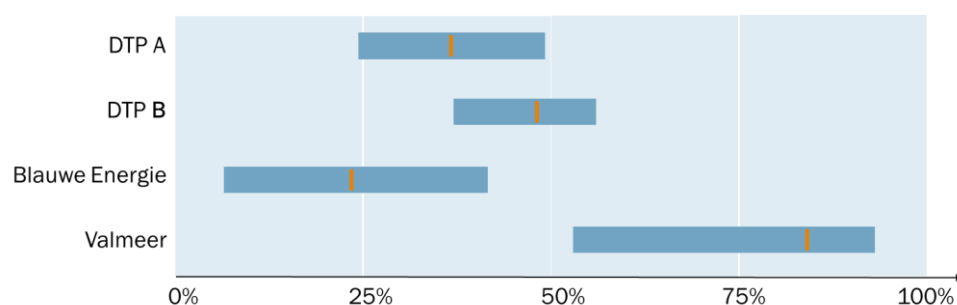
² Vraagsturing betreft het regelbaar maken van de vraag naar elektriciteit. Voorbeelden zijn gestuurd opladen van elektrische voertuigen, waterstofproductie met elektrolyse en warmteproductie.

scenario met EuW-opties meer export van elektriciteit plaats met opbrengsten tot circa € 2 miljard. In het 2050-scenario zijn de kosten voor uitbreiding van het energiesysteem onder de gebruikte aannames circa € 6 miljard hoger in het geval wordt aangenomen dat de EuW-opties gebouwd worden.

In het COMPETES-model worden de kosten voor de uitbreiding van de nationale elektriciteitsnetten niet meegenomen. De scenario-analyse laat zien dat, als aangenomen wordt dat DTP en Blauwe Energie gebouwd worden in 2050, er 16,9 GW minder offshore windenergiecapaciteit nodig is. Dat betekent ook dat een kleinere uitbreiding van het elektriciteitsnet op zee noodzakelijk is, daar de DTP-dammen en Blauwe Energie-installaties aan het land vastzitten. We hebben ingeschat dat dit € 0,8 tot 1 miljard per jaar kan besparen. De inschatting voor 2050 is gebaseerd op de huidige inschattingen van de kosten van de uitbreiding van het net op zee tot 2030. Op langere termijn wordt verwacht dat de kosten voor energietransport van offshore windparken zullen dalen, waardoor deze kosten lager kunnen uitvallen. Verder is er voor de verhoogde export van elektriciteit mogelijk uitbreiding van het binnenlandse elektriciteitsnet noodzakelijk.

Onder de gebruikte aannames wegen de extra opbrengsten uit de export van elektriciteit en de kostenreductie door de kleinere uitbreiding van het elektriciteitsnet op zee uiteindelijk niet op tegen de hogere kosten voor het uitbreiden van het elektriciteitssysteem met de EuW-technologieën.

Uit de COMPETES-berekeningen is de benodigde kostenreductie ten opzichte van de gebruikte kostenaannames afgeleid (zie Figuur 2). Voor Blauwe Energie is de benodigde kostenreductie het kleinst, minder dan 25%. Hierbij moet bedacht worden dat er richting 2050 al een substantiële kostenreductie aangenomen was aangenomen (88-95% daling van kostprijs ten opzichte van de huidige kostprijs). Of de benodigde verdere kostenreductie te behalen is, is dus nog onzeker.



Figuur 2 Benodigde kostenreductie voor de onderzochte EuW-opties in de 2050-case afgeleid uit de COMPETES-berekeningen. De oranje lijn geeft het percentage benodigde kostenreductie in de EuW-case met de standaard-aannames. De resultaten van de gevoeligheidsanalyses vallen binnen de blauwe balk. DTP A betreft net als DTP B een 50 km lange strekdam aan de kust, maar op een locatie met gunstiger getijdecondities.

Voor DTP is onder de standaard-aannames een kostenreductie van 36% nodig om een kosteneffectieve bijdrage aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening te kunnen leveren. Er is recent een nieuw conceptueel ontwerp van een DTP-systeem gemaakt met een kostenschatting die meer dan 36% lager is dan de door ons aangenomen kosten. De kosten van een DTP-dam zijn echter nog zeer onzeker

omdat er nog geen gedetailleerd en locatie-specifiek ontwerp beschikbaar is. Een DTP-dam in Nederland zal naar verwachting een van de eerste systemen ter wereld zijn. Het lijkt onwaarschijnlijk dat de kosten van zo'n first-of-a-kind systeem significant lager zullen zijn dan de aangenomen kosten.

Een valmeer komt uit de scenarioanalyse als een relatief dure optie om flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem te leveren in de vorm van energieopslag. Onder onze aannames is er in de standaardcase een kostenreductie van 85% nodig. Met name het stuurbaarder maken van de vraag naar elektriciteit is een voordeligere optie om flexibiliteit te leveren. In een gevoeligheidsanalyse hebben we aangenomen dat er geen vraagsturing mogelijk is. Ook dan is een valmeer te duur, maar de benodigde kostenreductie is wel lager (52%). In het concept van Delta21 worden de kosten van het valmeer gedeeld met een functie in de waterveiligheid, waardoor de kosten die terugverdiend moeten worden op de elektriciteitsmarkt significant lager kunnen liggen. Er is nog onderzoek nodig naar de verschillende functies van Delta21 voor een betere kostenschatting van de verschillende functies.

Conclusie en aanbevelingen

Voor een aantal EuW-opties (waterkracht bij stuwen en getijdenenergie bij verval en stroming) is praktijktoepassing op relatief korte termijn mogelijk. Deze kunnen daarmee aan de 2030-doelen bijdragen. De opties hebben voordelen zoals een weersafhankelijk productiepatroon en een beperkt ruimtebeslag. De kosten zijn echter vooralsnog relatief hoog vergeleken met die van windenergie en het potentieel op nationale schaal is beperkt. Echter, op regionale schaal zijn deze opties zeer interessant om de lokale energiemix te vergroenen. Deze opties bieden bovendien de mogelijkheid om innovatieve, visvriendelijke turbines op te schalen en er ervaring mee op te doen. Geïntegreerd in de Brouwersdam, kunnen getijdenturbines worden gebruikt als pompen, waardoor een bijdrage aan waterveiligheid wordt geleverd tegen de toenemende zeespiegelstijging.

Voor golfenergie, Blauwe Energie en OTEC is het potentieel groter, maar de technische onzekerheid en de mogelijke neveneffecten van grootschalige toepassing ook. Een valmeer en DTP hebben potentieel een grote bijdrage aan de Nederlandse elektriciteitsproductie, maar met beide concepten is nog geen ervaring. Met name DTP, een circa 50 km lange strekdam aan de Noordzeekust met een piekvermogen van meer dan 20 GW, heeft naar verwachting ingrijpende effecten. Er zijn nog veel onderzoeksvragen over de potentieel grote effecten op de ecologie, de waterveiligheid en de interactie met andere functies van de Noordzee.

Er is wereldwijd een groot potentieel voor EuW-technologieën en een aantal Nederlandse bedrijven heeft een goede positie om van de kansen gebruik te maken. Met name visvriendelijke turbines, Blauwe Energie, OTEC, getijdenenergie voor lage stromingssnelheden en golfenergieconverters die specifiek geschikt zijn voor Noordzeecondities zijn technieken met exportkansen. Daarnaast kan de Nederlandse waterbouwsector profiteren als er grootschalige uitrol van EuW-technologie plaatsvindt.

Van de onderzochte EuW-opties zijn de huidige en de verwachte toekomstige kosten relatief hoog vergeleken met andere opties voor CO₂-arme elektriciteitsproductie, zoals windenergie. Uit de scenario-analyse met een elektriciteitsmarktmodel blijkt dat de onderzochte EuW-opties bepaalde voordelen hebben ten opzichte van zon en wind, maar dat die niet opwegen tegen de hogere

kosten. Er zijn echter veel onzekerheden rondom EuW, die van invloed kunnen zijn op deze conclusies. Om deze onzekerheden te adresseren worden hieronder een aantal aanbevelingen gedaan die onder andere ingaan op gevonden kennislacunes:

- Maak energie uit water een optie die meetelt in de RES en overweeg EuW-opties bij aanstaande waterbouwprojecten.
- Onderzoek het nationale potentieel en de mogelijkheden voor kostendaling van golfenergie.
- Onderzoek voor golfenergie, getijdenenergie uit stroming en DTP mogelijke synergiën met offshore wind.
- Onderzoek voor DTP en Blauwe Energie of significante kostenreductie te realiseren is en onderzoek vervolgens de haalbaarheid van grootschalige toepassing.
- Toets voor OTEC het potentieel in het Caribische deel van het Koninkrijk en onderzoek per eiland de mogelijke rol bij verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening.
- Verken de mogelijkheden om kosten te delen met andere functies, zoals kustverdediging of natuurbevordering. Als ervoor gekozen wordt om elektriciteit uit water een plek te geven in het elektriciteitssysteem, start dan op tijd onderzoek naar de impact van (grootschalige) EuW-projecten op ruimtegebruik, ecologie, waterkwaliteit en waterveiligheid.
- Bied technologie- en projectontwikkelaars de kans om de techniek toe te passen in binnen- of buitenland om voor te bereiden op de export

Inhoudsopgave

Verantwoording	2
Samenvatting	3
1 Inleiding	13
1.1 Aanleiding: Verkenning Elektriciteit uit Water.....	13
1.2 Doel van het project.....	13
1.3 Aanpak en interactie met stakeholders	14
1.4 Achtergrond	15
2 Fase 1: inventarisatie opties voor elektriciteitsopwekking uit water	19
2.1 Technieken en concepten om elektriciteit uit water op te wekken	20
2.2 Doorsnijdende onderwerpen	49
2.3 Conclusies fase 1	53
3 Fase 2: scenarioanalyse	56
3.1 Introductie	56
3.2 Aannames.....	60
3.3 Resultaten.....	65
3.4 Discussie	79
3.5 Conclusies fase 2	82
4 Conclusies en aanbevelingen	84
4.1 Synthese van fase 1 en 2	84
4.2 Conclusie	92
4.3 Aanbevelingen	93
Bibliografie	97
Bijlage(n)	
A Interviewlijst	
B Commentaar Stichting DTP en Delta21	
C Factsheets	

1 Inleiding

Kan Nederland meer elektriciteit uit water winnen? Voor een land dat bekend staat als waterland, haalt Nederland weinig elektriciteit uit water: minder dan 0,1% van de elektriciteitsproductie in 2019 kwam uit waterkracht. Dat is logisch omdat Nederland weinig verval kent in onze rivieren. Ook in het in 2019 gesloten Klimaatakkoord en in de recent gepubliceerde concept Regionale Energie Strategieën (RES) draagt elektriciteit uit water slechts beperkt bij aan de doelen voor CO₂-vrije elektriciteitsproductie. In de recent gepubliceerde concept RES-en is er wel aandacht voor innovatieve vormen voor elektriciteit uit water zoals golfenergie, getijdenenergie en energie uit het verschil in zout gradiënten (ook wel Blauwe Energie genoemd). Nederland heeft bovendien innovatieve ondernemers en projectontwikkelaars die actief zijn in het energie-uit-water-domein, die zich naast Nederland als thuismarkt, zich nadrukkelijk richten op exportkansen. Zij hebben de laatste jaren projecten neergezet zoals vijf getijdenturbines in de Oosterschelde Stormvloedkering (Tocardo in 2015) en de Blauwe Energie centrale op de Afsluitdijk (REDstack sinds 2014).

Het doel van dit onderzoek is om inzicht te bieden in de bijdrage die elektriciteit uit water kan leveren aan de verduurzaming van de Nederlandse energievoorziening. Hierbij hebben we ons beperkt tot de opwekking van elektriciteit uit de energie die in open water (beken, rivieren, meren, zeeën) zit en de opslag van elektriciteit door middel van water, mits deze wel in verbinding staan met het Nederlandse watersysteem. Ondergrondse energieopslag in de Limburgse mijnen door middel van pompaccumulatie turbines (O-PAC) is een voorbeeld van een gesloten systeem dat niet in verbinding staat met het Nederlandse watersysteem en daarom niet meegenomen is in deze studie. Energieopwekking op water, zoals wind op zee of zon op water, vallen ook buiten dit onderzoek evenals de productie van warmte uit water.

1.1 Aanleiding: Verkenning Elektriciteit uit Water

De minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan de Tweede Kamer toegezegd om in het najaar van 2020 een Verkenning Elektriciteit uit Water (EuW) aan te bieden. Een aanleiding hiervoor was het position paper van de Nederlandse vereniging voor Energie uit Water EWA en het Dutch Marine Energy Centre (DMEC) "Energie uit Water" uit 2019. Daarnaast verscheen eind 2019 het rapport "Perspectieven elektriciteit uit water. Nationaal potentieel voor 2030 en 2050" van Witteveen+Bos en CE Delft (2019). TNO is gevraagd aanvullend onderzoek te doen als input voor de Verkenning Elektriciteit uit Water.

1.2 Doel van het project

Voor de Verkenning is naast de genoemde rapporten aanvullende informatie nodig die relevant is voor het maken van beleid:

- 1 Om tot een gedegen analyse te komen van de mogelijke rol van elektriciteit uit water is het noodzakelijk dat alle onderzochte technologieën met elkaar vergeleken kunnen worden voor wat betreft de potentiële bijdrage aan energieproductie of -opslag en de kosten die daarmee samenhangen.

- 2 Een integrale analyse van deze technologieën in het elektriciteitssysteem is nodig om inzicht te geven in de potentiële bijdrage van de EuW-technologieën aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening.
- 3 Inzichten over de potentiële bijdrage aan het betrouwbaar houden van een duurzaam energiesysteem met veel variabele hernieuwbare bronnen.
- 4 Een goed overzicht van mogelijke positieve en negatieve niet-energetische neveneffecten, zoals op de ecologie, de visserij, de scheepvaart en de waterveiligheid.
- 5 Toetsen van het exportpotentieel voor Nederlandse EuW-technologieën en de Nederlandse maritieme sector. Hierbij is ook gebruik gemaakt van een onderzoek naar het exportpotentieel voor EuW-technologieën onder leiding van RVO.

1.3 Aanpak en interactie met stakeholders

Het onderzoek was ingedeeld in twee fases:

- 1 Inventarisatie (april – augustus 2020). Het recente rapport van Witteveen+Bos en CE Delft (2019) is als uitgangspunt gehanteerd en aangevuld met informatie over EuW-technologieën en -concepten uit de internationale literatuur en uit interviews met technologieontwikkelaars en kennispartijen. Het resultaat was een achttal factsheets met informatie over potentiëlen, kosten en neveneffecten (zie Bijlage C). De resultaten zijn beschreven en bediscussieerd in Hoofdstuk 2 van dit rapport.
- 2 Scenariostudie (juli – oktober 2020). Een aantal EuW-concepten is doorgerekend met het elektriciteitsmarktrekenmodel COMPETES om de bijdrage aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening te bepalen en inzicht te krijgen in de mogelijke bijdrage aan de leveringszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem.

De resultaten van fase 1 en 2 zijn vervolgens gebruikt om aanbevelingen te doen en innovatievragen te identificeren.

Tijdens het project is op verschillende momenten input geleverd door stakeholders uit de EuW-sector, de overheid en de wetenschap. Het onderzoek is begeleid door een kerngroep bestaande uit beleidsmedewerkers van de ministeries van EZK en IenW. De (voorlopige) resultaten van de verschillende fases zijn besproken met een adviesgroep met vertegenwoordigers van DMEC, PBL, Topsector Energie, Deltares, WMR en UvW. Er zijn 16 interviews gehouden, zie bijlage A. De resultaten zijn gepresenteerd en bediscussieerd in twee online workshops. De eerste op 25 juni 2020 had circa 30 deelnemers. Na een introductie van het project, zijn twee keer twee discussiesessies gehouden over potentieel van EuW-opties, de kosten, de neveneffecten en het exportpotentieel. De tweede workshop was op 8 oktober en had ongeveer 35 deelnemers. De resultaten van de scenarioanalyse zijn gepresenteerd en vragen van deelnemers zijn beantwoord. Ook heeft RVO de resultaten van de exportwerkgroep gepresenteerd, die samen met innovatieattachés een onderzoek hebben gedaan naar de exportkansen voor EuW in een aantal landen. De resultaten van de exportwerkgroep maken geen onderdeel uit van dit rapport. Verschillende geïnterviewden en deelnemers aan de workshops hebben per email en telefonisch commentaar geleverd op de concept factsheets en op de resultaten van de scenariostudie.

1.4 Achtergrond

1.4.1 *Bijdrage van Elektriciteit uit Water aan elektriciteitsopwekking*

Wereldwijd is waterkracht veruit de belangrijkste bron van duurzame energie: ruim 16% van de elektriciteit wordt opgewekt door middel van waterkrachtcentrales. Stuwmeren spelen ook een belangrijke rol in de opslag van elektriciteit, door water op te pompen. Nederland maakt via import en export van elektriciteit, zoals met de Norned-kabel tussen Nederland en Noorwegen, gebruik van buitenlandse elektriciteit uit water. De bijdrage van waterkracht aan de binnenlandse elektriciteitsproductie bedroeg in 2019 0,26 PJ op een totaal van 412 PJ (0,06%) (CBS, 2020). De bijdrage is al tientallen jaren ongeveer hetzelfde en wordt voor het belangrijkste deel opgewekt met turbines bij stuwen in de Maas die al enkele decennia operationeel zijn.

Nederland is door het lage geografische verval niet geschikt voor grootschalige opwekking van conventionele waterkracht. In een aantal concept-RES-en wordt elektriciteit uit water wel genoemd, maar de bijdrage van elektriciteit uit water aan de doelstelling van opwekking van 35 TWh is beperkt.³ Het is overigens niet duidelijk of waterkracht meegeteld wordt als bijdrage aan de doelstelling in de RES. In de Handreiking RES 1.1 (Nationaal Programma Regionale Energiestrategie, 2019) staat: "Voor het regio-aandeel aan 35 TWh tellen alle installaties mee die elektriciteit produceren uit wind- en zonne-energie. (...) waterkrachtinstallaties worden niet genoemd in het Klimaatakkoord en worden niet meegeteld. Als er binnen uw regio plannen zijn rondom waterkrachtinstallaties kunt u deze uiteraard opnemen in de RES."

Er zit in de Nederlandse wateren veel winbare energie die mogelijk een bijdrage kan leveren aan de productie van CO₂-vrije elektriciteit. Dat geldt met name voor de Noordzee en de Waddenzee (getijden- en golfenergie) en voor locaties waar rivieren de zee instromen (energie uit potentiaalverschil tussen zoet en zout water). Er is in Nederland dan ook een groeiend aantal ondernemers actief in de markt voor energie uit water die concepten ontwikkelen om op grote schaal met behulp van water energie te winnen of op te slaan. In het Klimaatakkoord en de energie-innovatieprogramma's is er echter weinig aandacht voor Elektriciteit uit Water.

Elektriciteitsopwekking uit water heeft een aantal karakteristieken die het interessant maakt als aanvulling op of als alternatief voor de momenteel belangrijkste duurzame bronnen zonne- en windenergie. Energie uit getijden kent weliswaar net als zon en wind een variabel productiepatroon, maar in tegenstelling tot zon en wind is dat voorspelbaar en regelmatig. Energie uit het potentiaalverschil tussen zoet- en zoutwater en uit temperatuurverschillen kan het hele jaar door continu elektriciteit leveren. Daar tegenover staat dat zonne- en windenergie verder in de ontwikkeling zijn en de afgelopen decennia zeer sterk in kosten zijn gedaald. Veel van de EuW-technologieën staan nog aan het begin van de zogenaamde leercurve, waardoor zowel de kosten als de risico's voor investeerders op dit moment hoger zijn dan die van energie uit zon en wind.

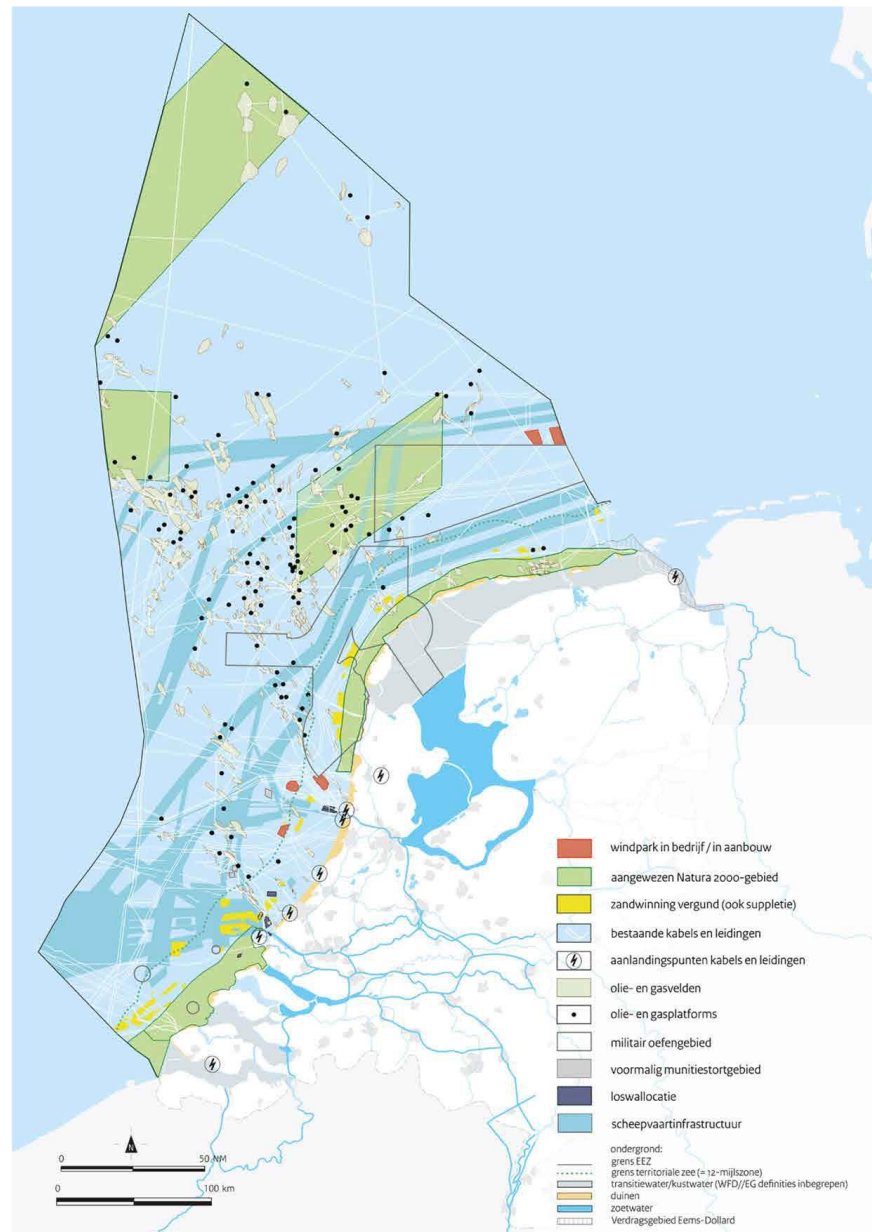
³ In de concept-RES van Zeeland is bijvoorbeeld 0,135 TWh elektriciteit uit water meegenomen in de doelstelling om in 2030 3 TWh hernieuwbare elektriciteit te produceren (Zeeuws Energieakkoord, 2020)

In hoofdstuk 2 is onze inschatting van het realistische technisch potentieel voor de verschillende EuW-concepten voor Nederland gegeven. In hoofdstuk 3 staan de resultaten van een analyse met een elektriciteitsmarktmodel naar de potentiële bijdrage van een aantal EuW-concepten aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2030 en 2050. De scenario-analyse is uitgevoerd op de schaal van Nederland. Dat betekent dat technologieën een zeker minimaal potentieel op nationale schaal moeten hebben om in de analyse meegenomen te kunnen worden (onze richtwaarde is 2% van de verwachte elektriciteitsvraag in 2050).

1.4.2 *Neveneffecten*

Het grootste potentieel voor Elektriciteit uit Water ligt met name op de Noordzee, rondom de Waddeneilanden en op plekken waar rivieren in zee uitmonden. De Noordzee wordt zeer intensief gebruikt en is een belangrijk natuurgebied (zie Figuur 3). Delen van de kust en de Noordzee zijn aangewezen Natura2000-gebieden. Daarnaast lopen er drukbevaren scheepvaartroutes langs de Nederlandse kust en is de Noordzee belangrijk voor de visserij. Ook voor energiewinning is de Noordzee belangrijk en dat belang neemt alleen maar toe. In het klimaatakkoord wordt uitgegaan van 11 GW offshore wind in 2030 en ca. 60 GW in 2050. Naar de ecologische effecten van opwekking van windenergie op de Noordzee wordt al jaren onderzoek gedaan, onder andere in het Windenergie op zee ecologisch programma (WOZEP). Onlangs is een Onderhandelaarsakkoord Noordzee (Overlegorgaan Fysieke Leefomgeving, 2020) gesloten door de overheid, milieuorganisaties en belangenbehartigers van de olie- en gasproducenten, windenergie-sector, de visserij en de scheepvaart. Hierin zijn onder andere afspraken gemaakt voor de locatiekeuze en de toegankelijkheid van windparken. Grootschalige opwekking van elektriciteit uit water is (nog) geen onderdeel van dit akkoord.

Er is internationaal veel onderzoek gedaan naar de ecologische effecten van EuW-technologieën. Waterkrachtcentrales in rivieren hebben geleid tot vissterfte (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Moquette, Bil, & de Laak, 2018), maar de laatste decennia zijn visgeleidingssystemen en visveilige turbines ontwikkeld. De internationale wetenschappelijke kennis op het gebied van de ecologische effecten van EuW-technologieën is onlangs uitgebreid gereviewed door het Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme van het International Energy Agency (IEA-OES) (Copping & Hemery, 2020). Er is onderzoek gedaan naar effecten op zeezoogdieren, vissen en andere onderwaterorganismen van botsingen met turbines, onderwatergeluid en elektromagnetische velden. De effecten van een of een enkele EuW-devices zijn over het algemeen klein. In Nederland is er in het onderzoek aan onder andere getijdeturbines een beperkt effect op vissen en zeezoogdieren waargenomen (IMARES, 2015) (ATKB, 2015) (Wageningen Marine Research, 2019) (Seamarco, 2019) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Omdat er nog geen ervaring is met grootschalige toepassing van getijdeturbines en golf-energie-opwekkers, is er nog weinig te zeggen over de ecologische effecten van grootschalige toepassing van deze technologieën. Verder stelt het rapport van IEA-OES (Copping & Hemery, 2020) dat de effecten sterk locatiespecifiek zullen zijn. Een belangrijk deel van de Nederlandse kust is Natura2000-gebied (zie Figuur 3), met hoge standaarden voor bescherming van habitats en soorten.



Figuur 3 De verschillende functies van de Noordzee (Overlegorgaan Fysieke Leefomgeving, 2020)

In hoofdstuk 2 is bij de beschrijving van de technologieën een aantal specifieke ecologische effecten benoemd. In het algemeen geldt dat er nog veel onderzoek nodig is naar grootschalige toepassing van EuW-technologieën voor de Nederlandse kust.

1.4.3 Exportpotentieel

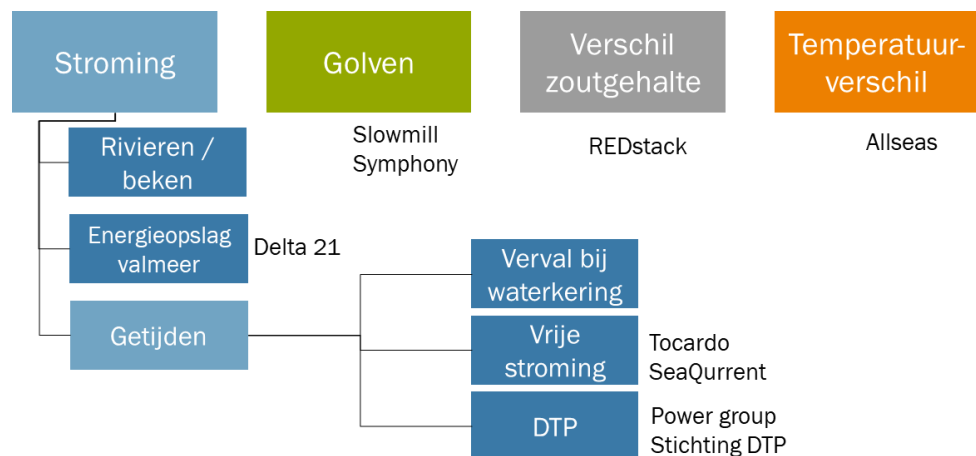
Verschiedende publicaties rapporteren wereldwijd een zeer groot potentieel voor elektriciteit uit water (Ecofys, WaterPartnership, & Blueconomy, 2014) (IRENA, 2020), waarbij geldt dat veel landen gunstiger geografische en oceanografische condities hebben dan Nederland. De mogelijke exportkansen voor Nederlandse bedrijven hangen onder andere af van de concurrentiepositie ten opzichte van buitenlandse bedrijven. In hoofdstuk 2 hebben we informatie verzameld uit de literatuur en interviews met ondernemers. Daarnaast heeft RVO samen met

innovatieattachees een onderzoek naar de exportkansen in een aantal landen uitgevoerd. De resultaten van het RVO-onderzoek staan niet in dit rapport en worden ook niet gebruikt in dit rapport. De resultaten zijn beschikbaar in een aparte notitie van RVO.

2 Fase 1: inventarisatie opties voor elektriciteitsopwekking uit water

Er zijn verschillende manieren om elektriciteit uit water te winnen. In Figuur 4 staan vier hoofdgroepen van energie in water die omgezet kunnen worden in elektriciteit: energie uit stroming, golven, verschil in zoutgehalte en verschil in temperatuur. Stromingsenergie kan weer worden opgedeeld in stroming door geografisch verval in rivieren en beken, en stroming veroorzaakt door verval door getijden. Energieopslag is ook een vorm van stromingsenergie, waarbij de stroming geen natuurlijke oorzaak heeft. Bij stromingsenergie worden meestal turbines of onderwatervliegtuigen gebruikt om de energie om te zetten in elektriciteit.

In dit project zijn de opties om elektriciteit uit water te winnen opgedeeld in acht groepen, die zijn beschreven in factsheets (zie bijlage C) en in onderstaande paragrafen. Golfenergie, energie uit zoet/zoutverschillen en uit temperatuurverschillen hebben elk een factsheet. Daarnaast zijn er factsheets over stromingsenergie uit rivieren en beken en over energieopslag in een valmeer. De laatste drie factsheets gaan allen over getijdenenergie. Er is gekozen voor drie verschillende factsheets omdat de toepassing, het potentieel en de neveneffecten significant van elkaar verschillen.



Figuur 4 Indeling technieken elektriciteit uit water. De namen bij de technieken betreft bedrijven en projectontwikkelaars die zijn geïnterviewd in dit project. DTP staat voor Dynamic Tidal Power.

De werkwijze was als volgt:

- Het rapport van Wittenveen en Bos en CE Delft (2019) is als startpunt gebruikt.
- Een aantal ontwikkelaars van technologie en projecten is geïnterviewd (zie Figuur 4).
- Er is een aanvullende literatuurstudie uitgevoerd.
- Een aantal wetenschappers is geïnterviewd (zie bijlage A).
- De concept-factsheets zijn besproken met de Adviesgroep en in een workshop (zie bijlage A).
- Mondeling en schriftelijk commentaar is verwerkt in de factsheets en in dit rapport.

Kosteninschatting

In dit hoofdstuk worden kosten van de EuW-concepten vergeleken op verschillende onderdelen zoals investeringskosten en operationele kosten. Door verschillen in levensduur, operationele uren per jaar en rekenrentes leidt het vergelijken van kostenonderdelen niet altijd tot een helder beeld van de kostprijs van elektriciteit. Daarom wordt er naast de kostenonderdelen ook gekeken naar de *levelised cost of electricity (LCOE)*, een gemiddelde kostprijs voor een kilowattuur elektriciteit. De LCOE wordt berekend met de volgende formule:

$$LCOE = \frac{CAPEX \times \frac{WACC}{1 - (1 - WACC)^{-n}} + OPEX}{Annual\ energy\ production}$$

Waar:

- LCOE de levelised cost of energy is in €/kWh
- CAPEX de investeringskosten zijn in €/kW
- De Weighted Average Cost of Capital (WACC) de gemiddelde financieringskosten zijn (ook wel rentevoet)
- n de economische levensduur is in jaren
- OPEX de jaarlijkse operationele kosten zijn in €/kW/jaar
- En de Annual Energy Production de jaarlijkse elektriciteitsproductie is in kWh, afhankelijk van het opgestelde vermogen (in kW) en het aantal vollasturen per jaar (in uren per jaar)

De LCOE-methode maakt het mogelijk om verschillende opties te vergelijken, waar wij het in hoofdstuk 2 voor gebruiken. De methode is echter niet geschikt voor beoordeling van de aantrekkelijkheid van de optie voor de elektriciteitsmarkt. De jaarlijkse energieproductie, d.w.z. het aantal vollast-draaiuren, wordt aangenomen en houdt geen rekening met de inzet van de optie in de elektriciteitsmarkt. De inzet is afhankelijk van de marktprijs. In fase 2 wordt in de berekeningen met het COMPETES-model wel rekening gehouden met de inzet van de opties in de markt.

2.1 Technieken en concepten om elektriciteit uit water op te wekken

2.1.1 Waterkracht bij stuwen rivieren en beken

Bij waterkrachtcentrales wordt er energie gewonnen uit het stromende water van rivieren en beken. Een rivierenwaterkrachtcentrale bestaat uit drie elementen: een sluizencomplex om schepen door te laten, de waterkrachtcentrale en een (regelbare) stuw die het water opstuwt maar het overtollige water dat niet door de centrale kan doorlaat (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Waterkrachtcentrales worden ook bij stuwen in beken toegepast, met als voornaamste verschil dat de centrales kleiner zijn dan in rivieren. Waterkracht in rivieren en beken wordt hier samen beschouwd.



Figuur 5 Waterkrachtcentrale Linne in de Maas. Bron: (Microhydropower.net, sd)

Waterkrachtcentrales zijn een volwassen technologie (TRL 9) waar al veel ervaring mee is in Nederland en het buitenland. Er is in Nederland 35 MW bestaand rivierwaterkracht vermogen, die jaarlijks ca. 100 GWh produceren (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Er zijn verder ook nog kleinere installaties in stuwen bij beken en waterlopen (ordegrootte 10-100 kW per stuk) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

De voornaamste uitdaging voor waterkrachtcentrales is de visveiligheid. Van visveilige turbines die tevens geschikt zijn voor de lage vervallen die Nederlandse stuwen hebben, zien we de eerste commerciële toepassingen (TRL 8) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Potentieel

Het grootste potentieel is te vinden in zeven stuwen in de Maas en drie stuwen in de Nederrijn. Volgens berekeningen van Witteveen+Bos en CE Delft (2019) is het potentieel 200 GWh/jaar in de Maas en 50 GWh/jaar in de Nederrijn, samen ongeveer 0,9 PJ per jaar, inclusief de huidige productie van ca. 0,26 PJ. Ecofys (2017) schat het marktpotentieel (economisch potentieel dat verwacht gerealiseerd te worden) in 2030 in op 0,45-0,5 PJ/jaar, afhankelijk van beleid. Er wordt in de tweede helft van dit decennium gestart met vervanging van de stuwen op de Maas, wat mogelijkheden biedt voor het uitbreiden van de installaties en mogelijke combinaties met aquathermie (Deltares, 2020).

Naast de rivieren is er potentieel bij een groot aantal stuwen bij beken en waterlopen, met name in Limburg, Brabant, Gelderland, Overijssel en Drenthe. Het potentieel van individuele stuwen in beken is klein en het potentieel zit dan ook met name in de grote aantallen. In totaal wordt het potentieel van waterkracht in beken ingeschat op 0,1 PJ per jaar (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Kosten

In de SDE++ is waterkracht uit rivieren en beken meegenomen in de categorie Waterkracht ≥ 50 cm (PBL, 2020b) (PBL, 2020a). In het conceptadvies voor de SDE++ 2021 zijn de investeringskosten voor nieuwe centrales verlaagd en de operationele kosten verhoogd ten opzichte van het eindadvies voor de SDE++ 2020 (PBL, 2020b) (PBL, 2020a). In het conceptadvies SDE++ 2021 komt de kostprijs uit op 0,131 €/kWh, vergeleken met 0,161 €/kWh in het eindadvies voor de SDE++ 2020. Bij nieuwe centrales wordt er in de SDE++ gerekend met 5.700 vollasturen per jaar, terwijl bestaande rivierwaterkrachtcentrales 2.500-3.500 uur per jaar draaien (PBL, 2020b) (PBL, 2020a) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). In de SDE++ is ook een categorie opgenomen voor renovatie van bestaande installaties, met name voor het vervangen van de turbines door visvriendelijke(re) turbines. Doordat aangenomen wordt dat er (onder andere) geen civiele werkzaamheden nodig zijn bij renovatie van bestaande installaties is dit goedkoper, met een basisbedrag van 0,097 €/kWh (PBL, 2020b) (PBL, 2020a).

In de SDE++ wordt uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 15 jaar en een rentevoet van 4% (PBL, 2020b). Witteveen+Bos en CE Delft (2019) rekenen met een levensduur van 40 jaar en een rentevoet van 3%, waardoor de LCOE lager uitvalt. Ook rekenen Witteveen+Bos en CE Delft (2019) met verschillende casussen. Voor grote installaties in rivieren worden lagere vollasturen aangenomen (2.500-3.500), maar kunnen slim gecombineerd worden met andere werkzaamheden waardoor investeringskosten (4.000 €/kW) en de LCOE (0,08-0,11 €/kWh) laag zijn. Voor kleinere installaties wordt de centrale van Dommelstroom als referentie gebruikt (8.333 €/kW), wat een kostprijs van 0,092 €/kWh geeft. Voor ongunstigere locaties wordt met 50% hogere investeringskosten en 40% minder vollasturen gerekend, waardoor de LCOE oploopt tot 0,21 €/kWh (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Door jarenlange toepassing in Nederland en buitenland is er voor grote centrales weinig perspectief voor verdere kostenreductie (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Standaardisatie en massaproductie van kleine turbines voor stuwen bij beken en waterlopen kan investeringskosten laten afnemen naar 4.000 €/kW en LCOE naar 0,05 €/kWh (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Niet-energetische neveneffecten

Vissterfte bij bestaande turbines is nu de voornaamste belemmering voor het bouwen van nieuwe waterkrachtcentrales. Vissterfte bij bestaande turbines is ongeveer 10-30% (van Berkel J. , 2020) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Moquette, Bil, & de Laak, 2018). Vergunningen voor nieuwe waterkrachtcentrales in regio's waar cumulatieve sterfte van zalm, forel, en aal hoger is dan 10% worden echter enkel verleend wanneer de maximale vissterfte 0,1% is (van Berkel J. , 2020) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Moquette, Bil, & de Laak, 2018). Er zijn visveiligere turbines in ontwikkeling die een oplossing kunnen bieden voor zowel de renovatie van bestaande installaties als voor nieuwe installaties (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Bovendien zijn mitigerende maatregelen mogelijk, zoals het stil zetten van de turbine wanneer trek van vis voorspeld is, ter beperking van vissterfte bij bestaande turbines (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Sommige visveilige turbines kunnen de functie vispassage vervullen (vissen stroomopwaarts laten migreren) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Centrales in

beken kunnen dienen als debietmeter en waterschappen helpen bij een meer adaptief waterbeheer en flexibele peilsturing (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Inpasbaarheid vormt geen probleem omdat de centrales worden gerealiseerd op een plek waar toch al een stuw in de rivier staat (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

2.1.2 *Energieopslag in valmeer*

Energieopslag in een valmeer is een variant van pumped hydro storage, de wereldwijd meest toegepaste vorm van elektriciteitsopslag. Pumped hydro wordt toegepast in bergachtige streken zoals de Alpen en Noorwegen. Het speelt via onder andere de NorNed-kabel tussen Nederland en Noorwegen een rol in het Nederlandse elektriciteitssysteem.

Voor landen met een laag natuurlijk verval zoals Nederland zijn er concepten bedacht waarbij een bedijkt reservoir gebouwd wordt in de Noordzee of IJsselmeer waarin de waterstand wordt gemanipuleerd door middel van pompturbines. Zo wordt een verval van enkele tientallen meters gecreëerd. In de meest recente studies wordt uitgegaan van een valmeer waaruit bij een hoog aanbod (en lage prijs) aan elektriciteit water wordt weggepompt en bij een hoge vraag naar elektriciteit water in het meer stroomt door een turbine die elektriciteit opwekt. (de Vilder, 2017) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

In Nederland is in de jaren '70 en '80 het plan Lieveense ontwikkeld, met als meest recente variant een energie-eiland in de Noordzee met een opslagcapaciteit van 20 of 30 GWh (KEMA en Lieveense, 2007). Onder bepaalde aannames had dit plan een positieve business case, maar het is niet verder gekomen dan een basisontwerp. De Vilder (2017) heeft onder begeleiding van Witteveen+Bos een valmeer op de Doggersbank onderzocht van 25-50 GWh opslagcapaciteit. Het enige actieve initiatief in Nederland is momenteel Delta21, waarin waterveiligheid en natuurontwikkeling gecombineerd wordt met energieopslag in een valmeer bij het Haringvliet. Het meest recente Delta21-ontwerp heeft een energiemeer met een energieopslagcapaciteit van ca. 20 GWh en een pompturbinecapaciteit van 1,8 GW. Die pompturbine kan indien noodzakelijk bij zeer hoge waterstanden rivierwater snel afvoeren waardoor mogelijk verzanding van rivierdijken kan worden voorkomen. De pompturbine wordt verder gebruikt om water uit het meer te pompen bij veel aanbod van stroom en energie te leveren bij veel vraag naar elektriciteit (Delta 21, 2020). Het Delta21-concept is net als de Tweede Maasvlakte een groot waterbouwkundig project voor de Nederlandse kust, waarbij het voorbereidings-, onderzoeks-, besluitvormings- en ontwerptraject ca. 20 jaar in beslag nam. Delta21 heeft ten opzichte van de Maasvlakte een aantal nieuwe aspecten waar extra onderzoek nodig is, zoals de effecten op het grondwatersysteem en effecten van het vullen en legen van het energiemeer op de constructie van de dammen (Deltares, 2020).



Figuur 6 Ontwerp van het Delta21-concept (Delta21, 2020)

Naast het valmeer-concept zijn er ook andere methoden waarbij water gebruikt wordt voor energieopslag. Voor Nederland zijn dat met name:

- Aquabattery die gebruik maakt van potentiaalverschil tussen zoet en zout water met behulp van een membraan, vergelijkbaar met de technologie toegepast bij Blauwe Energie.
- Ondergrondse Pomp Accumulatie (O-PAC) is een initiatief waarin energie wordt opgeslagen voor water uit de Limburgse mijnen op te pompen naar een bovengronds opslagmeer. Energie wordt geleverd door een turbine die onderin de mijn geplaatst is (Berenschot, 2019).

Beiden zijn gesloten systemen in de zin dat ze niet zijn verbonden met het Nederlandse watersysteem. Aquabattery en O-PAC worden dus niet meegenomen, daar deze studie beperkt is tot technologieën die in verbinding staan met het watersysteem.

Potentieel

In deze studie gebruiken we Delta21 als basis en het energiemeer heeft een capaciteit van ca. 20 GWh. Het jaarlijks potentieel hangt af van het aantal maal dat het valmeer gevuld en geleegd wordt. Als dat bijvoorbeeld 100 keer is, dan is het jaarlijks potentieel 2 TWh (7 PJ). In de scenariostudie die deel uit maakt van dit

onderzoek zal worden bepaald aan hoeveel GWh opslag in een valmeer behoefte is in het energiesysteem (zie hoofdstuk 3).

Kosten

Voor valmeeropslag in het algemeen is een formule opgesteld waarmee kosten berekend kunnen worden (de Vilder, 2017). De formule opgesteld door de Vilder (2017) laat zien dat grotere valmeren door schaalvoordelen relatief goedkoper zijn dan kleinere valmeren. De dimensies van Delta21, die hier gebruikt worden als uitgangspunt, zijn relatief klein, waardoor het op zichzelf een dure variant is van een valmeer: met een capaciteit van 20 GWh en een turbinevermogen van 1,8 GW liggen de investeringskosten rond de € 2,7 miljard. Omdat het Delta21-concept (minstens) drie functies heeft – waterveiligheid, natuurontwikkeling en energieopslag – is het niet eenvoudig om te bepalen wat precies de kosten voor energieopslag zijn van het concept. Als de kosten voor de pompturbines in zijn geheel toegerekend worden aan de functie waterveiligheid, zijn de ‘kale’ kosten voor het energiemeer ongeveer € 700 miljoen (Berke, 2020).

De kosteninschatting voor een valmeer van deze schaal komt overeen met de kosteninschatting van ongeveer € 3 miljard uit Witteveen+Bos en CE Delft (2019).

Niet-energetische neveneffecten

De constructie van een valmeer in de Noordzee betekent een forse ingreep en vergt uitgebreid ecologisch onderzoek op locatie. In het door KEMA en bureau Lievense beschreven energie-eiland (KEMA en Lievense, 2007) zijn verschillende functies gecombineerd, zoals opwekking van windenergie, een hub voor elektriciteitstransport en onderhoud van offshore windparken. Voor Delta21 zijn naast energieopslag ook natuurverbetering en waterveiligheid hoofdfuncties. Het voornaamste omgevingseffect zal bestaan uit indirecte effecten als gevolg van veranderingen in hydrodynamica en morfologie. Naast de indirecte effecten zal er sprake zijn van directe ecologische effecten door habitatverandering: de condities in het valmeer zullen afwijken van de condities op open zee. Mogelijk zijn er ook invloeden op de grondwaterstanden en grondwaterstromingen in de regio. De huidige locatie bij het Haringvliet ligt in een Natura2000-gebied wat tot extra eisen leidt. Er wordt nadrukkelijk gekeken naar verbetering van de natuurwaarden, door het creëren van een voordelta en het openzetten van de Haringvlietssluizen. Er wordt momenteel volop onderzoek gedaan naar de effecten op natuur en aquacultuur. Een voorbeeld van dat laatste is dat door de dagelijkse verversing van nutriënten in het meer er uitstekende mogelijkheden worden geboden voor de kweek van mosselen, oesters en zeewier kunnen (Delta 21, 2020).

Bij Delta21 is waterveiligheid minstens zo belangrijk als energieopslag. De pompen kunnen, in geval van sluiting van de Maeslantkering, namelijk ook ingezet worden om overtollig water uit het achterland weg te pompen. Dit kan betekenen dat de ophoging van de rivierdijken achterwege kan blijven, waardoor potentieel miljarden bespaard kunnen worden (Delta 21, 2020). Er is onderzoek nodig om de precieze waarde van het Delta21-concept voor de waterveiligheid te bepalen en te berekenen hoeveel dijkverzwaring voorkomen kan worden (Deltares, 2020).

Innovatieopgaven

Opslag in het valmeer in het algemeen en Delta21 in het bijzonder bevinden zich nog in een conceptuele fase. Er is en wordt veel onderzoek gedaan door studenten. Om het concept verder te brengen is een uitgebreid innovatieprogramma de volgende stap. Hierin moet het waterbouwkundig ontwerp in meer detail worden uitgewerkt. Tegelijkertijd zou via simulaties meer inzicht verkregen moeten worden in de drie hoofdfuncties van Delta21. Hoeveel verzwaring van rivierdijken kan vermeden worden? Wat zijn de effecten op de natuur en hoe kan een valmeer veilig dynamisch bedreven worden. Onderzoek naar de politieke en maatschappelijke aspecten zou parallel aan het technische onderzoek kunnen plaatsvinden.

2.1.3 *Getijdenenergie*

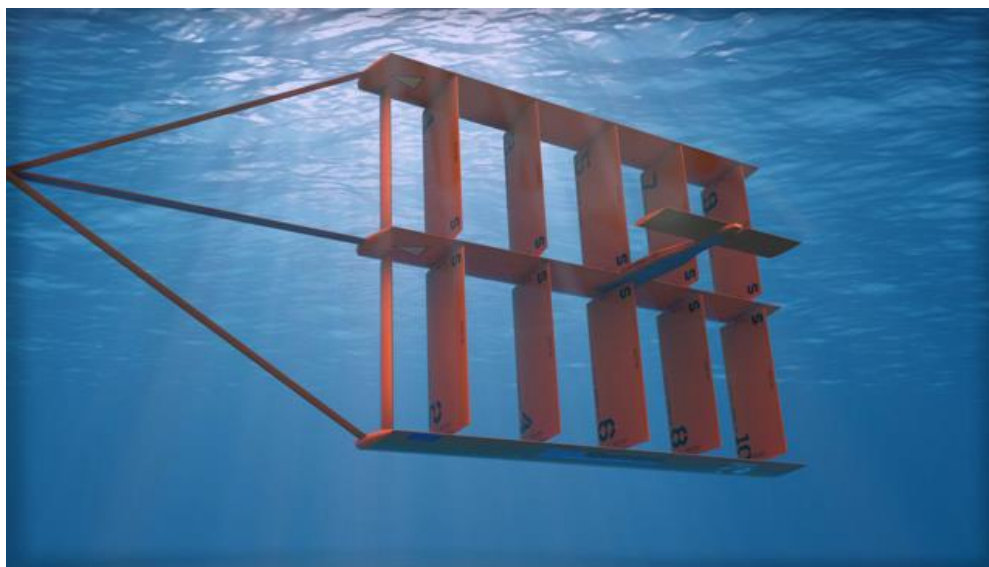
Getijdenenergie wordt gewonnen uit stroming die ontstaat door het getij of uit een hoogteverschil in waterstand over een waterkering of dam. De hoogte en stromingssnelheden van het getij zijn afhankelijk van de beweging van de aarde, de maan en de zon waardoor getijdenenergie een goed voorspelbare bron van energie is. Door klimaatverandering kunnen stromingspatronen veranderen, wat enige onzekerheid geeft over de voorspelbaarheid van getijdenenergie over enkele decennia. We maken hier onderscheid tussen drie varianten van getijdenenergie: getijdenenergie uit vrije stroming, getijdenenergie met verval bij waterkeringen en getijdenenergie met verval bij een Dynamic Tidal Power (DTP) dam. Er zit enige overlap in de categorieën. Zo werkt het DTP concept ook op basis van verval en kunnen vrijestromingsturbinen ook toegepast worden bij waterkeringen, een DTP dam en in rivieren. Overeenkomsten wat betreft turbinetechnologie wordt in het algemeen besproken in paragraaf 2.2.1.

2.1.3.1 *Getijdenenergie met stroming*

Onder invloed van het getij stroomt er water langs de kust en in en uit estuaria waar kinetische energie uit gewonnen kan worden met vrije stromingsturbinen. Er zijn meerdere varianten van vrije stromingsturbinen in ontwikkeling, de meest gevorderde daarvan is een turbine waar de bladen om een horizontale as draaien. Horizontale-as turbines worden in Nederland voor het eerst op commerciële schaal (TRL 8) ingezet bij de Oosterscheldekering (Tocardo, 2020) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Voorlopers wereldwijd staan op het punt om TRL 9 te behalen (JRC, 2019). Andere varianten van vrije getijdestromingsconcepten zijn verticale-as turbines en ontwerpen die gebruik maken van een onderwatervlieger. Deze varianten zijn minder ver ontwikkeld (TRL 4-7) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (JRC, 2019). Er wordt door het Nederlandse bedrijfsleven aan alle drie de varianten van vrije stromingsturbinen gewerkt (MET-Support, 2015).



Figuur 7 Tocardo turbines in de Oosterscheldekering. Bron: (TNO, 2018)



Figuur 8 Onderwatervliegers SeaCurrent. Bron: (SeaCurrent, 2020)

Potentieel

Het technische potentieel van getijdenenergie met stroming is afhankelijk van snelheden van de stroming. De gemiddelde stroomsnelheden op Nederlandse Noordzee is relatief laag, met maximaal 1 tot 1,5 m/s getijdenstroming afhankelijk van de locatie (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Condities zijn beter bij locaties waar vernauwingen optreden zoals tussen Den Helder en Texel en de Westerschelde (2 m/s) en bij de Oosterscheldekering en in spuisluizen waar snelheden op kunnen lopen tot 4,5 m/s (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Witteveen+Bos en CE Delft (2019) schatten het technische potentieel in op 250 GWh of 0,9 PJ per jaar, op basis van 100 MW en gemiddeld 2.500 vollasturen. Van

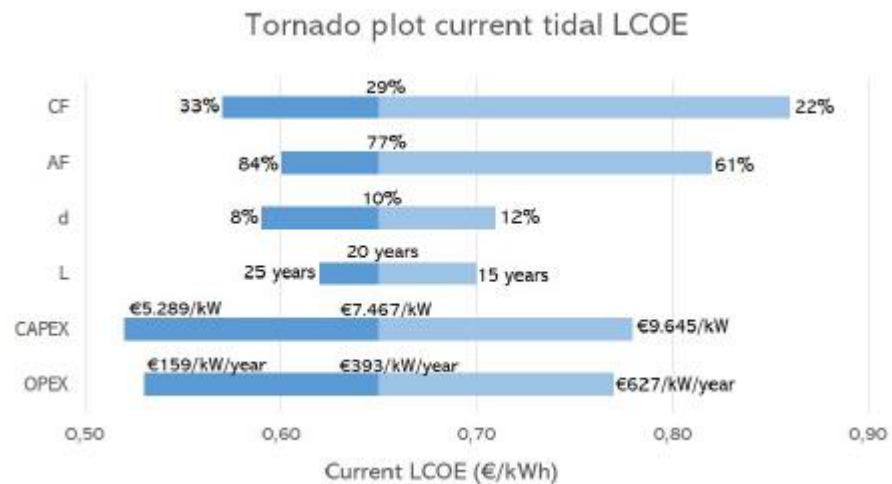
deze 100 MW ligt het grootste potentieel bij de Oosterscheldekering (60 MW⁴) met andere inpasbare locaties in de Waddenzee (10 MW), de Afsluitdijk (7 MW), de Westerschelde (5 MW) en locaties offshore (18 MW). Verder is er ook gekeken naar de toepassing van vrije stromingsturbines bij de Brouwersdam (3-17 MW) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (MET-Support, 2014), al is het op deze locatie ook mogelijk om getijdeturbines op basis van verval te gebruiken waarmee het potentieel hoger is (25-60 MW), de kostprijs van elektriciteit volgens de huidige inschattingen lager uitvallen en er bovendien ook een pompfunctie gebruikt kan worden voor beheer van het waterpeil (zie Paragraaf 2.1.3.2). Met verdere ontwikkeling van de techniek en kostendaling die daarmee gepaard gaat, kan het potentieel op offshore locaties hoger uitvallen dan de 18 MW genoemd door Witteveen+Bos en CE Delft (2019). Met name ontwikkelingen van installaties die ingezet kunnen worden bij lagere stroomsnelheden (<2 m/s), zoals met onderwatervliegers, kunnen het technisch winbare potentieel hoger laten uitvallen. Nederlandse technologieontwikkelaars geven aan bezig te zijn met het ontwikkelen van turbines en onderwatervliegers die geschikt zijn voor lagere stroomsnelheden (Tocardo, 2020) (SeaCurrent, 2020). De ontwikkelaars schatten het technische potentieel mede daardoor hoger in, namelijk 150-250 MW en 3.000 vollasturen, wat neerkomt op 1,6-2,7 PJ per jaar (Tocardo, 2020) (SeaCurrent, 2020). Oudere (en grovere) inschattingen schatten het technische potentieel voor energie uit getijdestroming in op 3-5 PJ/ jaar (Deltares, 2008) (ECN, 2010).

Gezien het grote aandeel van het technisch potentieel dat bij waterkeringen en de Afsluitdijk bevindt, is de bereidheid van lokale en nationale autoriteiten om installaties te laten plaatsen in, aan of nabij deze constructies een belangrijke factor in het winbaar potentieel van getijde energie met stroming.

Kosten

De huidige kosten van horizontale-as getijde-stromingsenergie in Nederland worden in de SDE++ ingeschat op 0,185 €/kWh (PBL, 2020b). De LCOE wordt in de internationale literatuur hoger ingeschat, met een bandbreedte van 0,34-0,65 €/kWh (JRC, 2019) (Hoefnagels, 2020). Een van de redenen waarom de ingeschatte LCOE uit internationale literatuur hoger uitvalt is het aantal vollasturen waarmee gerekend wordt. De SDE++ rekent met 3.700 vollasturen per jaar (PBL, 2020b), terwijl Hoefnagels (2020) rekent met 1.200-2.400 vollasturen. In Figuur 9 is de gevoeligheid van de LCOE voor onder meer het aantal vollasturen te zien, waar uit op te merken is dat de LCOE zeer gevoelig is voor de capacity factor en daarmee de vollasturen. Gerekend met de investeringskosten en operationele kosten van de SDE++ (respectievelijk 5.100 €/kW en 155 €/kW/jaar) en de andere parameters op basis van de gemiddelde case van Hoefnagels (2020) (1.950 vollasturen, 10% rekenrente, en 20 jaar levensduur) komt de LCOE uit op 0,39 €/kWh.

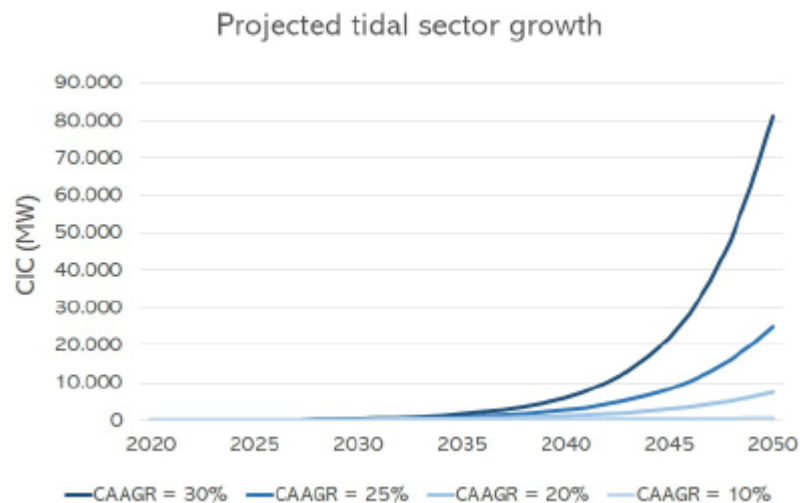
⁴ In de RES van Zeeland (conceptversie 28 juni, 2019) wordt bij de Oosterscheldekering 75 MW opgesteld vermogen in 2050 voorzien.



Figuur 9 Gevoeligheid kostprijs (LCOE) voor een horizontale-as getijde turbine van 1,5 MW voor verschillende parameters, waar CF = capacity factor, AF = availability factor, d = disconteringsvoet, L = levensduur, CAPEX = investeringskosten en OPEX = vaste operationele kosten. Vollasturen = CF x AF x 8760 uur. Bron: Hoefnagels (2020).

JRC (2018) geeft projecties van investeringskosten en operationele kosten in 2030 en 2050 op basis van leercurves, maar rekenen geen LCOE uit. Op basis van inschattingen van investerings- en operationele kosten van JRC (2018) en gebruik makend van SDE++-parameters (3700 vollasturen, 15 jaar levensduur en 5,6% rekenrente), komt de LCOE in 2030 uit op 0,10-0,27 €/kWh en 0,06-0,20 €/kWh in 2050. JRC (JRC, 2018) geeft aan dat andere bronnen uit de literatuur de investeringskosten inschatten aan de onderkant van de bandbreedtes die gebruikt zijn. Naar verwachting zal de LCOE dan ook aan de onderkant van deze bandbreedte uitkomen. Voor 2030 komt dit overeen met de EU-doelstelling voor getijdestroming energie van 0,10 €/kWh (Europese Commissie, 2018).

Voor kosteninschattingen voor 2050 gebruikt Hoefnagels (2020) leercurves op basis van projecties van wereldwijd cumulatief geïnstalleerd vermogens. Afhankelijk van de jaarlijkse groei in wereldwijd geïnstalleerd vermogen (10-30% per jaar) stijgt het cumulatieve geïnstalleerde vermogen van 31 MW in 2018 naar 0,5-81 GW in 2050 (zie Figuur 10). Met een reductie in investerings- en operationele kosten van 5-15% per verdubbeling van cumulatief geïnstalleerd vermogen komt Hoefnagels (2020) tot een inschatting van LCOE van 0,2-0,5 €/kWh. Een gevoeligheidsanalyse van Hoefnagels (2020) laat zien dat de inschatting van LCOE in 2050 het meest gevoelig is voor de LCOE van 2020. De inschattingen voor 2050 komen dan ook relatief hoog uit doordat de LCOE in 2020 door Hoefnagels (2020) ook hoog ingeschat wordt. Toepassen van de leercurves van Hoefnagels (2020) op basis van de huidige LCOE uit de SDE++ geeft een LCOE van 0,03-0,15 €/kWh in 2050.



Figuur 10 Geprojecteerde groei wereldwijd cumulatief geïnstalleerd vermogen horizontale-as getijde turbines. CIC = cumulatief geïnstalleerd vermogen en CAAGR = gemiddelde jaarlijkse toename in geïnstalleerd vermogen. Bron: Hoefnagels (2020).

De bovenstaande rekenvoorbeelden tonen aan dat zowel de huidige kosteninschattingen voor getijdestromingsturbines als de toekomstige kosten op basis van leercurves een ruime bandbreedte kennen. Belangrijke factoren in de kosteninschattingen zijn de investeringskosten, operationele kosten, levensduur en aantal vollasturen per jaar. Tabel 2 laat de bandbreedte van de kosteninschattingen zien. Voor meer informatie zie de factsheet in bijlage C.

Tabel 2 Inschatting LCOE getijdenenergie stroming in 2020, 2030 en 2050 op basis van geanalyseerde literatuur en berekeningen

Kosten	2020	2030	2050
LCOE (€/kWh)	0,16-0,65	0,10-0,27	0,03-0,20

Omdat horizontale-as turbines verder zijn in de ontwikkeling is er meer bekend over de kosten van die technologie dan voor die van onderwatervliegers (tidal kites) en verticale-as turbines. De kostprijs voor tidal kites is volgens SeaCurrent vergelijkbaar met de LCOE van horizontale-as turbines in 2020, met een andere verhouding tussen investeringskosten en operationele kosten (SeaCurrent, 2020).

Niet-energetische neveneffecten

Voor kleinschalige getijdenenergieprojecten is onderzoek gedaan naar veiligheid voor vis en zeezoogdieren zoals zeehonden en bruinvissen. Bij de Afsluitdijk blijkt voor vissen een veranderde situatie met betrekking tot bewegingen door de spuien en een toename van sterftekansen (IMARES, 2015). Vissen kunnen de getijdeturbines wel makkelijker ontwijken dan bij waterkrachtcentrales omdat de turbines niet het gehele natte oppervlakte beslaan, waardoor de kans op letsel of sterfte lager ingeschat wordt (IMARES, 2015) (van Berkel J. , 2020) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Visveiligheid is ook onderzocht met een schaalmodel van een verticale-as turbine in het PRO-TIDE project (ATKB, 2015). In twee tests was de directe sterfte van snoekbaars 5-6%, sterfte van regenboogforel 0-1% en aal 0%.

Voor zeehonden en bruinvissen is geen bewijs gevonden van impact bij de installatie bij de Oosterschelde. Het risico dat zeehonden en bruinvissen de Oosterscheldekering zullen mijden of in aanraking komen met turbines wordt laag ingeschat, zelfs bij het toevoegen van meer turbines in de kering (Wageningen Marine Research, 2019) (Seamarco, 2019).

Voor estuaria waar sprake is van zandhonger (een verstoorde circulatie van zand waardoor er zandplaten langs de kust verdwijnen) kunnen getijdeturbines deze zandhonger verergeren (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Op basis van modelberekeningen voor twee vergunde projecten bij de Oosterschelde (bestaande installatie en een vergelijkbaar nog niet gerealiseerd project) lijken er op de gekozen locatie geen significante effecten te zijn op zandhonger, erosie en sedimentatie (Wageningen Marine Research, 2019).

Er is door Deltares onderzoek gedaan naar het effect van winning van energie uit getijdestroming in de Oosterscheldekering op het getij (Deltares, 2018). Metingen tonen aan dat het getij met turbines binnen een bandbreedte van natuurlijke variaties van het getij zonder turbines valt. Hiermee stelt Deltares dat de gemeten invloed klein is, en dat er daardoor geen definitieve conclusies zijn te trekken over impact van de turbines op het getij.

Er zijn mogelijkheden voor synergie met windparken, zoals gebruik maken van dezelfde netaansluitingen (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Aanvullend kunnen onderhouds- en herstelwerkzaamheden evenals inspectie momenten gecombineerd worden.

Innovatieopgaven

Vrije stromingsturbines zijn in de demonstratiefase en projecten gericht op het opdoen van praktijkervaring. Kostendaling kan met name gerealiseerd worden door massaproductie van de installaties. Om die opschaling op gang te helpen, zijn succesvolle demonstratieprojecten een voorwaarde. Innovatie concepten, zoals onderwatervliegers zijn nog in het prototype-stadium en is er nog veel innovatie in het ontwerp en de toepassing van de technologie.

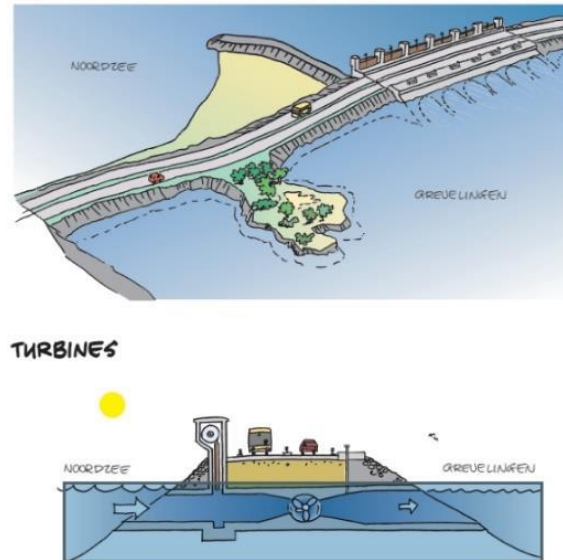
Rond neveneffecten is er praktijkonderzoek gedaan naar enkele installaties, maar is er nog onderzoek nodig naar de effecten van grootschalige toepassing (Copping & Hemery, 2020). Het potentieel van getijdenenergie aan de kust is vrij goed in kaart gebracht, maar het offshore-potentieel is minder duidelijk. Onderzoek waarbij specifieke offshore locaties geselecteerd worden op basis van getijdenstroming en neveneffecten kunnen een beter beeld geven van het potentieel van getijdenenergie. Daarnaast verdient het aanbeveling om de synergie met offshore windenergie nader te onderzoeken⁵.

2.1.3.2 Getijdenenergie met verval

Onder invloed van het getij kan er een hoogteverschil in waterstand ontstaan aan twee kanten van een waterkering. Op basis van het verval over de waterkering kan energie gewonnen worden met turbines. De turbines worden geplaatst in een doorlaatopening van een waterkering (zie Figuur 11). Anders dan vrije stromingsturbines, beslaan verval turbines het complete natte oppervlakte

⁵ Zie bijvoorbeeld <https://www.topsectorenergie.nl/programmaliin-wind-op-zee-en-de-omgeving#MEERVOUDIG>

beschikbaar in de doorlaatopening. Het concept is gebaseerd op een techniek die al 50 jaar toegepast wordt in La Rance, Frankrijk. Aantoonbaar visveilige turbines die geschikt zijn voor het kleinere getijverschil in Nederland zijn nog in een demonstratiefase (TRL 7) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).



Figuur 11: Schematische weergave ontwerp getijdencentrale Brouwersdam. Bron: (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Potentieel

Het potentieel van getijdenenergie uit verval in Nederland is geconcentreerd in Zeeland. De meest kansrijke locatie is de Brouwersdam (25-60 MW), gevolgd door het Grevelingermeer (2-5 MW) en de Waterdunen (2 MW) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Zeeuws Energieakkoord, 2019). In 2030 voorziet de RES van Zeeland (conceptversie juni 2019) demonstratieprojecten van 25 MW in de Brouwersdam en 2,5 MW in de Grevelingendam, die uitgebreid worden naar commerciële projecten van 60 MW in de Brouwersdam en 5 MW in de Grevelingendam in 2050. Samen zijn de installaties bij de Brouwersdam en Grevelingendam dan goed voor 0,29 PJ per jaar in 2030 en 0,68 PJ per jaar in 2050. Witteveen+Bos en CE Delft (2019) schatten het technische potentieel lager in, op basis van 25 MW bij de Brouwersdam en 2 MW ieder bij de Grevelingendam en de Waterdunen. De 29 MW kan vervolgens 0,3 PJ per jaar leveren.

Bij de Brouwersdam is ook onderzocht of vrije stromingsturbines een aantrekkelijke optie zijn (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (MET-Support, 2014). Met vrije stromingsturbines valt het potentieel bij de Brouwersdam met 17 MW lager uit dan met turbines op basis van verval.

Kosten

Varianten op projecten bij de Brouwersdam verschillen in schaal (24,6 - 41 MW) en aantal vollasturen per jaar (2.350 - 2.500 uur), waarmee de elektriciteitsproductie per jaar uitkomt op 60 - 116 GWh of 0,2 - 0,4 PJ (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Voor deze varianten is de LCOE 0,09-0,14 €/kWh (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Voor vrije stromingsturbines bij de Brouwersdam wordt de LCOE ingeschat op 0,19 €/kWh (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Bij de meest recente varianten vervullen de turbines ook een pompfunctie voor het beheren van het waterpeil, waardoor er additionele inkomsten mogelijk zijn voor het aanbieden van de pompfunctie in de vorm van compensatie en subsidies.

Door het beperkte aantal potentiële locaties in Nederland zijn mogelijkheden om te leren beperkt en zijn projecten voor leereffecten afhankelijk van internationale ontwikkelingen. Over soortgelijke projecten in het buitenland is weinig informatie, waardoor er geen aannames gemaakt zijn over leereffecten en kostendalingen richting 2030 en 2050.

Niet-energetische neveneffecten

Vervalturbines kunnen een dubbele functie vervullen: als turbine en als pomp (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Deltares, 2020). Energiewinning is in het geval van het Brouwersdamproject een secundair gebruik: het project is vooral een project om (beperkt) getij terug te brengen op het Grevelingenmeer ten behoeve van verbetering van de waterkwaliteit (Deltares, 2020). Omdat de energiecentrale doorgaans geïntegreerd wordt in bestaande of aan te leggen constructies is er weinig tot geen additionele impact op het landschap. Van het additionele materiaalgebruik zijn de turbines het belangrijkste onderdeel. De turbines gaan lange tijd mee, waardoor het materiaalgebruik beperkt is. Hergebruik of recycling van de materialen moet nog nader onderzocht worden.

Visveiligheid is ook voor vervalturbines een belangrijke voorwaarde. Er zijn visveilige turbines voor laag verval in ontwikkeling (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). In het Europees project Pro-tide zijn schaal turbines van Pentair Fairbanks Nijhuis getest (Pro-Tide, 2015). Testresultaten kwamen goed overeen met modelvoorspellingen (0-6% vissterfte) (Pro-Tide, 2015). Er is uitgerekend dat bij de Brouwersdam vissterfte <0,1% zal zijn (van Berkel J. , 2020). Dit is de norm voor vergunningverlening voor nieuwe energie installaties op locaties waar cumulatieve sterfte van zalm, forel, en aal hoger is dan 10% (van Berkel J. , 2020) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Moquette, Bil, & de Laak, 2018). Tests op volledige schaal moeten nog uitgevoerd worden.

2.1.3.3 Getijdenenergie DTP

Dynamic Tidal Power (DTP) maakt gebruik van de versnelling van de getijdestroming, waarbij een hoogteverschil over een haaks op de getijdestroom geplaatste dam ontstaat. Door middel van turbines wordt het verschil in waterhoogte omgezet in elektriciteit. Het principe van DTP is theoretisch bewezen (Hulsbergen, Boer, Steijn, & Banning, 2012) (Mei, 2020) en in de praktijk geobserveerd bij natuurlijke barrières in de getijdestroom (Hulsbergen, Boer, Steijn, & Banning, 2012). De energieopbrengst van een DTP-installatie is afhankelijk van de maximale stroomsnelheid van het getij en schaal met een exponent van 2,5 met de lengte van de dam. Dat laatste betekent dat het voordelig is om lange dammen te bouwen: in deze studie wordt uitgegaan van een dam van 50 km die haaks op de kust gebouwd wordt. De dam bevat ca. 2.000 turbines van 8 tot 10 MW en aan het uiteinde twee dammen die haaks of in een hoek op de hoofddam staan van ieder ca. 20 km lengte (Walraven, 2020b). Een DTP-systeem zal het getij volgen voor energieproductie, wat tot een voorspelbaar energieprofiel leidt. Door twee of drie dammen op een bepaalde afstand van elkaar te bouwen kan er een continue energieproductie worden bewerkstelligd. Met een enkele dam kan dat door een

relatief beperkt vermogen aan opslag in de vorm van batterijen te plaatsen (Walraven, 2020b).

Het is moeilijk om een eenduidig TRL-niveau voor DTP aan te geven. Energiewinning met DTP is nog niet experimenteel bewezen, maar het principe is wel theoretisch aangetoond (Mei, 2020). Er is nog onduidelijkheid over de opbrengst, die bij numerieke simulatie hoger is dan bij theoretische berekening, over het aantal vollasturen en over de effecten van storm op de werking (Walraven, 2020a). De afzonderlijke onderdelen zijn voor wat betreft de waterbouwkundige werken al op de markt. De benodigde visvriendelijke, bi-directionele turbines voor een laag verval (circa 2,5 m) zijn in ontwikkeling en er is nog een opschaling nodig naar de gewenste 8 – 20 MW (Walraven, 2020b). Er is wereldwijd nog geen praktijkervaring met DTP. Tussen 2000 en 2010 is er door de Power Group en Chinese partners onderzoek gedaan naar DTP in China en Korea (Hulsbergen, Boer, Steijn, & Banning, 2012). In Nederland is de stichting DTP actief, die werkt aan het mogelijk maken van DTP in de Nederlandse energievoorziening. Momenteel loopt een modellerings-studie die de energieopbrengst van een DTP-systeem in de Noordzee moet bevestigen, die in de tweede helft van 2020 zal worden opgeleverd (Walraven, 2020b).

DTP vergt nog veel onderzoek (onder andere naar de effecten op de ecologie en de kustverdediging). Ook het maatschappelijk traject zal lang zijn bij een dermate grote ingreep aan de Nederlandse kust waarbij veel belangen (natuur, visserij, scheepvaart, recreatie, etc.) geraakt worden. Ter vergelijking: bij de Tweede Maasvlakte duurde de periode van ontwerp, onderzoek, vergunningverlening en bouw tegen de 20 jaar. We verwachten derhalve dat een DTP-systeem, indien gebouwd, pas na 2030 operationeel zal zijn.

Potentieel

De hoeveelheid energie die een DTP-systeem produceert hangt samen met het precieze ontwerp (zoals lengte van de dam, specificaties van de turbines) en de locatie. De maximale getijdestroom varieert van 0,8 m/s in het noordelijk deel van de Noordzeekust tot 1,2 m/s in het zuidelijk deel (Zeeland). Er is voor DTP in de Noordzee nog geen concreet ontwerp beschikbaar. In (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) wordt de kostenberekening van de Power-group (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014) gebruikt en een vermogen van 15,6 GW voor een dam van 50 km berekend. Met een numeriek model zijn voor een specifieke case study bij IJmuiden hogere energieopbrengsten gevonden (Hulsbergen, Steijn, Van Banning, Klopman, & Fröhlich, 2008). Het aantal vollasturen is nog niet eenduidig vastgesteld: Runia et al. (2014) gebruikt 2.000 vollasturen en Walraven (2020b) bijna 3.000 vollasturen. De potentiële bijdrage aan de Nederlandse energievoorziening is groot: tussen de 125 en 260 PJ per dam (Stichting DTP, 2020) (Walraven, 2020b).

Kosten

Daar er nog geen ontwerp beschikbaar is van een DTP-systeem in de Noordzee, zijn de kosten nog onzeker. Een DTP-dam kost enkele tientallen miljarden Euro's. Er is gebruik gemaakt van kostenschattingen van Runia et al. (2014), die ook gebruikt zijn in (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019), en Walraven (2020b). Runia et al. komen uit op een investeringskosten van 2.581 €/kW en een LCOE van 0,07 €/kWh bij 2.000 vollasturen. Walraven hanteert lagere investeringskosten en een hoger aantal vollasturen (ca. 3.000), waardoor de LCOE uitkomt op 0,032 €/kWh en

de CAPEX op 1.690 €/kW bij een getijdestroomsnelheid van 1,2 m/s. Bij een getijdestroom van 0,8 m/s zijn de kosten hoger: de LCOE is dan 0,055 €/kWh (Stichting DTP, 2020).

Een DTP-systeem in Nederland zal waarschijnlijk (een van) de eerste ter wereld zijn. De kosten voor een first-of-a-kind-systeem zal fors hoger liggen dan voor een tweede, waarna de kosten zullen dalen tot een vaste waarde bij veelvuldige toepassing. In (IEA-OES, 2015) worden de kosten voor een eerste toepassing van een getijde-dam ongeveer twee keer zo hoog geschat als de uitontwikkelde case.

Niet-energetische neveneffecten

Een DTP-systeem is dermate omvangrijk dat het een groot effect zal hebben op de ecologie, de kustverdediging en het gebruik van de Noordzee. Er zijn zowel positieve als negatieve effecten te noemen en om echt een uitspraak te doen is er veel onderzoek nodig. In de Noordzee loopt een stroming van zuid naar noord langs de Nederlandse kust, die nutriënten en zeedieren transporteert. Een dam van 50 km lang heeft daar naar verwachting invloed op. De directe en indirecte effecten op grotere zeedieren, zoals bruinvissen en zeehonden vergt onderzoek. Een dam kan bijvoorbeeld fungeren als een kunstmatig rif, wat tot een toename van biodiversiteit kan leiden.

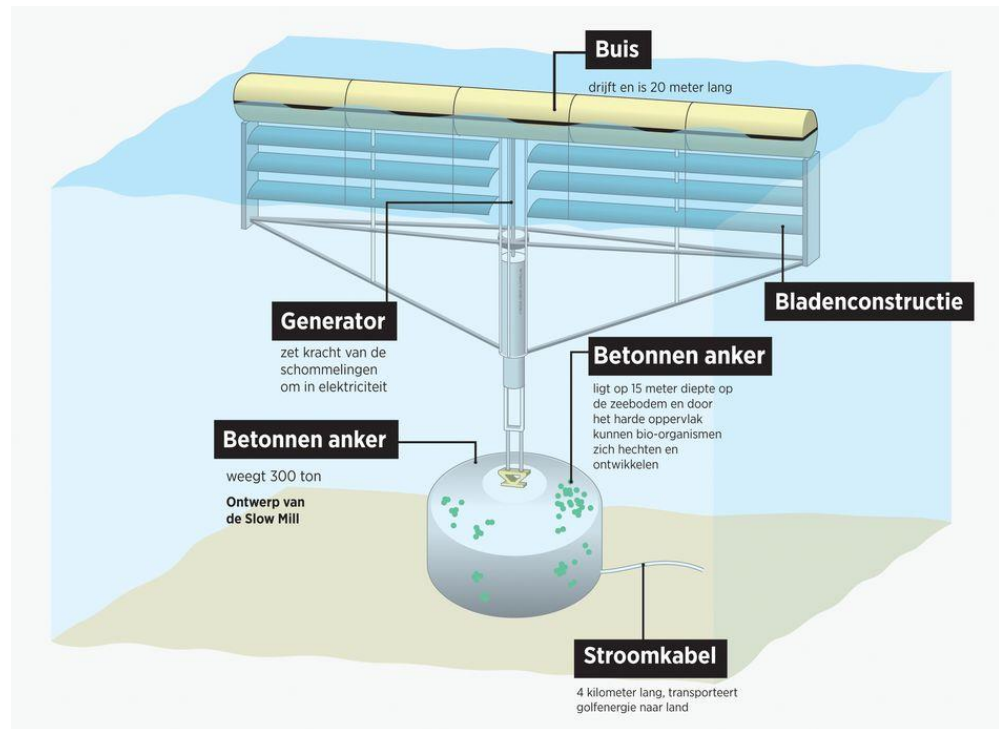
De negatieve en positieve effecten op de kustverdediging zijn nog niet onderzocht en zijn locatie-afhankelijk. Bij de locatiekeuze moet er verder rekening gehouden worden met scheepvaartroutes (er lopen veel routes langs de kust die mogelijk verlegd zullen moeten worden), de visserij en Natura2000-gebieden. DTP biedt kansen voor meervoudig ruimtegebruik, van servicing van windparken tot een vliegveld op zee.

Innovatieopgave

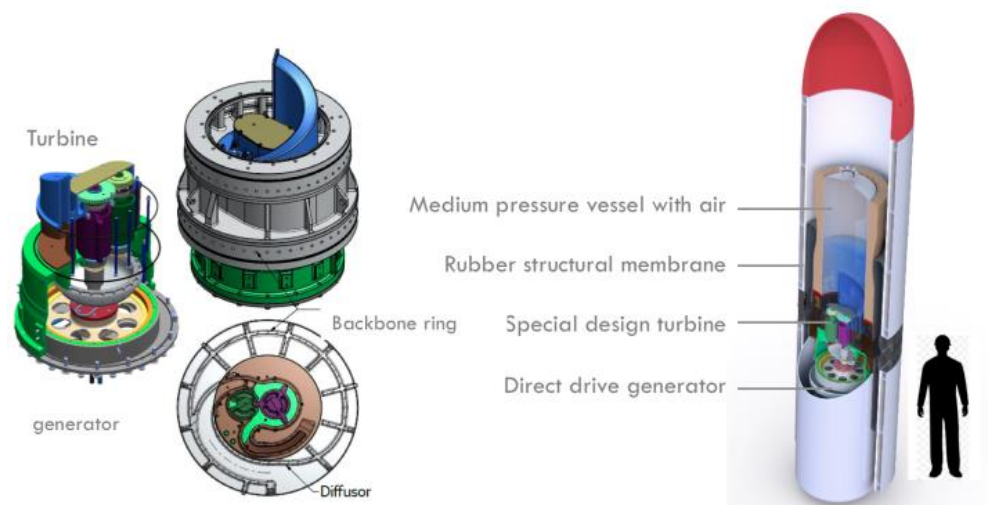
Zoals beschreven is DTP nog in de conceptuele fase. Dat een DTP-systeem energie zal produceren is door middel van berekeningen bewezen, maar hoeveel precies vraagt aanvullend onderzoek. Een eerste stap is een ontwerp en een gedegen modelstudie naar de werking van een DTP-systeem op basis van een specifieke locatie. Een dergelijk onderzoek loopt momenteel (Walraven, 2020b). Een experimentele bevestiging op lab-schaal zou een logische volgende stap zijn. Als de resultaten daarvan beschikbaar komen, kan een goed onderbouwde kostenschatting gemaakt worden en kan er verkennend onderzoek naar de neveneffecten worden uitgevoerd. Op technisch vlak is de demonstratie van visvriendelijke bi-directionele turbines voor laag verval van belang. In dit kader kunnen bestaande spuisluizen, zoals die in de Grevelingendam, een demonstratielocatie vormen.

2.1.4 Golfenergie

Met een golfenergieconverter wordt er energie gewonnen uit de snel wisselende waterhoogte. Er zijn veel verschillende technieken om golfenergie te winnen. Enkele voorbeelden zijn vlotters die verticaal oscilleren of scharnieren, luchtkamers in waterkeringen en aftopping van de golven met retourstroom door een turbine. Er zijn in Nederland en wereldwijd meerdere pilots en demonstratieprojecten (TRL 5-8), maar nog geen rendabele commerciële projecten. (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).



Figuur 12 Golfenergieconverter ontwerp van Slowmill. Bron: (Trouw, 2019)



Figuur 13 Golfenergieconverter ontwerp van Symphony. Bron: (Symphony Wave Power, 2020)

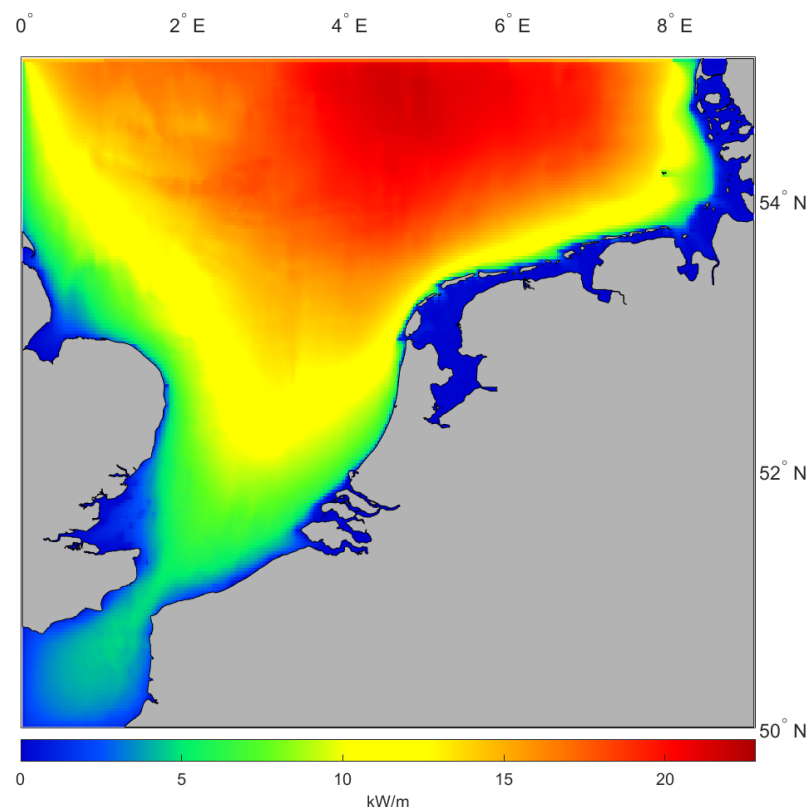
Er is veel aandacht voor het ontwikkelen van golfenergieconverters voor de oceanen waar de hoogste golven en het hoogste potentieel te vinden zijn. De condities in de Noordzee zijn minder gunstig voor energiewinning door het relatief milde golfklimaat. Een aantal (Nederlandse) leveranciers ontwikkelt golfenergieconverters die toegepast kunnen worden in het mildere golfklimaat van de Noordzee. Voordeel is dat de converters lagere krachten te verduren krijgen. De investeringskosten per MW kunnen lager zijn doordat de golfenergieconverters minder zwaar en stevig gebouwd kunnen worden dan golfenergieconverters bedoeld voor locaties met hoge golfcondities (Lavidas G. , 2020a) (Lavidas & Polinder, 2019). Belangrijk is om de golfenergieconverters zo te ontwerpen dat

jaarlijkse elektriciteitsproductie gemaximaliseerd wordt (Lavidas & Polinder, 2019). Daarbij kan er geleerd worden in relatief rustige condities waarna uitbreiding naar de oceanen mogelijk is.

Golven zijn van nature variabel en golfenergie is daardoor ook variabel. Golfenergie loopt ongeveer een halve dag achter op de windsterkte, waardoor er nadat de wind is gaan liggen nog wel golfenergie geproduceerd kan worden. Golfenergie kan zodoende wind op zee aanvullen en een dempende werking hebben op de variabiliteit van levering van elektriciteit vanaf zee. Hoe significant de demping is, is afhankelijk van de verhouding van opgestelde vermogens wind op zee en golfenergie.

Potentieel

Het golfklimaat op de Noordzee is met gemiddeld zo'n 8-12 kW/m mild vergeleken met oceanen waar de gemiddelde golfenergie kan oplopen tot boven de 80 kW/m (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Deltares, 2008) (Sorensen & Fernández Chozas, 2010). Recent onderzoek van Lavindas en Polinder (2019) met een numeriek model geeft de lokale condities gedetailleerd weer: het gemiddelde is het laagst 3-6 kW/m bij het Kanaal, loopt op tot 8-20 kW/m bij de Waddeneilanden en neemt verder toe tot 25 kW/m verder in noordelijke richting uit de kust (zie Figuur 14).



Figuur 14 Kaart van het vermogen van golfenergie in de Noordzee (in kW per meter). Bron: Lavindas en Polinder (2019).

Door Deltares (Deltares, 2008) is het potentieel van golfenergie in Nederland uitgerekend op basis van het gemiddelde golfklimaat op circa 30 km van de kust, waar uitgegaan wordt van 10 kW/m. Het theoretische potentieel wordt ingeschat op 54 PJ per jaar. Door de benodigde onderlinge afstand tussen golfenergieconverters wordt het potentieel gecorrigeerd met een factor 25%. Doordat een groot deel van de kust al bestemd is voor andere doeleinden zoals scheepvaart, visserij, defensie en natuur wordt er bovendien ingeschat dat maximaal 50% van dit potentieel winbaar is. Met een rendement van 80% blijft er een technisch potentieel van 5-5,5 PJ/ jaar over. Recentere onderzoeken door Ecofys (2017) en Witteveen+Bos en CE Delft (2019) verwijzen naar het technische potentieel uitgerekend door Deltares in 2008.

In een andere inschatting van het technische golfenergiepotentieel is gekeken naar een 300 km lange lijn golfenergieconverters 30 km uit de kust, waar met vergelijkbare aanpak (10 kW/m en een correctiefactor van 10%) een technisch potentieel van 9,4 PJ/jaar uit komt (Sorensen & Fernández Chozas, 2010) (Schaffmeister & Scheijgrond, 2019). Bij plaatsing van een tweede lijn golfenergieconverters 80 km uit de kust neemt het berekende technische potentieel zelfs toe tot 19 PJ/jaar (Sorensen & Fernández Chozas, 2010).

Deze bestaande potentieelstudies zijn echter verouderd en met nieuwe inzichten over golfenergieconverters, aangescherpte internationale standaarden voor potentieelberekeningen van golfenergie en nieuwe rekenmethodes en modellen is het mogelijk om het technische potentieel beter in beeld te krijgen (Deltares, 2020) (Lavidas G. , 2020a). Dat valt echter buiten de scope van dit onderzoek.

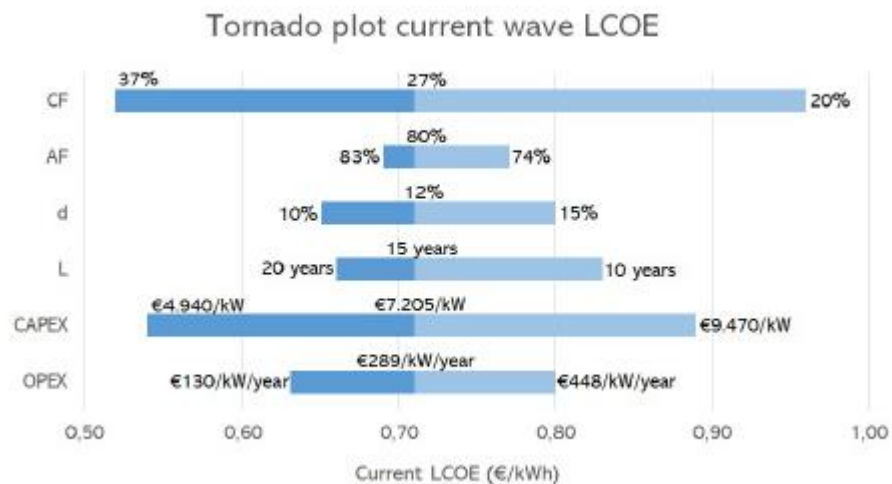
Op basis van het model gebruikt voor Figuur 14 en recente inzichten van golfenergieconverters wordt ingeschat dat er 30-60 MW aan golfenergieconverters geplaatst kunnen worden per vierkante kilometer met een gemiddelde opbrengst van 3,1 GWh/jaar/MW (Lavidas G. , Selection index for Wave Energy Deployments (SIWED): A near-deterministic index for wave energy converters, 2020) (Lavidas & Blok, 2020b). Door locaties te identificeren waar golfenergie projecten technisch te realiseren en in te passen zijn, kunnen de nieuwe inzichten over golfenergie gebruikt worden om een beter beeld te krijgen van het technische potentieel voor golfenergie op de Noordzee.

Kosten

In de SDE++ 2020 is golfenergie opgenomen in de categorie Waterkracht, valhoogte < 50 cm, samen met getijdenenergie uit stroming (PBL, 2020b). De huidige kostprijs van golfenergie is echter hoger dan die van getijdenenergie uit stroming: Witteveen+Bos en CE Delft (2019) rapporteren op basis van een verzamelstudie van JRC (2016) een kostprijs van 0,60-1,10 €/kWh voor golfenergie vergeleken met een kostprijs van 0,16-0,37 €/kWh voor getijdenenergie uit stroming. Doordat de laagste kosten gebruikt worden in de SDE++, is de SDE++ 2020 geen goed referentiepunt voor de kosten van golfenergie.

Hoefnagels (2020) heeft op basis van internationale industriedata en literatuur gemiddelde huidige kosten en een bandbreedte ingeschat voor een Oscillating Body System (OBS) golfenergiesysteem (het vaakst voorkomende ontwerp voor golfenergiesystemen). Uit deze inventarisatie komt een referentiewaarde van 0,71 €/kWh en een bandbreedte van 0,29-1,59 €/kWh. Net als voor getijdenenergie

uit stroming heeft Hoefnagels (2020) ook de gevoeligheid van de kostprijs voor golfenergie voor verschillende parameters onderzocht (zie Figuur 15). Voor golfenergie hebben de aannames over vollasturen en de investeringskosten de grootste invloed op de berekende LCOE.



Figuur 15 Gevoeligheid kostprijs (LCOE) voor een OBS golfenergiesysteem van 100 kW voor verschillende parameters, waar CF = capacity factor, AF = availability factor, d = disconteringsvoet, L = levensduur, CAPEX = investeringskosten en OPEX = vaste operationele kosten. Vollasturen = CF x AF x 8760 uur. Bron: Hoefnagels (2020).

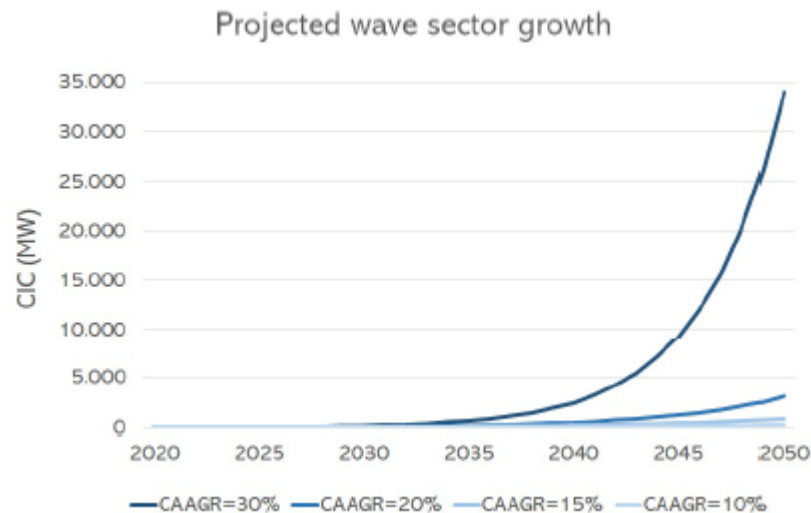
JRC (Cost development of low carbon energy technologies, 2018) heeft op basis van leercurves de daling van investerings- en operationele kosten voor meerdere scenario's uitgerekend (zie Tabel 3). Op basis van de kostendata van JRC (2018) zijn LCOE's uitgerekend. Voor het vergelijk met getijdenenergie stroming en andere duurzame energiebronnen is er met parameters uit de SDE++ 2020 (PBL, 2020b) en Witteveen+Bos en CE Delft (2019) gerekend: 2.500 vollasturen, een levensduur van 15 jaar en 5,6% rekenrente. De LCOE in 2030 komt hiermee uit op 0,13-0,35 €/kWh en voor 2050 op 0,08-0,28 €/kWh.

Tabel 3 Investerings- en O&M kosten voor golfenergie onder verschillende scenario's. Bron: JRC (Cost development of low carbon energy technologies, 2018)

		Unit	2015	2020	2030	2040	2050
Capital investment costs	Baseline	EUR/kW	7910	7300	5950	4830	4150
	Diversified	EUR/kW		6310	5320	4040	3240
	ProRES	EUR/kW		4990	3600	2980	2690
	Min	EUR/kW		3890	2350	1750	1500
	Max	EUR/kW		7480	6500	5630	5070
O&M costs	-	%CAPEX	4%	4%	3,5%	4%	4%

Voor kosteninschattingen voor golfenergie in 2050 gebruikt Hoefnagels (2020) ook leercurves. De leercurves zijn gebaseerd op projecties van wereldwijd cumulatief geïnstalleerde vermogens. Afhankelijk van de jaarlijkse groei in wereldwijd geïnstalleerd vermogen (10-30% per jaar) stijgt het cumulatieve geïnstalleerde vermogen van 13 MW in 2018 naar 0,2-34 GW in 2050 (zie Figuur 16). Met een reductie in investerings- en operationele kosten van 5-15% per verdubbeling van cumulatief geïnstalleerd vermogen komt Hoefnagels (2020) tot een inschatting van

LCOE van 0,2-0,5 €/kWh. Een gevoeligheidsanalyse van Hoefnagels (2020) laat zien dat de inschatting van LCOE in 2050 het meest gevoelig is voor de LCOE van 2020.



Figuur 16 Geprojecteerde groei wereldwijd cumulatief geïnstalleerd vermogen OBS golfenergiesystemen, waar CIC = cumulatief geïnstalleerd vermogen en CAAGR = gemiddelde jaarlijkse toename in geïnstalleerd vermogen. Bron: Hoefnagels (2020) .

Tabel 4 geeft een overzicht weer van de inschattingen van de LCOE van golfenergie in 2020, 2030 en 2050. Er staan brede bandbreedtes in de tabel, wat de onzekerheid rondom de huidige en toekomstige kosten van golfenergie weergeeft. Doordat er meer inschattingen zijn van de kosten in 2050 is de bandbreedte groter dan die voor 2030. Voor een uitgebreid vergelijk van kosten zie de factsheet in Bijlage C.

Tabel 4 Inschattingen LCOE van golfenergie in 2020, 2030 en 2050 op basis van geanalyseerde literatuur

Kosten	2020	2030	2050
LCOE (€/kWh)	0,29-1,59	0,13-0,35	0,08-0,52

De Europese doelstellingen voor golfenergie zijn 0,15 €/kWh in 2030 en 0,10 €/kWh in 2035 (Europese Commissie, 2018). Aan de hand van de bovenstaande inschattingen lijkt de kans niet groot dat deze doelstellingen behaald worden.

Voorspellingen vanuit de markt zijn optimistischer dan de voorspellingen van Hoefnagels (Techno-economic analysis of the cost reduction potential of marine energy technology through learning curve modeling, 2020) en JRC (2018), met doelstellingen van 0,25 €/kWh in 2025 en bij grootschalige uitrol in de Noordzee kosten onder de 0,05 €/kWh (Slowmill, 2020) (Symphony, 2020). Voor grootschalige implementatie op de Noordzee en de gerelateerde kostendalingen door schaalgrootte is wel een innovatieprogramma nodig vergelijkbaar met het programma voor Wind op Zee (Slowmill, 2020).

Niet-energetische neveneffecten

De ecologische impact van golfenergieconverters is naar verwachting beperkt omdat het gaat om langzaam bewegende systemen (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Golfenergiesystemen reduceren de golfenergie en kunnen daarmee golfbelasting op de kust tijdens stormen doen afnemen waardoor er een bijdrage wordt geleverd aan de kustverdediging (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Effecten op het golfklimaat zijn echter niet altijd positief. Grootschalige golfparken die het golfklimaat beïnvloeden kunnen zandtransporten langs de kust wijzigen en er kan lokaal erosie of sedimentatie optreden. Installaties dicht bij de kust kunnen suppletiewerkzaamheden bemoeilijken. Ook kan grootschalige productie van golfenergie impact hebben op stromingseffecten en de hoeveelheid zonlicht onder water beperken, wat beide invloed kan hebben op onderwater ecosystemen (Asjes, 2020). Ook een beoordeling van mogelijke effecten op lokale ecosysteem per locatie is daarom gewenst.

Voor het Slowmill pilotproject voor de kust van Texel is door Wageningen Marine Research een voortoets gedaan voor de wet natuurbescherming (Wageningen Marine Research, 2020). Het onderzoek heeft gekeken naar potentiële impact op nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Doordat er nog weinig bekend is over eventuele effecten van golfenergieconverters op het lokale ecosysteem is er volgens de onderzoekers nog een grote mate van onzekerheid. Er worden voor het Natura 2000-gebied Noordzeekustzone significante gevolgen uitgesloten voor zeven habitattypen, drie broedvogelsoorten, vijf vleermuissoorten en twaalf niet-broedvogelsoorten. Voor drie trekvissoorten, vier overige vissoorten, drie zeezoogdiersoorten en zes niet-broedvogelsoorten kunnen significante gevolgen niet op voorhand uitgesloten worden.

Uit onderzoek van NIOZ (2020) blijkt dat er een toename aan biodiversiteit waar te nemen is na het plaatsen van objecten als ankers voor golfenergieconverters op de zandige bodem van de Noordzee doordat de habitat complexiteit van de omgeving toeneemt. Hoewel een toename aan biodiversiteit als positief gezien kan worden, is dit niet eenduidig omdat het een toename van soorten betreft die doorgaans niet (of in veel mindere mate) te vinden zijn op een zandige bodem. Rondom de risico's van elektromagnetische velden en het effect van onderwatergeluid op zeezoogdieren bestaat ook nog onzekerheid (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Er zijn mogelijkheden voor synergie met windparken, zoals gebruik maken van dezelfde netaansluitingen (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Door golf- en windenergie te combineren kan een meer gebalanceerd aanbod aan duurzame elektriciteit mogelijk worden. Het plaatsen van de golfconverters zal het golfklimaat binnen het wind park milder maken, wat slijtage van materialen vermindert, maar ook het onderhoud vergemakkelijkt. Daarbij kunnen onderhouds- en herstel werkzaamheden evenals inspectie momenten efficiënt gecombineerd worden. Bereikbaarheid van offshore windparken voor inspectie en onderhoud moet daarbij wel gewaarborgd worden. Hoe significant deze effecten zijn is afhankelijk van de schaal waarop golfenergie toegepast kan worden bij offshore windparken. Door de onzekerheid rondom het potentieel van golfenergie in de Noordzee, bestaat er ook onzekerheid over de mogelijkheden voor synergie met wind op zee.

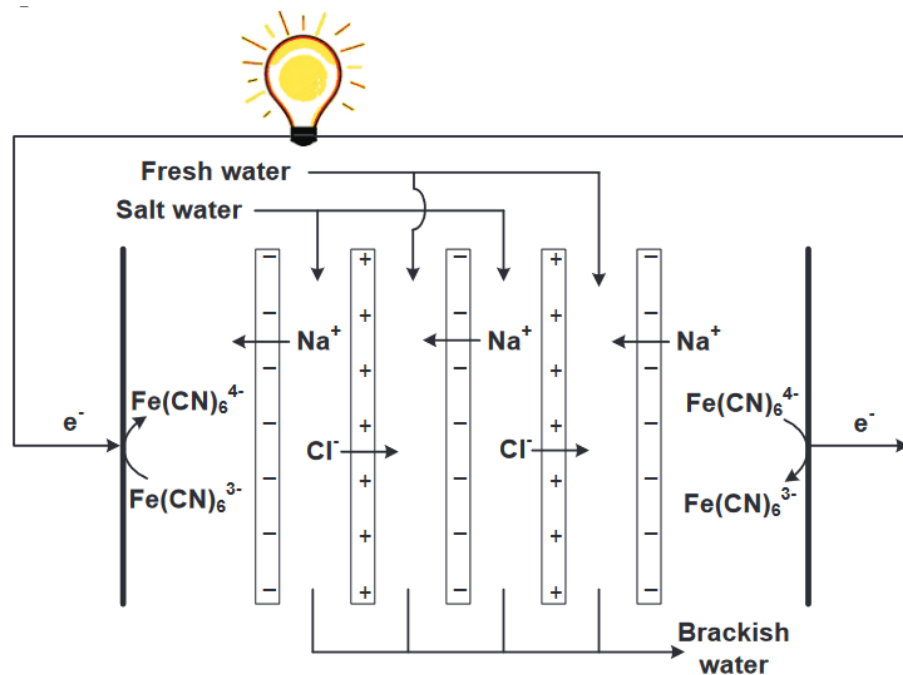
Grootschalige toepassing in de Noordzee, zoals de voorgestelde lijn van golfenergieconverters voor de kust, kan impact hebben op algemene scheepsvaart en visserij.

Innovatieopgaven

Er wordt wereldwijd veel onderzoek gedaan naar golfenergie en in Nederland onder andere door TU Delft. Golfenergieconverters voor toepassing in de Noordzee zijn nog in ontwikkeling en de belangrijkste innovatieopgave is het leren van lessen uit pilotprojecten. Kostendaling is een belangrijke onderzoeksprioriteit, waarbij massaproductie een bepalende factor is.

2.1.5 Energie uit verschil in zoutgehalte van twee waterlichamen (Blauwe Energie)

Bij Blauwe Energie wordt er energie gewonnen uit het verschil in zoutgehalte van twee waterlichamen. Doorgaans wordt er zoet rivierwater en zout zeewater gebruikt, maar (industriële) afvalwater met een hoog zoutgehalte kan ook gebruikt worden, zoals pekkel. Er zijn twee kansrijke varianten van Blauwe Energie: Reverse Electro-Dialysis (RED, omgekeerde elektrodialyse) en Pressure Retarded Osmosis (PRO). Bij RED laten twee soorten ion-selectieve membranen afwisselend positief en negatief geladen ionen door waardoor er een kleine spanning ontstaat. Door meerdere membranen in serie achter elkaar te zetten ontstaat een spanningsverschil dat omgezet wordt in elektriciteit. Bij PRO laat het membraan water door, maar geen opgelost zout. Doordat water van nature van de zoete naar de zoute kant wil stromen ontstaat er een drukverschil waarmee elektriciteit opgewekt kan worden via een turbine. Het huidige TRL-niveau van zowel RED als PRO wordt ingeschat op 7. REDstack opereert sinds 2014 een prototype van 50 kW op de Afsluitdijk (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).



Figuur 17 Principe van omgekeerde elektrodialyse (RED). Bron: (Vermaas, Guler, Saakes, & Nijmeijer, 2012)

Potentieel

Het technische potentieel van Blauwe Energie is afhankelijk van het rendement van de membranen en de beschikbaarheid van zoet water. Bij een rendement van 70% kunnen membranen 1 MW per m³/s debiet opwekken (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

Bij lage zomerse afvoer stroomt er in Nederland minimaal 1.250 m³/s zoet water in zee (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Het grootste deel hiervan (1.000 m³/s) stroomt bij de Nieuwe Waterweg de zee in. Van de 1.000 m³/s die door de Nieuwe Waterweg gaat, nemen Witteveen+Bos en CE Delft (2019) aan dat maximaal de helft winbaar is zonder de andere functies in de weg te zitten. De 250 m³/s debiet op andere locaties wordt wel als compleet technisch winbaar gezien, waardoor het totale winbare debiet ingeschat wordt op 750 m³/s. Dit potentieel is gebaseerd op minimaal beschikbaar debiet, rekening houdend met seizoensvariaties, scheepvaart en ander gebruik van rivierstroming. Hierdoor kan in principe het gehele jaar continu en maximaal op ontwerpcapaciteit geproduceerd worden. Rekening houdend met onderhoud wordt er doorgaans gerekend met 8000 vollasturen (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (PBL, 2020b).

Met een debiet van 750 m³/s zoet water, membranen met een opbrengst van 1 MW per m³/s debiet en 8000 vollasturen per jaar wordt het technische potentieel voor Blauwe Energie ingeschat op 21 PJ/jaar (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Om het complete technische potentieel bij de Nieuwe Waterweg (500 MW) te benutten, moet naar verwachting de Maasmond (deels) afgesloten worden (Deltares, 2020). Een dergelijke grote ingreep in deze druk bevaren route valt op korte termijn niet te verwachten. Als de Maasmond in de toekomst afgesloten wordt om waterveiligheidsoverwegingen, dan kan Blauwe Energie een interessante optie zijn om de constructie behalve voor waterveiligheid ook voor grootschalige energiewinning in te zetten. Tot dan kunnen kleinere installaties geplaatst worden bij de Nieuwe Waterweg en op plekken waar inpasbaarheid een kleinere barrière is, zoals bij de Afsluitdijk, in Katwijk en in Zeeland. Zo denkt REDstack in 2030 150 MW te kunnen realiseren: 60 MW in Zeeland, 25 MW in IJmuiden, 50 MW bij de Afsluitdijk en 15 MW bij de Nieuwe Waterweg (REDstack, 2020). Uitgaande van 8000 vollasturen per jaar komt dit neer op ongeveer 4,3 PJ per jaar.

Kosten

De huidige kostprijs van Blauwe Energie worden in de SDE++ ingeschat op meer dan 0,200 €/kWh (PBL, 2020b). Witteveen+Bos en CE Delft (2019) rekenen op basis van de SDE+ (2019) een kostprijs van 0,41 €/kWh uit. Door fabrikant REDstack wordt een kostprijs van 0,10-0,15 €/kWh verwacht op basis van een businesscase die gemaakt is door EY, waarbij 0,10 €/kWh geldt voor centrales groter dan 50 MW (REDstack, 2020) (Ernst & Young, 2018) (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019).

De membranen zijn een belangrijk onderdeel van de kosten en hebben een grote invloed op mogelijke kostendalingen. Huidige kosten van membranen zijn 50-150 €/m² (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). De doelstelling van REDstack is om de membraanprijs te laten dalen naar onder de 5 €/m², met een opbrengst van 2 W/m² (REDstack, 2020). Bij membraanprijzen van 2 €/m² is een LCOE van 0,05-0,10 €/kWh mogelijk (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019) (Ecofys, 2017). Het is

onduidelijk hoe snel de kostendaling gerealiseerd kan worden en wat er nodig is om deze kostendaling te bewerkstelligen.

Niet-energetische neveneffecten

Het effect op ecologie en waterkwaliteit van een commerciële REDstack-installatie bij de Afsluitdijk is recent onderzocht door Deltares et al. (2020). Er is gekeken naar de effecten van het inzuigen en vastzuigen van organismen in de inlaten van de installaties op de organismen en op de RED-installatie. Er zijn voor een drietal voorfiltratiesystemen praktijktests uitgevoerd om de effecten op organismen waar te nemen. De effecten van spuien van brak water uit de centrale op het zoutgehalte van de Waddenzee zijn modelmatig onderzocht. De gemodelleerde veranderingen in saliniteitsverdeling zijn zeer klein en zullen geen wezenlijke invloed hebben op het functioneren van het ecosysteem. Uit de studie concluderen Deltares et al. (2020) dat het voornaamste effect van een centrale voor Blauwe Energie op de omgeving het ruimtebeslag zal zijn voor de inname en voorbehandeling van het water. Mits goed ontworpen, wordt verwacht dat andere omgevingseffecten en directe mortaliteitseffecten op zoöplankton en andere organismen beperkt kunnen worden gehouden door mitigerende maatregelen. (Deltares; Wageningen Marine Research; NIOZ; ZiltWater; REDstack, 2020).

Naast de waterinlaat en voorfiltratie nemen de membraanstacks veel ruimte in beslag. Hoeveel ruimte hiervoor nodig is, is afhankelijk van de membraandichtheid. Voor een centrale van 1 MW moet rekening gehouden worden met een footprint van 1.500 m² (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Volgens REDstack komt het ruimtegebruik overeen met het ruimtegebruik van een kolencentrale van vergelijkbare grootte (REDstack, 2020).

Innovatieopgave

Gezien de nog hoge kosten van Blauwe Energie, is kostendaling een innovatieprioriteit. Op technologisch gebied is het verlagen van de kosten voor de membranen belangrijk voor de kostendaling van RED. Dat zal deels bestaan uit materiaalinnovaties en deels uit optimalisatie en opschaling van de fabricage. Bij de ontwikkeling van membranen zijn er synergiën met het ontwikkelen van membranen voor andere toepassingen, zoals de ontzilting van zout water (elektrodialyse) of opslag van elektriciteit in zoet en zout water⁶. Daarnaast is er nog onzekerheid rond de grootste toepassingslocatie voor Blauwe Energie in Nederland, de Nieuwe Waterweg, waaronder wat de voorwaarden en consequenties van het bouwen van een installatie op de desbetreffende locatie zijn en welk effect dat heeft op de omgeving en andere activiteiten bij de Nieuwe Waterweg en hoe een installatie eruit zou moeten zien.

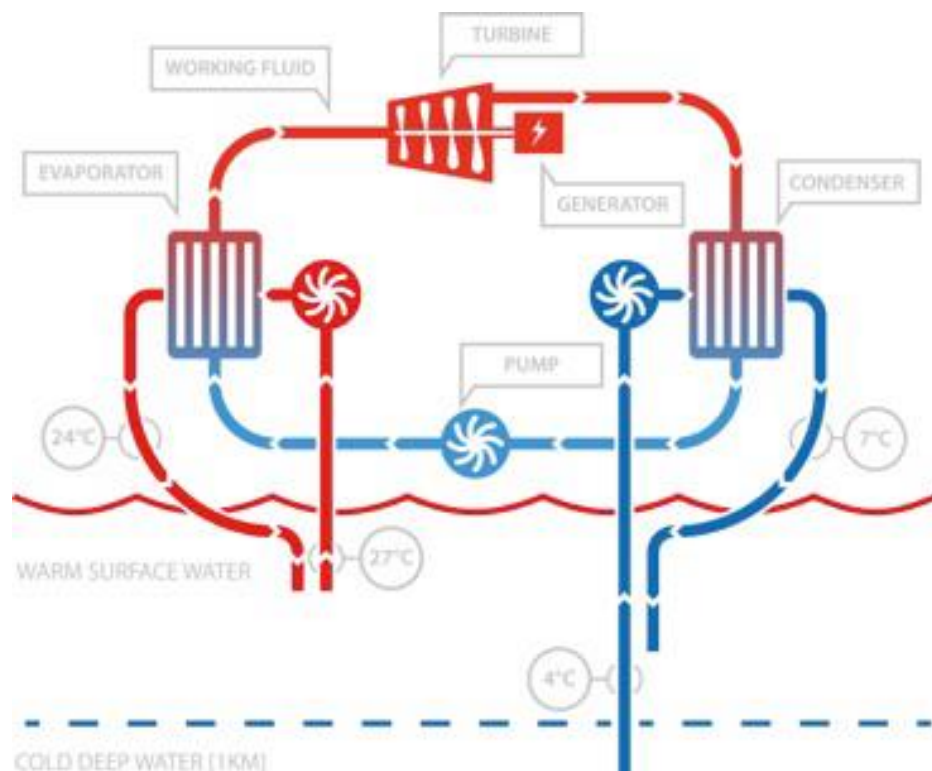
2.1.6 Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)

Ocean Energy Thermal Conversion (OTEC) benut temperatuurverschillen tussen warm oppervlaktewater en koud diep oceaانwater om elektriciteit op te wekken. Het warme oppervlaktewater wordt gebruikt om een werkvloeistof te verdampen, waarmee een turbine aangedreven wordt om elektriciteit op te wekken. Na het passeren door de turbine wordt de werkvloeistof weer gecondenseerd door het koude oceaانwater. OTEC benut temperatuurverschillen van boven de 20 °C, waar een zeediepte van ca. 1 km voor vereist is. Door het benodigde temperatuurverschil en de diepte is OTEC alleen mogelijk op het Caribische deel van het Nederlands

⁶ <https://aquabattery.nl/bluebattery/>

Koninkrijk. Een voordeel van OTEC is dat het baseload kan leveren bij de Nederlandse Antillen omdat de benodigde temperatuurverschillen daar continu beschikbaar zijn.

In Nederland zijn wel mogelijke spin-offs te bedenken zoals het leveren van koeling op basis van diep zeewater voor specifieke toepassingen zoals datacenters. Sea Water Air Conditioning (SWAC) is een al commerciële technologie waar varianten van toegepast worden in onder andere Monaco, Marseille en de Orkney eilanden (ETIPOCEAN, 2019). Bluerise (2018) hebben de business case uitgerekend voor de zoutwincentrale van Frisia in Harlingen. Deze is positief bij gebruik van subsidieregelingen voor innovatieve projecten zoals de Energie Investeringsaftrek (EIA) of de Demonstratie Energie- en Klimaatinnovatie (DEI+).



Figuur 18: Gesloten OTEC systeem. Bron: Bluerise en Topsector Water (2014)

Door het relatief lage temperatuurverschil zijn grote hoeveelheden water nodig: 750 ton per seconde bij een installatie van 100 MW. Ook zijn er voor dergelijke installaties grote pompen vereist, of meerdere pompen in serie (Bluerise & Topsector Water, 2014). De efficiëntie van een OTEC installatie is laag (7%), maar dit maakt weinig uit omdat de energiebron zelf niets kost. Water in- en uitlaat systemen, pompen en warmtewisselaars zijn dan ook de voornaamste technische uitdagingen voor grote OTEC installaties. (IRENA, 2014a)

Er zijn meerdere varianten van OTEC: closed-cycle, Kalina cycle (variant van closed-cycle), open-cycle en hybride systemen. Gesloten systemen gebruiken ammoniak of een andere werkvloeistof om de turbine aan te drijven. Open systemen gebruiken verdampt warm oppervlaktewater om een turbine aan te drijven, waarna het gecondenseerd wordt door koud zeewater. Na condensatie blijft er zoet water over dat gebruikt kan worden. Voor open systemen is een groot

oppervlak nodig voor verdamping, waardoor open systemen minder schaalbaar zijn dan gesloten systemen. Gesloten systemen kunnen bovendien werken met kleinere pijpen, kleinere turbine diameter en hebben minder oppervlakte aan warmtewisselaars nodig. De efficiëntie van gesloten systemen is ook hoger dan dat van open systemen. Gesloten systemen zijn hierdoor goedkoper dan open systemen. Alle types installaties kunnen op land, op zee en drijvend zijn. Bij drijvende systemen zijn onder andere het platform en aansluiting aan het net duurder, maar vanaf een bepaalde grootte van installatie zijn zeewater-inlaatpijpen goedkoper om verticaal onder een drijvend platform te bevestigen dan door te trekken naar land (IRENA, 2014a) (Allseas, 2020).

Er zijn prototypes en demonstratieprojecten (TRL 5-7) van ordegrootte 100 kW operationeel waar tests uitgevoerd worden (ETIPOCEAN, 2019) (Allseas, 2020). In 2019 is er in Zuid-Korea een 600 kW systeem getest, waarvan verwacht wordt dat de installatie in 2020 of 2021 geïnstalleerd wordt in Kiribati (Allseas, 2020) (Petterson & Kim, 2020). Allseas verwacht in 2023 een 3 MW pre-commercial demonstratieproject te kunnen realiseren op Bonaire (Allseas, 2020). Commerciële projecten (TRL 9) kunnen dan volgen voor 2030.

Grootschalige systemen (ordegrootte 100 MW) kennen nog een aantal technische uitdagingen zoals de constructie van grote koudwaterpijpen, biofouling, corrosie, frequentie instabiliteit in de generator en agressieve ontgassing van koud zeewater in condensoren (IRENA, 2014a).

Potentieel

Het theoretische potentieel ligt hoger dan de vraag op de Nederlandse Antillen, waardoor de beste kansen liggen op Aruba, Curaçao en Sint Maarten, waar de vraag naar elektriciteit hoger is dan op Bonaire, Sint Eustatius en Saba.

Allseas verwacht dat er in 2030 3 MW geïnstalleerd kan zijn op Bonaire, 10 MW op Curaçao, en 30 MW op zowel Aruba als Sint Maarten (Allseas, 2020). Uitgaande van 90% beschikbaarheid, komt dit uit op 0,57 TWh per jaar (2 PJ/jaar). Dit is een substantieel aandeel van de geprojecteerde elektriciteitsvraag op de eilanden van 2,76 TWh per jaar in 2030 (Bluerise & Topsector Water, 2014).

In 2050 verwacht Allseas dat er 60 MW op Aruba, Curaçao en Sint Maarten gerealiseerd kan zijn. De 3 MW op Bonaire wordt dan opgeschaald naar 13 MW in 2050. Op Saba en Sint Eustatius is naar verwachting 2 MW in 2050 te behalen. Op basis van 90% beschikbaarheid produceert deze gecombineerde 197 MW 1,55 TWh per jaar (5,6 PJ/jaar). Dit is nogmaals een aanzienlijk deel van de geprojecteerde vraag van 3,42 TWh per jaar in de Nederlandse Antillen in 2050. (Allseas, 2020)

Kosten

De kosten voor OTEC-systemen zijn voornamelijk afhankelijk van de schaal van de installatie. Naast grootte van het systeem zijn kosten afhankelijk van het ontwerp (open of gesloten systeem) en productie van bijproducten zoals zoet water of koude (IRENA, 2014a). De referentie-installaties die hier bekeken worden zijn gesloten, offshore drijvende systemen van 10 MW of groter.

De kosten voor een drijvende offshore 10 MW installatie zijn onderzocht door Bluerise en Topsector Water (2014). De investeringskosten zijn ingeschat op 12.300 €/kW en bestaan voor 63% uit warmtewisselaars, het offshore platform en de zeewaterpijpen. Overige equipment is 17% van de investeringskosten en 20% van de investeringskosten zijn voor transport, installatie en commissioning. Vaste jaarlijkse kosten zijn ingeschat op 480 €/kW per jaar. IRENA (2014a) rekent met investeringskosten van 13.000 €/kW voor een 10 MW installatie en O&M kosten tussen de 1,4% en 2,7% van de investeringskosten. IEA-OES (2015) rekenen met vergelijkbare getallen voor installaties van 10-20 MW, met investeringskosten van 15.000-30.000 \$/kW en operationele kosten van 480-950 \$/kW/jaar.

Voor een 35 MW systeem gaat Vega (2010) uit van investeringskosten van 10.500 €/kW. IRENA (2014a) schat voor 100 MW systemen de investeringskosten in op 4.400 €/kW en voor systemen groter dan 100 MW 2.300 €/kW. IEA-OES (2015) rekent voor installaties van 100 MW met hogere kosten, namelijk investeringskosten van 7.000-13.000 \$/kW en operationele kosten van 340-620 \$/kW/jaar.

Om tot goed vergelijkbare kostprijzen te komen is er voor alle bronnen de LCOE uitgerekend met dezelfde parameters: vaste O&M kosten van 4% van de investeringskosten, financieringskosten (WACC) van 8%, levensduur van 30 jaar en 95% beschikbaarheid. Met deze aannames komt de LCOE voor een 10 MW installatie uit op 0,19-0,25 €/kWh, een installatie van 35 MW op 0,16 €/kWh, een installatie van 100 MW op 0,08 €/kWh en grotere installaties op 0,04 €/kWh. Voor de kosteninschattingen gaan we ervan uit dat installaties in 2030 10-100 MW zijn. Op langere termijn zijn lagere kosten mogelijk bij verdere opschaling. Een overzicht van de kosteninschatting voor OTEC is gegeven in Tabel 5.

Tabel 5 Inschatting LCOE OTEC in 2020, 2030 en 2050 op basis van literatuurwaarden en schaalgrootte

Parameter	2020	2030	2050
Schaal (MW)	10	10-100	>100
LCOE (€/kWh)	0,19	0,08-0,25	0,04

Het produceren van duurzame energie in Bonaire kost iets minder dan 0,15 €/kWh (Ministerie van EZK, 2017). De huidige elektriciteitsstarieven op Bonaire, Saba en Sint Eustatius zijn vrij hoog: 0,20-0,27 €/kWh (Ministerie van Economische Zaken, 2017). De kosten en technische haalbaarheid van verduurzaming met duurzame intermitterende bronnen als wind en zon PV worden echter ondoenlijk bij percentages boven 80% omdat er onevenredig meer opslag nodig is (Ministerie van Economische Zaken, 2017). Bij doelstellingen van meer dan 80% duurzame elektriciteit kan OTEC dus sneller een economisch interessante oplossing zijn voor Caribisch Nederland.

Niet-energetische neveneffecten

Voor grotere installaties (>10 MW) wordt echter doorgaans gekeken naar locaties offshore. Hiervoor zijn grote pijpen nodig (4-20m breed) die een impact kunnen hebben op de kust (IRENA, 2014a).

Het lozen van koud water (effluent) in warmer water kan negatieve gevolgen hebben op lokaal zeeleven (IRENA, 2014a). Het koude water heeft na passeren

door de installatie een andere temperatuur en dichtheid dan het ingenomen water en de uitlaat van water dient dus op geschikte hoogte geplaatst te worden om invloed op de omgeving te voorkomen (IRENA, 2014a) (Lems-de Jong, 2017).

Kleine temperatuurverschillen gecombineerd met een toename in voedingsstoffen aan het oppervlakte door het omhooghalen van nutriëntrijk water kan problemen zoals algenbloei veroorzaken (IRENA, 2014a). Het effect van het omhooghalen van water met een hoog gehalte aan voedingsstoffen op leven op de zeebodem is nog onduidelijk (IRENA, 2014a) (Bluerise & Topsector Water, 2014). Naast nutriënten kan het effluent ook andere stoffen bevatten zoals biocide residu, metalen, sediment en zelfs werkvloeistof (bijv. ammoniak) bij lekkages (Bluerise & Topsector Water, 2014). Over het effect van OTEC-installaties op waterkwaliteit door deze stoffen is niet veel bekend en bovendien afhankelijk van locatie. Lokaal onderzoek per installatie is dus vereist. Door Lems-de Jong (2017) is onderzoek gedaan naar oceaanstroming rond Curaçao, de invloeden op de prestatie van een OTEC-installatie en de invloeden van een OTEC-installatie op water temperatuur. Er wordt geconcludeerd dat inname van koud en warm water zelfs voor een 100 MW systeem geen invloed heeft op gemiddelde temperatuur, omdat het een zeer kleine hoeveelheid water betreft vergeleken met het volume water dat langs het eiland stroomt.

Geluid tijdens constructie en installatie kan een tijdelijke invloed hebben op bewegings- en voedingsgedrag van organismen (Bluerise & Topsector Water, 2014). Op basis van ervaring met andere offshore installaties kunnen voor geluid mitigerende maatregelen genomen worden.

Impingement en entrainment (inzuiging en aanzuiging) van zeeleven bij hoge inlaatsnelheden vergen grote, kostbare, moeilijk te onderhouden inlaatinstallaties (Deltares, 2020) (IRENA, 2014a).

Het opgepompte koude zeewater kan ook gebruikt worden voor koelfuncties (airconditioning, district cooling, landbouw kassen koeling) (IRENA, 2014a). Haalbaarheid van het leveren van koeling is afhankelijk van het aantal afnemers. Met veel stakeholders erbij betrokken is implementatie minder eenvoudig (Allseas, 2020).

Als bijproduct kan er ook zoetwater geproduceerd worden. Bij open systemen gebeurt dit door het verdampen van zeewater, alleen zal dit op kleine schaal zijn door beperkte opschaalmogelijkheden van open systemen. Bij alle OTEC systemen is het mogelijk om het koude zeewater te gebruiken om waterdamp uit de lucht te condenseren. OTEC systemen kunnen ook gekoppeld worden aan een ontzilting (omgekeerde osmose) systeem om zoetwater te produceren, mogelijk met kosten 2-5 maal lager dan grootschalige zeewater ontzilting installaties. (IRENA, 2014a) (Allseas, 2020)

Het meeste materiaal voor een OTEC installatie is nodig voor de zeewater-inlaatpijpen en warmtewisselaars. Voor zeewater-inlaatpijpen kunnen meerdere materialen geschikt zijn zoals beton, staal, composiet en polyethyleen (HDPE), waardoor er rekening gehouden kan worden met levensduur, materiaalgebruik en mogelijkheden aan het einde van het gebruik. Warmtewisselaars worden doorgaans van titanium gemaakt, wat duur is en waar relatief weinig van

beschikbaar is in de gewenste diktes. Allseas onderzoekt de mogelijkheden om plastics te gebruiken als materiaal voor de warmtewisselaars. (Bluerise & Topsector Water, 2014) (Allseas, 2020).

Innovatieopgave

Voor OTEC geldt dat het opdoen van praktijkervaring op commerciële schaal in demonstratieprojecten de hoogste prioriteit heeft. Hierbij kan ook onderzoek plaatsvinden naar (ecologische) neveneffecten. Daarnaast wordt er onderzoek gedaan naar kostenreductie door toepassing van goedkopere materialen.

2.2 Doorsnijdende onderwerpen

2.2.1 Turbines

Verschillende van de besproken technologieën maken gebruik van turbines en voor sommige toepassingen zijn de turbines vergelijkbaar. Turbines ontworpen voor een DTP-dam zijn vergelijkbaar met verval turbines die toegepast kunnen worden bij de Flakkeese spuisluis en de Brouwersdam. Turbines voor rivierwaterkracht met laag verval zullen ook enigszins vergelijkbaar zijn met visveilige (pomp)turbines voor een valmeer met laag verval. Turbines die zowel een opwek- als een pompfunctie hebben worden zowel voorgesteld bij het getijdenenergieproject in de Brouwersdam als bij energieopslag in een valmeer.

Zoals eerder genoemd kunnen vrije stromingsturbines ook toegepast worden op locaties waar getijde-energie uit verval gewonnen wordt, al dan wel met een lager vermogen.

Er zijn dus overeenkomsten tussen de turbines die gebruikt worden voor verschillende EuW-technologieën en toepassingen. Meerdere technologieën en toepassingen kunnen daardoor baat hebben bij ontwikkelingen van turbine-technologie. Kennis van verval turbines bij waterkeringen zoals de Flakkeese Spuisluis en de Brouwersdam zal bijvoorbeeld van invloed zijn op de ontwikkeling van turbines voor een DTP project. Andersom kan grootschalige toepassing van verval turbines in een DTP dam een positieve invloed hebben op de kosten van verval turbines die toegepast kunnen worden in waterkeringen. Bij ontwikkelingen in turbine-technologie, ondersteuning van innovatie en realisatie van projecten dient breder gekeken te worden dan alleen naar de betreffende technologie of toepassing.

2.2.2 Exportpotentieel

Ecofys, het Nederlands Water Partnership (NWP) en Blueconomy hebben in 2014 de marktkansen voor EuW-technologieën onderzocht. Als onderdeel van de studie zijn de exportkansen tot 2024 onderzocht. Destijds is geconcludeerd dat energie uit zoet-zoutgradiënten en energie uit getijden of onderzeese stroming tot de meest veelbelovende technologieclusters behoren. Energie uit rivieren met laag verval, OTEC en energieopslag met laag verval werden gezien als kanshebbers, waarvan de kansen afhankelijk waren van de ontwikkeling van de technologieën.

Golfenergie werd aangewezen in de categorie mogelijke kansen voor de toekomst, doordat er weinig activiteit was in Nederland en er sterke concurrentie is vanuit het buitenland. Wel werd er opgemerkt dat er voor golfenergie nichekansen zijn op locaties met lagere golfslag. (Ecofys, WaterPartnership, & Blueconomy, 2014)

Het wereldwijde theoretische potentieel is voor alle beschouwde technieken groot. Inschattingen lopen uit van enkele 100 GW voor kleinschalige waterkracht tot 30 TW voor OTEC (zie Tabel 6).

Tabel 6 Overzicht theoretische exportpotentiëlen EuW-opties

Technologie/toepassing	Exportpotentieel	Bronnen
Energie uit zoet en zout verschillen	647-1,000 GW	(IRENA, 2014b) (Ecofys, WaterPartnership, & Blueconomy, 2014)
Getijdenenergie stroming	1-3 TW	(IRENA, 2014c)
Getijdenenergie verval	760 GW	(Deltares, 2019)
Getijdenenergie DTP	40 – 50 DPT-dammen	(Stichting DTP, 2020)
Golfenergie	Vele GW en tot 30,000 TWh per jaar	(IRENA, 2014d)
Energieopslag valmeer	Delta21-concept: Ten minste 36 steden wereldwijd	(Dam, 2019)
Waterkracht stuwen rivieren en beken	Maximaal 200 GW	(IEA-ETSAP & IRENA, 2015)
OTEC	3-30 TW (tot 300 EJ)	(Nihous, 2005) (Nihous, 2007) (Rajagopalan & Nihous, 2013) (IRENA, 2014a)

Op een aantal gebieden lopen Nederlandse technologieontwikkelaars voorop in het internationale veld, zoals in de ontwikkeling van omgekeerde elektrolyse (REDstack), vrije stromingsturbines op commerciële schaal (Tocado), getijdenenergie bij lage stroomsnelheden in relatief ondiepe zee (SeaCurrent), golfenergie voor milde golfklimaten (Slowmill en Symphony) en visveilige turbines voor waterkrachtcentrales en getijde energie met verval (Pentair Nijhuis).

Voor een aantal concepten, zoals getijdencentrales in stuwen, dammen en dijken, Delta 21, en DTP gaat energiewinning gepaard met civiele werkzaamheden. De concepten kunnen als geïntegreerde projecten geëxporteerd worden, vergelijkbaar met de Deltawerken. Hierdoor ontstaat er ook een mogelijke rol voor Nederlandse waterbouwers in de export van energie uit water projecten. Voor Delta21 is onderzocht bij welke steden in de wereld overstromingsrisico's gepaard gaan met een hoog energiegebruik. Het Delta21-concept is mogelijk inpasbaar bij steden als Bangkok, New Orleans en Lagos (Dam, 2019).

De klankbordgroep heeft het belang van Nederland als locatie voor demonstraties en showcases benadrukt. Hiermee wordt de (verdere) ontwikkeling van technologieën en het betrekken van de supply chain ondersteund, wordt er waardevolle ervaring opgedaan en kunnen business cases bewezen en verbeterd worden. Waar de bijdrage aan de Nederlandse of lokale elektriciteitsvoorziening of mitigatiedoelstellingen beperkt is, kan het ondersteunen van demonstratieprojecten buiten Nederlandse wateren (zoals elders in Europa) de ontwikkeling van de sector ondersteunen. Hiermee kan het verzilveren van exportkansen mogelijk gemaakt worden.

2.2.3 Normalisatie en certificering

Vanuit de sectorvertegenwoordiging is er gewezen op het belang van normalisatie en certificering, waarmee de prestatie van (innovatieve) ontwerpen onafhankelijk kan worden vastgesteld. Daardoor kunnen business cases betrouwbaarder worden

gemaakt. Met certificering kan het risicoprofiel van mariene energietechnologieën verlaagd worden, wat tot een verlaging van de financieringskosten kan leiden. Financieringskosten kunnen een groot aandeel zijn in de totale kosten van energie uit watertechnologieën. Verlaging hiervan kan een belangrijk aandeel zijn in de daling van de kosten van energie uit watertechnologieën (DMEC, 2020) (Scheijgrond, 2020).

Er is ook een rol mogelijk in internationale certificering en onderzoek voor Nederlandse kennisinstellingen met testinfrastructuur zoals TNO, MARIN, NIOZ, TUD, WUR, HZ Zeeland, Deltares en WMC. Zij kunnen die nieuwe diensten ontwikkelen voor een internationale markt (Scheijgrond, 2020) DMEC vertegenwoordigt Nederland binnen het Mariner-g-i samenwerkingsverband met Ierland, Schotland, Frankrijk, Portugal, Spanje, Noorwegen, Duitsland, Italië, België en Nederland op het gebied van EuW-onderzoeksinfrastructuur. Recent is er een verzoek ingediend om opgenomen te worden binnen de European Strategic Forum Research Infrastructuur (ESFRI) Roadmap 2021. (DMEC, 2020).

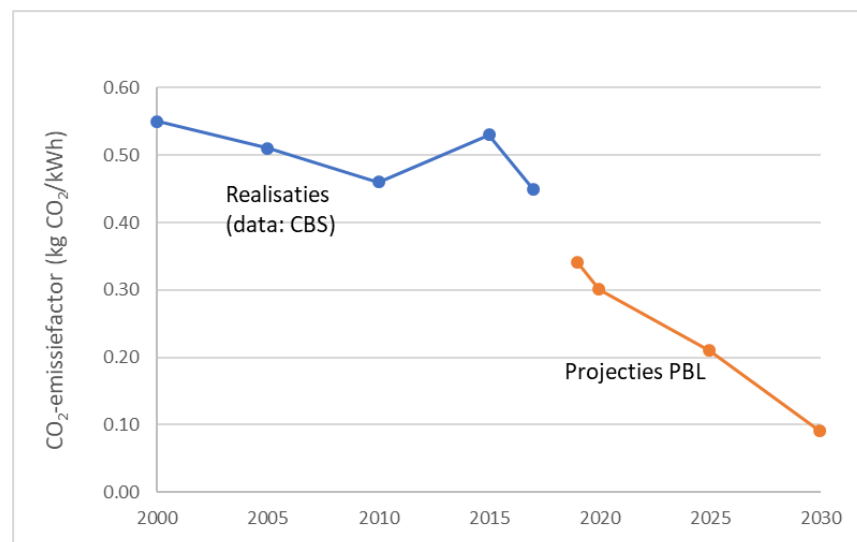
2.2.4 Mitigatiepotentieel, materiaalgebruik, circulariteit

De uiteindelijke bijdrage van EuW-technologieën aan de reductie van broeikasgasemissies wordt bepaald door twee aspecten:

- de broeikasgasemissies die vermeden worden doordat EuW-technieken elektriciteit opwekken in plaats van andere technieken;
- de broeikasgasemissies die gepaard gaan bij constructie, gebruik en afbraak van de installaties.

2.2.4.1 Vermeden broeikasgasemissies

Om de vermeden emissies van broeikasgassen (uitgedrukt in CO₂-equivalenten) te bepalen moet een referentie bepaald worden. Een optie is het gebruiken van de CO₂-intensiteit van de huidige Nederlandse elektriciteitsmix. Maar gezien de geplande veranderingen in de komende jaren is dat geen eerlijke vergelijking. PBL heeft in de Klimaat- en Energieverkenning 2019 (Schoots & Hammingh, 2019) de effecten van bestaand en voorgenomen beleid doorgerekend op de CO₂-emissie van de elektriciteitssector (Figuur 19).



Figuur 19 CO₂-emissiefactor berekend volgens integrale methode uit KEV 2019 (Schoots & Hammingh, 2019)

De CO₂-emissiefactor geeft de CO₂-intensiteit van de Nederlandse elektriciteitsmix weer. Tussen 2000 en 2015 schommelt die rond de 0,5 kg/kWh, maar PBL voorspelt een flinke daling door het sterk stijgende productie van zonne- en windenergie en het sluiten van de kolencentrales. In 2030 verwacht PBL een CO₂-emissiefactor van ca. 100 g/kWh. Na 2030 gaan de meeste scenario's (zie bijvoorbeeld Scheepers et al. (2020)) uit van een verdere toename van het aandeel duurzame energie, waardoor de emissiefactor nog verder daalt.

Dit betekent dat het mitigatiepotentieel ofwel de hoeveelheid vermeden CO₂-emissies van EuW-technologieën geen goede maat is om de waarde voor het energiesysteem te bepalen. Naar verwachting wordt namelijk in de komende jaren het merendeel van de stroom al vrijwel CO₂-vrij opgewekt.

2.2.4.2 *Levenscyclusanalyse van EuW-technologieën*

Life Cycle Analysis (LCA) is een methode om de totale impact van een technologie te bepalen, waarbij ook de milieueffecten die gepaard gaan met de productie van de materialen die in de technologie gebruikt worden, de constructie, het onderhoud en het opruimen worden doorgerekend. Bij de constructie van sommige EuW-technologieën worden aanzienlijke hoeveelheden staal en beton gebruikt, waarvan de productie met forse hoeveelheden CO₂ gepaard gaat. Uihlein (2016) heeft LCA's uitgevoerd voor een groot aantal getijde- en golfenergie technieken. De broeikasgasemissie over de hele levenscyclus van de technologieën ligt tussen de 15 en de 105 g CO₂eq./kWh. Voor horizontale as getijdeturbines, wordt 22 g CO₂eq./kWh gerapporteerd. De grootste bijdrage aan de broeikasgasemissies levert de fundering en de verankering, waarin veel staal en beton verwerkt is.

In een review van LCA-berekeningen van de broeikasgasemissies (Amponsah, 2014), worden verschillende vormen van duurzame elektriciteitsopwekking vergeleken. Voor waterkracht in rivieren en beken wordt een gemiddelde waarde van 40 g CO₂eq./kWh gerapporteerd. Voor andere EuW-technologieën is maar weinig informatie beschikbaar, maar de gevonden waarden variëren tussen de 10 tot 50 g CO₂eq./kWh. De EuW-technologieën zijn daarmee vergelijkbaar met andere hernieuwbare bronnen, waarbij offshore windenergie over het algemeen de laagste broeikasgasemissiefactor kent van ca. 8 g CO₂eq./kWh (Mendecka & Lombardi, 2019).

Uit de genoemde review-artikelen blijkt dat de berekende levenscyclus-emissies sterk afhangen van het precieze ontwerp van een technologie: de hoeveelheid gebruikt beton en staal is sterk bepalend. Ook de locatie is belangrijk, onder andere voor het transport bij constructie en onderhoud en voor de mogelijke broeikasgasemissies door veranderingen in het lokale ecosysteem.

Van een aantal van de in de factsheets beschreven technologieën bestaat nog geen specifiek ontwerp en is nog geen LCA bekend. Dat geldt bijvoorbeeld voor DTP, valmeer en RED. DTP is een project waarbij grote hoeveelheden betonnen caissons en staal en koper voor turbines gebruikt worden. Kelly et al. (2012) hebben een uitgebreide LCA-studie uitgevoerd naar een qua materialen enigszins vergelijkbaar project, de ca. 16 km lange Severn barrage die ongeveer 17 TWh (60 PJ) zou kunnen opwekken per jaar. De berekende broeikasgasintensiteit is 8,6 g CO₂eq./kWh. Overigens gaan Kelly et al. uit van een levensduur van 120 jaar, wat technisch misschien wel realistisch is, maar ook aanzienlijk langer dan de

aangenomen levensduur in andere LCA-studies van duurzame energietechnologie (meestal 20 tot 30 jaar). Bovendien liggen de CO₂-reductiedoelen aanzienlijk eerder in de tijd. Het is dus ook relevant de totale CO₂-emissie tijdens de bouw te vermelden: ca. 5 Mton CO₂eq. Bonou et al (2016) heeft een LCA uitgevoerd voor een offshore windpark met 80 6 MW turbines met een levensduur en een jaarlijkse productie van 2,5 TWh per jaar. Geschaald naar de jaarproductie van de Severn barrage (17 TWh), komt de CO₂-emissie van de constructiefase van het offshore windpark uit op ca. 3 Mton CO₂eq.

Concluderend zijn de CO₂-emissies over de levensduur van EuW-technologieën ongeveer vergelijkbaar met andere duurzame energietechnologieën. Offshore windenergie lijkt een iets lagere bijdrage aan broeikasgasemissies over de levensduur te hebben. Het gebruik van beton en staal zorgt voor de grootste bijdrage aan broeikasgasemissies. Hierbij moet wel bedacht worden dat de productie van cement en staal, die nu nog zeer CO₂-intensief zijn, ook verduurzaamd zal moeten worden om de doelen uit het Parijs-akkoord te halen.

2.3 Conclusies fase 1

In Tabel 7 zijn de elektriciteitsproductiepotentiëlen weergegeven voor de EuW-opties. Vervolgens zijn de potentiëlen afgezet tegen de elektriciteitsproductie in 2019 en de verwachte elektriciteitsvraag in 2050. Voor 2050 is gebruik gemaakt van een scenario met een hoge mate van elektrificatie (Berenschot & Kalavasta, 2020). Het betreft hier onze inschatting van het technisch potentieel op basis van de literatuur en de interviews, zie paragraaf 2.1 en de factsheets in bijlage C voor onderbouwing van de getallen. Ter vergelijking: in 2019 produceerden windparken op zee 17 PJ aan elektriciteit. Voor 2050 is het potentieel voor offshore windenergie berekend op basis van de in het klimaatakkoord genoemde 60 GW aan opgesteld vermogen in 2050, wat een potentieel van meer dan 1000 PJ oplevert.

Tabel 7 Technische potentiëlen van EuW-technologieën in 2050 en ter vergelijking offshore windenergie

Optie	Potentieel (PJ)	Aandeel elektriciteitsproductie 2050	Opmerkingen
Waterkracht rivieren en beken	1	< 0,1%	Potentieel inclusief huidige productie (ca. 0,26 PJ per jaar).
Getijdenenergie verval	0,3 – 0,7	< 0,1%	Potentieel 0,7 PJ opgenomen in RES Zeeland.
Getijdenenergie stroming	1 - 3	< 0,5%	3 PJ mogelijk als technologie voor lagere stroomsnelheden beschikbaar komt.
DTP	125 - 260	10 – 21%	Schatting van technisch potentieel van een enkele dam van 50 km op verschillende locaties.
Golfenergie	5 - 19	< 0,4-2%	Schatting van technisch potentieel. Er is veel onzekerheid over het potentieel.
Blauwe Energie	7 - 21	0,5 – 2%	Lage schatting (7 PJ) is exclusief Nieuwe Waterweg.
OTEC	6	n.v.t.	OTEC alleen toepasbaar in Caribisch deel Nederlands Koninkrijk. Gegeven potentieel is ingeschat inpasbaar potentieel, het technische potentieel is hoger.
Offshore wind	1150	90%	Op basis van opgesteld vermogen van 60 GW. Getallen uit (Scheepers, et al., 2020).

Naast deze elektriciteitsproductietechnologieën is ook elektriciteitsopslag door middel van een valmeer onderzocht. Het potentieel van het momenteel meest concrete project, Delta21, heeft een piekvermogen van 1,8 GW en een opslagcapaciteit van ca. 20 GWh (0,07 PJ). De bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening in een jaar hangt af van hoe vaak het meer gevuld en geleegd wordt (zie hoofdstuk 3).

Onze inschattingen verschillen niet wezenlijk van de analyse van Wittenveen en Bos en CE Delft (2019). Voor getijdenenergie stroming en golfenergie hebben we op basis van recente informatie een wat hoger potentieel ingeschat. De onzekerheid in die getallen is groot en er is nader onderzoek nodig om een betrouwbare inschatting van het potentieel van golfenergie te bepalen.

Er zijn drie toepassingen die op nationale schaal een significante rol kunnen vervullen in het elektriciteitssysteem. Dit zijn energie uit het verschil in zoutgehalte in waterstromen (Blauwe Energie), DTP en energieopslag in een valmeer. De invloed van de overige technieken op het nationale elektriciteitssysteem zijn naar verwachting beperkt. Wel kunnen ze regionaal of lokaal een belangrijke bijdrage leveren. Sommige technieken die gebruik maken van turbines kunnen daarnaast bijdragen aan de kostendaling van turbinetechnologie die ook in DTP-dammen gebruikt worden.

Tabel 8 LCOE's voor EuW-technologieën

Optie	LCOE 2020 (€/kWh)	LCOE 2030 (€/kWh)	LCOE 2050 (€/kWh)	Opmerkingen
Waterkracht rivieren en beken	0,08 – 0,16	0,08 – 0,16	0,05 – 0,16	Betrouwbare kostengegevens op basis van bestaande projecten. Kostenrange afhankelijk van locatie en van aangenomen levensduur.
Getijdenenergie verval	0,09 – 0,14	0,09 – 0,14	0,09 – 0,14	Kostenberekening gebaseerd op detailontwerp. Kosten zijn sterk project specifiek en er zijn maar weinig potentiële locaties in Nederland, waardoor leereffecten beperkt zullen zijn.
Getijdenenergie stroming	0,16 – 0,65	0,10 – 0,27	0,031 – 0,20	Kostendaling op basis van leercurves, bandbreedte sterk afhankelijk van wereldwijd geïnstalleerd vermogen.
DTP	n.v.t.	0,032 – 0,07	0,032 – 0,07	Kostenschattingen op basis van concept-ontwerp. Kosten afhankelijk van locatie en uitvoering.
Golfenergie	0,29 – 1,59	0,13 – 0,35	0,08 – 0,52	Kostendaling op basis van leercurves, bandbreedte sterk afhankelijk van wereldwijd geïnstalleerd vermogen.
Blauwe energie	0,41 – 1,0	0,1 – 0,15	0,05	Kostendaling in 2030 op basis van business case voor centrale van 50 MW, voor 2050 op basis van kostendaling van membranen.
OTEC	0,19	0,08 – 0,25	0,04	Kostendaling sterk afhankelijk van opschaling naar grotere installaties (>100 MW).
Offshore wind	0,064	0,045 – 0,08	0,025 – 0,06	Bronnen: (WindEurope, 2019) en (IRENA, 2019)

In Tabel 8 staat een overzicht van de kostenschattingen voor de EuW-technologieën. De onzekerheid in de getallen is over het algemeen groot, omdat de bestaande kostenschattingen gebaseerd zijn op een beperkt aantal projecten. Alleen voor waterkracht in rivieren en beken zijn op basis van bestaande installaties vrij betrouwbare kostenschattingen te maken. Voor getijdenenergie, golfenergie en Blauwe Energie zijn de kostenschattingen voor 2020 gebaseerd op informatie uit demonstratieprojecten en op wetenschappelijke literatuur. Een aantal van de

kostenschattingen voor 2030 en 2050 is gebaseerd op leercurves en de verwachte kostendaling is sterk afhankelijk van het succes van de uitrol van de technologie. Bij een snelle stijging van de wereldwijde toepassing van de technologie, zullen de kosten sneller dalen. Net als bij zonne- en windenergie, kan bij EuW-technologieën gericht beleid op gebied van stimuleren van uitrol en innovatie bijdragen aan het op gang komen van de kostendaling. Voor DTP is de onzekerheid in de kosten groot, omdat er nog geen gedetailleerd ontwerp beschikbaar is. De kostenschattingen zijn afkomstig van de projectontwikkelaars.

Ter vergelijking zijn de huidige en verwachte kosten voor offshore wind opgenomen. Voor 2050 vallen de verwachte kosten van een aantal EuW-technologieën in dezelfde bandbreedte als die voor offshore wind. In fase 2 is onderzocht welke andere eigenschappen, zoals het aantal vollasturen of het productieprofiel in de tijd, mogelijke voor- of nadelen bieden voor de EuW-opties.

De kosten voor een valmeer van 1.8 GW en 20 GWh opslagcapaciteit zijn circa € 2.700 miljoen of lager als de kosten gedeeld kunnen worden met andere functies. Het is niet eenvoudig de kosten van een valmeer te vergelijken met andere opties voor elektriciteitsopslag, want die zijn onder andere afhankelijk van het aantal laad/ontlaad-cycli. Bovendien concurreert een valmeer niet alleen met andere elektriciteitsopslag-opties, zoals batterijen, maar ook met import/export van stroom en vraagsturing. In fase 2 is een integrale vergelijking uitgevoerd.

3 Fase 2: scenarioanalyse

3.1 Introductie

In fase 2 is door middel van een scenarioanalyse met behulp van het rekenmodel COMPETES de potentiële rol van een aantal EuW-opties in de toekomstige elektriciteitsmarkt onderzocht. Elektriciteit is een energiedrager die via een internationaal verbonden netwerk gedistribueerd wordt en waarbij niet vast te stellen is van welke bron de elektriciteit die een gebruiker afneemt precies afkomstig is. Elektriciteit uit alle bronnen wordt dan ook op dezelfde markt verhandeld. Om de potentiële rol van EuW-opties te onderzoeken is het dus belangrijk om die te beschouwen in de context van het hele elektriciteitssysteem. De EuW-opties zijn daarbij niet alleen in competitie met andere opties voor elektriciteitsproductie, maar ook energieopslag, vraagsturing en import en export van elektriciteit spelen een belangrijke rol.

COMPETES modelleert de elektriciteitsmarkt in heel Europa op uurbasis. Die Europese scope van het model is belangrijk omdat import en export van elektriciteit met de omliggende landen een belangrijke rol speelt in het huidige Nederlandse elektriciteitssysteem en die rol zal naar verwachting toenemen in de toekomst (Sijm, Gockel, de Joode, van Westering, & Musterd, 2017a). In dit hoofdstuk presenteren we alleen de resultaten voor Nederland, dus alle gerapporteerde getallen voor opwekcapaciteit, elektriciteitsproductie en kosten hebben alleen betrekking op Nederland.

TNO heeft COMPETES in de afgelopen jaren gebruikt om de gevolgen van de (verwachte) toename van variabele duurzame elektriciteitsopwekking te onderzoeken in de komende decennia (Sijm, Gockel, de Joode, van Westering, & Musterd, 2017a), (Sijm, et al., 2020). Een resultaat van dat onderzoek is dat er naar verwachting in een toekomstig Nederland met veel opgesteld vermogen aan zonne-systemen en windparken, de meeste uren van het jaar voldoende productie van zonne-energie en/of windenergie is om in de vraag naar elektriciteit te voorzien. In een aantal uren is er of te weinig of te veel productie. Om in de vraag te kunnen voorzien, spelen sturing van de elektriciteitsvraag en import- en export van elektriciteit met de ons omringende landen een grote rol. Voor Nederland komt energieopslag vooral in de vorm van batterijen in elektrische voertuigen en waterstof⁷ voor. Deze opties komen gunstiger uit de analyse dan onder andere stationaire batterijen en energieopslag met gecomprimeerde lucht (CAES: Compressed Air Energy Storage), omdat ze naast opslag ook een andere rol vervullen in het energiesysteem.

⁷ De opgeslagen waterstof wordt doorgaans als waterstof gebruikt in de industrie en niet gebruikt om weer elektriciteit op te wekken. Hoewel dit laatste wel mogelijk is in COMPETES, komt het niet naar boven als kostenefficiënte toepassing. Waterstofopslag speelt dus vooral een rol als een vorm van energieopslag, niet elektriciteitsopslag. Het opslaan van waterstof maakt flexibel waterstof produceren d.m.v. elektrolyse mogelijk (vraagsturing). Door de aanwezigheid van waterstofopslag kan (een deel van) de elektrolytische waterstofproductie inspelen op fluctuaties in kosten van elektriciteit. Zo heeft waterstofopslag een impact op de elektriciteitsmarkt.

3.1.1 Beschrijving COMPETES-model

Voor de scenarioanalyse wordt het COMPETES ('*Competition and Market Power in Electric Transmission and Energy Simulator*') model gebruikt.⁸ In de analyse met COMPETES wordt aangenomen dat er op de lange termijn een evenwicht zal ontstaan tussen de opgestelde opwekkingscapaciteit en de elektriciteitsvraag in Europa (PBL, 2019b). Dit kan door conventionele capaciteit in de mottenballen te zetten of te sluiten indien capaciteit niet wordt gebruikt, of door te investeren in extra capaciteit wanneer dit financieel aantrekkelijk is. Ook kan de interconnectiecapaciteit tussen Europese landen en regio's uitgebreid worden.

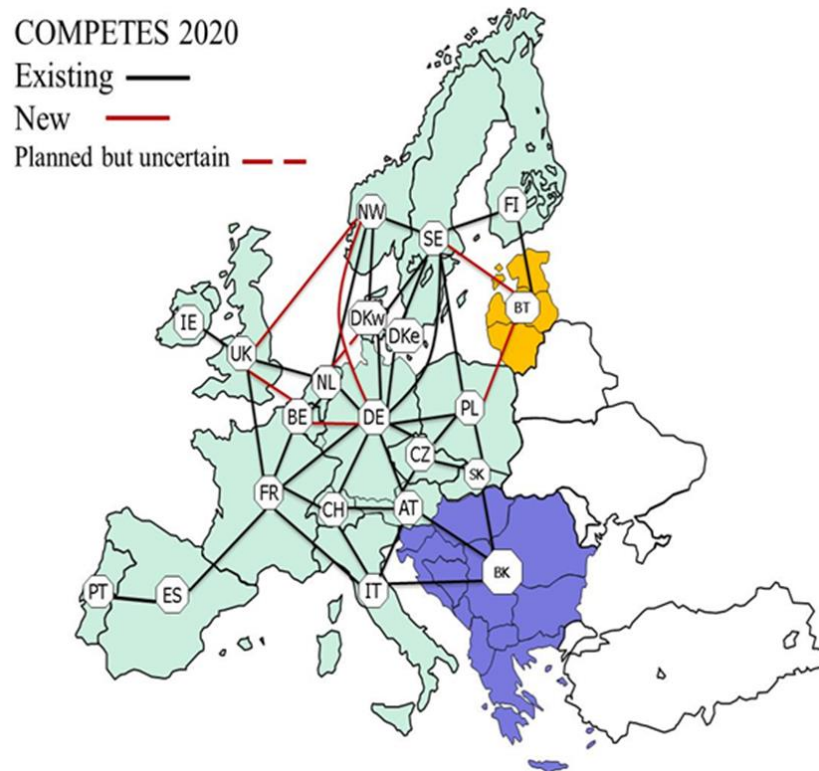
COMPETES bestaat uit twee hoofdmodules die gebruikt worden voor simulaties op uurbasis voor twee soorten toepassingen:

- Een investeringsmodule voor het bepalen en analyseren van de goedkoopst mogelijke uitbreiding van de opwekkings- en interconnectiecapaciteit op basis van integrale kosten, uitgaande van perfecte concurrentie;
- Een operationele module waarmee de goedkoopste inzet van opwekkingscapaciteit onderzocht wordt op basis van variabele operationele kosten, afhankelijk van de elektriciteitsvraag per uur, flexibiliteit van het systeem en opstartkosten van de opwekkingstechnologieën.

Alle EU-lidstaten en een aantal niet-EU-lidstaten zoals Noorwegen, Zwitserland en het Verenigd Koninkrijk vormen onderdeel van het COMPETES -model, inclusief de interconnectiecapaciteit voor de uitwisseling van elektriciteit tussen de Europese landen en regio's (zie Figuur 20). Het model draait op uurbasis en optimaliseert zodoende het Europese elektriciteitssysteem voor 8760 uur per jaar. Voor een uitgebreide modelbeschrijving, zie (Özdemir, Hobbs, van Hout, & Koutstaal, 2020).

Over de afgelopen twee decennia is COMPETES gebruikt voor een groot aantal opdrachten en studies over de Nederlandse en Europese elektriciteitsmarkten. Het wordt regelmatig gebruikt en bijgewerkt voor het modelleren van de jaarlijkse Klimaat- en Energieverkenning (KEV) (PBL, 2019b).

⁸ COMPETES is oorspronkelijk ontwikkeld door ECN Beleidsstudies – met ondersteuning van Prof. B. Hobbs van de Johns Hopkins Universiteit in Baltimore (VS) – en wordt sinds 2018 gezamenlijk gebruikt en ontwikkeld door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en TNO Energietransitie Studies. Zie ook de modelbeschrijving op de [website van PBL](#).



Figuur 20 Geografische dekking van het COMPETES model

Voor elk scenariojaar gebruikt COMPETES parameters betreffende de volgende input variabelen:

- Elektricitetsvraag voor alle Europese landen en regio's, bestaande uit conventionele vraag en additionele vraag door elektrificatie van het energiesysteem;
- Het opgesteld vermogen aan elektriciteitsopwekkingscapaciteit (fossiel, nucleair en duurzaam) in de startsituatie in alle landen;
- Elektriciteit opwekkingstechnologieën, interconnecties en flexibiliteitsopties, met hun techno-economische karakteristieken en potentiëlen voor alle landen;
- Uurprofielen van verschillende categorieën van elektriciteitsvraag en duurzame energieproductie (met name zon, wind en waterkracht), inclusief de vollasturen van deze technologieën. Het model gebruikt weergegevens voor elk uur uit het jaar 2015. Een uitzondering is gemaakt voor windenergie: 2015 kende namelijk een hoge gemiddelde windsnelheid. Voor windsnelheden is een meer gemiddeld jaar (2012) als basisjaar gebruikt;
- Verwachte brandstof- en CO₂-prijzen, zie (Sijm, et al., 2020);
- Beleidsdoelstelling en -restricties, zoals het behalen van duurzame energie- of broeikasgasdoelstellingen of het verbieden van de inzet van bepaalde technologieën (zoals kolencentrales). Op deze manier kan onderzoek gedaan worden naar de consequenties van het uitsluiten van bepaalde opties die bijvoorbeeld maatschappelijk minder geaccepteerd worden.

Zoals hierboven aangeven bevat COMPETES een aantal flexibiliteitsopties:

- Flexibele elektriciteitsopwek:
 - Conventioneel: aardgas, kolen, kernenergie;
 - Duurzaam: afschakelen van zon/wind (curtailment);
- Import en export van elektriciteit per land/regio;

- Energieopslag:
 - Pumped hydro (in landen met geschikte geografie);
 - Compressed air (CAES/AA-CAES);
 - Batterijen (elektrische voertuigen, Li-ion, Vanadium Redox Flow);
 - Ondergrondse opslag van waterstof;
- Vraagsturing:
 - Power-to-Mobility (P2M): elektrische voertuigen, met grid-to-vehicle (G2V) en vehicle-to-grid (V2G);
 - Power-to-Heat (P2H): industriële (hybride) boilers en (compleet elektrische) warmtepompen in de gebouwde omgeving;
 - Power-to-Gas (P2G): met name Power-to-Hydrogen (P2H₂), waterstofproductie met elektrolyse.

De volgende aspecten zijn geen onderdeel van COMPETES:

- De benodigde uitbreidingen van nationale transport- en distributienetwerken op land en op zee. In COMPETES wordt de uitbreiding en operatie van het elektriciteitssysteem op nationale schaal onderzocht. Er worden geen locaties aangewezen voor de opwekcapaciteit, waardoor de kosten van netwerkverbindingen niet eenduidig te bepalen zijn. Voor onderzoek naar de uitbreiding van nationale transport- en distributienetwerken is een koppeling met andere modellen mogelijk, zoals o.a. gedaan is in het FLEXNET project (Sijm, et al., 2017b).
- De resulterende vraag naar flexibiliteitsopties door onzekerheid in de voorspellingen van de elektriciteitsproductie of door lokale congestieproblemen (Sijm, et al., 2020).
- De benodigde tijd voor de voorbereiding en bouw van opwek- of interconnectiecapaciteit.

Voor elk scenariojaar en elk Europees land/regio zijn de hoofduitkomsten (resultaten) van COMPETES onder andere:

- Investering en desinvestering (ontmanteling) van conventionele opwek- en interconnectiecapaciteit;
- Inzet van geïnstalleerde opwek- en interconnectiecapaciteit per uur, resulterend in een opwekmix per uur en per jaar – inclusief de gerelateerde CO₂-emissies en uitwisseling van elektriciteit – voor elk Europees land/regio;
- Vraag naar en inzet van flexibiliteitsopties;
- Elektriciteitsprijzen per uur;
- Jaarlijkse kosten van het elektriciteitssysteem per Europees land/regio.

In dit rapport worden alleen de resultaten op hoofdlijnen (opgesteld vermogen, elektriciteitsproductie en kosten voor capaciteitsuitbreiding) voor Nederland gepresenteerd.

Voor meer detail over COMPETES zie onder andere: (Sijm, Gockel, de Joode, van Westering, & Musterd, 2017a), (Özdemir, Hobbs, van Hout, & Koutstaal, 2020) en (Sijm, et al., 2020). De hoofdaannames gebruikt voor deze studie worden verder besproken in Paragraaf 3.2.

3.1.2 Werkwijze

Om de rol van EuW-opties in het Nederlandse elektriciteitssysteem te onderzoeken hebben we de volgende stappen doorlopen:

- Toevoegen van de EuW-opties aan COMPETES. Het COMPETES-model bevat al enkele EuW-opties, namelijk waterkrachtcentrales en pompopslagcentrales

bij stuwmeren, die toegepast worden in de landen die daar de geschikte geografie voor hebben. Voor de andere EuW-technologieën zijn de techno-economische parameters en de energieprofielen toegevoegd aan COMPETES voor dit project (zie 3.2.2). In COMPETES zijn alleen die technologieën opgenomen die een potentieel hebben waarmee een significante bijdrage (>2% van de elektriciteitsvraag) op nationale schaal geleverd kan worden. Aan de hand van dit criterium zijn in deze fase DTP, Blauwe Energie en energieopslag in een valmeer meegenomen. De bovenkant van de bandbreedte van het ingeschatte technische potentieel van golfenergie is met 19 PJ per jaar niet veel lager dan het technische potentieel van Blauwe Energie (21 PJ/jaar) (zie Hoofdstuk 2). Zowel het potentieel als de toepassing voor golfenergie heeft nog meer onderzoek, waardoor het niet meegenomen is in deze fase.

- Het draaien van de investeringsmodule voor 2030 en 2050: het COMPETES-model rekent uit wat de meest kosten-optimale investering is om het gat tussen het opgesteld vermogen en de vraag naar elektriciteit te dichten. Hierbij wordt dus uitgegaan van een startsituatie waarbij er al capaciteit aan elektriciteitscentrales en wind- en zonne-energie aanwezig is. In deze stap wordt bepaald of investeringen in DTP, Blauwe Energie en/of valmeren kosteneffectief zijn.
- Draaien van de operationele module voor 2030 en 2050: hierbij is aangenomen dat EuW-technologieën sowieso gebouwd worden, onafhankelijk van de kosteneffectiviteit. Via een vergelijking van de kosten en de opbrengsten uit de elektriciteitsmarkt is de aantrekkelijkheid van de optie bepaald.
- Gevoeligheidsanalyses: het model is een aantal maal opnieuw gedraaid waarbij de belangrijkste aannames zijn onderzocht, met als doel te bepalen onder welke condities de EuW-opties meer of minder aantrekkelijk zijn.

3.2 Aannames

3.2.1 Vraag naar elektriciteit

Voor de scenarioanalyse is gekeken naar 2030 en 2050. Voor 2030 is als referentiescenario de KEV 2019 gebruikt. Dit scenario bevat details omtrent (ingeschatte) ontwikkelingen in externe factoren zoals de economie, demografie, technologie, brandstof en CO₂-prijzen (voor meer detail, zie (PBL, 2019b)). Daarnaast bevat het scenario nationale en Europese beleidsmaatregelen die tot en met mei 2019 aangenomen of voorgesteld en concreet uitgewerkt zijn. Het scenario is uitgebreid met een aantal beleidsmaatregelen uit het Klimaatakkoord, met name het stimuleren van de waterstofproductie door middel van elektrolyse om te voorzien in de vraag naar waterstof vanuit met name de industrie en het stimuleren van elektrificatie in de transport (elektrische voertuigen) en de industrie. De totale vraag naar elektriciteit in Nederland in het Klimaatakkoord 2030 (KA2030) scenario is 151,1 TWh⁹ (zie Figuur 21).

Voor 2050 is het Nationale Sturing (NM2050) scenario van Berenschot en Kalavasta (2020) gebruikt als referentiescenario voor de elektriciteitsvraag. Dit is een van de vier scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland die recent zijn ontwikkeld en geanalyseerd door Berenschot en Kalavasta in

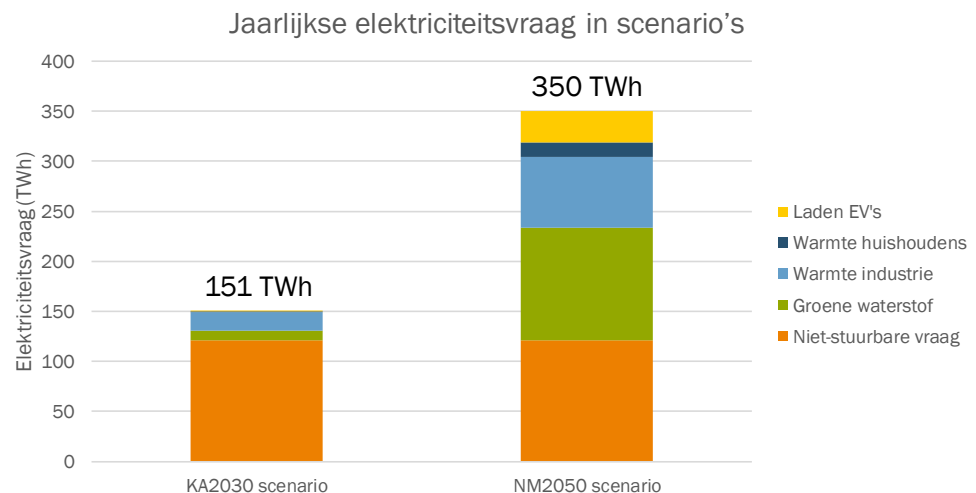
⁹ De energieproductie wordt in het COMPETES-model gerapporteerd in TWh, terwijl bij de discussies in Fase 1 de eenheid PJ gebruikt is. 1 TWh is gelijk aan 3,6 PJ.

opdracht van Netbeheer Nederland.¹⁰ Deze vier scenario's verkennen vier uitersten van het speelveld in 2050 om de netbeheerders in staat te brengen om de benodigde ontwikkeling (en investering) van flexibiliteit in het energiesysteem en infrastructuur (inclusief energieopslag) te analyseren.

Het scenario gaat uit van sterke verdere elektrificatie in alle sectoren. Ook neemt de vraag naar elektrolytische waterstof voor zowel de industrie als zwaar transport sterk toe. De totale vraag naar elektriciteit in 2050 is in het NM2050 scenario 350 TWh (zie Figuur 21).

Er is voor het NM2050 scenario gekozen omdat het uitgaat van een hoge mate van elektrificatie in alle energiesectoren. Vergeleken met de andere drie scenario's is er in het Nationale Sturing scenario een relatief hoge vraag naar duurzame elektriciteit, wat de kansen voor EuW-opties verbetert.

Het NM2050 is een "extreem" scenario waarin slechts één van de vier mogelijke uitersten van het speelveld in 2050 verkend wordt. Bovendien zijn er veel onzekerheden voor 2050 zoals brandstof- en CO₂-prijzen, de beschikbaarheid van duurzame energietechnologieën, etc. In Sijm et al. (2020) zijn daarom meerdere gevoeligheidsanalyses uitgevoerd op het scenario.



Figuur 21 Elektriciteitsvraag in scenario's 2030 en 2050

3.2.2 Techno-economische aannames

De gebruikte techno-economische aannames voor de EuW-technologieën zijn gebaseerd op de factsheets ontwikkeld in fase 1 (zie Appendix C). Voor Blauwe Energie is uitgegaan van een kostendaling naar 0,10 €/kWh in 2030 en naar 0,05 €/kWh in 2050, op basis van (Witteveen+Bos en CE Delft, 2019). Voor het energieprofiel van Blauwe Energie is uitgegaan van een baseload productie met 8.000 vollasturen per jaar (zie Tabel 9).

Voor DTP zijn twee varianten meegenomen in de scenarioanalyse. Variant DTP-A is gebaseerd op een 50 km lange T-vormige DTP dam ter hoogte van Zeeland, waar aangenomen is dat de gemiddelde stroomsnelheid 1,2 m/s is. Voor DTP-B is

¹⁰ De andere drie 2050 scenario's zijn 'Regionale Sturing', 'Europese CO₂-sturing' en 'Internationale Sturing'.

uitgegaan van een identieke dam gelegen rond IJmuiden, met een gemiddelde stroomsnelheid van 0,75 m/s. Door de hogere stroomsnelheid heeft DTP-A een hoger vermogen (21,1 GW) dan DTP-B (12,7 GW). De energieprofielen zijn gebaseerd op het astronomisch getij op de locaties van de dammen, waardoor er een faseverschil zit tussen de profielen. Door de afstand tussen de dammen produceren ze niet tegelijkertijd op piekvermogen. DTP-A heeft door de gunstigere condities ook hogere vollasturen dan DTP-B, zie Tabel 9. Voor 2030 is alleen DTP-A meegenomen omdat het als realistischer beschouwd wordt dat er in 2030 één DTP dam gerealiseerd wordt dan beide dammen.

Door de verschillen in getijcondities bij de twee dammen zullen er verschillen zijn in de kosten van onder andere de dam en de turbines. Hier zijn onvoldoende robuuste data voor beschikbaar, in deze studie zijn dezelfde kostenaannames per kW gebruikt voor de twee DTP varianten (zie Tabel 9). Dit betreft kostendata van de Power-groep voor een dam van 50 km met een vermogen van 15,6 GW (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014), die onderbouwd zijn door middel van kostenschattingen van de verschillende elementen van een DTP-dam, zoals caissons en turbines. Er is gekozen voor een afschrijvingstermijn van 40 jaar, onder andere op basis van (Kelly, McManus, & Hammond, 2012), die een levensduur van 40 jaar geven voor getijdeturbines. Dezelfde kostenaannames zijn gebruikt voor 2030 en 2050.

Tabel 9 Techno-economische parameters

Technologie	Investeringskosten [€/kW]	Vaste operationele kosten [€/kW/jaar]	Levensduur (jaar)	Vollasturen
Blauwe energie (2030)	8.000	240	30	8.000
Blauwe energie (2050)	4.000	120	30	8.000
DTP-A	2.580	26	40	3.631
DTP-B	2.580	26	40	2.984
Wind op land (2030)	1.000	11	20	2.888
Wind op land (2050)	940	10	20	3.846
Wind op zee (2030)	1.710	45	25	4.454
Wind op zee (2050)	1.710	45	25	5.411
Zon PV (2030)	464	11	25	924
Zon PV (2050)	311	11	25	924

Ter vergelijking zijn ook de kosten voor andere duurzame elektriciteitsproductie-opties opgenomen in Tabel 9. Voor Zon PV zijn die afkomstig van (Beurskens, 2019). Voor offshore wind zijn de kosten afgeleid uit (Witteveen+Bos en ECN part of TNO, 2019) en zijn inclusief de installatie en de bekabeling van het windpark, maar exclusief de kabel vanaf de kust naar het windpark. Het aantal vollasturen neemt wel toe als gevolg van technologische ontwikkeling. IRENA noemt capaciteitsfactoren tot 58% in 2030 en 60% in 2050 (IRENA, 2019). De gebruikte kosten voor offshore wind zijn vrij conservatief vergeleken met een recente studie van AFRY in opdracht van het ministerie van EZK, die uitgaan van 1650 €/kW in 2030 en 1400 €/kW in 2050 (AFRY, 2020).

Voor energieopslag in een valmeer zijn de dimensies van Delta21 gebruikt: een vermogen van 1,8 GW en een opslagcapaciteit van 20 GWh. De kosten zijn berekend met behulp van de generieke formule voor de kosten van een valmeer (de Vilder, 2017). De volledige kosten van het valmeer en de pompturbines zijn

meegenomen. Voor de kosten van energieopslag in een valmeer zijn voor zowel 2030 en 2050 dezelfde kosteninschatting gebruikt. Er is geen indicatie dat er grote daling in kosten zal plaatsvinden voor energieopslag in een valmeer en de gebruikte kosteninschatting bevat al enige onzekerheid. De andere opslagopties die meegenomen worden in COMPETES (Li-ion batterijen, Vanadium Redox Flow batterijen (VRB), ondergrondse perslucht opslag (CAES) en waterstof opslag) worden in meer detail besproken in het TNO rapport over grootschalige opslag in Nederland (Sijm, et al., 2020).

Tabel 10 Gebruikte techno-economische parameters energieopslag in valmeer en een aantal andere opslagtechnologieën. Voor meer informatie zie (Sijm, et al., 2020)¹¹

Technologie	Investeringskosten [€/kWh]	Vaste operationele kosten [M€/kWh/jaar]	Levensduur [jaar]
Energieopslag valmeer (2030 en 2050)	221	1,3	50
CAES (2030)	83	1,1	50
CAES (2050)	75	1,0	50
Li-ion (2030)	250	3,5	10
Li-ion (2050)	247	3,5	10
VRB (2030)	70	2,0	12,5
VRB (2050)	56	1,6	12,5
Ondergrondse waterstof opslag (2030 en 2050)	33	0,8	50

Naast grootschalige elektriciteitsopslag is er opslag in batterijen van elektrische voertuigen mogelijk in COMPETES. Aangenomen is dat er in 2030 een half miljoen elektrische voertuigen (EVs) zijn in Nederland en 10 miljoen in 2050. Elektrische voertuigen kunnen op twee manier flexibiliteit leveren aan het elektriciteitssysteem: vraagsturing en opslag met teruglevering aan het net. De kosten voor de elektrische voertuigen worden niet meegenomen in COMPETES omdat deze kosten toegewezen worden aan de primaire toepassing van EVs: vervoer. Bij teruglevering van stroom aan het net wordt er wel rekening gehouden met degradatie van de EV batterij, kosten die terugverdiend moeten worden uit deze transactie. Er zijn een aantal beperkingen voor de inzet van vehicle-to-grid (V2G) meegenomen, onder meer dat er voldoende elektriciteit overblijft voor de volgende reis. Voor meer informatie zie (Sijm, et al., 2020).

3.2.3 Cases

Voor zowel 2030 en 2050 zijn er referentiecasses opgezet. De cases gaan uit van een startsituatie die bepaald is door bestaande en voorgenomen uitbreiding van het elektriciteitssysteem. Vervolgens is COMPETES in de referentiecasses vrij om het systeem te optimaliseren met waar nodig uitbreidingen van opwekcapaciteit, opslag of andere flexibiliteitsopties. Blauwe Energie, DTP en het valmeer kunnen in de referentiecasses in verschillende combinaties gekozen worden. Uit de investeringsmodule van COMPETES volgt een geoptimaliseerd elektriciteitssysteem voor de referentiecasse.

¹¹ De kosten voor grootschalige opslagopties kennen veel onzekerheid, zeker als er naar 2050 gekeken wordt. Voor grootschalige toepassing Li-ion batterijen is er een conservatieve kostendaling meegenomen. Daarom is er door (Sijm, et al., 2020) een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met 50% lagere kosten voor grootschalige opslagopties.

3.2.3.1 Startsituatie referentiecasi 2030

Voor 2030 is als startpunt genomen dat de doelstellingen van het Klimaatakkoord behaald worden en de duurzame energie projecten die in de pijplijn zitten gerealiseerd worden (zie ook 3.2.1). In 2030 staat er in Nederland dan (ten minste) opgesteld: 26 GW aan zon PV, 5,7 GW aan wind op land en 11,5 GW wind op zee (PBL, 2019a). Bestaande kolencentrales worden conform het kabinetsbesluit tegen 2030 uitgefaseerd. Andere bestaande centrales (onder andere gas WKK's, de kerncentrale in Borselle en biomassa centrales) worden meegenomen als startpunt en kunnen door het model ingezet of uitgefaseerd worden. Om aan de elektriciteitsvraag te voldoen is het model vrij om te investeren in de EuW-opties, andere opwektechnieken en opslag.

Voor de andere EU-landen worden de aannames uit de KEV2019 gebruikt als referentie voor 2030. In de referentiecasi 2030 wordt geen rekening gehouden met een uitbreiding van interconnectiecapaciteit verder dan aangenomen in de KEV2019.

3.2.3.2 Startsituatie referentiecasi 2050

Voor de analyses voor 2050 zijn de verwachtingen voor opgestelde vermogens en interconnectiecapaciteit in 2040 van ENTSO-E (de branchevereniging van Europese transmissienetbeheerders, zoals Tennet) gebruikt als startpunt, voor zowel Nederland als de andere EU-landen/regio's (ENTSO-E, 2019). De ENTSO-E data zijn gebruikt omdat het een uitgebreid overzicht is van de voorgenomen uitbreidingen van het Europese elektriciteitssysteem tot en met 2040. Een overzicht van het opgestelde vermogen in Nederland in 2040 is gegeven in Tabel 11. Het model is vervolgens vrij om bovenop dit aangenomen opgestelde vermogen te investeren in verdere uitbreiding van opwekcapaciteit en flexibiliteitsopties. Bestaande centrales in Europa kunnen uitgefaseerd worden als deze het einde van hun levensduur bereiken of als dit economisch voordelig is. In de referentiecasi wordt geen verdere uitbreiding van interconnectiecapaciteit tussen EU-landen/regio's meegenomen dan voorzien door ENTSO-E.

Tabel 11 Opgesteld vermogen aangenomen als startsituatie in Nederland in 2040. Bron: (ENTSO-E, 2019)

Technologietype	Vermogen (GW)
Aardgas (+ CCS)	3,5
Kernenergie	0,0
Wind op land	7,5
Wind op zee	14,7
Zon PV	25,1
Biomassa	0,1
Andere duurzame energie	0,3

3.2.4 Gevoeligheidsanalyses

Naast de referentiecasi's worden er een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Hier volgen de algemene beschrijvingen van de gevoeligheidscases.

3.2.4.1 Geen vraagsturing

Een belangrijke flexibiliteitsoptie in COMPETES is vraagsturing, waarmee de vraag naar elektriciteit in de tijd verschoven kan worden. Dit kan door middel van onder andere het slim laden van elektrische voertuigen, flexibele inzet van (hybride)

boilers in de industrie of de waterstofproductie met elektrolyse. In welke mate vraagsturing in 2030 en 2050 toepasbaar is, is niet met zekerheid te zeggen. Deze gevoeligheidsanalyse onderzoekt wat de gevolgen zijn als vraagsturing niet mogelijk is. In werkelijkheid zal er altijd in meer of mindere mate vraagsturing zijn omdat er gereageerd zal worden op de prijs van elektriciteit. Deze analyse geeft een “extreme” case weer zonder vraagsturing om een beeld te geven van de gevolgen van het wegvallen van vraagsturing.

3.2.4.2 *Dunkelflaute*

Een Dunkelflaute is een langere periode van weinig zon en wind (Li, Basu, Watson, & Russchenberg, 2020) (Huneke, Perez Linkenheil, & Niggemeier, 2017). Voor deze analyse wordt uitgegaan van een periode van eind januari en begin februari (in totaal 3 weken) waarin het productieprofiel van zon en wind met 90% is afgenomen in Nederland, België en Duitsland. Voor de rest van het jaar wordt uitgegaan van een reductie van 10% van het productieprofiel van zon en wind in de hele EU ten opzichte van een normaal jaar.

3.3 Resultaten

In dit deel worden de resultaten van de modelanalyse besproken en geanalyseerd. Eerst worden de resultaten van 2030 besproken, gevolgd door de resultaten van 2050. Per jaar worden eerst de resultaten van de investeringsmodule gepresenteerd, waarin een kosten-optimaal referentiesysteem samengesteld wordt op basis van een aantal randvoorwaarden. Daarna worden de resultaten van de operationele module besproken. De operationele module gebruikt het referentiesysteem uit de investeringsmodule als startpunt. Als laatste worden de totale kosten van het Nederlandse systeem besproken.

3.3.1 *Resultaten investeringsmodule voor 2030*

Voor 2030 is er van uitgegaan dat het maximale potentieel van Blauwe Energie dat gerealiseerd kan worden 150 MW bedraagt, op basis van de voorspellingen van REDstack (zie factsheet in Appendix C). Voor DTP is aangenomen dat een enkele dam (DTP A) gebouwd kan worden en voor energieopslag in een valmeer is het complete potentieel beschikbaar. Voor DTP en het valmeer is realisatie in 2030 een optimistisch scenario omdat er voor soortgelijke projecten rekening gehouden moet worden met lange voortrajecten en bouw tijden. Realisatie enkele jaren na 2030 is een reëler scenario, waar we verwachten dat de inzichten uit de analyse ook van toepassing zullen zijn zolang er nog geen grote verschuivingen plaats hebben gevonden in de elektriciteitsvraag en -voorziening vergeleken met 2030.

De maximale potentiëlen betreffen de uiterste hoeveelheid aan wind en zon PV die gegeven ruimtelijke beperkingen mogelijk geïnstalleerd kan worden in Nederland. De gebruikte maximale potentiëlen zijn gebaseerd op het NM2050-scenario van Berenschot en Kalavasta (2020).

Bij een vrije keuze tussen technologieën wordt er in 2030 door COMPETES niet geïnvesteerd in de EuW-opties. De geïnstalleerde vermogens van de referentiecasse zijn gegeven in Tabel 12. In het referentiescenario wordt er ook niet geïnvesteerd in elektriciteitsopslagcapaciteit.

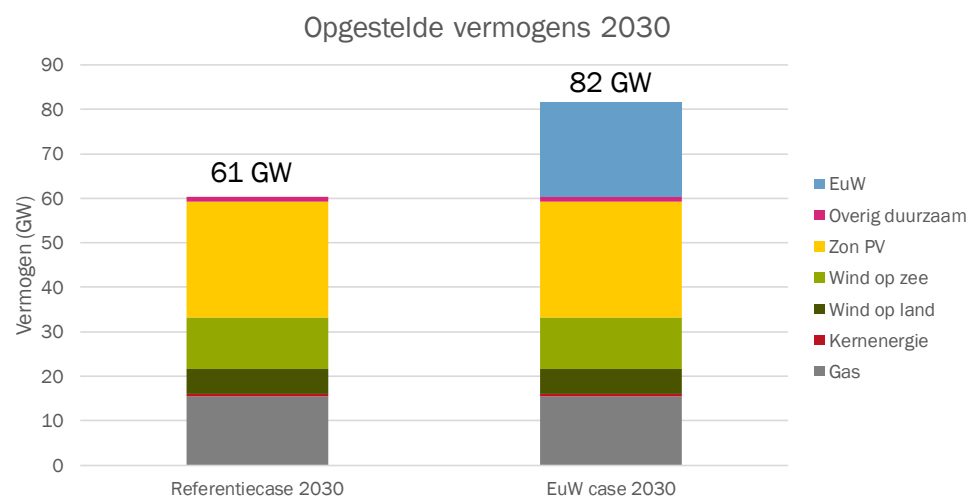
Tabel 12 Opgestelde vermogens in referentiecasi 2030 en maximaal potentieel

Technologie	Startsituatie opgesteld vermogen (GW)	Maximaal potentieel (GW)	Resultaat referentiecasi 2030 (GW)
Blauwe Energie	-	0,15	0
DTP-A	-	21,1	0
DTP-B	-	-	-
Wind op land	5,7	16,0	5,7
Wind op zee	11,5	72,0	11,5
Zon PV	25,1	180,0	25,1
Gas (+CCS)	15,5	nvt	15,5
Overig	2,1	nvt	2,1

3.3.1.1 Resultaten operationele module 2030

Met de operationele module van COMPETES wordt onderzocht wat de invloed van EuW-opties is als er aangenomen wordt dat ze toegevoegd worden aan het elektriciteitssysteem. Aangezien het model in de investeringsmodule in de referentiecasi niet kiest voor een investering in de EuW-opties zijn deze handmatig toegevoegd aan de elektriciteitsmix. Er is een aantal verschillende cases onderzocht en een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd.

Voor 2030 is de referentiecasi, waarin geen EuW-opties gekozen zijn, vergeleken met de EuW-casi waarin de DTP-A dam, 150 MW Blauwe Energie en een 1,8 GW energieopslag valmeer meegenomen zijn. Een vergelijking van de opgestelde vermogens staat in Figuur 22. COMPETES kiest er niet voor om de bestaande capaciteit gasturbines, kernenergie en andere technieken af te bouwen, waardoor het vermogen gasturbines en kernenergie gelijk blijft aan de startsituatie en de referentiecasi. Het totale geïnstalleerde vermogen aan opwektechnologieën in 2030 neemt daardoor met 21,25 GW toe.



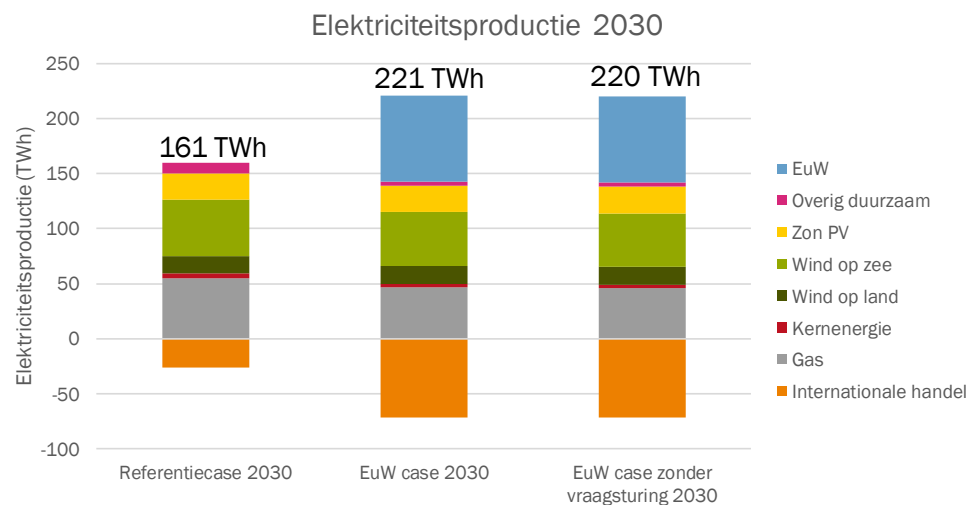
Figuur 22: Opgestelde vermogens referentiecasi 2030 en EuW-casi 2030

Met de toevoeging van de EuW-opties aan het elektriciteitssysteem wordt 60 TWh meer geproduceerd (zie Figuur 23), een toename van 37%. Door de toevoeging worden gasturbines minder ingezet dan in de referentiecasi (een reductie van 8 TWh of 15%). Ook worden overige duurzame energiebronnen minder ingezet (een

reductie van 10 TWh naar 4 TWh). Als gevolg van de hogere elektriciteitsproductie groeit de netto export over het jaar van 26 TWh naar 72 TWh.

Als gevoeligheidsanalyse is er een versie van de EuW-case doorgerekend waar er geen vraagsturing mogelijk is. In deze variant wordt er iets minder elektriciteit geproduceerd dan in de case met EuW-opties met vraagsturing. Vraagsturing speelt dus in 2030 slechts een beperkte rol in het elektriciteitssysteem.

Het valmeer wordt in de EuW-case 164 keer voor een volledige vul- en leegcyclus ingezet. Dit neemt toe naar 180 cycli in de case zonder vraagsturing.



Figuur 23 Elektriciteitsproductie in 2030. Het saldo voor internationale handel in elektriciteit is negatief, wat betekent dat Nederland netto elektriciteit exporteert.

3.3.1.2 Benodigde kostenreductie EuW-opties 2030

Dat het model niet kiest voor de EuW-opties in zowel de referentiecasi als in de case zonder vraagsturing geeft aan dat de EuW-opties niet concurrerend zijn met andere opties voor elektriciteitsopwekking. Er is gekeken naar de benodigde kostenreductie die nodig is om de investering in EuW-opties in de COMPETES investeringsmodule aantrekkelijk te maken. Hiervoor zijn de EuW-opties als bestaande capaciteit toegevoegd en is er gekeken naar de impact hiervan op de totale systeemkosten.¹² De benodigde kostenreductie ten opzichte van de aangenomen investeringskosten en vaste operationele kosten voor 2030 is 68% voor DTP-A en 79% voor Blauwe Energie (zie Tabel 13). De hoge benodigde kostenreductie komt mede omdat de EuW-opties in 2030 moeten concurreren met bestaande installaties (zon, wind en gas) die ingezet kunnen worden tegen relatief lage kosten. In de variant zonder vraagsturing is de benodigde kostenreductie voor Blauwe Energie en DTP in 2030 even groot.

¹² De modeltechnische uitleg is als volgt: het maximale potentieel geïnstalleerd vermogen van de technologie is door een zogenaamde *equality constraint* geforceerd en de schaduwprijs van deze constraint geeft aan hoeveel de optimale systeemkosten toenemen als er een extra eenheid van de capaciteit van deze technologie toegevoegd wordt aan het systeem. Deze waarde in €/kW is vervolgens vergeleken met de jaarlijkse investeringskosten om tot het gegeven percentage te komen.

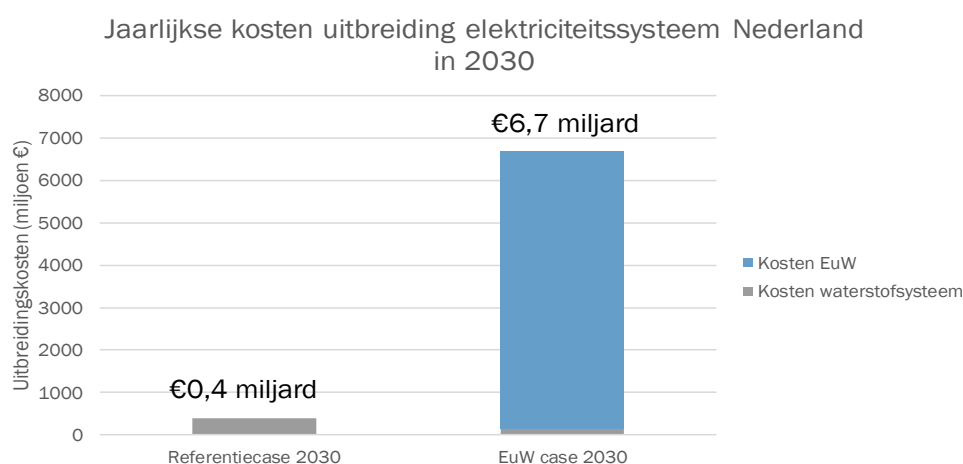
Voor energieopslag in een valmeer is de benodigde kostenreductie in 2030 78% (zie Tabel 13). Ook een valmeer moet in 2030 concurreren met bestaande gasturbines die flexibel ingezet kunnen worden. Voor energieopslag in een valmeer is de benodigde reductie 6% lager in een scenario waar er geen vraagsturing is, waardoor het valmeer vaker ingezet wordt.

Tabel 13 Benodigde kostenreductie ten opzichte van aannames EuW-opties 2030

Technologie	Benodigde kostenreductie referentiecasi 2030	Benodigde kostenreductie zonder vraagsturing 2030
Blauwe energie	79%	79%
DTP-A	68%	68%
DTP-B	Nvt	Nvt
Energieopslag in valmeer	78%	72%

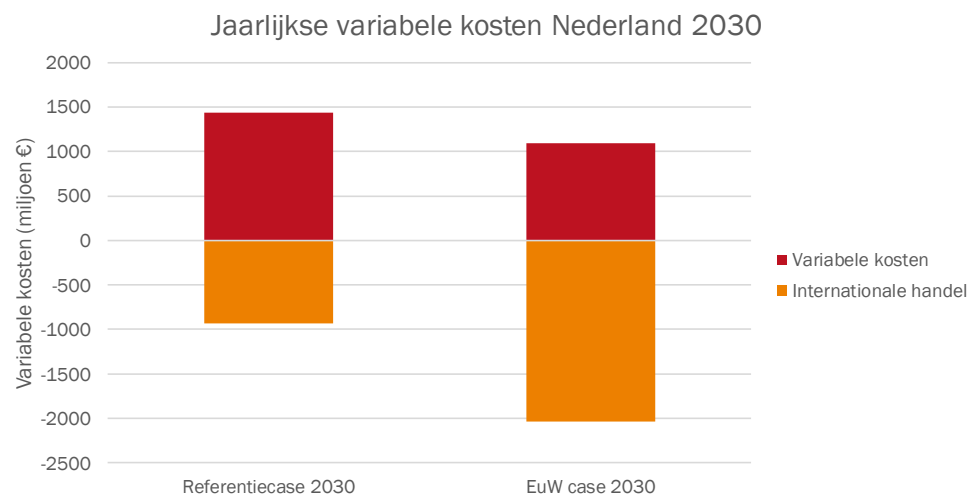
3.3.1.3 Resultaten kosten 2030

Met COMPETES is het mogelijk om de jaarlijkse kosten voor uitbreiding van het elektriciteitssysteem te bekijken. Het betreft de jaarlijkse afschrijvingskosten (inclusief 10% rente) en vaste operationele kosten voor nieuw geïnstalleerde capaciteit. Kosten voor de bestaande opwek- en interconnectiecapaciteit zijn dus geen onderdeel van de resultaten. Voor 2030 blijkt dat het bestaande en geplande vermogen voldoende is om in de vraag te voorzien (PBL, 2019a), wat betekent dat er in de referentiecasi geen extra investeringen plaatsvinden in opwek- en interconnectiecapaciteit. Wel wordt er €400 miljoen geïnvesteerd in het uitbreiden van het waterstofsysteem (zie Figuur 24). In de EuW-casi wordt aangenomen dat er wel nieuwe EuW-opwek- en opslagcapaciteit wordt geïnstalleerd, waardoor de jaarlijkse kosten van de uitbreidingen in 2030 € 6,7 miljard bedragen. De jaarlijkse kosten voor de EuW-opties bestaan uit de investeringskosten verspreid over de levensduur en de jaarlijkse vaste operationele kosten. In de EuW-casi wordt er wel minder geïnvesteerd in de uitbreiding van het waterstofsysteem. Omdat vraagsturing nog maar een beperkte rol speelt in 2030 zijn de kosten voor de uitbreiding van het systeem in de casi zonder vraagsturing niet significant anders dan de uitbreidingskosten van de EuW-casi.



Figuur 24: Kosten voor uitbreidingen aan het elektriciteit- en waterstofsysteem in Nederland in 2030 (excl. bestaand aangenomen capaciteit en uitbreiding van het nationale elektriciteitsnet). Investeringskosten in nieuwe capaciteit zijn omgerekend naar kosten per jaar op basis van de levensduur van de nieuwe capaciteit. Hier zijn de vaste jaarlijkse operationele kosten bij opgeteld.

Naast de kosten voor de uitbreiding van het systeem zijn de jaarlijkse kosten en opbrengsten berekend voor de operatie van het elektriciteitssysteem. Deze kosten bestaan uit de variabele kosten voor alle opgestelde opwek-, opslag-, en interconnectiecapaciteit en de opbrengsten uit de internationale handel van elektriciteit. Figuur 25 laat zien dat de toevoeging van EuW-opties in 2030 leidt tot een afname van de operationele kosten (o.a. door een afname van de inzet van gas in gascentrales) en een toename van de opbrengsten uit de export. De kapitaalkosten voor EuW-technologieën zijn echter dermate groot dat de kosten met ongeveer € 6 miljard per jaar stijgen (Figuur 24). Door de beperkte rol van vraagsturing in 2030 zijn de kosten en opbrengsten nagenoeg gelijk in de EuW-case zonder vraagsturing als de EuW-case.



Figuur 25 Vergelijk variabele kosten en opbrengsten van het elektriciteitssysteem in Nederland in 2030 voor de referentiecasi en de EuW-cases. Nederland is in deze cases netto exporteur van elektriciteit, waardoor de opbrengsten uit internationale handel als negatieve waarde getoond worden

3.3.2 Resultaten 2050

Voor het jaar 2050 is onderzocht welke investeringen nodig zijn om in de vraag naar elektriciteit (350 TWh in het NM2050-scenario) te voorzien, met als startsituatie het opgesteld vermogen in 2040. Het model rekent dus uit wat de optimale capaciteitsuitbreiding is tussen 2040 en 2050. Ook in 2050 wordt er in de referentiecasi door COMPETES niet gekozen voor de EuW-opties (zie Tabel 14). In de referentiecasi wordt er geïnvesteerd in het maximale potentieel wind op land. De rest van de elektriciteitsvraag wordt voorzien door het uitbreiden van de capaciteit van wind op zee. Er blijft in 2050 3,5 GW aan WKK-installaties met CCS staan die naast elektriciteitsproductie ook een functie vervullen in de warmtevoorziening in de industrie. Er wordt in het referentiescenario niet geïnvesteerd in additionele elektriciteitsopslagcapaciteit, boven de bestaande opslagcapaciteit in de vorm van elektrische voertuigen. Wel wordt er geïnvesteerd in opslagcapaciteit voor waterstof, waardoor het mogelijk wordt gemaakt dat waterstof geproduceerd kan worden wanneer de elektriciteitsprijs laag is en de waterstoffabriek uitgezet kan worden als de elektriciteitsprijs heel hoog is. De opgeslagen waterstof wordt gebruikt om te voorzien in de waterstofvraag uit de industrie, niet om weer elektriciteit op te wekken.

Tabel 14 Opgestelde vermogens in referentiecasi 2050 en maximaal potentieel 2050

Technologie	Opgesteld vermogen 2040 (GW)	Maximaal potentieel 2050 (GW)	Resultaat referentiecasi 2050 (GW)
Blauwe energie	-	0,75	0
DTP-A	-	21,1	0
DTP-B	-	12,7	0
Wind op land	7,5	16,0	16,0
Wind op zee	14,7	72,0	43,1
Zon PV	25,1	180,0	25,1
Gas + CCS	3,5	nvt	3,5
Overig duurzame energie	0,4	nvt	0,4

3.3.2.1 Resultaten operationele module 2050

Met de operationele module van COMPETES is onderzocht wat de invloed van EuW-opties is als er aangenomen wordt dat ze toegevoegd worden aan het elektriciteitssysteem. Aangezien het model in de investeringsmodule in de referentiecasi niet kiest voor een investering in de EuW-opties zijn deze handmatig toegevoegd aan de elektriciteitsmix. Er is een aantal verschillende cases onderzocht.

Voor 2050 worden er drie cases vergeleken met de referentiecasi: een case waarin alleen 750 MW Blauwe Energie meegenomen is (BE-case), een case waarin zowel 750 MW Blauwe Energie als de twee varianten van DTP meegenomen zijn (BE + DTP-case) en een variant waar naast Blauwe Energie en DTP ook een valmeer meegenomen wordt (BE + DTP + valmeer-case). Een vergelijking van de opgestelde vermogens in de cases staat in Tabel 15.

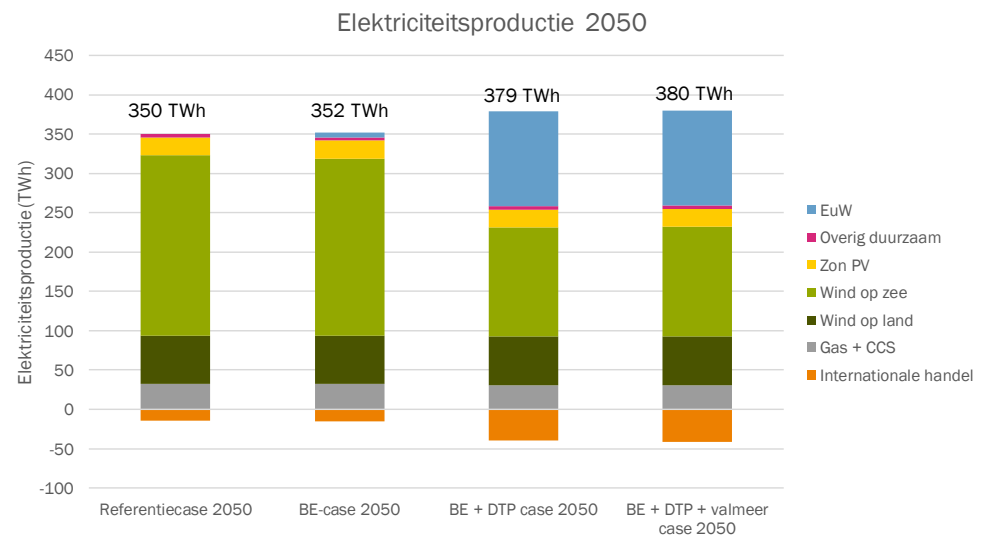
Zoals eerder besproken, wordt er in de referentiecasi door het model niet gekozen voor de EuW-opties en neemt alleen het opgestelde vermogen van wind op land en op zee toe. In de BE-case neemt het opgestelde vermogen van wind op zee af (met 0,8 GW) vergeleken met de referentiecasi. In de BE + DTP-case is het opgestelde vermogen van wind op zee 16,9 GW lager dan in de referentiecasi. Wel groeit het opgestelde vermogen van wind op zee met 11,5 GW vergeleken met het startpunt in 2040. De EuW-opties kunnen niet in de hele toename van de vraag naar opwekcapaciteit voorzien. Met de toevoeging van het valmeer verandert er niets in het opgestelde vermogen vergeleken met de BE + DTP case zonder valmeer.

Tabel 15 Overzicht opgestelde vermogens in de cases voor 2050

Technologie	Opgesteld vermogen 2040 (GW)	Maximaal potentieel (GW)	Referentiecasi 2050 (GW)	BE-case 2050 (GW)	BE + DTP case 2050 (GW)	BE + DTP + valmeer case 2050 (GW)
Blauwe energie	-	0,75	-	0,75	0,75	0,75
DTP-A	-	21,1	-	-	21,1	21,1
DTP-B	-	12,7	-	-	12,7	12,7
Wind op land	7,5	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Wind op zee	14,7	72,0	43,1	42,3	26,2	26,2
Zon PV	25,1	180,0	25,1	25,1	25,1	25,1
Gas + CCS	3,5	Nvt	3,5	3,5	3,5	3,5
Overig duurzame energie	0,4	Nvt	0,4	0,4	0,4	0,4
Energieopslag valmeer	Nee	nvt	Nee	Nee	Nee	Ja

In de referentiecasse wordt er 350 TWh aan elektriciteit geproduceerd in 2050, terwijl de elektriciteitsproductie toeneemt in alle cases waar EuW-opties meegenomen zijn (zie Figuur 26). In de BE-casse wordt er 6 TWh geproduceerd door de Blauwe Energie capaciteit en is er een afname van 4 TWh in de productie van wind op zee. Netto wordt er in het jaar 2 TWh meer geproduceerd en 1 TWh meer geëxporteerd. Met de toevoeging van DTP groeit de netto elektriciteitsproductie meer, namelijk met 29 TWh. Er wordt door de EuW-opties in deze case 121 TWh geproduceerd en wind op zee produceert 91 TWh minder dan in de referentiecasse. De toename van export is significant (26 TWh).

Met de toevoeging van het valmeer wordt er netto 1 TWh per jaar meer geproduceerd, omdat er meer wind op zee ingepast kan worden. Het valmeer wordt voor 80 complete vul en leeg cycli ingezet in de referentiecasse. De curtailment (afschakeling) van wind op zee daalt licht: van 1,6% in de referentiecasse naar 1,5% in de BE + DTP + valmeer-casse.



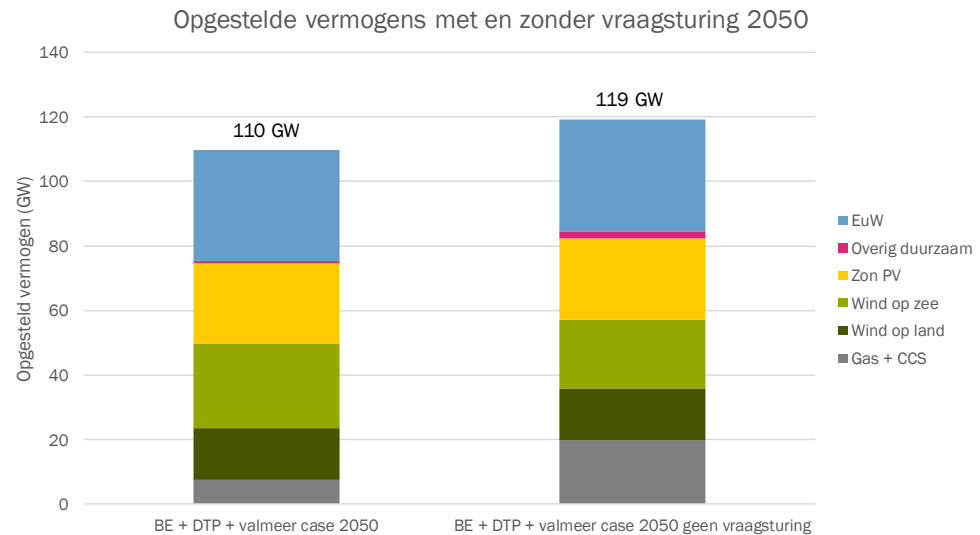
Figuur 26: Elektriciteitsproductie in de cases voor 2050. De bijdrage van internationale handel is negatief omdat Nederland in deze cases netto exporteur is van elektriciteit.

3.3.2.2 Resultaten gevoeligheidsanalyse 2050

Voor de cases van 2050 zijn twee gevoeligheidsanalyses doorerekend: een case zonder vraagsturing en een case met een Dunkelflaute. In beide gevallen is er vanuit gegaan dat het volledige vermogen van Blauwe Energie, DTP en valmeer geïnstalleerd zijn. De resultaten van de case zonder vraagsturing wordt vergeleken met de resultaten van de case met Blauwe Energie, DTP en een valmeer. De Dunkelflaute-case wordt vergeleken met een referentiejaar zonder Dunkelflaute (de BE + DTP + valmeer case) en een case met Dunkelflaute, maar zonder EuW-opties.

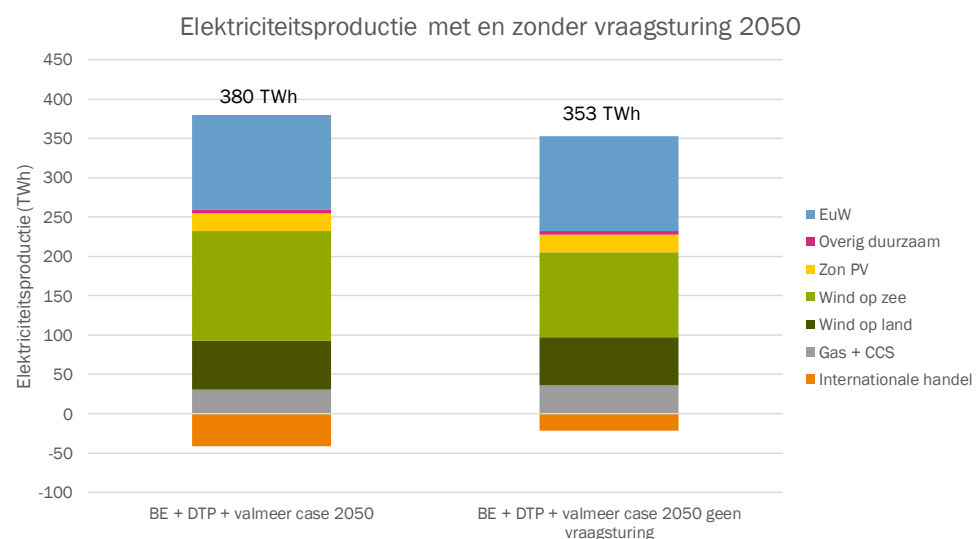
In de case zonder vraagsturing neemt het totale opgestelde vermogen met 9 GW toe vergeleken met de BE + DTP + valmeer case. Er is significant meer gas met CCS capaciteit (19,8 GW) vergeleken met de EuW-case (7,4 GW) (zie Figuur 27). Dit toont de toegenomen vraag naar flexibel inzetbare opwekcapaciteit. Verder is er een afname in het opgestelde vermogen wind op zee (-4,9 GW) en een toename

van overige duurzame capaciteit (1,8 GW). In deze case wordt er ook geïnvesteerd in 6,2 GW aan Vanadium Redox Flow batterijen (VRB), bovenop de 1,8 GW van het valmeer. De additionele opslagcapaciteit wordt met name ingezet om in korte tijd veel vermogen te leveren.



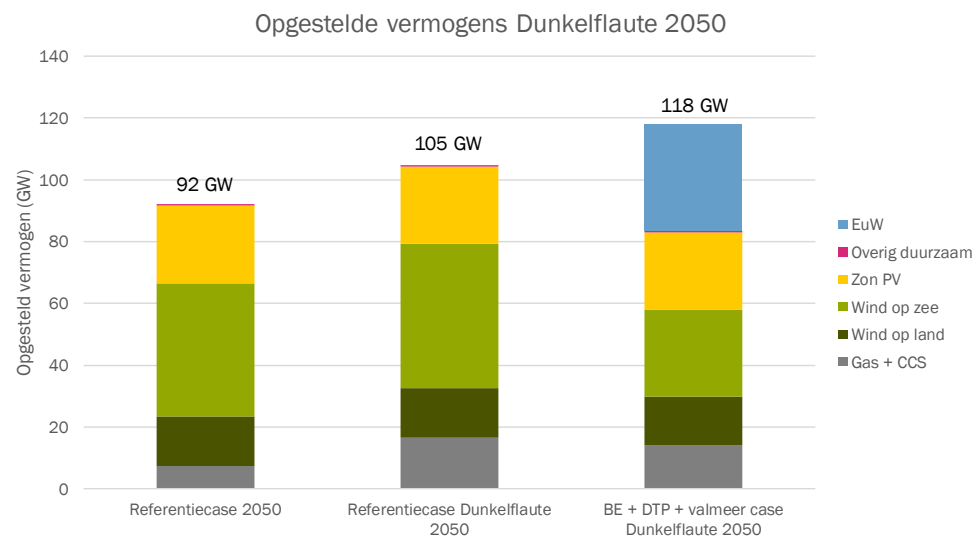
Figuur 27 Opgestelde vermogens in de BE + DTP + valmeer case met en zonder geen vraagsturing

In Figuur 28 is te zien dat er in de EuW-case zonder vraagsturing minder windenergie ingepast kan worden dan in de EuW-case met vraagsturing, een afname van 31 TWh (16% afname windenergie vergeleken met de EuW-case). In deze case wordt meer gas met CCS ingezet, een toename van 5 TWh vergeleken met het EuW-case (16% toename gas inzet vergeleken met de EuW-case). Ook de export van elektriciteit halveert ongeveer ten opzichte van de EuW-case. Het valmeer wordt in de case zonder vraagsturing 120 cycli ingezet, een toename van 50% vergeleken met de case met vraagsturing.



Figuur 28: Elektriciteitsproductie in gevoeligheidsanalyse case "geen vraagsturing".

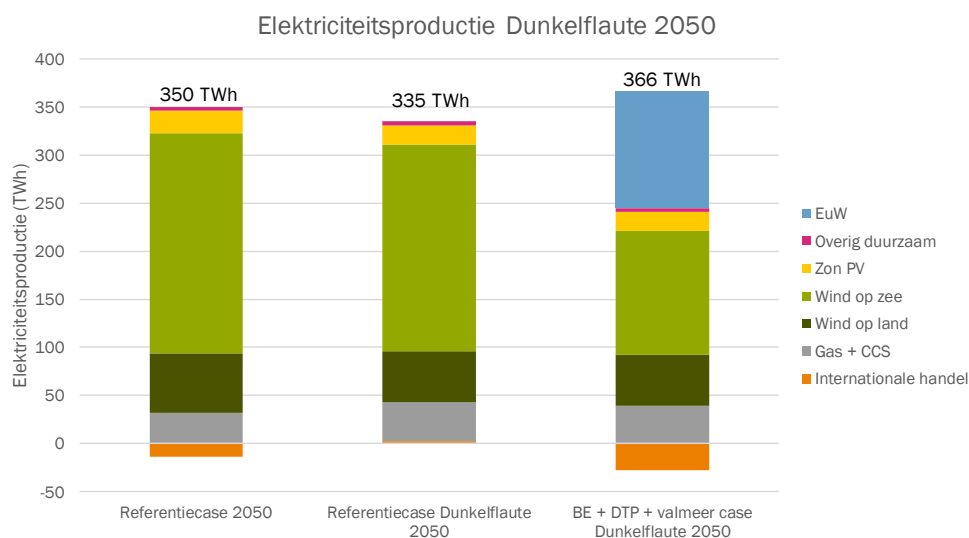
De gevoeligheid voor de weersomstandigheden is onderzocht in de Dunkelflaute-cases: er is in de Dunkelflaute-case jaar het hele jaar een 10% lagere gemiddelde windsnelheid aangenomen en bovendien een periode van drie weken met vrijwel geen wind en zon. De resultaten van een Dunkelflaute-jaar worden vergeleken in Figuur 29 en Figuur 30. In de referentiecasse met Dunkelflaute is er een toename van gascapaciteit met CCS naar 16,5 GW vergeleken met 7,4 GW in de referentiecasse. Ook wordt er 3,6 GW meer wind op zee geïnstalleerd, totaal 46,7 GW. In de Dunkelflaute-case met de EuW-opties is de vraag naar gascapaciteit en capaciteit van wind op zee lager, respectievelijk 13,9 GW en 28 GW. In totaal neemt in de BE + DTP + valmeer Dunkelflaute-case het geïnstalleerde vermogen toe met 13 GW vergeleken met de referentiecasse met Dunkelflaute.



Figuur 29 Vergelijk opgestelde vermogens in Dunkelflaute-jaar 2050

In de referentiecasse met Dunkelflaute wordt er 17 TWh minder elektriciteit opgewekt dan in de referentiecasse zonder Dunkelflaute (zie Figuur 30). Waar er in een normaal jaar netto 14 TWh aan elektriciteit geëxporteerd wordt, moet er in de referentiecasse met Dunkelflaute netto 2 TWh geïmporteerd worden. Met gas (uitgerust met CCS) wordt er 9 TWh meer geproduceerd dan in een Dunkelflautejaar, terwijl de productie van duurzame bronnen met 26 TWh afneemt. De afname over het hele jaar is beperkt, maar de effecten van de Dunkelflaute zijn groot in de 3 weken in januari en februari waarin de productie zonne- en windenergie zeer laag is vergeleken met een normaal jaar.

In de Dunkelflaute-case waarin EuW-opties zijn geïnstalleerd, neemt de totale elektriciteitsproductie toe, terwijl de bijdrage van wind op zee en gas respectievelijk met 86 TWh en 2 TWh afneemt. Door de bijdrage van EuW (121 TWh) wordt er zelfs met de Dunkelflaute netto 28 TWh geëxporteerd gedurende het jaar.



Figuur 30 Vergelijk elektriciteitsproductie in Dunkelflaute-jaar 2050

3.3.2.3 Benodigde kostenreductie EuW-opties 2050

Ook voor 2050 zijn de benodigde kostenreducties voor de EuW-opties berekend. Tabel 16 geeft de benodigde kostenreductie voor de referentiecasse en de twee gevoeligheidsanalyses. In 2050 wordt er door de EuW-opties met name geconcentreerd met nieuwe windenergie-installaties. In 2050 speelt vraagsturing een belangrijke rol. In een scenario zonder vraagsturing is de benodigde kostenreductie voor alle EuW-opties lager. In een Dunkelflaute-scenario is de benodigde kostenreductie voor Blauwe Energie en DTP lager. In een scenario met een optimale uitbreiding van de interconnectiecapaciteit is de benodigde kostenreductie voor Blauwe Energie en DTP groter dan in de referentiecasse omdat er meer elektriciteit geïmporteerd kan worden.

Het valmeer wordt ingezet voor kortstondige opslag. In 2050 concurreert een valmeer met name met vraagsturing en er is een hoge kostenreductie nodig om concurrerend te zijn. Door vaker het valmeer te benutten nemen de opbrengsten toe. Doordat het valmeer in de case zonder vraagsturing anderhalf keer zoveel ingezet wordt dan in de case met vraagsturing neemt de benodigde kostenreductie af, al blijft deze nog 52%. Tijdens een Dunkelflaute is er minder goedkope duurzame elektriciteit beschikbaar, waardoor het valmeer minder vaak ingezet kan worden. Het valmeer presteert daardoor minder goed in een Dunkelflaute waardoor de benodigde kostenreductie voor een valmeer in een Dunkelflaute scenario hoger is dan in de referentiecasse.

Tabel 16 Benodigde kostenreductie EuW-opties 2050

Technologie	Benodigde kostenreductie EuW-case 2050	Benodigde kostenreductie EuW-case zonder vraagsturing 2050	Benodigde kostenreductie Dunkelflaute EuW-case 2050
Blauwe energie	23%	14%	9%
DTP-A	36%	29%	24%
DTP-B	47%	41%	36%
Energieopslag in valmeer	85%	52%	90%

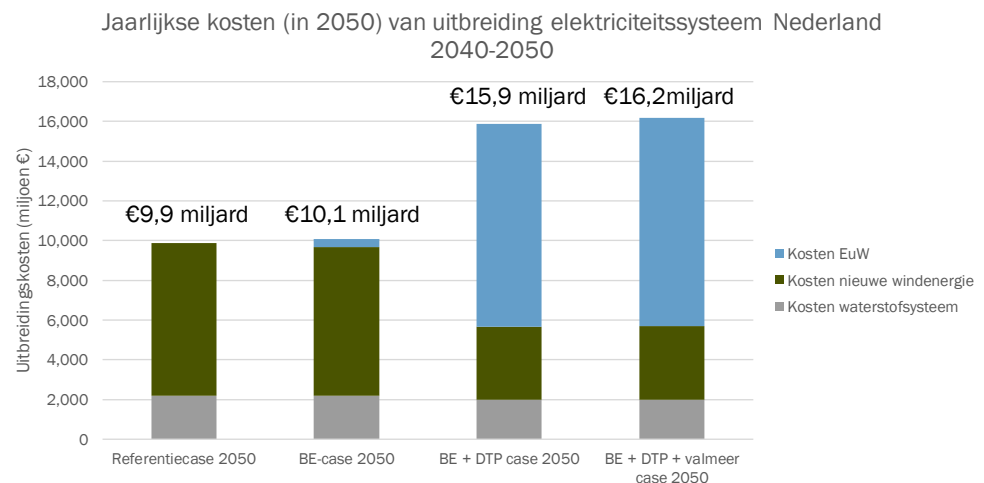
3.3.2.4 Resultaten kosten 2050

Ook voor 2050 zijn de jaarlijkse kosten voor het uitbreiden van het systeem geanalyseerd (investeringskosten in nieuwe opwek- of interconnectiecapaciteit (verspreid over de levensduur) en kosten voor het waterstofsysteem). De investeringskosten van aangenomen bestaande capaciteit en kosten voor nationale netwerken (op land en op zee) zijn hierin niet opgenomen. In paragraaf 3.4.2 wordt de impact van de kosten voor netwerkuitbreiding bediscussieerd.

Het startpunt voor de 2050-analyse is de bestaande capaciteit in 2040. De investeringskosten voor nieuwe capaciteit, die tussen 2040 en 2050 geïnstalleerd wordt, zijn zodoende meegenomen in dit kostenvergelijk, uitgedrukt in jaarlijkse kosten in 2050. De kosten in Nederland in de referentiecasse bestaan uit kosten voor nieuwe windenergiecapaciteit en de uitbreiding van het waterstofsysteem (electrolyzers en waterstofopslag) (zie Figuur 31).

In de Blauwe Energie case nemen de jaarlijkse uitbreidingskosten toe met ongeveer € 200 miljoen. In de case met Blauwe Energie en DTP nemen de uitbreidingskosten enerzijds toe door de kosten van Blauwe Energie en DTP, maar dit wordt deels gecompenseerd door lagere kosten voor nieuwe windenergiecapaciteit en waterstofcapaciteit. In totaal nemen de kosten met 6 miljard euro toe vergeleken met de referentiecasse.

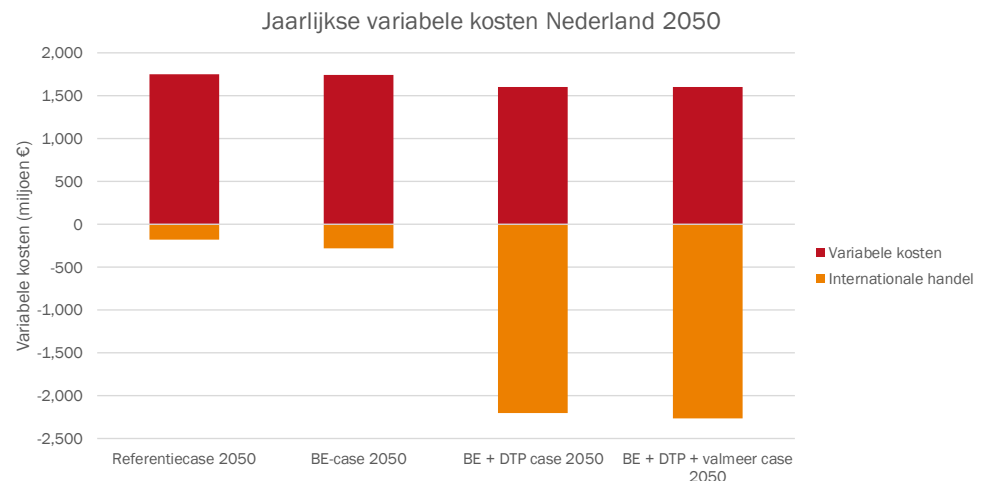
De toevoeging van het valmeer heeft een beperkte impact op de uitbreidingskosten. De toename in kosten is grotendeels door het valmeer zelf (€ 272 miljoen per jaar), maar ook deels door een toename in investering in windenergie (€ 43 miljoen). Er worden ook minder kosten gemaakt voor het waterstofsysteem, maar dit effect is relatief beperkt (- € 13 miljoen).



Figuur 31 Vergelijking van de kosten van de uitbreiding van het Nederlandse elektriciteitssysteem (excl. bestaand aangenomen capaciteit en uitbreiding van het nationale elektriciteitsnet) over de periode 2040-2050

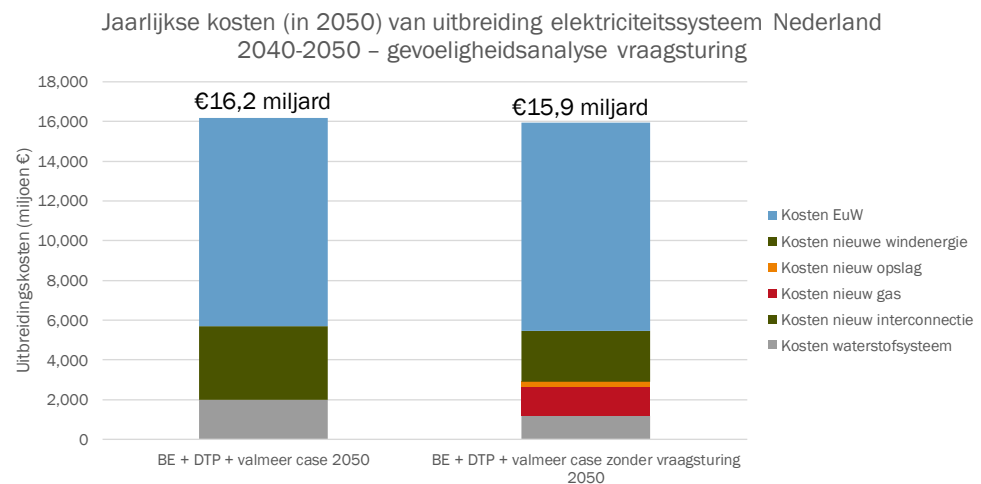
Ook zijn de jaarlijkse variabele kosten en opbrengsten berekend: de jaarlijkse operationele kosten van alle opwek-, opslag- en interconnectiecapaciteit (inclusief bestaande capaciteit) en de baten van de netto export van elektriciteit aan het buitenland. In alle cases met EuW-technologieën zijn de jaarlijkse variabele kosten van het systeem lager dan in de referentiecasse en nemen de inkomsten uit

internationale export toe (zie Figuur 32). De variabele kosten nemen af door minder inzet van gasgestookte capaciteit. In de Blauwe Energie case nemen de variabele kosten beperkt af (€ 9 miljoen) en nemen de opbrengsten uit export ook beperkt toe (€100 miljoen). In de case met Blauwe Energie en DTP nemen de variabele kosten meer af (€150 miljoen) en stijgen de opbrengsten uit export met € 2 miljard. De toevoeging van het valmeer leidt tot beperkte verdere daling van de variabele kosten (€ 3 miljoen) en een stijging van de exportopbrengsten van € 63 miljoen. In alle cases met EuW-opties zijn de afname van variabele kosten en de toename in exportopbrengsten lager dan de additionele kosten die gemaakt worden voor de uitbreiding van het systeem.

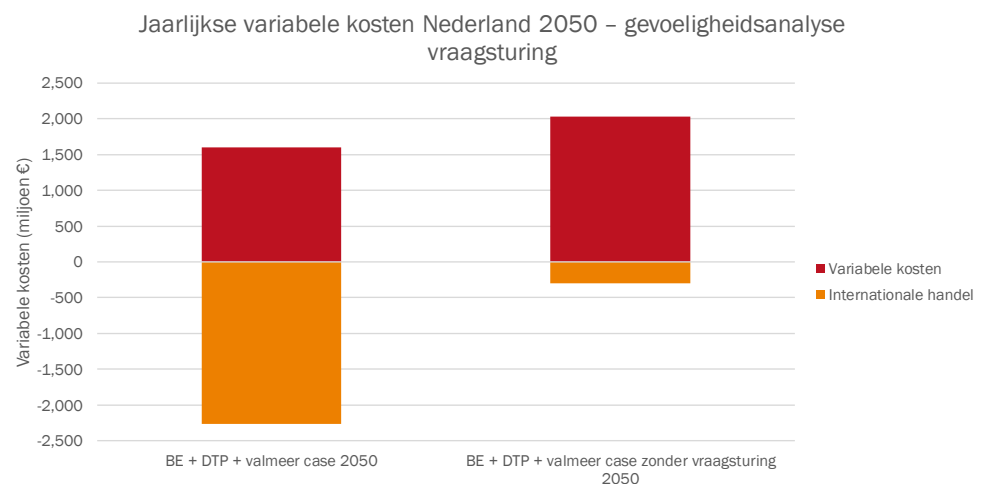


Figuur 32 Vergelijking van variabele kosten en opbrengsten van het elektriciteitssysteem in Nederland in 2050. Nederland is in deze cases netto exporteur van elektriciteit, waardoor de opbrengsten van internationale handel als negatieve waarde getoond worden.

In de case met EuW-opties, zonder vraagsturing nemen de kosten af vergeleken met de EuW-case met vraagsturing (zie Figuur 33). Er wordt minder geïnvesteerd in windenergiecapaciteit (- € 1,2 miljard) en het waterstofsysteem (minder investering in electrolyzers en geen investering in waterstofopslag, in totaal - € 0,8 miljard). Daartegenover staat een toename in kosten door een uitbreiding van de capaciteit gascentrales met CCS (+ € 1,4 miljard). Figuur 34 laat zien dat daar tegenover een toename van de variabele kosten (+ € 0,4 miljard) en een afname van inkomsten uit de export (- € 2,0 miljard) staan. In totaal zijn de kosten € 2,2 miljard per jaar hoger in de case zonder vraagsturing dan in de case met vraagsturing.

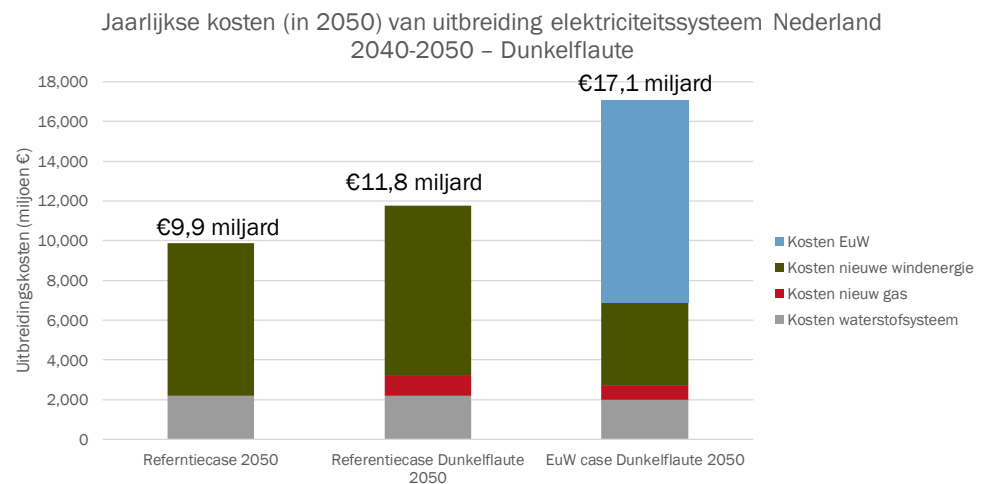


Figuur 33 Vergelijking van de kosten van de uitbreiding van het Nederlandse elektriciteitssysteem (excl. bestaand aangenomen capaciteit en uitbreiding van het nationale elektriciteitsnet) over de periode 2040-2050 voor de gevoeligheidsanalyse zonder vraagsturing.



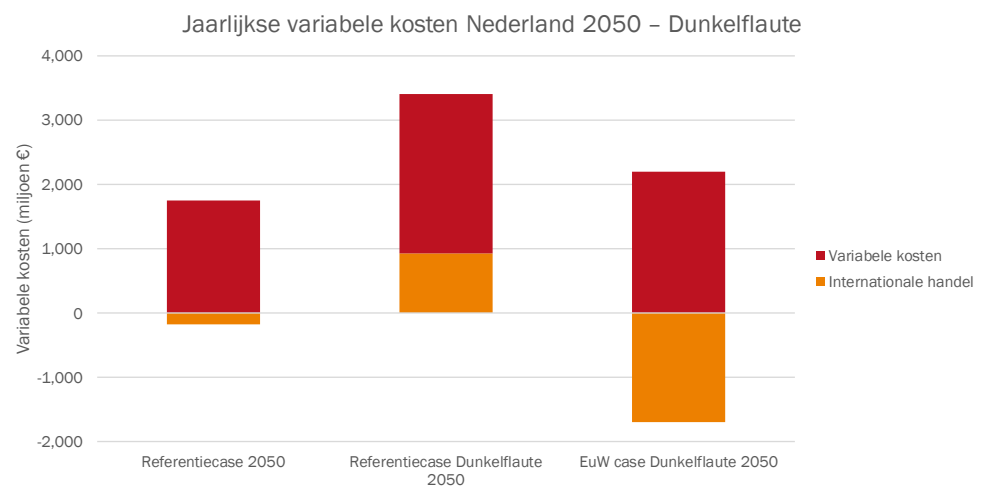
Figuur 34 Vergelijking variabele kosten en opbrengsten van het elektriciteitssysteem in Nederland in 2050 voor de gevoeligheidsanalyse zonder vraagsturing. Nederland is in deze cases netto exporteur van elektriciteit, waardoor de opbrengsten van internationale handel als negatieve waarde getoond worden.

Figuur 35 toont de uitbreidingskosten van het elektriciteitssysteem voor de Dunkelflaute-cases. In de referentiecasse met Dunkelflaute nemen de uitbreidingskosten toe ten opzichte van de referentiecasse, voornamelijk door extra kosten voor wind op zee (+ € 0,8 miljard) en gas met CCS (+ € 1,1 miljard). In de EuW-casse met Dunkelflaute zijn de investeringen in offshore wind en gascentrales respectievelijk € 4,4 en € 0,3 miljard lager dan in de referentiecasse met Dunkelflaute. De totale uitbreidingskosten zijn echter hoger door de investering in de EuW-opties.



Figuur 35 Vergelijking van de kosten van de uitbreiding van het Nederlandse elektriciteitssysteem over de periode 2040-2050 (excl. bestaand aangenomen capaciteit en uitbreiding van het nationale elektriciteitsnet) voor de Dunkelflaute gevoeligheidsanalyse.

In de referentie Dunkelflaute-case zijn, door een hogere inzet van gascentrales (met CCS), de variabele systeemkosten hoger dan in de referentiecase zonder Dunkelflaute (zie Figuur 36). Ook wordt er netto voor meer dan € 900 miljoen stroom geïmporteerd wanneer een Dunkelflaute voorkomt, vergeleken met netto opbrengsten uit de export van stroom van € 180 miljoen in de referentiecase. Met de EuW-opties in het systeem zijn de variabele systeemkosten met een Dunkelflaute ongeveer € 280 miljoen lager, door de lagere benutting van gascentrales (met CCS). Ook vindt er netto export van elektriciteit plaats in plaats van import, ter waarde van € 1,7 miljard. Net als bij de andere cases wegen de reductie in variabele kosten en toename van exportopbrengsten door de toevoeging van de EuW-opties niet op tegenover de toename in jaarlijkse uitbreidingskosten.



Figuur 36 Vergelijk variabele kosten en opbrengsten van het elektriciteitssysteem in Nederland in 2050 voor de Dunkelflaute gevoeligheidsanalyse. Nederland is in deze cases netto exporteur van elektriciteit, waardoor de opbrengsten van internationale handel als negatieve waarde getoond worden.

3.4 Discussie

3.4.1 Resultaten voor 2030

Er is al veel in gang gezet om de doelen uit het Klimaatakkoord voor 2030 te halen: het PBL verwacht op basis van het bestaande en voorgenomen beleid een sterke toename van het opgesteld vermogen aan wind en zonne-energie (PBL, 2019b). Daarnaast is de verwachting dat de vraag naar elektriciteit beperkt stijgt tot 2030. Uit de analyse met behulp van de investeringsmodule van COMPETES-model blijkt dan ook dat, behalve al in gang gezette investering in nieuw wind- en zonne-energievermogen, er niet geïnvesteed wordt in nieuwe opwekkingscapaciteit, dus ook niet in de onderzochte EuW-opties (Blauwe Energie en DTP). Als aangenomen wordt dat er wel een aantal EuW-technologieën wordt gebouwd en aangesloten, leidt dat met name tot een lagere inzet van gas (8 tot 9 TWh) en vooral tot meer export van elektriciteit. De lagere inzet van gas komt overeen met een extra reductie van de CO₂-emissie van ca. 3,4 Mton¹³ (ca. 3% van de Klimaatakkoord-doelstelling). De kosten van een systeem met EuW-technologieën zijn fors hoger dan een systeem zonder. Dat is te verklaren doordat we aangenomen hebben dat er tussen nu en 2030 voldoende nieuwe CO₂-arme elektriciteitsproductiecapaciteit wordt geïnstalleerd om aan de vraag te voldoen en de CO₂-reductiedoelen te halen.

Dat de doelen voor wat betreft de toename van de CO₂-arme productiecapaciteit gehaald worden, is uiteraard niet zeker, maar verschillende bronnen beschouwen het als waarschijnlijk (PBL, 2019a), (AFRY, 2020). Dat er al veel vermogen aan wind en zon in de planning is, kan dus een belemmering vormen voor de introductie van EuW-technologieën. Recent heeft de Europese Commissie besloten de CO₂-reductiedoelen voor de EU voor 2030 te verhogen naar 55%. Dat betekent dat Nederland ook meer CO₂ zal moeten reduceren dan de in het Klimaatakkoord afgesproken 49%. We hebben niet onderzocht wat de meest kosteneffectieve manier is om een eventueel verhoogd CO₂-doel voor de elektriciteitssector te halen. Uit de huidige resultaten van de case met Blauwe Energie en DTP is wel iets af te leiden: de EuW-opties zorgen enerzijds voor een beperkt lagere CO₂-emissie doordat minder gas verstoekt wordt. Anderzijds zijn de kosten van de EuW-opties hoog vergeleken met andere mogelijkheden: de benodigde kostenreductie ligt voor alle EuW-opties tussen de 68 en 80%. Met andere woorden: uitbreiding van de elektriciteitsproductiecapaciteit met zon en wind is een goedkopere optie om extra CO₂ te reduceren.

3.4.2 Resultaten voor 2050

Voor de doorrekening van 2050 hebben we een aanname gedaan van het opgesteld vermogen aan conventionele en duurzame capaciteit in Nederland en de andere Europese landen (ENTSO-E, 2019). In 2050 is er door de sterke stijging van de vraag wel behoefte aan nieuwe opwekcapaciteit.

De investeringsmodule van COMPETES kiest er niet voor om in Blauwe Energie of DTP te investeren, maar kiest voor onshore en offshore windenergie. Dat komt onder andere door de aanname dat de jaarlijkse kosten (kapitaalkosten + operationele kosten) voor Blauwe Energie en DTP hoger zullen zijn dan voor windenergie. Dat is overigens niet de enige parameter die een rol speelt, ook het aantal vollasturen en de momenten waarop geproduceerd wordt spelen een rol.

¹³ Voor de CO₂-emissiefactor voor gas is 400 kg/MWh gebruikt.

De onzekerheid in de kostenschattingen van de EuW-opties is groot en er kunnen andere redenen zijn waarom er wel gekozen wordt voor Blauwe Energie of DTP. Daarom hebben we cases onderzocht waarin is aangenomen dat EuW-technologieën wel worden gebouwd. Uit de resultaten blijkt dat als Blauwe Energie en/of DTP in het elektriciteitsproductiepark zijn opgenomen ze flink bijdragen aan de elektriciteitsproductie, want onder andere leidt tot een fors hogere export van elektriciteit. Er wordt dan minder geïnvesteerd in offshore windenergie. De jaarlijkse kosten voor het elektriciteitssysteem zijn hoger met de EuW-opties dan zonder.

Uit de resultaten hebben we door analyse van de opbrengsten uit de elektriciteitsmarkt en de jaarlijkse kosten een percentage bepaald waarmee de kosten zouden moeten dalen zodat het model wel investeert in de EuW-opties. De kosten voor Blauwe Energie zouden ongeveer met een kwart moeten dalen ten opzichte van de kosten die we aangenomen hebben en de kosten van DTP met ca. 40%. Om te verifiëren of de benadering correct was, zijn de kosten van alle EuW-opties met 50% verlaagd en toen bleek de investeringsmodule van COMPETES inderdaad wel te investeren in Blauwe Energie en DTP. In Tabel 17 zijn in de tweede en de derde kolom de aangenomen kosten gegeven en in de vierde de berekende benodigde additionele kostenreducties, waarmee de benodigde kostenrange is uitgerekend (kolommen vijf en zes). In hoofdstuk 4 wordt geanalyseerd of en hoe de benodigde kostenrange behaald zou kunnen worden voor deze EuW-opties.

Tabel 17 Overzicht kostenaannames EuW-opties 2050 en de benodigde kostenreducties

Optie	Aangenomen kosten investeringskosten (€/kW)	Aangenomen vaste operationele kosten (€/kW/jaar)	Benodigde kostenreductie	Benodigde range investeringskosten (€/kW)	Benodigde range vaste operationele kosten (€/kW/jaar)
Blauwe energie	4.000	120	9-38%	2.500-3.600	74-109
DTP	2.580	26	24-57%	1.100-2.000	11-20
Valmeer	1.500	14	52-90%	150-750	2-7

Er zijn gevoeligheidsanalyses uitgevoerd op een aantal aannames. Een belangrijke aanname is dat een groot deel van de nieuwe elektriciteitsvraag (elektrische auto's, waterstofproductie, power-to-heat) in 2050 stuurbaar zal zijn. We hebben onderzocht wat de effecten zijn op het elektriciteitssysteem als er helemaal geen stuurbare vraag is. Dat verhoogt de aantrekkelijkheid voor Blauwe Energie en DTP, maar in beperkte mate: de benodigde kostenreductie daalt enkele procentpunten. In een jaar waarin er een langere periode van lage productie van zonne- en windenergie is (een zogenaamde Dunkelflaute), wordt investeren in EuW-opties aantrekkelijker omdat die niet afhankelijk zijn van de weersomstandigheden en ook in periode van Dunkelflaute kunnen produceren en profiteren van hoge stroomprijzen. Nog steeds zijn in een jaar met een Dunkelflaute de aangenomen kosten voor Blauwe Energie en DTP respectievelijk 9 en 24% te hoog vergeleken met de referentie zonder deze EuW opties. Overigens komt zo'n Dunkelflaute niet elk jaar voor.

De percentages voor benodigde kostendaling zijn ook afhankelijk van de kosten voor concurrerende technologie en dat is in 2050 met name offshore windenergie. Daarbij merken we nogmaals op dat het constant blijven van de kosten voor

offshore windenergie na 2030 een conservatieve aanname is in deze scenario-analyse.

In de analyses is de uitbreiding van het binnenlandse elektriciteitsnet buiten beschouwing gelaten. Die uitbreiding is in het 2050-scenario voor alle doorerekende cases noodzakelijk, alleen al omdat wordt aangenomen dat er een sterke elektrificatie van de energievraag zal plaatsvinden. Daarnaast vindt er in de EuW-cases extra productie plaats en wordt het grootste deel van de elektriciteit geëxporteerd, waardoor er mogelijk extra investeringen in het binnenlandse net nodig zullen zijn.

De kosten van netaansluiting verschillen voor de onderzochte opties voor elektriciteitsopwekking, waarbij opties als DTP en Blauwe Energie in het voordeel zullen zijn ten opzichte van offshore wind omdat ze aan het vasteland vast zitten. De precieze analyse van dit voordeel valt buiten de scope van dit onderzoek, maar op basis van een aantal literatuurgegevens kunnen we een inschatting maken van de grootte van dat effect. In de case met Blauwe Energie en DTP en het valmeer wordt 16,9 GW minder offshore windcapaciteit gebouwd dan in de referentiecasse. Voor de kosten voor de aansluiting van 3,5 GW aan offshore windparken tot 2024 wordt door de Rijksoverheid € 200 miljoen per jaar gegeven (Rijksoverheid, 2020). Voor de periode tot 2030 komen de windparken verder in zee te liggen, maar worden iets lagere kosten gegeven: ca. € 300 miljoen per jaar voor 6,1 GW aan windparken. Voor 16,9 GW komt dat neer op ca. € 830 miljoen per jaar neerkomt. In deze kosten voor netaansluiting zijn overigens ook kosten op land meegenomen, die waarschijnlijk ook nodig zijn voor aansluiting van een DTP-systeem. De Deense overheid heeft berekend dat de kosten voor een netaansluiting van offshore windparken op ca. € 400 miljoen / GW liggen (Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate, 2018). In een studie van Navigant in opdracht van Tennet komen de kosten voor het offshore-deel van de aansluiting van een windpark 60 km uit de kust op ca. € 470 miljoen / GW (Navigant, 2019). Onder dezelfde aannames als in onze studie gebruikt zijn voor offshore windenergie (25 jaar afschrijving, 10% rente), komt dat uit op ca. € 1 miljard per jaar. Het gaat dus mogelijk om een significant voordeel voor Blauwe Energie en DTP, maar de meerkosten van de case met Blauwe Energie en DTP ten opzichte van de referentiecasse zijn met € 6 miljard per jaar nog altijd fors hoger. Hierbij moet ook bedacht worden dat de genoemde kosten van een net op zee de huidige kosten betreffen en men verwacht een kostendaling door leereffecten richting 2050 (Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate, 2018). Daarnaast wordt er gewerkt om de kosten voor energietransport van offshore netwerken te verlagen na 2030, onder andere door combinatie van aansluitingen van windparken met interconnectiekabels en transport in de vorm van waterstof (Tennet, 2020).

Voor DTP wordt een variant beschreven waarbij de dam is uitgerust met een eigen energieopslagsysteem om de verschillen tussen pieken en dalen in de getijdestroom op te vangen, zodat het DTP-systeem continue stroom kan leveren (Stichting DTP, 2020). Het maximaal geleverde vermogen is dan dus lager. Deze variant heeft als voordeel dat met een lagere en dus goedkopere aansluitcapaciteit volstaan kan worden. In deze studie hebben we deze variant niet doorerekend, omdat we het model zelf laten kiezen om te investeren in opslagcapaciteit. Optimalisatie van een deelsysteem leidt namelijk niet vanzelf tot dezelfde optimale uitkomst van een groter systeem. Verder treedt er bij opslag altijd een bepaald verlies op.

3.4.3 Resultaten analyse valmeer

Om de waarde van de bouw van een valmeer te analyseren hebben we de dimensies van Delta21 gebruikt (vermogen 1,8 GW en volume van 20 GWh) en de kosten berekend voor een generiek valmeer. Delta21 heeft naast energieopslag nog andere (hoofd)functies, zodat de kosten niet eenduidig aan één functie toe te schrijven zijn. In de investeringsmodule van COMPETES wordt er niet gekozen voor het valmeer. Dat komt overeen met eerder onderzoek, waaruit blijkt dat andere opties om flexibiliteit te leveren aan het elektriciteitssysteem voordeliger zijn dan technologieën die puur elektriciteitsopslag leveren (Sijm, et al., 2020).

In het scenario dat er wel een valmeer onderdeel wordt van het Nederlandse energiesysteem wordt het wel gebruikt om elektriciteit op te slaan, het doorloopt zo'n 170 laad- en ontlad-cycli per jaar in 2030 en ca. 100 in 2050. Het valmeer presteert beter in de 2030-situatie omdat er dan nog veel minder stuurbare elektriciteitsvraag is. In 2050 kiest het model liever voor het uitstellen van vraag dan voor het gebruik van het valmeer. In het geval dat een valmeer gebruikt wordt, zorgt dat onder andere voor een iets kleinere curtailment (afschakelen) van offshore windenergie in gevallen van overproductie. De voordelen wegen onder onze aannames niet op tegen de kosten van een valmeer: de kosten moeten in 2030 78% en in 2050 85% dalen om wel een kosteneffectief onderdeel te zijn van het energiesysteem. Een belangrijke aanname die we hebben getoetst is de beschikbaarheid van de mogelijkheid om de elektriciteitsvraag te sturen in de toekomst. In het geval de elektriciteitsvraag niet stuurbaar is in 2050 wordt een valmeer aantrekkelijker, maar nog steeds moeten de kosten met meer dan 50% dalen om gekozen te worden. Een valmeer speelt vooral een rol in kortdurende opslag om bijvoorbeeld overdag energie op te slaan en die 's nachts weer te leveren. In de Dunkelflaute-case wordt het valmeer één keer gebruikt om energie te leveren, maar daarna is er onvoldoende duurzame elektriciteit om het weer te vullen.

3.5 Conclusies fase 2

De rol van EuW-opties is onderzocht vanuit het perspectief van het hele Nederlandse elektriciteitssysteem.

De waarde van drie EuW-concepten - Blauwe Energie, DTP en energieopslag in een valmeer – voor het Nederlandse energiesysteem zijn onderzocht met het integraal Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES voor 2030 en 2050. Daarbij is de vraag en het aanbod op uurbasis gematcht en stelt het model uit een groot aantal opties voor elektriciteitsproductie, -opslag, vraagsturing, import/export, etc. een kostenoptimaal systeem samen. Zoals bij elke modelanalyse zijn de uitkomsten afhankelijk van de aannames. Een aantal daarvan zijn getoetst door middel van een gevoeligheidsanalyse, waarbij we bijvoorbeeld hebben gekeken naar een elektriciteitssysteem waarin de vraag in het geheel niet stuurbaar is (case 'geen vraagsturing') en naar een jaar met een windstille periode in de winter (Dunkelflaute-case).

De EuW-opties hebben voordelen...

In de case waarbij aangenomen is dat de geanalyseerde EuW-concepten onderdeel zijn van het Nederlandse elektriciteitssysteem, hebben ze een aantal voordelen boven wind- en zonne-energie. Blauwe energie en DTP hebben een zeer regelmatig productiepatroon en zijn niet afhankelijk van de weersomstandigheden.

Vergeleken met de referentiecasse waarin met name zon en wind gebruikt worden voor elektriciteitsproductie is er minder inzet van piekcentrales nodig. Bovendien zijn de opbrengsten uit elektriciteitshandel met het buitenland hoger: circa driekwart van de extra geproduceerde elektriciteit wordt geëxporteerd. Zeker bij een langdurige windstille periode in de winter (Dunkelflaute) is er in aanwezigheid van de EuW-opties veel minder import van elektriciteit noodzakelijk. Daarnaast kan er bespaard worden in de aanleg van een elektriciteitsnet op zee, omdat er minder offshore windparken nodig zijn. De toepassing van een valmeer heeft als voordeel dat er minder curtailment (afschakeling) van windenergie plaatsvindt.

...maar de opbrengsten wegen niet op tegen de hogere kosten.

Het elektriciteitsmarktmodel (COMPETES) kiest onder de gebruikte aannames niet voor investeren in de EuW-opties voor een kostenoptimale uitbreiding van het elektriciteitssysteem, waarbij het model de opbrengsten uit de genoemde voordelen afweegt tegen de kosten. Het geoptimaliseerde systeem gebruikt wind- en zonne-energie voor elektriciteitsopwekking en de dalen in de weersafhankelijke productie worden opgevangen door handel met de buurlanden, vraagsturing en piekcentrales die draaien op aardgas (en in 2050 uitgerust zijn met CCS). De kosten van dit systeem, waarin vraag en aanbod wordt gematcht zonder EuW-opties, zijn lager dan een systeem met de EuW-opties, zelfs als de uitgespaarde kosten voor een netwerk op zee worden beschouwd. Dat geldt ook voor de onderzochte gevoeligheidsanalyses: ook in de (extreme) gevallen waarbij er een Dunkelflaute zou zijn of er geen enkele sturing van de elektriciteitsvraag mogelijk is, zijn de kosten van een systeem zonder EuW-opties lager dan een systeem met EuW-opties. Tegenover het voordeel van hogere opbrengsten uit elektriciteitshandel met het buitenland staan mogelijk kosten voor de uitbreiding van het binnenlandse elektriciteitsnetwerk om de stroom naar de grens te vervoeren.

De kosten van EuW-opties zouden sterk moeten dalen ten opzichte van de andere opties.

De aannames van de kosten voor de EuW-opties in 2030 en 2050 zijn onzeker, omdat er met de onderzochte concepten nog geen grootschalige ervaring is zoals met zon en wind. Daarom hebben we uitgerekend wat de benodigde kostenreductie voor de verschillende EuW-opties is, waarbij ze wel een rol in een kostenoptimaal elektriciteitssysteem spelen. De benodigde kostenreductie ten opzichte van de gebruikte kostengetallen is het kleinst voor Blauwe Energie (9 – 38%), wat groter voor DTP (24 – 57%) en het grootst voor het valmeer (52 – 90%). In hoofdstuk 4 wordt de mogelijkheid van een dergelijke kostenreductie besproken.

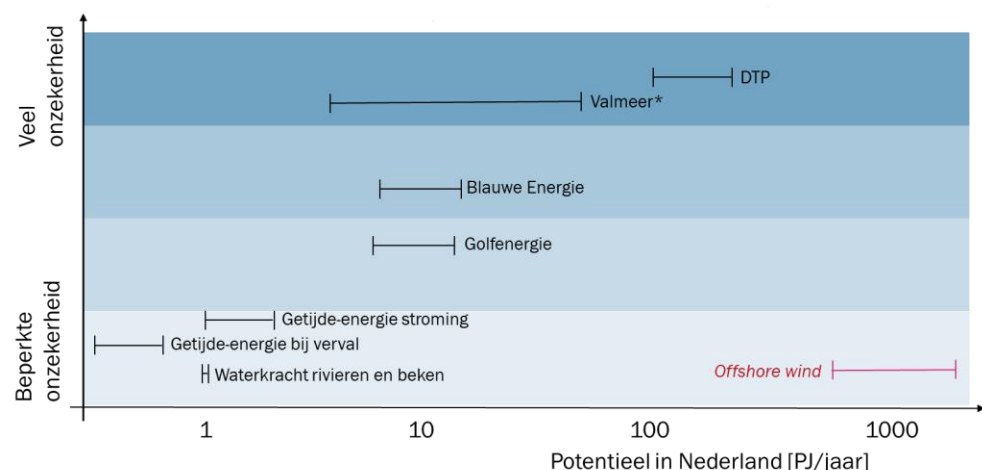
4 Conclusies en aanbevelingen

In fase 1 zijn op basis van interviews, een workshop met bedrijven en onderzoekers en een literatuurstudie de potentiële bijdrage aan de Nederlandse energievoorziening, de kostenontwikkeling en de neveneffecten van verschillende EuW-opties in kaart gebracht. In fase 2 zijn voor een aantal EuW-opties, die potentieel op nationale schaal een rol spelen, de bijdrage aan het Nederlandse energiesysteem onderzocht met behulp van een elektriciteitsmarktmodel. In dit hoofdstuk worden de bevindingen van fase 1 en 2 samengebracht en beoordeeld en worden conclusies getrokken. Ook worden er aanbevelingen geformuleerd.

4.1 Synthese van fase 1 en 2

Een aantal Energie-uit-Water-opties heeft een hoge slaagkans, maar het potentieel voor Nederland is beperkt. Een aantal andere concepten heeft een groot potentieel, maar ook een hoge onzekerheid.

In Figuur 37 hebben we de onzekerheid ingeschat op basis van het onderzoek in Fase 1. Het betreft hier de onzekerheid of het technisch en maatschappelijk mogelijk zal zijn de optie te realiseren en onzekerheid in de schatting van de kosten van de optie op langere termijn.



Figuur 37 Informatie over de onzekerheid van verschillende energieopties in Nederland op basis van het onderzoek in fase 1 tegen het potentieel in Nederland op een logaritmische schaal. Ter vergelijking is offshore wind toegevoegd. * Energieopslag in een valmeer betreft geen energieopwekking. Het potentieel betreft hier de potentiële levering van opgeslagen energie, die onder andere afhankelijk is van het volume van het valmeer of de valmeren en van het aantal laad- en ontladcycli.

OTEC is niet meegenomen in Figuur 37 omdat er geen potentieel in Nederland is, alleen in het Caribische gedeelte van het Nederlands Koninkrijk. Bovendien is er alleen een inschatting van het inpasbare potentieel voor 2030 (2 PJ/jaar) en 2050 (5,6 PJ/jaar) van Allseas, die we verder niet hebben kunnen toetsen. Het technische potentieel ligt naar verwachting hoger, maar hier zijn geen inschattingen van bekend. Het inpasbare potentieel wordt beperkt door de voorspelde elektriciteitsvraag per eiland en de rol die OTEC hierin kan vervullen.

Een aantal EuW-opties heeft een vrij hoge zekerheid. Waterkracht bij stuwen in rivieren en beken wordt in Nederland en daarbuiten al decennia commercieel toegepast. Voor getijdenenergie bij verval zijn in het buitenland al commerciële toepassingen. In Nederland zijn specifieke toepassingen voor laag verval ontwikkeld. Voor getijdenenergie bij stroming lopen in Nederland en wereldwijd diverse demonstratieprojecten en eerste commerciële projecten. De potentiële bijdrage aan de nationale elektriciteitsproductie liggen ruim beneden 1% van de elektriciteitsvraag. Deze technieken zijn in Nederland mogelijk wel relevant op regionale schaal en kunnen bijdragen aan het behalen van de regionale doelstellingen voor 2030. Daarnaast kan in deze toepassingen ervaring opgedaan worden met technieken zoals laag-vervalturbines, die ook relevant zijn voor grootschalige toepassingen in Nederland en wereldwijd.

De bestaande onderzoeken naar het potentieel voor golfenergie in de Noordzee zijn verouderd. Verbeterde onderzoeksmethoden zijn beschikbaar. Ook is veel ontwikkeling gaande aan de techniek waaronder concepten voor een milder golfklimaat, zoals de Noordzee. Duidelijk is dat er sterke regionale verschillen zijn, met een hoger lokaal potentieel ten noorden van de Waddeneilanden dan in het zuidelijk deel van de Noordzee. De huidige kosten van golfenergie zijn nog hoog en er is onzekerheid over hoe veel en hoe snel de kosten kunnen dalen. Verder onderzoek naar het potentieel, verdere ontwikkeling van de bestaande concepten gericht op kostenreductie en pilot- en demonstratieprojecten zijn nodig om een goed beeld te krijgen van de mogelijke bijdrage van golfenergie in 2030 en daarna.

Blauwe Energie en OTEC zijn in de pilot- of demonstratiefase. Het technische potentieel in Nederland (voor OTEC alleen Caribisch deel Nederlands Koninkrijk) is hoger dan waterkracht en getijdenenergie, maar de realiseerbaarheid van dat potentieel is onzekerder. Er is bijvoorbeeld wel onderzoek gedaan naar de ecologische effecten voor een kleinschalige toepassing, maar over de effecten van grootschalige toepassing is nog veel onbekend. Voor deze opties zijn de kosten nu nog hoog, maar kan er een kostendaling plaatsvinden afhankelijk van massaproductie van onderdelen zoals membranen, praktijkervaring en innovatie. De laagste kosten worden voorzien voor grootschalige installaties, waarvan de economische haalbaarheid en ecologische impact nog onzeker is. Een voordeel voor deze opties is dat de opschaling stapsgewijs uitgevoerd kan worden en er voor elke stap onderzoek gedaan kan worden naar mogelijkheden voor kostenreductie en de ecologische impact. De technieken worden beiden gekenmerkt door hoge investeringskosten die terugverdiend worden door de grote hoeveelheid stroom die jaarlijks geproduceerd wordt. Door de hoge initiële investering en onzekerheid over toepassing van grootschalige installaties geven de marktpartijen aan dat de financiering van demonstratieprojecten nog een uitdaging is. Gezien de stapsgewijze opschaling, de benodigde kostenreductie en het onderzoekstraject naar neveneffecten zal naar onze verwachting de bijdrage aan de doelen voor 2030 nog beperkt zijn.

Voor DTP en een valmeer geldt dat ze potentieel een grote bijdrage kunnen leveren aan het Nederlandse elektriciteitssysteem. Beiden zijn momenteel op conceptueel niveau uitgewerkt. Hoewel ze deels gebruik maken van bestaande technologie (hoewel voor de bi-directionele laag-vervalturbines nog een opschalingsstap noodzakelijk is), is de onzekerheid of de concepten gerealiseerd zullen worden groot. Er is een uitgebreid onderzoeks- en ontwikkelingstraject nodig naar onder

andere het technisch ontwerp, de gevolgen voor de waterveiligheid en de ecologie en de maatschappelijke aspecten. Bij enigszins vergelijkbare trajecten, zoals voor bijvoorbeeld de Tweede Maasvlakte, duurde het traject voor ontwerp, onderzoek, vergunningverlening en constructie circa twintig jaar. De verwachting is daardoor dat deze projecten pas na 2030 gerealiseerd kunnen worden.

De onderzochte EuW-opties zijn in de volgende vier categorieën ingedeeld op basis van potentieel en afstand tot commerciële toepassing.

Tabel 18: Categorisering EuW-opties

Categorie	EuW-opties	Kenmerken
1	Waterkracht stuwen rivieren en beken Getijdenenergie verval Getijdenenergie stroming	Hoge TRL. Huidige kosten relatief laag voor EuW-opties. Kleine stappen nodig om marktrijp te worden. Visveiligheid is een belangrijk aandachtspunt, waar al voortgang op gemaakt is. Klein potentieel op nationale schaal, maar relevante bijdragen op lokaal/regionaal schaal zijn mogelijk.
2	Golfenergie	Hoge huidige kosten. Onzekerheid over potentieel en kostenreductie. Op lokale/regionale schaal (o.a. Waddeneilanden) zijn er kansen. Hoe groot de kansen op nationale schaal zijn is nog onduidelijk.
3	Blauwe Energie OTEC	Redelijk groot potentieel op nationale schaal. Financiering van demonstratieprojecten noodzakelijk voor stapsgewijze opschaling en verifiëren voorspellingen van lagere kosten bij toepassing op grote schaal. Effecten van passeren grote volumes water door installatie dienen nader onderzocht te worden.
4	DTP Valmeer	Projecten die een grote impact hebben op het energiesysteem en op de omgeving. Veel onzekerheid over impact en kosten. Veel aanvullend onderzoek nodig.

Voor kosten-optimale uitbreiding van het elektriciteitssysteem is, onder de gegeven aannames, offshore wind aantrekkelijker dan EuW-concepten

De mogelijke rol van de EuW-opties Blauwe Energie en DTP in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening zijn doorgerekend met het rekenmodel COMPETES. Het model berekent een kosten-optimale uitbreiding van het elektriciteitssysteem, waarbij de kosten voor onder andere nieuwe elektriciteitsopwekcapaciteit, elektriciteitsopslag, waterstofproductie en import van stroom worden afgewogen tegen de opbrengsten uit de elektriciteitsmarkt en uit export van elektriciteit. Op basis van fase 1 is een kostenschatting gemaakt voor de EuW-opties, waaruit blijkt dat de verwachte kosten in 2030 en 2050 hoger zijn dan voor zonne-energiesystemen en onshore en offshore windparken. Blauwe Energie en DTP hebben echter als voordeel in vergelijking met energie uit zon en wind dat de productie niet afhankelijk is van de weersomstandigheden en ze profiteren van hoge stroomprijzen op de momenten dat er weinig productie uit zon en wind is.

Bovendien hebben Blauwe Energie en DTP het voordeel ten opzichte van wind op zee dat er minder elektriciteitsnetwerk op zee hoeft te worden aangelegd.

De analyse van het 2030-scenario, dat gebaseerd is op het Klimaatakkoord, leert dat er weinig ruimte is voor EuW-opties, omdat er al veel nieuwe capaciteit aan zonne- en windenergie gebouwd is/in de planning zit. Ook bij een eventuele verhoogde doelstelling voor CO₂-reductie lijkt uitbreiding van de capaciteit met windenergie de voorkeursoptie in dit scenario.

Uit onze analyse van het 2050-scenario blijkt dat onder de gebruikte aannames de hierboven genoemde voordelen niet doorslaggevend zijn: het model kiest ervoor de productiecapaciteit uit te breiden met met name offshore wind. Voor het opvangen van pieken en dalen in de stroomproductie worden vraagsturing¹⁴, buitenlandse handel in elektriciteit en piekcentrales uitgerust met CCS gebruikt. Een aantal belangrijke aannames is getoetst: de aantrekkelijkheid van Blauwe Energie en DTP wordt beter in het (onwaarschijnlijke) geval dat er geen vraagsturing mogelijk is en als er sprake is van langdurige periodes met een lage productie van zonne- en windenergie, maar nog steeds geeft het model de voorkeur aan capaciteitsuitbreiding met windenergie.

In het COMPETES-model zijn de kosten voor de uitbreiding van de nationale elektriciteitsnetten niet meegenomen (andere systeemkosten zoals die voor elektriciteitsopslag, waterstofproductie en interconnectie met omringende landen zijn wel meegenomen). Op basis van de kosten voor de aanleg van het netwerk op zee tot 2030 is berekend dat er in het 2050-scenario met Blauwe Energie en DTP een significante besparing is te verwachten (€ 0,8 tot 1 miljard per jaar) vergeleken met de referentiecasse waarin meer windparken op zee gebouwd worden. Er wordt overigens verwacht dat de kosten voor energietransport van de windparken op zee zullen dalen in de periode na 2030. Ook zijn er in het 2050-scenario met Blauwe Energie en DTP circa € 2 miljard per jaar meer opbrengsten uit export van elektriciteit vergeleken met het referentiescenario. Hierbij moet bedacht worden dat daar mogelijk wel kosten tegenover staan voor uitbreiding van het transmissienet op land. Een preciezere inschatting van de mogelijke besparingen en extra kosten voor netuitbreiding valt buiten de scope van dit onderzoek. Daarvoor is onderzoek nodig op basis van geografisch meer gedetailleerde energienet-modellen. De besparing op het netwerk op zee en de extra opbrengsten uit export lijken echter niet op te wegen tegen de hogere investeringskosten voor Blauwe Energie en DTP (ca. € 6 miljard per jaar) ten opzichte van de referentiecasse.

De bijdrage aan CO₂-reductie ten opzichte van de referentiecasse is beperkt.

Vervolgens hebben we onderzocht wat de bijdrage aan het produceren en opslaan van elektriciteit zou zijn, in het geval dat er toch 750 MW Blauwe Energie, 33,8 GW DTP en een valmeer van 1,8 GW gebouwd wordt. In 2030 wordt er daardoor minder gas verstoekt in piekcentrales, wat tot een extra CO₂-reductie van ca. 3,4 Mton CO₂ leidt (ongeveer 3% van de reductieopgave uit het Klimaatakkoord). De EuW-opties zijn echter niet de meest kosteneffectieve manier om deze CO₂-reductie te behalen.

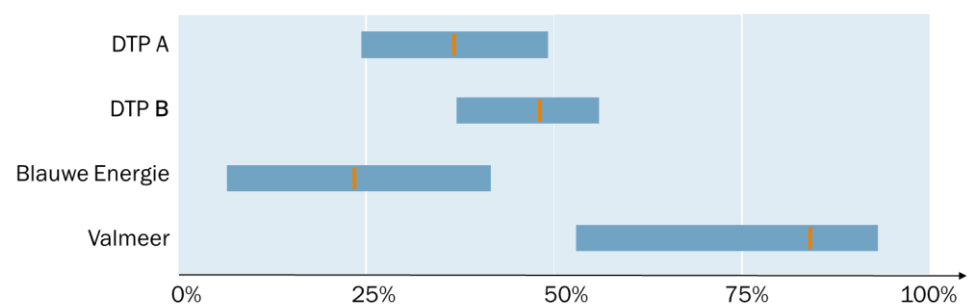
¹⁴ Vraagsturing betreft het regelbaar maken van de vraag naar elektriciteit. Voorbeelden zijn opladen van elektrische voertuigen, waterstofproductie met elektrolyse en warmteproductie.

Als in het 2050-scenario aangenomen wordt dat EuW-opties worden geïnstalleerd, dan wordt minder offshore windenergie gebouwd. Gezien het feit dat bij productie van windenergie – net als bij de EuW-opties – geen CO₂ wordt geproduceerd is er geen effect op de CO₂-emissie tussen de cases met en zonder EuW-opties. In aanwezigheid van de EuW-opties vindt er meer export en minder import van elektriciteit plaats en is er minder inzet van piekcentrales nodig, met name bij een langdurige windstille periode in de winter (Dunkelflaute).

De CO₂-emissies over de levensduur, dus inclusief de CO₂ die vrijkomt bij de bouw, van EuW-technologieën zijn ongeveer vergelijkbaar met die van andere duurzame energietechnologieën. Het gebruik van beton en staal zorgt voor de grootste bijdrage aan broeikasgasemissies. Hierbij moet wel bedacht worden dat de productie van cement en staal, die nu nog zeer CO₂-intensief zijn, richting 2050 ook verduurzaamd zal moeten worden om de doelen uit het Parijs-akkoord te halen.

Kostendaling ten opzichte van onze kostenschatting is noodzakelijk. Of de benodigde kostendaling haalbaar is, is nog onzeker.

Op basis van de COMPETES-resultaten kon worden berekend wat de benodigde kostenreductie is voor de EuW-opties om te kunnen concurreren met zon en wind voor capaciteitsuitbreiding tussen 2040 en 2050 (Figuur 38). Het gaat hier om een kostendaling ten opzichte van de aangenomen kosten in 2050.



Figuur 38 Benodigde kostenreductie voor de onderzochte EuW-opties in de 2050-case op basis van de COMPETES-berekeningen. De oranje lijn geeft het percentage benodigde kostenreductie in de EuW-case met de standaard-aannames. De resultaten van de gevoeligheidsanalyses vallen binnen de blauwe balk. DTP A betreft net als DTP B een 50 km lange strekdam aan de kust, maar op een locatie met gunstiger getijdecondities.

De benodigde kostenreductie is het laagst voor Blauwe Energie (23% onder de gebruikte aannames). De gebruikte kostenschattingen voor Blauwe Energie zijn gebaseerd op een sterke daling van de membraankosten: van meer dan 50 €/m² nu tot 5 €/m² in 2030 en 2 €/m² in 2050. In het algemeen dragen opschaling van de productie en innovatie bij aan kostendaling van technologieën. Voor een grote kostendaling door opschaling lijkt grootschalige uitrol van de technologie (en mogelijk andere toepassingen van het membraan, zoals Aquabattery) noodzakelijk. Het is echter onduidelijk hoe de leercurve eruit ziet bij grootschalige uitrol en of benutting van het gehele Blauwe Energie potentieel in Nederland voldoende is om deze kostendaling te realiseren. Het is moeilijk in te schatten of er bovenop de ambitieuze kostendaling die we hebben aangenomen de kosten van Blauwe Energie nog verder kunnen dalen. Duidelijk is wel dat daarvoor grootschalige productie van de membranen noodzakelijk is.

Voor DTP is de benodigde kostendaling 36% voor een dam op een locatie met stromingssnelheden van 1,2 m/s, wat erop neerkomt dat de investeringskosten tot beneden de ca. 1650 €/kW moeten dalen. De aangenomen kosten voor DTP kennen een hoge onzekerheid, omdat er nog geen kostenberekening op basis van een uitgewerkt ontwerp beschikbaar is. De gebruikte kostenschatting van (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014) is al vrij oud, maar was de enige beschikbare onderbouwde kostenschatting. Op de website van de Stichting DTP staat een kostenschatting die lager is dan de benodigde kostenreductie (Stichting DTP, 2020). Deze schattingen zijn onder andere gebaseerd op nieuwe berekeningen van een DTP-systeem die de Stichting DTP laat uitvoeren (Walraven, 2020a)¹⁵. De berekeningen laten zien dat hogere opbrengsten per DTP-dam mogelijk zijn dan eerder aangenomen door (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014). Op basis daarvan zijn kosten berekend van een DTP-systeem met een turbinedam van 22 km aan de kust en twee dichte dammen van 33 km aan het uiteinde in een hoek van 40°. De berekende investeringskosten zijn 1168 €/kW, dat is lager dan de in ons onderzoek berekende benodigde kostenreductie.

Een verschil met de kostenschatting van (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014) is een hoger vermogen en lagere kosten voor de turbines (€ 156 per kW voor 20 MW turbines bij (Walraven, 2020a) versus € 1100 per kW voor 10 MW turbines bij (Runia, Hulsbergen, & in 't Groen, 2014)). In de literatuur worden voor visveilige laag-verval turbines kosten van € 1000 per kW op lange termijn genoemd (van Berkel J. , 2014). Er is nog geen praktijkervaring met DTP, maar in de getijdenenergiecentrale die in een bestaande dam in Sihwa Lake in Zuid Korea is gebouwd, worden wel grootschalige getijdeturbines gebruikt (25,4 MW Andritz-turbines die werken bij een verval van ruim 5 m). Het totale project kostte US\$ 560 miljoen en heeft een vermogen van 254 MW (International Hydropower Association, 2016), wat op ruim € 2000/kW neerkomt. In de kostenschatting van DTP en andere getijdenenergiesystemen maken de turbines circa de helft van de totale kosten uit (Vazquez, 2016). Het nieuwe DTP-ontwerp is gebaseerd op goedkopere kunststof turbines, die nog in ontwikkeling zijn bij onder andere Andritz (Walraven, 2020a). Publicatie van een meer gedetailleerd, locatie-specifiek ontwerp en een kostenschatting door een onafhankelijke partij is nodig om een beter beeld te krijgen van de kosten.

Een belangrijke opmerking bij het inschatten van de kosten is dat een DTP-systeem in Nederland waarschijnlijk (één van) de eerste ter wereld zal zijn. De kosten voor een first-of-a-kind-systeem zal fors hoger liggen dan voor een tweede, waarna de kosten zullen dalen tot een vaste waarde bij veelvuldige toepassing. In (IEA-OES, 2015) worden de kosten voor een eerste toepassing van een getijdendam ongeveer twee keer zo hoog geschat als de uitontwikkelde case. Als het een eerste of tweede toepassing van de technologie betreft, achten we het niet waarschijnlijk dat de kosten voor een DTP-systeem significant lager zullen zijn dan de door ons gebruikte kostenschatting.

¹⁵ Deze nieuwe berekeningen zijn nog niet gepubliceerd (Walraven, Onderbouwing van capex 21,7 GW dam in zee gebouwd aan de kust, 2020a). Voorlopige resultaten zijn na uitvoering van fase 2 van dit onderzoek door ons ingezien.

Energieopslag in een valmeer is niet competitief met andere flexibiliteitsopties, het delen van de kosten met andere functies kan de optie aantrekkelijker maken.

De optie om elektriciteit op te slaan in een valmeer is, onder de gebruikte aannames, niet concurrerend met andere mogelijkheden om te voorzien in flexibiliteit voor het Nederlandse elektriciteitssysteem. Voor een valmeer is de benodigde kostendaling relatief hoog (85% bij gebruik van de standaardaannames, wat neer komt op ca. € 400 mln). Dat komt overeen met eerder onderzoek naar de waarde van grootschalige energieopslag in het Nederlands elektriciteitssysteem: er zijn goedkopere opties om met pieken en dalen in productie om te gaan (Sijm, et al., 2020). Dat zijn met name vraagsturing, internationale handel in elektriciteit en in beperkte mate het afschakelen van zonne- en windenergiesystemen (curtailment). In de gevoeligheidsanalyse wanneer er geen vraagsturing mogelijk zou zijn, is de benodigde kostenreductie lager (52%), wat erop neer komt dat de kosten beneden de ca. € 1400 mln moeten blijven.

In ons onderzoek hebben we de dimensies van het energiemeer in het Delta21-concept gebruikt en zijn de kosten geschat op basis van een generieke formule om de kosten voor een valmeer te berekenen. Het Delta-21-initiatief, heeft naast energieopslag twee andere hoofdfuncties: waterveiligheid en natuurontwikkeling. Een aantal elementen, zoals de pompturbines, zijn cruciaal voor de waterveiligheid. De kosten kunnen dan ook aan die functie toegeschreven worden. De initiatiefnemers hebben berekend dat de kosten die puur noodzakelijk zijn voor de energieopslagfunctie ca. € 700 mln bedragen. Er is nader onderzoek nodig om de waarde van Delta21 voor de waterveiligheid en natuurontwikkeling te onderbouwen.

De gevonden voordelen voor Blauwe Energie en DTP gelden ook voor andere EuW-opties, maar ook deze zijn vooralsnog duurder dan zon en wind.

Net als Blauwe Energie en DTP hebben de overige EuW-technieken het voordeel dat de productie niet afhankelijk is van de weersomstandigheden (met uitzondering van golfenergie) en kunnen ze stroom leveren op de momenten dat er weinig productie uit zon en wind is. Hoewel het potentieel van de overige technieken op nationale schaal relatief beperkt is, kan de productie op andere tijden dan zon en wind op lokaal of regionaal niveau relevant zijn. Diversificatie van bronnen vermindert de afhankelijkheid van enkele opties en kan voordelen hebben voor het lokale elektriciteitsnet, zoals een bijdrage aan het verhelpen van congestie of een verminderde behoefte aan netverzwaring voor de verbinding met andere regio's. Deze mogelijke regionale effecten op het net zijn in dit onderzoek niet nader onderzocht. Dat EuW-opties regionaal relevant kunnen zijn, is echter niet onbekend. In een aantal (kust)regio's is EuW al onderdeel van de RES..

De kostenaannames voor na 2030 voor Blauwe Energie en DTP zitten aan de onderkant van de bandbreedte van LCOE's van alle bestudeerde EuW-opties. Echter blijkt uit onze analyse dat het voor Blauwe Energie en DTP lastig is om te concurreren met wind op zee. Dit zal ook gelden voor de overige, duurdere EuW-opties. Er zal dus gekeken moeten worden naar de mogelijkheden voor verdere kostendaling of andere manieren om de business case voor EuW te verbeteren. Dat laatste zou kunnen door het combineren van energieopwekking met andere toepassingen, zoals klimaatadaptatie, waterveiligheid of natuurontwikkeling en de daarbij behorende opbrengsten en kostenbesparingen.

De wereldmarkt voor EuW-opties is groot waardoor er exportkansen zijn. Dit biedt kansen voor de maritieme sector en de export van waterbouwkennis.

Het theoretisch exportpotentieel voor alle bestudeerde EuW-opties is groot. De wereldwijde potentiëlen voor EuW-technieken zijn ordegrrootte 100 GW tot meer dan 1 TW. Op een aantal gebieden lopen Nederlandse technologieontwikkelaars voorop in het internationale veld (zie Tabel 19). Voor Blauwe Energie en OTEC geldt dat er nog maar een beperkt aantal spelers actief zijn op de internationale markt, waardoor er een concurrentievoordeel is.

Voor getijdenenergie uit stroming en golfenergie bestaat een internationaal speelveld, met meerdere actieve spelers. Op het gebied van horizontale-as turbines is er een voorsprong in het internationale speelveld met de eerste commerciële installatie bij de Oosterscheldekering (TRL 8), al is de verwachting dat er met name in Europa de komende jaren meer commerciële installaties operationeel zullen worden. Onderwatervliegers hebben een lagere TRL. Er zijn internationaal gezien minder partijen mee bezig. Voor golfenergieconverters worden er meerdere ontwerpen ontwikkeld door Nederlandse bedrijven. Door het relatief milde golfklimaat op de Noordzee waar de concepten voor ontwikkeld worden liggen er met name kansen voor export naar markten met vergelijkbare golfklimaten, zoals EU-landen aan de Middellandse zee.

Voor DTP en energieopslag in een valmeer geldt dat het unieke concepten zijn. Bij realisatie van deze projecten zal er een voorsprong zijn voor de export hiervan. Voor getijdenenergie met verval zijn er maar enkele bestaande projecten in Frankrijk en Zuid Korea. De condities met laag verval in Nederland maken de installatie echter anders dan dit project. Voor beide concepten gaat energiewinning gepaard met civiele werkzaamheden waardoor ze als geïntegreerde projecten geëxporteerd kunnen worden, vergelijkbaar met de Deltawerken. Hierdoor ontstaat er een mogelijke rol voor Nederlandse waterbouwers. Ook kunnen onderzoeksinstituten bijdragen aan internationaal onderzoek naar elektriciteit uit water en de ontwikkeling van grotere projecten.

Voor veel EuW-opties geldt bovendien dat er een nauwe samenwerking zal zijn met de maritieme sector, waardoor er ook voor deze industrie kansen ontstaan bij het exporteren van EuW-concepten.

Tabel 19: Overzicht conclusies exportpotentieel per EuW-optie

EuW-optie	Concurrentiepositie	Opmerkingen
Waterkracht stuwen	Voorsprong ontwikkeling visvriendelijke turbines voor laag verval	Conventionele waterkracht in rivieren is een grote en volwassen markt.
Blauwe Energie	Wereldwijde voorloper met RED technologie	Er zijn niet veel bedrijven actief op dit vlak, terwijl het potentieel wereldwijd aanzienlijk is. Mogelijkheid tot combinaties met ontzilting.
OTEC	Een klein aantal spelers wereldwijd	OTEC heeft een groot potentieel in tropische zeeën met voldoende diepte.
Getijdenenergie stroming	Veel spelers wereldwijd. Voorlopers ontwikkeling ondiepe tidal kites en integratie in (klimaatadaptieve) infrastructuur.	Meerdere concepten in ontwikkeling die verschillende posities hebben in het internationale speelveld. Integratie in spuisluizen of bruggen is mogelijk, waardoor een uniek export product ontstaat.
Golfenergie	Veel spelers wereldwijd. Focus op ontwikkeling techniek voor milde golfcondities rondom de Waddeneilanden en integratie in offshore wind parken.	Ontwikkeling techniek voor condities Noordzee relevant voor markten met vergelijkbare (milde) golfcondities. Tevens mogelijkheden voor integratie in offshore windparken.
Getijdenenergie verval	Uniek concept. Voorlopers ontwikkeling visvriendelijke turbines.	Kan geëxporteerd worden als geïntegreerd energie- en waterbouwproject, waardoor meerdere partijen kunnen profiteren van export.
DTP	Uniek concept. Voordeel kennis waterbouw.	Geïntegreerd energie- en waterbouwproject waardoor meerdere partijen kunnen profiteren van export. Onderzoeksinstituten kunnen bijdragen aan onderzoekstrajecten in het buitenland
Valmeer	Uniek concept. Voordeel kennis waterbouw	Geïntegreerde energie- en waterbouwprojecten waardoor meerdere partijen kunnen profiteren van export. Onderzoeksinstituten kunnen bijdragen aan onderzoekstrajecten in het buitenland

4.2 Conclusie

Op basis van de internationale literatuur en input van technologieontwikkelaars en experts hebben we de potentiële bijdrage aan de Nederlandse energievoorziening, de huidige en toekomstige kosten en de neveneffecten van een achttal energie-uit-water-opties in kaart gebracht. Voor de opties waterkracht bij stuwen en getijdenenergie bij verval en stroming is praktijktoepassing op relatief korte termijn mogelijk. De opties hebben voordelen zoals een weersafhankelijk productiepatroon en een beperkt ruimtebeslag. Het potentieel kan interessant zijn op regionale schaal.

Voor golfenergie, Blauwe Energie en OTEC is het potentieel groter, maar de technische onzekerheid en de mogelijke neveneffecten van grootschalige toepassing ook. Een valmeer en Dynamic Tidal Power (DTP) hebben potentieel een grote bijdrage aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, maar met beide concepten is nog geen ervaring. Er zijn nog veel onderzoeksvragen rond de potentieel grote effecten op de ecologie, de waterveiligheid en de interactie met andere functies van de Noordzee. Dit geldt met name voor DTP, een circa 50 km lange strekdam aan de Noordzeekust met een piekvermogen van meer dan 20 GW.

Voor alle EuW-opties is er wereldwijd een groot potentieel, waar Nederlandse technologieontwikkelaars en waterbouwers van kunnen profiteren.

De huidige en de verwachte toekomstige kosten van de EuW-opties zijn relatief hoog vergeleken met andere opties voor CO₂-arme elektriciteitsproductie. Uit de scenario-analyse met een elektriciteitsmarktmodel blijkt dat de onderzochte EuW-opties bepaalde voordelen hebben ten opzichte van zon en wind, maar dat die vooralsnog niet opwegen tegen de hogere kosten. Alleen bij een sterke daling van de kosten ten opzichte van de op de literatuur gebaseerde schatting van de verwachte toekomstige kosten kunnen de EuW-opties aantrekkelijk worden ten opzichte van andere duurzame opties. Het is onzeker of een dergelijke kostenreductie haalbaar is.

4.3 Aanbevelingen

De aanbevelingen zijn hoofdzakelijk bedoeld als input voor het opstellen van de Verkenning Elektriciteit uit Water. Het eerste doel van de aanbevelingen is het wegnemen van onzekerheden die bestaan rondom elektriciteit uit water en het adresseren van kennislacunes, zodat er met meer zekerheid geboden kan worden over de rol van EuW in het elektriciteitssysteem. Daarnaast zijn er aanbevelingen geformuleerd die relevant zijn als er gekozen wordt om EuW in te zetten voor de mogelijke positieve neveneffecten zoals waterveiligheid of als er ingezet wordt op export.

Maak elektriciteit uit water een optie die meetelt in de RES en overweeg EuW-opties bij aanstaande waterbouwprojecten

Een aantal EuW-opties kunnen interessant zijn voor sommige regio's, zelfs als het niet de meest kosteneffectieve oplossingen zijn. Er kan bijvoorbeeld voor worden gekozen omdat het ruimtebeslag beperkt is of de installaties zich buiten het zicht bevinden. Het is onduidelijk of de EuW-opties meetellen voor het behalen van de RES-doelstellingen. Er worden EuW-opties genoemd in onder andere de RES van Zeeland en Noord-Holland Noord. Meer RES-en kunnen mogelijk volgen als er meer duidelijkheid is over het meetellen van elektriciteit uit water voor de doelstellingen.

Ook staan er het komende decennium werkzaamheden gepland bij onder meer stuwen en waterkeringen. EuW-opties zoals visvriendelijkere waterkrachtturbines bij stuwen en getijde-turbines bij waterkeringen zijn technisch dicht bij praktische toepasbaarheid. Deze zouden meegenomen moeten worden in de overwegingen bij projecten aan waterwerken. Toepassing van visvriendelijke turbines in regionale waterkracht of getijdenenergie projecten draagt bovendien bij aan de ontwikkeling van de visvriendelijke turbinetechnologie die voor grootschalige projecten zoals DTP en pompopslag in een valmeer toegepast kunnen worden.

Onderzoek het nationale potentieel van golfenergie en de mogelijkheden voor kostendaling

Er bestaat nog onduidelijkheid over het exacte potentieel van golfenergie in de Noordzee. Bestaande onderzoeken zijn verouderd en er zijn verbeterde onderzoeksmethoden beschikbaar. Ook kan er door selectie van locaties aan de hand van de indeling van het Noordzeegebied (bijvoorbeeld bij offshore windparken) een nauwkeuriger beeld gekregen worden van wat technisch haalbaar en inpasbaar is. Zo kan het nationale en regionale potentieel van golfenergie beter in kaart gebracht worden en kunnen de kansen voor de technologie beter ingeschat worden. De huidige kosten van golfenergie zijn hoog en om het potentieel te

benutten moet er kostenreductie plaatsvinden. Als blijkt dat golfenergie een significant potentieel heeft om bij te dragen aan de Nederlandse energieproductie, is een onderzoeksprogramma gericht op kostendaling een volgende stap.

Onderzoek de combinatie met offshore wind

Voor golfenergie, getijdenenergie uit stroming en mogelijk DTP zijn synergiën met offshore wind mogelijk. Onderzoek naar het golf- en stromingsklimaat is opgenomen in het Meerjarig Missiegedreven InnovatieProgramma voor wind op zee (MMIP1). Aanvullend onderzoek naar de complementariteit van de energieprofielen van de technieken, gezamenlijk gebruik van de netinfrastructuur en gezamenlijke onderhoudsstrategieën kan inzichtelijk maken of de EuW-opties op deze gebieden een aanvulling kunnen zijn op wind op zee. Ook de impact op beschikbaarheid van windparken dient nader onderzocht te worden.

Onderzoek voor DTP en Blauwe Energie of significante kostenreductie te realiseren is en onderzoek vervolgens de haalbaarheid van grootschalige toepassing

De scenarioanalyse heeft aangetoond dat Blauwe Energie en DTP een potentieel grote energieproductie hebben, maar alleen bij een (significante) kostenreductie ten opzichte van de aangekomen kosten kunnen concurreren met offshore windenergie. Bij kostenreducties spelen technologische ontwikkeling, opschaling en (wereldwijde) uitrol een rol. Er is echter nog onzekerheid over hoe ver de kosten kunnen dalen, hoe snel dit kan gaan en wat er precies voor nodig is om de kostendaling te realiseren. Duidelijk is wel dat de kostendaling van de membraantechnologie voor Blauwe Energie en turbine technologie voor DTP essentieel is. Verder onafhankelijk onderzoek is nodig om te bepalen of diepe kostenreducties mogelijk zijn.

Als er voldoende vertrouwen is dat benodigde lage kostenniveaus haalbaar zijn, is er onderzoek nodig naar inpasbaarheid, neveneffecten en maatschappelijke aspecten. Voor grootschalige toepassing van Blauwe Energie is er onderzoek nodig naar de inpasbaarheid bij de Nieuwe Waterweg en de mogelijke neveneffecten van grootschalige toepassing op deze locatie. Voor DTP is er nog veel onbekend over de gevolgen voor onder andere de ecologie in de Noordzee, de waterveiligheid en de scheepvaart.

Toets voor OTEC het potentieel in het Caribische deel van het Koninkrijk en onderzoek per eiland de mogelijke rol bij verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening

De rol van OTEC in het elektriciteitssysteem is niet onderzocht in de scenariostudie omdat het alleen toepasbaar is in het Caribisch deel van het Koninkrijk. Er zijn wel indicaties dat OTEC naast zonne- en windenergie een interessante toevoeging kan zijn aan de energiemix van (een aantal van) de eilanden bij complete verduurzaming van het energiesysteem. Om de mogelijke bijdrage van OTEC in deze regio goed in te schatten dient het potentieel gerapporteerd door Allseas onafhankelijk getoetst te worden. Een systeemonderzoek waarin combinaties van zonne-energie, windenergie, andere duurzame elektriciteitsopwektechnieken waaronder OTEC en elektriciteitsopslag zal ook meer duidelijkheid geven over de mogelijke rol van OTEC in deze elektriciteitssystemen.

Als het onderzoek uitwijst dat het wenselijk is dat OTEC een rol speelt in de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening van de Caribische eilanden dan is verdere ontwikkeling van de techniek, kostendaling en onderzoek naar neveneffecten bij grootschalig toepassing nodig. Opschaling is hiervoor een voorwaarde en daarbij is waarschijnlijk (financiële) ondersteuning nodig voor het ontwikkelen van pilot- en demonstratieprojecten.

Verken de mogelijkheden om inkomsten te genereren uit of kosten te delen met andere functies. Als ervoor gekozen wordt om elektriciteit uit water een plek te geven in het elektriciteitssysteem, start dan op tijd met onderzoek naar de impact van (grootschalige) projecten op ruimtegebruik, ecologie en andere neveneffecten

Voor een getijdenenergie project bij de Brouwersdam geldt dat er turbines gebruikt kunnen worden waarmee het waterpeil in het Grevelingenmeer beheerd kan worden en een verbetering van de waterkwaliteit gerealiseerd kan worden. Als hieruit inkomsten gegenereerd kunnen worden of de investeringskosten gedeeld kunnen worden, kan de business case voor een dergelijk project verbeterd worden. Voor het valmeer is uitgerekend dat de kosten niet enkel terugverdiend kunnen worden uit het handelen van elektriciteit. Kostendeling met een andere functie zoals het beheren van de waterstand in de rivieren, zoals voorgesteld in het Delta21-concept, verlaagt de kosten die terugverdiend moeten worden uit de verkoop van stroom en kan de businesscase rendabel maken. Met een verkenning van de mogelijkheden om inkomsten te genereren uit andere functies of kosten te delen kan duidelijk worden of deze EuW-opties alsnog een kosteneffectieve toevoeging kunnen zijn aan het elektriciteitssysteem.

Ook als de investeringen niet kosteneffectief zijn voor het elektriciteitssysteem kan ervoor gekozen worden om de EuW-concepten verder te ontwikkelen om de voordelen ervan te benutten, zoals waterveiligheid. Grootschalige projecten zullen hoe dan ook een impact hebben op de omgeving. Wat de precieze ruimtelijke, ecologische en andere (neven)effecten zullen zijn, is echter onduidelijk, ook wat betreft mogelijke positieve bijdragen aan bijvoorbeeld kustbescherming of waterveiligheid. Om een goed beeld te krijgen van deze effecten zijn er lange ontwerp- en onderzoekstrajecten nodig voor deze projecten. Als ervoor gekozen wordt om deze concepten een plek te geven in het elektriciteitssysteem dient het onderzoek naar de ruimtelijke en ecologische effecten dus ruim op tijd gestart te worden. Hierbij kan voortgeborduurd worden op de methodiek en resultaten van het Wind op Zee Ecologisch Programma (WOZEP), maar ook aangehaakt worden bij verschillende Missiegedreven Innovatie'rogramma's (MMIP).

Bied technologie- en projectontwikkelaars de kans om de techniek toe te passen in binnen- of buitenland om voor te bereiden op de export

Er kan voor gekozen worden om de ontwikkeling van EuW-opties te ondersteunen om exportkansen te benutten. Voor alle onderzochte EuW-opties is wereldwijd het theoretische energiepotentieel groot. Om de kansen te kunnen benutten, is het ontwikkelen van de technologie nodig en willen technologieontwikkelaars ervaring opdoen met de techniek. Om de technologieontwikkelaars de mogelijkheid te geven om de internationale concurrentiepositie te behouden of te verbeteren kan de ontwikkeling van pilot- en demonstratieprojecten gestimuleerd worden.

Voor onder meer getijdenenergie is het nationale potentieel beperkt. Om de exportkansen te kunnen benutten met een beperkte thuismarkt kan het interessant zijn om projecten van Nederlandse technologieontwikkelaars in het buitenland te ondersteunen (bijvoorbeeld in Europese buurlanden, maar ook in landen waar men bereid is om Nederlandse concepten voor het eerst te realiseren, zoals een drijvende brug met getijdenturbines in Indonesië). Hiermee kunnen de Nederlandse technologieontwikkelaars voortgang boeken en een betere concurrentiepositie verkrijgen in de internationale markt, zelfs bij een kleine thuismarkt.

Bibliografie

- AFRY. (2020). *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*. AFRY.
- Allseas. (2020, juli 16). Interview en reactie op concept factsheets.
- Amponsah, N. (2014). Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 461-475.
- Asjes, J. (2020, juni 10). Interview Wageningen Marine Research en feedback op concept factsheets.
- ATKB. (2015). *Evaluation of fish injury and mortality associated with the TI Tocardo turbine*.
- Berenschot & Kalavasta. (2020). *Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*.
- Berenschot. (2019). *Validatie businesscase O-PAC*.
- Berke, L. L. (2020). Delta 21.
- Beurskens, L. (2019, september 11). *Technology Factsheet Solar PV, Groundbased > 1 MWp, oriented south*. Retrieved from https://energy.nl/wp-content/uploads/2019/07/Solar_PV_groundbased_above_1_MWp_South-1.pdf
- Bluerise & Topsector Water. (2014). *Offshore ocean thermal energy conversion: Feasibility study of a 10 MW installation*.
- Bluerise. (2018). *OTEC systeemintegratie voor restwarmte conversie bij Frisia Zout in Harlingen*. Retrieved from <https://projecten.topsectorenergie.nl/projecten/otec-systeemintegratie-voor-restwarmte-conversie-bij-frisia-zout-in-harlingen-00028986>
- Bonou, A., Laurent, A., & Olsen, S. (2016). Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy - From theory to application. *Applied Energy*, 180, 327-337.
- CBS. (2020). Retrieved september 25, 2020, from <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/80030NED/table?fromstatweb>
- Copping, A., & Hemery, L. (2020). *OES-Environmental 2020 State of the Science Report: Environmental Effects of Marine Renewable Energy Development Around the World. Report for Ocean Energy Systems (OES)*.
- Dam, F. (2019). *Delta21 Abroad (internship report at RHDHV)*. Delft: TuDelft.
- Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate. (2018). *Note on technology costs for offshore wind farms*. Copenhagen: Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate.
- de Vilder, L. (2017). *Offshore Pumped Hydropower Storage, Master Thesis TU Delft*.
- Delta 21. (2020). *Toekomstbestendige oplossing voor de zuidwestelijke delta*. Retrieved april 20, 2020, from www.delta21.nl
- Deltares. (2008). *Water als bron van duurzame energie. Inspiratieatlas van mogelijkheden*.
- Deltares. (2018). *Environmental impact of tidal power in the Eastern Scheldt Storm Surge Barrier. Appendix A: Impact on tidal range due to tidal turbine installation*.

- Deltares. (2019). *Export potential of the Brouwersdam tidal power station: Technical report of an explorative analysis*.
- Deltares. (2020, juli 3). Interview en reactie op concept factsheets.
- Deltares; Wageningen Marine Research; NIOZ; ZiltWater; REDstack. (2020). *Onderzoek omgevingseffecten blue energy*.
- DMEC. (2020, april 30). Interview en reactie op concept factsheets.
- ECN. (2010). *Potentieel en rijpheid van hernieuwbare energieopties*.
- Ecofys. (2017). *Energie uit zout en zoet water met osmose. Een visualisatie bij de Afsluitdijk*.
- Ecofys. (2017). *Overige hernieuwbare energie in Nederland: Een potentieel studie*. Utrecht: Ecofys.
- Ecofys, WaterPartnership, N., & Blueconomy. (2014). *Marktkansen en bijdrage aan verduurzaming van innovatieve technologie voor energie uit water*.
- ENTSO-E. (2019). *European Power System 2040. Completing the map*. ENTSO-E.
- Ernst & Young. (2018). *Blue energy investment memorandum (vertrouwelijk)*.
- ETIPOCEAN. (2019). *Powering homes today, powering nations tomorrow*.
- Europese Commissie. (2018). *SET-plan. Ocean energy implementation plan*.
- Hoefnagels, I. (2020). *Techno-economic analysis of the cost reduction potential of marine energy technology through learning curve modeling*.
- Hulsbergen, Boer, d., Steijn, & Banning. (2012). *Dynamic Tidal Power for Korea. 1st Asian Wave and Tidal Conference Series*.
- Hulsbergen, K., Steijn, R., Van Banning, G., Klopman, G., & Fröhlich, A. (2008). *Dynamic Tidal Power A new approach to exploit tides. Proceedings of the 2nd International Conference on Ocean Energy (ICOE), Brest, France*.
- Huneke, A. F., Perez Linkenheil, C., & Niggemeier, M. (2017). *Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei extremwetter*. Energy Brainpool.
- IEA-ETSAP & IRENA. (2015). *Hydropower Technology brief*.
- IEA-OES. (2015). *International levelised cost of energy for ocean energy technologies*.
- IMARES. (2015). *Een analyse van effecten van getijnturbines op habitat, vis, vogels en zeezoogdieren bij Kornwerderzand*.
- International Hydropower Association. (2016). *Technology case study: Sihwa Lake tidal power station*. Retrieved December 7, 2020, from <https://www.hydropower.org/blog/technology-case-study-sihwa-lake-tidal-power-station>
- IRENA. (2014a). *Ocean Thermal Energy Conversion: Technology brief*.
- IRENA. (2014b). *Salinity gradient energy: Technology brief*.
- IRENA. (2014c). *Tidal energy: Technology brief*.
- IRENA. (2014d). *Wave energy: Technology brief*.
- IRENA. (2019). *Future of Wind - Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020, mei 12). Webinar Oceans powering the energy transition: progress through innovative business models and revenue support.
- JRC. (2016). *Ocean Energy Status Report 2016 edition*.
- JRC. (2018). *Cost development of low carbon energy technologies*.
- JRC. (2019). *Ocean energy technology development report*.
- Kelly, K. A., McManus, M. C., & Hammond, G. P. (2012). An energy and carbon life cycle assessment of tidal power case study: The proposed CardiffeWeston severn barrage scheme. *Energy*, 44, 692-701.

- KEMA en Lievense. (2007). *Energie-eiland - de haalbaarheid van drie verschillende opties van elektriciteitsopslag voor Nederland*. KEMA en Lievense B.V.
- Lavidas, G. (2020). Selection index for Wave Energy Deployments (SIWED): A near-deterministic index for wave energy converters. *Energy*, 196, 117-131.
- Lavidas, G. (2020a, september 24). Interview en feedback op concept factsheet.
- Lavidas, G., & Blok, K. (2020b). Shifting wave energy perceptions: the case for Wave Energy Converter (WEC) feasibility at milder resources (Under press). *Renewable Energy*.
- Lavidas, G., & Polinder, H. (2019). North Sea Wave Database (NSWD) and the Need for Reliable Resource Data: A 38 Year Database for Metocean and Wave Energy Assessments. *Atmosphere*, 10(551).
- Lavidas, G., & Polinder, H. (2019). Wave energy in the Netherlands: past, present and future perspectives. *Proceedings of the 13th European wave and tidal energy conference*.
- Lems-de Jong, H. (2017). *Ocean current patterns and variability around Curaçao for Ocean Thermal Energy Conversion*. TU Delft.
- Li, B., Basu, S., Watson, s. J., & Russchenberg, H. W. (2020). Mesoscale modeling of a Dunkelflaute event. *Wind Energy*, 1-19.
doi:<https://doi.org/10.1002/we.2554>
- Mei. (2020). Tidal diffraction by a small island or cape and tidal power from a coastal barrier. *Journal of Fluid Mechanics*, 897, 1-24.
- Mendecka, B., & Lombardi, L. (2019). Life cycle environmental impacts of wind energy technologies: A review of simplified models and harmonization of the results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 111, 462-480.
- MET-Support. (2014). *Scenario analysis of tidal stream energy generation in an inlet in the Brouwersdam*.
- MET-Support. (2015). *Dutch wave and tidal energy sector*. TKI Wind op Zee.
- Microhydropower.net. (n.d.). *Microhydropower*. Retrieved august 17, 2020, from <http://www.microhydropower.net/nl/linne.php>
- Ministerie van Economische Zaken. (2017). *Duurzame en betaalbare energie in Caribisch Nederland: De ontwikkeling van de elektriciteitsvoorziening*.
- Moquette, F., Bil, R., & de Laak, G. (2018). *Waterkracht ontkracht*.
- Nationaal Programma Regionale Energiestrategie. (2019). *handreiking Regionale Energiestrategieën 1.1*.
- Navigant. (2019). *Connecting Offshore Wind Farms*. Utrecht: Navigant.
- Nihous, G. (2005). An order-of-magnitude estimate of ocean thermal energy conversion resources. *Energy Resources Technology*.
- Nihous, G. (2007). A preliminary assessment of Ocean Thermal Energy Conversion resources. *Energy Resources Technology*.
- NIOZ. (2020). *Biodiversiteit rondom de Slowmill in 2019*.
- Overlegorgaan Fysieke Leefomgeving. (2020). *Het akkoord voor de Noordzee*. www.noordzeeloket.nl.
- Özdemir, Ö., Hobbs, B., van Hout, M., & Koutstaal, P. (2020). Capacity vs Energy Subsidies for Renewable Benefits and Costs for the 2030 EU Power Market. *Energy Policy*, 137.
- PBL. (2019a). *Achtergronddocument effecten ontwerp klimaatakkoord: elektriciteit*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2019b). *Klimaat- en Energieverkenning 2019*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL. (2020a). *Conceptadvies basisbedragen SDE++ 2020 Energie uit water*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

- PBL. (2020b). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Petterson, M., & Kim, H. (2020). Can Ocean Thermal Energy Conversion and seawater utilisation assist Small Island Developing States? A case study of Kiribati, Pacific Islands Region. doi:10.5772/intechopen.91945
- Project Getij Grevelingen. (2018). *Marktconsultatie over variant doorlaatmiddel met getijdencentrale.. Beschrijving variant getijdencentrale marktconsultatie 2018*.
- Pro-Tide. (2015). *Evaluation of fish injury and mortality associated with scale models of the Pentair Fairbanks Nijhuis modified bulb turbines and the Water2Energy cross flow turbines*.
- Rajagopalan, K., & Nihous, G. (2013). Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean circulation model. *Renewable Energy*, 50, 532-540.
- REDstack. (2020, mei 27). Interview en schriftelijke reactie op concept factsheet.
- Rijksoverheid. (2020). *WAT KOST HET NET OP ZEE?* Retrieved 12 14, 2020, from <https://windopzee.nl/onderwerpen-0/wind-zee/kosten/kosten-net-zee/>
- Runia, L., Hulsbergen, K., & in 't Groen, B. (2014). *Beantwoording vragen van EZ over Dynamic Tidal Power (DTP)*. POWER.
- Schaffmeister, B., & Scheijgrond, P. (2019). *Position paper Energie uit Water*. EWA en DMEC.
- Scheepers, M., Gamboa Palacios, S., Jegu, E., Pupo Nogueira De Oliveira, L., Rutten, L., van Stralen, J., . . . West, K. (2020). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*. TNO.
- Scheijgrond, P. (2020). Input Peter Scheijgrond op conceptversies rapport en factsheets.
- Schoots, K., & Hammingh, P. (2019). *Klimaat- en Energieverkenning 2019*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Seamarco. (2019). *Position paper: Effects of the Eastern Scheldt Storm Surge Barrier and tidal energy turbines on harbor porpoise (Phocoena phocoena) and harbor seal (Phoca vitulina) movements*.
- SeaCurrent. (2020). Retrieved september 14, 2020, from <https://www.trouw.nl/nieuws/groningse-onderwatervlieger-goed-voor-onze-kust~b39d1c2d/>
- SeaCurrent. (2020, juni 9). Interview en reactie op concept factsheet.
- Sijm, J., Gockel, P., de Joode, J., van Westering, W., & Musterd, M. (2017a). *The demand for flexibility of the power system in the Netherlands, 2015-2050. Report of Phase 1 of the FLEXNET project*. Amsterdam: ECN Policy Studies.
- Sijm, J., Gockel, P., van Hout, M., Özdemir, Ö., van Stralen, J., Smekens, K., . . . Musterd, M. (2017b). *Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050: Summary report of the FLEXNET project*. Petten: ECN.
- Sijm, J., Janssen, G., Morales-España, G., van Stralen, J., Hernandez-Serna, R., & Smekens, K. (2020). *The role of large-scale energy storage in the energy system of the Netherlands, 2030-2050*. Amsterdam: TNO.
- Slowmill. (2020, juni 5). Interview en feedback op concept factsheet.
- Sorensen, H., & Fernández Chozas, J. (2010). The potential for wave energy in the North Sea. *3rd International Conference on Ocean Energy*.
- Stichting DTP. (2020). *Dynamic tidal power*. Retrieved September 2020, 2020, from <https://www.dynamictidalpower.eu/DTP-ontwikkeling/SWOT/Kengetallen/>

- Symphony. (2020, juni 10). Interview en feedback op concept factsheet.
- Symphony Wave Power. (2020). *The Symphony Technology*. Retrieved august 17, 2020, from <https://symphonywavepower.com/the-symphony-technology/>
- Tennet. (2020). *Programma 2030 net op zee*. Retrieved 12 15, 2020, from <https://www.tennet.eu/nl/ons-hoogspanningsnet/net-op-zee-projecten-nl/programma-2030/>
- TNO. (2018). *O&M simulation for tidal energy converters*.
- Tocado. (2020, juni 5). Interview en reactie op concept factsheet.
- Trouw. (2019). *De Wadden willen liever geen windmolens dus moet groene energie uit zee komen*. Retrieved augustus 17, 2020, from <https://www.trouw.nl/nieuws/de-wadden-willen-liever-geen-windmolens-dus-moet-de-groene-energie-uit-zee-komen~b55c9719/>
- Uihlein, A. (2016). Life cycle assessment of ocean energy technologies. *Int J Life Cycle Assess*, 21, 1425-1437.
- van Berkel, J. (2014). *Best Available Techniques for Ultra Low Head Tidal and River Hydropower*. PRO-TIDE-NL.
- van Berkel, J. (2020). Interview en reactie op concept factsheets.
- Vazquez, A. G. (2016). Capital costs in tidal stream energy projects e A spatial approach. *Energy*, 107, 215-226.
- Vega, L. (2010). Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): An Update. *Offshore Technology Conference*.
- Vermaas, D. A., Guler, E., Saakes, M., & Nijmeijer, K. (2012). Theoretical power density from salinity gradients using reverse electrodialysis. *Energy Procedia*, 20, 170-184.
- Wageningen Marine Research. (2019). *Monitoring getijdeturbines Oosterscheldekering. Jaarrapportage 2018*.
- Wageningen Marine Research. (2020). *Slow Mill pilot Texel: Voortoets Wet natuurbescherming*. Den Helder: Wageningen Marine Research.
- Walraven, W. (2020a, December 3). Onderbouwing van capex 21,7 GW dam in zee gebouwd aan de kust.
- Walraven, W. (2020b, june 26). Interview en brochure Dynamic Tidal Power: Aan de kust en in open zee. Groningen: Stichting DTP Netherlands.
- WindEurope. (2019). *Economics*. Retrieved November 10, 2020, from <https://windeurope.org/policy/topics/economics/>
- Witteveen+Bos en CE Delft. (2019). *Perspectieven elektriciteit uit water: Nationaal potentieel voor 2030 en 2050*. Deventer: Witteveen+Bos.
- Witteveen+Bos en ECN part of TNO. (2019). *Cost Evaluation of North Sea Offshore Wind Post 2030*. Deventer: Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.
- Zeeuws Energieakkoord. (2019). *RES Zeeland conceptversie 28 juni 2019*.
- Zeeuws Energieakkoord. (2020). *RES 1.0 Regionale Energiestrategie Zeeland*. Zeeuws Energieakkoord.

A Interviewlijst

Voor het project zijn meerdere interviews afgenomen. Een overzicht van de geïnterviewde partijen is gegeven in Tabel 20. Naast de interviews zijn er ook partijen benaderd voor een kort (telefonisch gesprek). Deze gesprekken zijn niet opgenomen in Tabel 20. De input daarvan is waar mogelijk wel meegenomen in het onderzoek.

Tabel 20 Lijst geïnterviewde partijen

Geïnterviewde partij	Datum
Britta Schaffmeister en Sander des Tombe (DMEC)	30 april 2020
Jacob van Berkel (Hogeschool Vlissingen)	27 mei 2020
Pieter Hack (REDstack)	27 mei 2020
Rob Steijn en Kees Hulsbergen (DTP)	3 juni 2020
Andries van Unen en Richard Parkinson (Tocardo)	5 juni 2020
Erwin Meijboom en Erwin Croughs (Slowmill)	5 juni 2020
Maarten Berkhout (SeaCurrent)	9 juni 2020
Jiajun Cen (AquaBattery)	10 juni 2020
Fred Gardner (Symphony)	10 juni 2020
Jakob Asjes (WUR)	10 juni 2020
Huub Lavooij en Leen Berke (Delta 21)	15 juni 2020
Emiel van Druten (Witteveen + Bos)	16 juni 2020
Walther Walraven (Stichting DTP)	26 juni 2020 3 december 2020
Bas van Vossen, Jan Kramer en Ivo Pothof (Deltares)	3 juli 2020
Berend Jan Kleute (Allseas)	15 juli 2020
George Lavidas (TU Delft)	23 september 2020

B Commentaar Stichting DTP en Delta21

Naast commentaar van de adviesgroepleden is van de Stichting DTP en van het Delta21-initiatief commentaar ontvangen op het concept-rapport. De meeste punten zijn verwerkt in het rapport, maar over een aantal punten bleef er een verschil van inzicht. Die punten worden hieronder toelicht, met eerst het commentaar en vervolgens onze reactie:

Commentaar Stichting DTP

Stichting DTP: De technieken worden vergeleken windturbines gebouwd in 2040 - 2050. De geprognosticeerde vollasturen zijn fors (35% - 22%) hoger dan wat TNO denkt aan te treffen voor de molens die in 2030 gebouwd worden. Wij denken dat die vergelijking 2030 realistischer is. 10 jaar voor uit kijken is al moeilijk.

Reactie TNO: Wij gebruiken de inschatting van IRENA, die aangeven dat er na 2030 nog een stijging van de capaciteitsfactor van offshore windenergie verwacht wordt (IRENA, 2019).

Stichting DTP: Rente van 10% wordt aangehouden, terwijl PBL 3 % aanhoudt. De LCOE voor technieken met verschillende levensduur (financieringsperioden) schalen niet evenredig. Door te kiezen voor 10% i.p.v. 3% wordt de LCOE van DTP in verhouding veel groter.

Voor DTP houdt TNO een levensduur aan van 40 jaar en dito financiering periode. DTP-Netherlands heeft aangegeven, dat dergelijke civiele werken als dammen bij I&W begroot en gebouwd worden voor 100 jaar. Het Philips pensioenfonds heeft aangegeven dat dergelijk projecten voor 60 jaar tegen een vaste rente gefinancierd kunnen worden. Onderhandelbaar zijn rentes groter dan 2,2%. De financiering zal in een consortium moeten geschieden. Graag had DTP Netherlands doorrekening in het COMPETES model met 60 jaar levensduur/ financieringstermijn en 3% rente.

Reactie TNO: Er is een rentepercentage van 10% gebruikt voor alle technieken. Dit rentepercentage wordt ook door PBL gehanteerd in het COMPETES-model. Rentepercentages zijn momenteel lager, zeker voor technologieën met een beperkte onzekerheid zoals windenergie. Een hoog rentepercentage is nadelig voor technieken waarbij de investeringslasten domineren in de totale kosten en de afschrijvingstermijn lang is, zoals DTP. Realistische rentepercentages meenemen is lastig, want het gaat over 2050. Als we dat zouden doen op basis van de huidige kennis, dan is dat gunstiger voor zon en wind (want die hebben een laag risicoprofiel en daarmee een lager rentepercentage) ten opzichte van nieuwere technologieën zoals DTP. Ook moet er voor projecten met lange bouw tijden, zoals DTP, rekening gehouden worden met hoge financieringskosten tijdens de bouw fase.

Wij hanteren een economische levensduur van 40 jaar, gebaseerd op een artikel waarin de levensduur van de turbines (ca. de helft van de kosten) 40 jaar is. Het gaat erom over hoeveel jaar de investering wordt afgeschreven en dan is 40 jaar al heel lang voor energieopwekinstallaties. Bij waterbouwkundige werken wordt volgens Walraven een langere levensduur gebruikt, maar DTP is primair een

energie-installatie. Vandaar dat wij 40 jaar een goede aanname vinden. Overigens is die 40 jaar al flink langer dan we voor zon en wind aannemen (20 – 25 jaar).

Stichting DTP: In de modellen is TNO uitgegaan van twee identieke dammen van 50 km. Eén geplaatst in een maximale getijde stroomsnelheid van 1,2 m/s. De andere in een gebied met 0,8 m/s getijde stroomsnelheid. De investeringsbedragen van de dammen zijn vrijwel identiek. Dat houdt in dat de Capex per kWe significant moet verschillen. TNO heeft identieke capex aangehouden.

Reactie TNO: We hebben nadere toelichting op dit punt in het rapport opgenomen. De gebruikte kosten in €/kWe zijn voor een DTP-systeem van 16 GW, wij hebben onvoldoende gegevens om die te kunnen schalen naar andere vermogens. Dus wij hebben dezelfde kosten in €/kWe voor DTPA (21 GW) en DTPB (12 GW). Juist omdat de kosten onzeker zijn hebben we onze conclusies niet alleen gebaseerd op de COMPETES-doorrekening met de 'standaard'-kosten, maar hebben we ook gekeken hoever de kosten moeten dalen ten opzichte van de aanname om wel gekozen te worden door COMPETES. In hoofdstuk 4 worden die benodigde kostendalingen bediscussieerd, waarbij we ook de eind november verstrekte nieuwe kostenschattingen van de Stichting DTP hebben meegenomen.

Stichting DTP: Er zijn geen dammen meegenomen die uitgevoerd worden met eigen opslag, waardoor eb en vloed en de kenteringsperiode uitgevlakt worden tot een baseload. Die optie is wel aangedragen door DTP Netherlands in de interviewfase.

Reactie TNO: We hebben het COMPETES model vrijgelaten om te kiezen voor een DTP dam en op systeemniveau in de benodigde vraag naar opslagvermogen te voorzien. Het model heeft niet gekozen voor deze variant.

Door een DTP-dam te combineren met batterijen worden de pieken en dalen in het getij weggeregeld en wordt er basislast geproduceerd. Het piekvermogen daalt, waardoor ook de stroomkabel lichter kan worden uitgevoerd.

De kosten van de dam worden hierdoor (beperkt) hoger, doordat er batterijen moeten worden geplaatst. Het aansluitvermogen wordt flink lager, waardoor de kosten per kW logischerwijs flink toenemen. De kosten per kW worden ca. 3 keer hoger. Zie hieronder een rekenvoorbeeld op basis van de door ons gebruikte kostenaannames voor DTP:

	Vermogen (GW)	Vollasturen	Kosten dam (M€)	Kosten batterijen (M€)	Capex (€/kW)
DTP	21,7	3500	55986	0	2560
DTP + batterijen	9,0	8000	55986	381	6250

Qua aantal vollasturen wordt een DTP-dam met opslag vergelijkbaar met Blauwe Energie, dat ook basislast levert. De kosten per kW zijn echter flink hoger voor een DTP-systeem (ruim 6000 €/kW) dan voor Blauwe Energie (4000 €/kW).

Stichting DTP: Systeemkosten gegenereerd door technologieën worden niet aan één techniek toegewezen. Zoals daar zijn voor wind en zon: opslag- en bijstookkosten, grid-aansluitingskosten en grid-uitbreiding in ons land en andere harmonisatie kosten. Daardoor worden maatschappelijke kosten die niet/ minder van toepassing zijn voor EuW technieken DTP en Blauwe Energie niet gewogen. Een voorbeeld daarvan zijn de aansluitingskosten van Tennet voor wind op zee ter grootte van 1,5 tot ruim 2 cent per kWh voor respectievelijk de toekomstige windparken voor de kust en ver op zee. Deze Tennet-kosten zijn door de rekenkamer bekend gemaakt.

Met betrekking tot maatschappelijke kosten van zon- en windenergie lopen er in de advieswereld tal van onderzoeken. De kosten hangen ook sterk samen met de mate waarin oplossingen gerealiseerd kunnen worden voor goedkope opslag, voor aanpassing van de vraag aan het intermitterend aanbod en de mate waarin het verknopen van netwerken in Europa leidt tot uitdamping van productiegaten.

Vast staat voor alle partijen dat er substantiële maatschappelijke kosten gaan ontstaan voor de intermitterende RES producenten als Wind en Zon. DTP Netherlands is van mening dat het rapport EuW hiervan melding moet maken. Door aan te geven dat EuW technieken, die deze kosten niet of minder hebben, zoals BE en DTP en via het marktmechanisme louter op LCOE gebaseerd mogelijk een beperkte concurrentiepositie hebben op de elektriciteit markt een andere vorm van toetreding stimulatie verdienen in de elektriciteit mix.

Reactie TNO: Het is ons inziens niet mogelijk om de genoemde 'systeemkosten' aan een specifieke opwekkingstechnologie toe te wijzen. Wij hebben de kosten van uitbreiding van het hele systeem berekend en daaruit bleek dat de kosten van een variant met DTP en Blauwe energie hoger zijn dan een systeem met offshore wind. We hebben dus niet 'louter op LCOE' gebaseerd onderzoek gedaan, systeemkosten zijn wel degelijk meegewogen. Zoals in het rapport vermeldt zijn de kosten voor uitbreiding van het nationale elektriciteitsnet op land en op zee geen onderdeel van de analyse. Daarom is op basis van literatuur een inschatting van het kostenvoordeel van DTP en Blauwe Energie gemaakt, zie paragraaf 3.4.2.

Stichting DTP: Omdat de vloedsturen gerelateerd worden aan de hoogste piek zijn de vloedsturen voor dammen in water met grotere snelheden lager, dan in water met een lagere maximale getijde snelheid. In de opstelling van TNO is voor dam A met getijdesnelheid van 1,2 m/s en een piekvermogen van 21,7 GW aan vloedsturen berekend 3631 uur per jaar. En voor dam B met een getijdesnelheid van 0,8 m/s met een piekvermogen van 12,7 GW aan vloedsturen berekend 2984 uur per jaar. De uren voor dam B zouden hoger moeten zijn dan die voor dam A.

Reactie TNO: Zoals in Hoofdstuk 2 staat, is er een groot verschil tussen de in onze bronnen genoemde vloedsturen (2000 en 3000 uur). In het rapport is aangegeven dat er om een betere inschatting van het aantal vloedsturen en het piekvermogen nadere studie nodig is van een ontwerp van een DTP-installatie op een specifieke locatie, waarbij ook aspecten als onderhoud en de effecten van stormen moeten worden meegenomen. Dat viel buiten de scope van onze opdracht. Wij hebben voor de scenario-analyse een inschatting gemaakt op basis van het getij op locatie,

waarbij we voor DTP dam A een optimistische waarde hebben aangenomen (ruim 3500 uur).

Commentaar Delta21

Delta21: In het concept rapport wordt Delta21 vergeleken met de andere alternatieven die in de beschouwing zijn meegenomen. Die andere alternatieven hebben echter alle te maken met het opwekken van energie en niet met het opslaan daarvan. Niet duidelijk komt in het rapport naar voren hoe met dit verschil is omgegaan.

Zou het rapport Delta21 wel op een duidelijke en juiste wijze hebben beoordeeld dan zou er een vergelijking gemaakt moeten worden met andere vormen van opslag van energie.

Reactie TNO: In het COMPETES-model zitten wel degelijk een flink aantal opslagtechnologieën, naast andere opties die de fluctuaties in aanbod en vraag kunnen opvangen (flexibiliteit). In ons concept-rapport stond echter niets over de kosten daarvan. We verwezen naar een recent TNO-rapport waarin we voor de Topsector Energie met COMPETES onderzoek naar grootschalige energieopslag hebben gedaan, waar die kostengegevens wel in staan. We hebben wel een aanpassing gemaakt in het definitieve EuW-rapport (hoofdstuk 3): een overzicht opgenomen van de gebruikte opslagopties en de kosten daarvan.

Delta21: Onlangs hebben wij een studie gedaan waarin wij, op basis van de Tennet gegevens over 2018 over de vraag en productie per uur naar wind-, zon- en conventionele energie geëxtrapoleerd naar 2030, de besparing op de hoeveelheid te installeren vermogen hebben berekend die met opslag kan worden bereikt. Wij kwamen uit op 9 GW dat met Delta21 (met een opslag vermogen van 1,8 GW) minder aan op te stellen capaciteit hoeft te worden geïnstalleerd: uitgaande van € 1.750/kW offshore windenergie (excl. de aansluiting) komt dat neer op een besparing op investeringskosten van ca. € 16 mrd. voor de exploitanten van duurzame energie.

Reactie TNO: Uit onze analyse komt dat niet: het opgesteld duurzaam vermogen neemt iets toe als er een valmeer meegenomen wordt, omdat er meer duurzame energie in het systeem gevoed kan worden. Het enige effect dat Delta21 heeft is dat er iets minder curtailment van windvermogen is. Curtailment van windenergie is echter beperkt in al onze scenario's.

Delta 21: Deze energieopslag is er ons inziens primair op gericht de energie die niet wordt opgewekt omdat er onvoldoende vraag naar is, toch op te wekken en op te staan tot het moment dat die energie weer kan worden afgezet (Curtailment). Het voordeel hiervan is dat dan de bezettingsgraad van de energie opwekkende eenheid wordt vergroot: een windturbine kan bv. onder normale omstandigheden maar gedurende 70% van de tijd dat er energie kan worden opgewekt die energie ook afzetten; met opslag wordt dat 100%.

Reactie TNO: We hebben het effect van een valmeer op curtailment wel degelijk onderzocht. In de case zonder valmeer is de curtailment van offshore wind ca.


1,5%, met valmeer wordt dat 1,4%. Het klopt dus dat een valmeer zorgt voor minder curtailment, maar dat effect is in ons onderzoek beperkt.

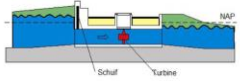
Delta 21: Verder willen wij de opmerking plaatsen dat het hanteren van een Europees elektriciteitsmodel als het COMPETES-rekenmodel per definitie Delta21 tekort doet. Immers het uitprojecteren van een voordeel op een lokaal project op een Europese schaal zorgt ervoor dat het voordeel vrijwel wegvalt; of zoals in de presentatie werd gesteld onvoldoende positief bijdraagt in een voor 2050 aangenomen energiescenario voor Europa.

Reactie TNO: We rapporteren alleen resultaten voor Nederland. Dus we bekijken Delta21 op nationale schaal. Het feit dat COMPETES een Europees Elektriciteitsmarktmodel is, is belangrijk om import en export van elektriciteit goed mee te kunnen nemen.

C

TNO innovation
for life

BESCHRIJVING TECHNOLOGIE																
Naam technologie		Waterkracht bij stuwten rivieren en beken														
Datum factsheet		10-11-2020														
Auteur		Ruud van den Brink en Sam Lambo														
Beschrijving		In deze factsheet worden waterkracht bij stuwten bij grote rivieren en waterkracht bij stuwten bij beken samen beschouwd. De waterkrachtcentrales bij rivieren en beken werken op hetzelfde principe, met als voornaamste verschil de grootte van de centrales. Een rivierenwaterkrachtcentrale bestaat uit drie elementen: een sluizencomplex om schepen door te laten, de waterkrachtcentrale en een (regelbare) stuw die het water opstuwst maar het overtollige water dat niet door de centrale kan doorlaan (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
TRL NIVEAU																
		2020	2030			2050										
TRL		8	9			9										
Toelichting		Ver gevorderde technologie waar al veel ervaring mee is. Van visveilige turbines die tevens geschikt zijn voor lage vervallen, zien we de eerste commerciële toepassingen (TRL 8) (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Bron: http://www.microhydropower.net/nl/linne.php																
HUIDIG GEÏNSTALLEERD VERMAGEN EN JAARLIJKE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE																
Geïnstalleerd vermogen		35 MW														
Jaarlijkse elektriciteitsproductie		100 GWh (0,37 PJ)														
Toelichting		Dit betreft grotere installaties: 25 MW in de Maas (79 GWh/jaar) en 10 MW (24 GWh/jaar) (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Er zijn verder ook nog kleinere installaties in stuwten bij beken en waterlopen (ordegrootte 10-100 kW per stuk) (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
MOGELIJKE LOCATIES IN NEDERLAND																
Locaties		Zeven stuwten in de Maas, drie stuwten in de Nederrijn en een groot aantal stuwten bij beken en waterlopen, met name in Limburg, Brabant, Gelderland, Overijssel en Drenthe (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Toelichting		Er wordt in de tweede helft van dit decennium gestart met vervanging van de stuwten op de Maas, waardoor er mogelijkheden zijn voor het uitbreiden van de installaties en mogelijke combinaties met aquathermie (Deltares, 2020).														
POTENTIEEL																
		2030					2050									
Eenheid		Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5					
Energiepotentieel (technisch)		<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>					
Energiepotentieel (economisch)		<i>PJ/jaar</i>	<i>Witteveen e</i>	<i>Ecofys 2017</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Witteveen e</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>					
Mitigatiepotentieel		<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>					
Toelichting		Economisch energiepotentieel van 1 PJ/jaar van Witteveen en Bos & CE Delft (2019) is gebaseerd op 0,9 PJ/jaar bij grote rivieren en 0,1 PJ/jaar bij beken en waterlopen. Energiepotentieel van individuele stuwten bij beken is klein, de potentie zit in de grote aansluitingen (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Aangenomen is dat dit ook het maximaal winbaar potentieel is voor 2050. Dit is inclusief de 0,37 PJ/jaar die door bestaande waterkrachtcentrales al opgewekt wordt. Ecofys (2017) schat marktpotentieel (economisch potentieel dat verwacht gerealiseerd te worden) in op 0,45-0,5 PJ/jaar, afhankelijk van beleid.														
KOSTEN																
		2020					2030					2050				
Eenheid		Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5
Capex		€/kW	8000	6000	4000	8333	12500	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>
Vaste Opex		€/kW/jaar	100	125	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>
Variabele Opex		<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>
Netaansluiting		<i>Eenheid</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>
LCOE		€/kWh	0.161	0.131	0.08	0.21	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>	<i>Bron</i>
Toelichting		De SDE++ 2020 neemt in de categorie <i>Waterkracht</i> > 50 cm voor nieuwe centrales 5700 vaststellingen per jaar aan (PBL, 2020a). In het Conceptadvies voor de SDE++ 2021 zijn de investeringskosten verlaagd en de operationele kosten verhoogd (PBL, 2020b). In de SDE++ wordt uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 15 jaar. Witteveen en Bos & CE Delft (2019) rekenen met een levensduur van 40 jaar en een rentevoet van 3%, waardoor de LCOE lager uitvalt. Ook rekent Witteveen en Bos & CE Delft (2019) met verschillende casussen. Voor grote installaties in rivieren worden lagere vaststellingen aangenomen (2.500-3.500), maar kunnen slim gecombineerd worden met andere werkzaamheden waardoor investeringskosten (4.000 €/kW) en LCOE (0,08-0,11 €/kWh) laag zijn. Voor kleinere installaties wordt de centrale van Dommelstroom als referentie gebruikt (8.333 €/kW) en voor ongunstigere locaties wordt 50% hogere investeringskosten gerekend. De hoge grenswaarde van de LCOE bepaald door Witteveen en Bos & CE Delft (2019) is gebaseerd op een kleine centrale op ongunstige locaties met 50% hogere investeringskosten en 40% minder laaduren. Er worden voor grote centrales geen significante kostendalingen verwacht voor 2030 en 2050, door jarenlange toepassing in Nederland en buitenland is er voor grote centrales weinig perspectief voor verdere kostenreductie (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Standaardisatie en massaproductie van kleine turbines voor stuwten bij beken en waterlopen kan investeringskosten laten afnemen naar 4.000 €/kW en LCOE naar 0,05 €/kWh (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). In de SDE++ is er ook een categorie opgenomen voor de renovatie van bestaande centrales met een valhoogte van > 50 cm. Investeringskosten en O&M kosten liggen lager dan bij Materiaalgebruik/ circulairiteit (1.600 €/kW en 0,08 €/kW/jaar) en het basisbedrag daarmee ook (0,097 €/kWh).														
ENERGIEPROFIEL																
Energieprofiel in de tijd		Afhankelijk van afvoer in rivieren, beken en waterlopen. Beperkt aantal volstromen: 2400-3700 voor bestaande grote centrales, 5700 voor nieuwe grote centrales. 5000 voor centrales in beken (PBL, 2020a; Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Toelichting		Bij lage afvoer is er te weinig debiet en bij hoge afvoer te weinig verval over de stuw om de centrale op vol vermogen te laten draaien (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
EXPORTPOTENTIEEL																
Exportpotentieel		Wereldwijd potentieel voor kleine waterkracht uit rivieren wordt door IRENA (2014) ingeschat op 150-200 GW. Een groot deel van deze kleine waterkrachtcentrales zijn potentieel installaties zonder een dam, vergelijkbaar met de installaties in de stuwten in Nederland. Voor installaties met laag verval is er mogelijk een exportmarkt voor visveilige turbines.														
Toelichting		Nederland loopt voorop in visveilige turbines voor rivier waterkracht met laag verval. Dit kan een exportmarkt zijn (Jacob van Berkel, 2020).														
MOGELIJKE NIET-ENERGETISCHE NEVENEFFECTEN																
Ecologisch		Vissterfte bij bestaande turbines is nu de voornaamste zorg wat betreft ecologische effecten. Vissterfte nu ongeveer 10-30%, terwijl vergunningverlening eist dat maximale sterfte van 0,1% is als de cumulatieve sterfte in de regio groter is dan 10% (Jacob van Berkel, 2020; Witteveen en Bos & CE Delft, 2019; Moquette et al., 2018). Dit is echter oplosbaar door toepassen van (combinaties van: 1) vervangen van bestaande turbines door visveiligere turbines; 2) mitigerende maatregelen ter beperking van vissterfte bij bestaande turbines; en 3) zorgen dat nieuwe te bouwen turbines kleine additionele vissterfte veroorzaken (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Meervoudig gebruik		Sommige visveilige turbines kunnen ook de functie vispassage vervullen (wissen stroomopwaarts laten migreren) (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Centrales in beken kunnen ook dienen als debietmeter en waterschappen helpen bij een meer adaptief waterbeheer en flexibele peilsturing (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Maatschappelijke en Materiaalgebruik/circulairiteit		Inpassbaarheid vormt geen probleem omdat de centrales worden gerealiseerd op een plek waar toch al een stuw in de rivier staat (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).														
Toelichting																
BRONNEN																
1		Witteveen en Bos & CE Delft (2019) - Perspectieven energie uit water: Nationaal potentieel voor 2030 en 2050														
2		Ecofys (2017) - Overige hernieuwbare energie in Nederland. Een potentieel studie														
3		PBL (2020a) - Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020														
4		PBL (2020b) - Conceptadvies SDE++ 2021 Energie uit water														
5		IRENA (2015) - Hydropower Technology Brief														
6		Jakob van Berkel (2020) - Interview 26 mei 2020														
7		Moquette, Bil en de Laak (2018) - Waterkracht ontkracht														

BESCHRIJVING TECHNOLOGIE																	
Naam technologie		Getijdenenergie met verval bij waterkeringen															
Datum factsheet		11-12-2020															
Auteur		Ruud van den Brink en Sam Lamboo															
Beschrijving		Getijdenenergie op basis van verval bij waterkeringen werkt op het principe dat eb en vloed op zee een waterstandverschil over de kering veroorzaken. Deze potentiele energie kan gewonnen worden met turbines (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Naast verval turbines kunnen ook vrije stromingsturbinen ingezet worden bij waterkeringen. Er zijn een aantal locaties waar verval turbines, mede door een mogelijke dubbele rol als pomp en turbine, in beeld zijn voor mogelijke projecten. Daarom is getijdenenergie met verval opgenomen in een aparte factsheet, ondanks de overlap met de getijdenenergie uit stroming categorie.															
TRL NIVEAU																	
TRL		2020		2030		2050							Voorbeeld getijdenenergie centrale met verval bij de Brouwersdam. Bron: Project Getij Grevelingen (2018).				
		7		9		9											
Toelichting		Gevorderde techniek (TRL 9) die al 50 jaar in Frankrijk toegepast wordt. Visievolle turbines die geschikt zijn voor het kleinere getijverschil in Nederland zijn nog in een demonstratiefase (TRL 7) (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).															
HUIDIG GEÏNSTALLEERD VERMOGEN EN JAARLIJKE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE																	
Geïnstalleerd vermogen		0 MW															
Jaarlijkse elektriciteitsproductie		0 GWh															
Toelichting		Er is nog geen getijdenenergie centrale met verval geïnstalleerd in Nederland.															
MOGELIJKE LOCATIES IN NEDERLAND																	
Locaties		Alle mogelijke locaties zijn in Zeeland: de Brouwersdam, het Grevelingmeer en bij de Waterdunen.															
Toelichting		Het grootste potentieel is bij de Brouwersdam (25-60 MW). Het potentieel bij het Grevelingmeer en de Waterdunen is meer bescheiden (1-2 MW).															
POTENTIEEL																	
		2030					2050										
		Eenheid	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4			Bron 5			
Energiepotentieel (technisch)		PJ/jaar	0.3					0.68									
			Witteveen	Bron	Bron	Bron	Bron	RES Zeeland	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron				
Energiepotentieel (economisch)		Eenheid	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron				
Mitigatiepotentieel		Eenheid	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron				
Toelichting		Potentieel in 2030 is gebaseerd op 25 MW bij de Brouwersdam, 2 MW bij de Grevelingdam en 2 MW bij de Waterdunen en 2400 vollasturen (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). In de RES van Zeeland (conceptversie 2.0) wordt het technisch potentieel bij de Brouwersdam en het Grevelingmeer ingeschat op 27,5 MW in 2030 en 65 MW in 2050. In 2030 betreft het demonstratieprojecten en in 2050 commerciële projecten, waardoor het potentieel in 2050 hoger is. Uitgaande van 2750 vollasturen komt dit neer op 0,29 PJ/jaar in 2030 en 0,68 PJ/jaar in 2050. (RES Zeeland conceptversie 28 juni, 2019).															
KOSTEN																	
		2020					2030					2050					
		Eenheid	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofd bron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5
Capex		€/kW	2683	5610	5878												
			Berekening	Berekening	Berekening	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron
Vaste Opex		€/kW/jaar	100														
			Witteveen	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron
Variabele Opex		Eenheid	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron
Netaansluiting		Eenheid	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron
			0.09	0.11	0.14												
LCOE		€/kWh	Witteveen	Witteveen	Witteveen	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron	Bron
Toelichting		Witteveen en Bos & CE Delft (2019) vergelijken meerdere ontwerpen van de Brouwersdam, de meest recente uit 2018 is een centrale van 24,9 MW vermogen die met 2400 vollasturen 60 GWh/jaar produceert. De andere twee variëte zijn duurder, maar produceren wel meer elektriciteit (41 MW/116 GWh/jaar en 24,6 MW/85 GWh/jaar). In totaal komt voor deze laatste twee varianten de LCOE hoger uit dan de variant uit 2018.															
		Voor vrije stromingsturbinen bij de Brouwersdam wordt de LCOE ingeschat op 0,19 €/kWh (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019).															
		Door het beperkte aantal potentiële locaties in Nederland zijn projecten voor leereffecten afhankelijk van internationale ontwikkelingen. Hier is weinig informatie over, waardoor er geen aanname gemaakt zijn over leereffecten en kostendalingen voor getijd verval turbines richting 2030 en 2050. Voor kostendalingen voor vrije stromingsturbinen zie de factsheet voor getijdenenergie uit stroming															
ENERGIEPROFIEL																	
Energieprofiel in de tijd		Getijdenenergie is een voorspelbare energiebron, met jaarlijks 2400-3460 vollasturen (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Kortdurend (~1 uur) opslag of uitstel van productie is mogelijk bij de Brouwersdam door pompfunctie (Jacob van Berkel, 2020).															
Toelichting		Voor de Brouwersdam wordt er gekeken naar de toepassing van een pompturbine, waarmee ook het waterpeil beheerd kan worden.															
EXPORTPOTENTIEEL																	
Exportpotentieel		Door Deltares (2019) zijn er wereldwijd 461 locaties geïdentificeerd als potentiële locatie voor een centrale vergelijkbaar met het ontwerp van de Brouwersdam getijdencentrale, goed voor zo'n 760 GW.															
Toelichting																	
MOGELIJKE NIET-ENERGETISCHE NEVENEFFECTEN																	
Ecologisch		Visuele laag verval turbines zijn in ontwikkeling. In het Europees project Pro-tide zijn schaal turbines van Pentair Fairbanks Nijhuis getest (Pro-Tide, 2015). Testresultaten kwamen goed overeen met modelvoorspellingen (0-6% vissterfte, maar met redelijke onzekerheidsmarges) (Pro-Tide, 2015). Er is uitgekend dat bij de Brouwersdam vissterfte <0,1% zal zijn (Jacob van Berkel, 2020). Tests op volledige schaal moeten nog uitgevoerd worden.															
Meervoudig gebruik		Er kunnen turbines ingezet worden die ook als pomp kunnen functioneren. In zo'n geval kan de energiecentrale ook als bemaling worden ingezet (Witteveen en Bos & CE Delft, 2019). Bij de Brouwersdam wordt gedacht aan een centrale met pompfunctie (Jacob van Berkel, 2020). Energiewinning is in het geval van het Brouwersdam project een secundair gebruik; het project is ten eerste een project om (beperkt) getij terug te brengen op het Grevelingmeer ten behoeve van verbetering van de waterkwaliteit (Deltares, 2020).															
Maatschappelijke en landschappelijke effecten		De energiecentrale wordt geïntegreerd in een bestaande waterkering, waardoor er weinig tot geen additionele impact is op het landschap.															
Materiaalgebruik/circulariteit		De turbines kunnen doorgaans geïntegreerd worden in bestaande of aan te leggen constructies, waardoor het additionele materiaalgebruik gelimiteerd blijft tot de turbines. De turbines kunnen een lange tijd mee.															
BRONNEN																	
1		Witteveen en Bos & CE Delft (2019) - Perspectieven energie uit water: Nationaal potentieel voor 2030 en 2050															
2		Project Getij Grevelingen (2018) - Marktconsultatie over variant doorlaatmiddel met getijdencentrale. Eindverslag marktconsultatie 2018.															
3		RES Zeeland conceptversie 28 juni 2019															
4		Jacob van Berkel (2020) - Interview 27 mei 2020															
5		Pro-Tide (2015) - Evaluation of fish injury and mortality associated with scale models of the Pentair Fairbanks Nijhuis modified bulb turbine and the Water2Energy cross flow turbine															
6		Deltares (2020) - Interview en schriftelijke reactie op concept Factsheets															



TNO innovation
for life

SCHAATSHEET ENERGIE UIT WATER											TNO innovation for life						
BESCHRIJVING TECHNOLOGIE																	
Naam technologie		Ocean thermal energy conversion (OTEC)															
Datum factsheet		10-11-2020															
Auteur		Ruud van den Brink en Sam Lambois															
Beschrijving		<p>De efficiëntie van een OTEC installatie is laag (7%), maar dat maakt weinig uit omdat er geen kosten gemaakt worden voor de energie. Door het relatief lage temperatuurverschil zijn grote hoeveelheden water (750 ton per seconde bij een 100 MW installatie) en grote pompen (enke tot grotere als locomotieven) vereist - wat de voornaamste technische uitdaging is. (IRENA, 2014)</p> <p>Er zijn meerdere varianten van OTEC: closed-cycle, Kalina cycle (variant van closed-cycle), open-cycle en hybride systemen. Gesloten systemen gebruiken ammoniak of een andere werkstof om de turbine aan te drijven. Open systemen gebruiken verdampt warm oppervlaktewater om een turbine aan te drijven, waarna het gecondenseerd wordt door koud zeewater. Na condensatie blijft er zoet water over dat gebruikt kan worden. Voor open systemen is een groot oppervlak nodig voor verdamping, opende open systemen minder schaalbaar zijn dan gesloten systemen. Gesloten systemen kunnen bovendien werken met kleinere pijplijnen, kleinere turbine diameter en hebben minder oppervlakte aan warmtewisselaars nodig. De efficiëntie van gesloten systemen is ook hoger dan dat van open systemen. Gesloten systemen zijn hiervoor goedkoper dan open systemen. Alle types installaties kunnen op land, op de oceaan en op zee worden gebouwd. Bij diverse systemen zijn onder andere het platform en aansluiting aan het net duurder, maar vanaf een bepaalde grootte van installatie zijn zeewater inlaat pijplijn goedkoper om verticaal onder een drijvend platform te bewegen dan door te trekken naar land. (IRENA, 2014; Alibates, 2020)</p>															
Deze factsheets richten zich op gesloten systemen, voor kleinere systemen (tot 3 MW) op land en voor grotere systemen worden aan dijkende installaties.																	
TLN NIVEAU																	
TLN	2020	2030	2040	2050													
TLN	5-7	-	8	-													
Toelichting																	
HUIDIG GEÏNSTALLEERD VERMOGEN EN JAARLIJKE ELECTRICITEITSPRODUCTIE																	
Geïnstalleerd vermogen		-															
Jaarlijkse elektriciteitsproductie		-															
MOGELIJKE LOCATIES IN NEDERLAND																	
Vanwege de benodigde temperatuurverschillen en diepte alleen mogelijk op de Nederlandse Antillen. Het theoretische potentieel is groter dan de vraag op de eilanden, waardoor de beste kanalen liggen op Aruba, Curaçao en Sint Maarten, waar de OTEC naar elektrische stroom is dan op Bonaire, Sint Eustatius en Saba.																	
In Nederland zijn er wel mogelijke spinoffs te bedenken zoals het leveren van koeling op basis van diep zee-water voor specifieke toepassingen zoals datacenters. See Water Air Conditioning (SWAC) wordt al op enkele plekken in Europa toegepast voor commerciële schaal (ETIP, 2019). Ook is elektriciteit opwekken uit laaggradig restwarmte (40-50 graden Celsius stroom) mogelijk interessanter. Bluerise (2018) hebben de business case uitgewerkt voor de zuid-oostcentrale van Frisia in Harlingen, die positief is als gebruik gemaakt kan worden van subsidieprojecten voor innovatieve projecten zoals de Energie Innovatieplek (EIP) van de Demonstratie Energie Innovatie (DEI).																	
POTENTIEEL																	
Toelichting	Enheid	Hoofdbron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofdbron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5						
	PW/kWh	0	2	from	from	from	from	from	from	from	from						
Energiepotentieel (technisch)	Mj/jaar	Ecofy's 2017	Alibates 2020	from	from	from	from	Alibates 2020	from	from	from						
Energiepotentieel (economisch)	Mj/jaar	Ecofy's 2017	Alibates 2020	from	from	from	from	Alibates 2020	from	from	from						
Mixingspotentieel	Enheid	from	from	from	from	from	from	from	from	from	from						
Tot 2030 wordt het marktpotentiaal (economisch potentieel dat naar verwachting gerealiseerd wordt) door Ecofy's (2017) ingeschat op 0 PJ/jaar.																	
Bluerise schat het economisch haalbaar potentieel in 2030 op 0,57 TWh/jaar (0 PJ/jaar) en 1,55 TWh/jaar in 2050 (5,6 PJ/jaar) in 2030, met de grootste aandelen vindt plaats bij de grotere eilanden, waar de vraag naar elektriciteit ook hoger is: in 2030 10 MW op Curaçao en 30 MW op Aruba en Sint Maarten. In 2050 60 MW op alle drie de eilanden. Op Bonaire wordt 3 MW voorzien in 2030, uitgebreid naar 13 MW in 2050. Op Saba en Sint Eustatius 2 MW in 2050. De potentieel zijn berekend door Alibates op basis van 50% beschikbaarheid (Alibates, 2020).																	
KOSTEN																	
Toelichting	Enheid	Hoofdbron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5	Hoofdbron	Bron 2	Bron 3	Bron 4	Bron 5						
	€/kW	12500	from	from	from	from	12500	from	from	from	from						
Looptijd	€/kW	Bluerise 2018	from	from	from	from	Bluerise 2018	from	from								
Vaste Opex	€/kW/jaar	Bluerise 2018	from	from	from	from	Berekening 4200	17%	25%	IRENA 2014	from						
Variable Opex	Enheid	from	from	from	from	from	from	from	from	from	from						
Nutwaarschuwing	Enheid	from	from	from	from	from	from	from	from	from	from						
LECOE	€/kWh	Bluerise 2018	from	from	from	from	Vega 2010	IRENA 2014	0,25	0,20	from						
Kosten in 2020 zijn gebaseerd op een feasibility study voor een drijvende offshore 10 MW installatie (Bluerise en Topospecter Water, 2014). De investeringskosten bestaan voor 63% uit warmtewisselaars, het offshore platform en de zeevarende pijplijnen. Overige equipment is 17% van de investeringskosten en 20% van de investeringskosten zijn voor transport, installatie en commissieering. Vaste jaarlijkse kosten bestaan voor 49% uit O&M (3% van investeringskosten voor roterende equipment en 2% voor niet-roterende equipment, gemiddeld ongeveer 2,5% van investeringskosten/equipment), 32% verzekering (1-1,5% van investeringskosten) en 19% overige voorzieningen, administratie en management. De LCOE is uitgewerkt op basis van financieringskosten (WACC) van 8%, levensduur van 30 jaar en 95% beschikbaarheid. IEA-OES (2015) rekenen voor een 10 MW installatie met vergelijken kosten: 15.000 \$/kW investeringskosten en 480 \$/kW operationele kosten. IEA-OES (2015) schatten de LCOE echter lager in op 0,35 \$/kWh.																	
<p>Voor 2030 zijn kosteninschattingen van installaties van 35 MW (hoofdbron), 100 MW (substantieel brandbreedte) en 10 MW (bovenkant brandbreedte) gebruikt. Vaste O&M kosten zijn berekend als 4% van de investeringskosten op basis van Bluerise en Topospecter Water, 2014. IEA-OES (2014) schat de O&M kosten lager in: tussen de 1,4% en 2,7% van CAPEX. De LCOE's zijn berekend op basis van een WACC van 8%, levensduur van 30 jaar en 95% beschikbaarheid. IEA-OES (2015) schatten de kosten voor een 100 MW commerciële installatie hoger in met een Capex van 7.000-13.000 \$/kW, operationele kosten van 340-620 \$/kW/jaar en LCOE van 0,15-0,28 \$/kWh.</p> <p>Voor 2050 zijn kosteninschattingen van een grote (1-100 MW) offshore installatie gebruikt, omdat het verwacht wordt dat systemen van dusdanige grootte dan gas gerealiseerd kunnen worden. Kosten van kleinere systemen (10-100 MW) worden vergeleken bij zijn de aangegeven kosten voor 2030, met mogelijk nog wat dalend door leereffecten. De LCOE is berekend op basis van een WACC van 8%, levensduur van 30 jaar en 95% beschikbaarheid.</p> <p>Naast grootte van het systeem zijn kosten afhankelijk van het ontwerp (open of gesloten systeem) en productie van bijproducten zoals zoet water of koudte (IRENA, 2014).</p>																	
ENERGIEPROFIEL																	
Energieprofiel in de tijd		Basissat techniek met een capacity factor van 90-95% (IRENA, 2014).															
Toelichting		De beschikbaarheid van warm en koud zeewater fluctueert net dusdanig dat het de elektriciteitsproductie zal verstoren.															
EXPORTPOTENTIEEL																	
Wereldwijd wordt het potentieel geschat tussen de 3-30 TW of 300 exawatts (EJ) per jaar (Nihous, 2005; Nihous, 2007; Rajagopal & Nihous, 2014; IRENA, 2014). Alibates stelt ook potentieel in het leveren van diensten of onderdelen voor OTEC systemen (Alibates, 2020).																	
Toelichting																	
Interessante tropische gebieden zijn: Caribisch gebied, eilanden in de Pacific, India, west en zuidoost kust van de Amerikaanse continent, en Afrika (met name Mozambique, Comoros, Reünion en Mauritius) (IRENA, 2014). Zelfs vooraf geprojecteerde kosteninschattingen gerealiseerd kunnen worden kan OTEC interessant zijn voor eilanden waar de referentiepijplijn voor elektriciteit bepaald wordt door dieselgeneratoren en boven de 0,30 €/kWh ligt (IRENA, 2014).																	
MOGELIJKE NIET-ENERGETISCHE NEVENEFFECTEN																	
Door Lems-de Jong (2017) is onderzoek gedaan naar oceaanoormring rond Curaçao, de invloeden op de prestatie van een OTEC plant en de invloeden van een OTEC plant op water temperatuur. Er wordt geconcludeerd dat inname van koud en warm water zelfs voor de 100 MW systeem geen invloed heeft op gemiddelde temperatuur, omdat het een zeer kleine hoeveelheid water betreft vergeleken met het volume water dat langs het eilandje stroomt. Het gekoelde water heeft wel een andere temperatuur en dichtheid dan het ingenomen water en de uitlaat van water dient dan op geschrakte hoogte geplaatst te worden om invloed op de omgeving te voorkomen.																	
Er is nog veel onbekend over de ecologische effecten van de OTEC, waardoor additional (lokaal) onderzoek voor vereist is. Rekening moet gehouden worden met o.a. de effecten op de koel, impingement en entrainment (insluiting en aantasting) van zeeleven en de effecten van waterkwaliteit door het gekoelde water (effluent) wat van temperatuur kan verschillen en of het gebate aan voedselstoffen of andere stoffen zoals bioactieve reukstoffen, restanten, sediment en werkstoffen (bijv. ammoniak bij inkleding) kan bevatten dan de omgeving waar het effluent wordt geloosd (IRENA, 2014; Bluerise en Topospecter Water, 2014; Delaires, 2020).																	
Kan gecombineerd worden met toelichting (air-conditioning, district cooling, landbouw kasnen koeling) (IRENA, 2014). Haalbaarheid van het leveren van koeling is afhankelijk van het aantal afnemers, met vele stakeholders erbij betrokken is implementatie minder eenvoudige (IRENA, 2020).																	
Meeroudig gebruik																	
Als bijproduct kan er ook zoet water geproduceerd worden. Bij open systemen gebeurt dit door het verdampen van zeewater, alleen zal dit op kleine schaal zijn door beperkte opschalmogelijkheden van open systemen. Bij alle OTEC systemen is het mogelijk om het koude zeewater te gebruiken om waterdamp uit de lucht te condenseren. OTEC systemen kunnen ook gekoppeld worden aan een ontzouting (omgekeerde osmose) systeem om zoet water te produceren, mogelijk met kosten 2-5 maal dan grootschalige zeewater ontzoutings installaties. (IRENA, 2014; Alibates, 2020).																	
Maatschappelijke en landschappelijke effecten																	
Een voordeel van drijvende systemen vergeleken met systemen op land is op een minder landgebruik (IRENA, 2014).																	
Het meeste materiaal voor een OTEC installatie is nodig voor de zeewater inlaat pijplijn en warmtewisselaars. Voor zeewater inlaat pijplijn meerdere kunnen meerdere materialen geschikt zijn zoals beton, staal, composiet en polyethyleen (HDPE), waardoor er rekening gehouden kan worden met levensduur, materiaalgebruik en mogelijkheden aan het einde van het gebruik. Warmtewisselaars worden doorgaans van titanium gemaakt, waar relatief weinig van beschikbaar is in de gewenste diktes, onder andere door de mogelijkheden om plastics te gebruiken als materiaal voor de warmtewisselaars. (Bluerise en Topospecter Water, 2014; Alibates, 2020)																	
Materiaalgebruik/circulariteit																	
BRONNEN																	
1	IRENA (2014) - Ocean Thermal Energy Conversion: Technology brief																
2	ETIP Ocean (2019) - Powering homes today, powering nations tomorrow: Policy solutions to deliver ocean energy industrial roll-out																
3	Petersen et al. (2020) - Can ocean thermal energy conversion and seawater utilization assist small island developing states? A case study of Kiribati, Pacific Islands Region																
4	Ocean Energy Europe (OE3) (2020) - https://www.oceanenergyeurope.eu/multi-ocean-energy/eotec/ - bezoek op 15-10-2020																
5	Ecofy's (2017) - Overige hernieuwbare energie in Nederland. Een potentieel studie																
6	Alibates (2020) - Interview op 26 juli 2020 naar schriftelijke reactie op concept factsheet																
7	Bluerise (2018) - OTEC systematiek voor restwarmte conversie by Frisia Zuid in Harlingen, https://projecten.topospecterenergie.nl/projecten/otec-systematiek-voor-restwarmte-conversie-by-frisia-zuid-in-harlingen/2008986																
8	Vega (2010) - Economics of Ocean Thermal Energy Conversion. An update																
9	Murphy et al. (2012) - Assessment of Ocean Thermal Energy Conversion																
10	Nihous (2005) - An order of magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion resources																
11	Nihous (2007) - A preliminary assessment of Ocean Thermal Energy Conversion resources																
12	Rajagopal & Nihous (2013) - Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion resources using an ocean thermal circulation model																
13	Delaires (2020) - Interview op 3 juli 2020 naar schriftelijke reactie op concept factsheet																
14	Lems-de Jong (2017) - Ocean current patterns and variability around Curaçao for Ocean Thermal Energy Conversion																