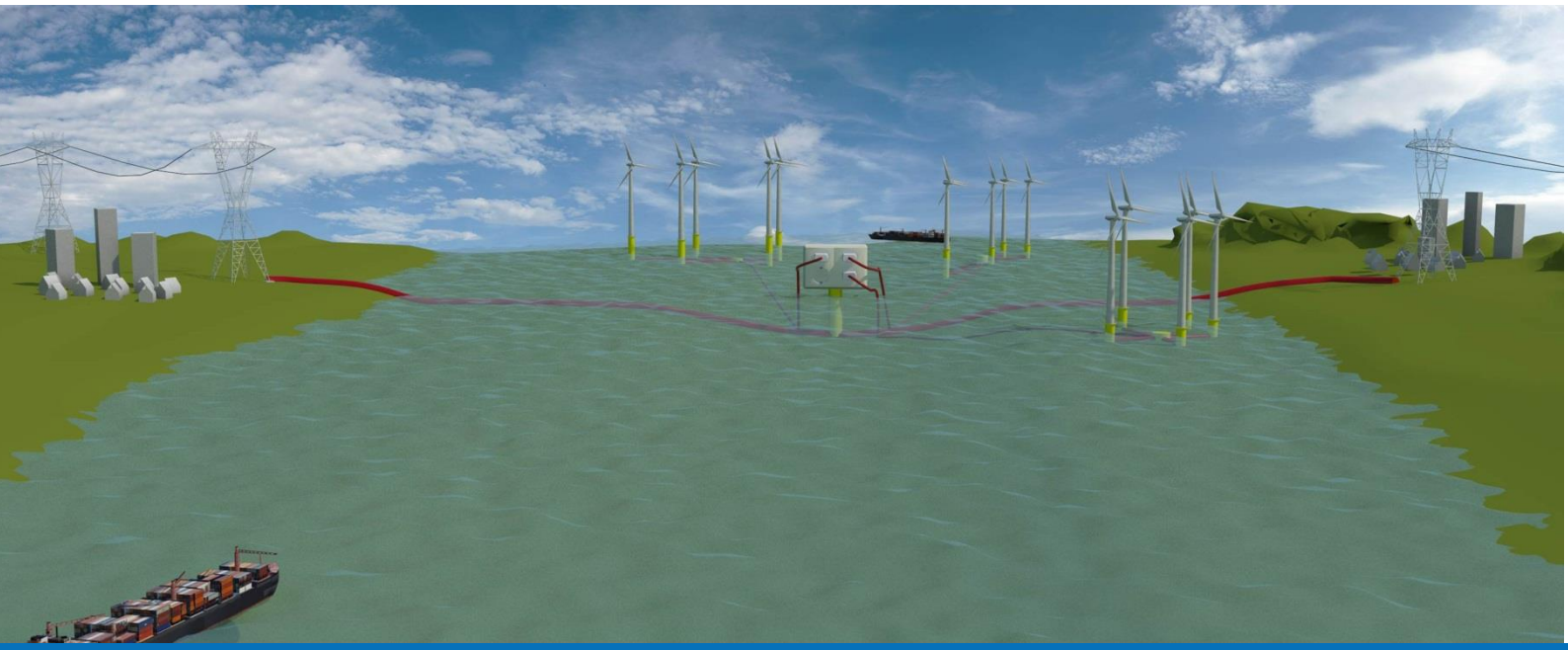


Synergies at Sea - Integrating Offshore Electricity Infrastructure

Samenvattend Overkoepelend Eindrapport

Auteurs: Sweco, Nuon/Vattenfall, ECN, Technische Universiteit Delft, Rijksuniversiteit Groningen, Royal HaskoningDHV, DC Offshore Energy en Energy Solutions
Versie: Definitief, 26 mei 2017

Synergies at sea is een consortium dat de haalbaarheid van een innovatieve elektriciteitsinfrastructuur op de Noordzee onderzoekt. Het consortium onderzoekt technische oplossingen, veranderingen in wet- en regelgeving en nieuwe financieringsmodellen. Het consortium bestaat uit Nuon/Vattenfall, ECN, RoyalHaskoningDHV, Groningen Centrum voor Energierecht van de Rijksuniversiteit Groningen, Technische Universiteit Delft, DC Offshore Energy, Energy Solutions en Sweco, waarbij Sweco (voorheen Grontmij) als penvoerder is opgetreden.

Projectnummer: TKIW01008
Projectperiode: 1 januari 2013 – 31 december 2016

Voorwoord

Het Synergies at Sea project is gestart in januari 2013 en afgerond in December 2016. In het project is onderzocht hoe integratie van de infrastructuur van offshore windparken en offshore interconnectoren kan leiden tot een efficiënte energielevering, betere risk/reward balans en kostenbesparingen. Om de haalbaarheid te onderzoeken is een concrete business case uitgewerkt voor een internationale elektrische connectie tussen windparken in de Noordzee tussen het Verenigd Koninkrijk en Nederland. Daarbij zijn potentiële obstakels en oplossingen in de techniek van het elektriciteitsnetwerk, wet- en regelgeving en financiële structuren onderzocht.

Synergies at Sea bestaat uit de volgende elkaar versterkende sub-projecten (SPs):

- SP1 UK-NL Interconnector: Feasibility and Design study on the Offshore Wind Interconnector
- SP2 New Financial Structures and Products
- SP3 Regulatory Framework
- SP4 Distributed Temperature Sensing
- SP5 Value Engineering

Dit rapport vat de eindresultaten van de vijf sub projecten van Synergies at Sea samen. De afzonderlijke resultaten van elk sub-project zijn in één of meerdere rapporten (Engelstalig) beschreven (zie hoofdstuk 4 Publicaties)

Context project

Het project is uitgevoerd binnen het domein van de Top Sector Energie. De Top Sector Kennis en Innovatie – Wind op Zee (TKI-WoZ) stimuleert onderzoek, innovatie en de implementatieactiviteiten met betrekking tot offshore wind technologie voor de industrie in Nederland (midden- en kleinbedrijf). Het doel (2011) is zowel een effectieve kostenreductie van 40% voor wind op zee als het versterken van de economie in Nederland, zodat de Nederlandse offshore wind sector zijn internationale koploperspositie behoudt. Het project Synergies at sea is onderdeel van de Research & Development (R&D) lijn 3 van TKI-WoZ "Intern elektrisch netwerk en aansluiting op het hoogspanningsnet".

Verkregen subsidie

Het project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, voor het TKI wind op Zee uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Disclaimer

Het standpunt van de auteurs representeert niet noodzakelijkerwijs het standpunt van het Ministerie van Economische Zaken.

Inhoudsopgave

1 PROJECTBESCHRIJVING 5

1.1 AANLEIDING 5
1.2 PROBLEEMSTELLING 5
1.3 DOELSTELLING 6
1.4 KNELPUNTEN EN ONDERZOEKSTHEMA'S 7
1.5 PROJECTSTRUCTUUR (DEELPROJECTEN EN HUN SAMENHANG) 8
1.6 PARTNERS 8
1.7 LINK MET ANDERE LOPENDE PROJECTEN / INITIATIEVEN 9

2 RESULTATEN DEELPROJECTEN 10

2.1 SP1: HAALBAARHEID EN ONTWERP VAN DE VERBINDING TUSSEN NEDERLAND EN HET VERENIGD KONINKRIJK VIA OFFSHORE WINDPARKEN 10
2.1.1 Aanpak 10
2.1.2 Resultaten 11
2.2 SP2 NIEUWE FINANCIËLE STRUCTUREN EN PRODUCTEN 13
2.2.1 Aanpak 13
2.2.2 Resultaten 13
2.3 SP3 WET- EN REGELGEVING 14
2.3.1 Aanpak 14
2.3.2 Resultaten 14
2.4 SP4 TEMPERATUURMONITORING DOOR MIDDEL VAN GLASVEZEL 17
2.4.1 Aanpak 17
2.4.2 Resultaten 17
2.5 SP5 VALUE ENGINEERING 19
2.5.1 Aanpak 19
2.5.2 Resultaten 19

3 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN 20

3.1 CONCLUSIES 20
3.2 AANBEVELINGEN 21
3.3 BIJDRAGE AAN DOELSTELLINGEN SUBSIDIEREGELING 22
3.4 SPIN OFF 23
3.5 PERSPECTIEF VOOR TOEPASSING 23

4 PUBLICATIES 25

1 Projectbeschrijving

1.1 Aanleiding

De Europese lidstaten hebben afspraken gemaakt om CO_2-emissie te reduceren, onder andere door meer energie duurzaam op te wekken. Een van de belangrijke manieren van duurzame energieopwekking is de productie van windenergie op zee. In de afgelopen tien jaar heeft windenergiewinning op zee een aanzienlijk aandeel in de energieproductie verworven. Het aantal offshore windparken en de omvang daarvan groeit snel, vooral in de Noordzee.

Een belangrijke doelstelling is om duurzame energie zo kostenefficiënt mogelijk op te wekken. De Nederlandse overheid heeft in 2011 in de Green Deal als randvoorwaarde voor haar investeringen in windenergie op zee gesteld dat de kosten met 40% moeten worden gereduceerd tussen 2010 en 2020. Hoewel deze doelstelling inmiddels is gehaald, blijft het een uitdaging om de kosten steeds verder te verlagen. Het efficiënt aanleggen van elektrische infrastructuur van windparken, vormt een belangrijke pijler in een verdere kostenreductie. De integratie van elektrische infrastructuur van windparken met die van interconnectoren tussen landen biedt hiervoor kansen.

Een uitdaging bij de integratie van veel duurzame energie in het energienetwerk is dat dit aanbod lastiger te regelen is dan dat van conventionele energieopwekking. Een internationaal verbonden elektriciteitsnetnet maakt dit probleem kleiner, omdat de energie dan makkelijker kan vloeien naar gebieden waar een energie vraag bestaat. Ook de EU spant zich in voor duurzame energiewinning én voor een beter Europees elektriciteitsnetwerk. Het netwerk kan worden versterkt door aanleg van extra interconnectoren. Deze verbindingen maken internationaal transport en handel mogelijk, waardoor vraag en aanbod van (duurzame) energie beter op elkaar kunnen worden afgestemd. Dit biedt kansen voor een reductie in de totale kosten van energie. De Nederlandse Tweede Kamer heeft zich voorstander getoond van koppeling van de Britse en Nederlandse energiemarkt.

1.2 Probleemstelling

In de huidige werkwijze(2013) ontwikkelt elk offshore windpark zijn eigen aansluiting op het vasteland, inclusief kabelinfrastructuur en omvormstations (converters). Interconnectoren voor transport van stroom tussen landen worden apart aangelegd. Het vermoeden bestaat dat het in veel gevallen efficiënter is deze infrastructuur te combineren.

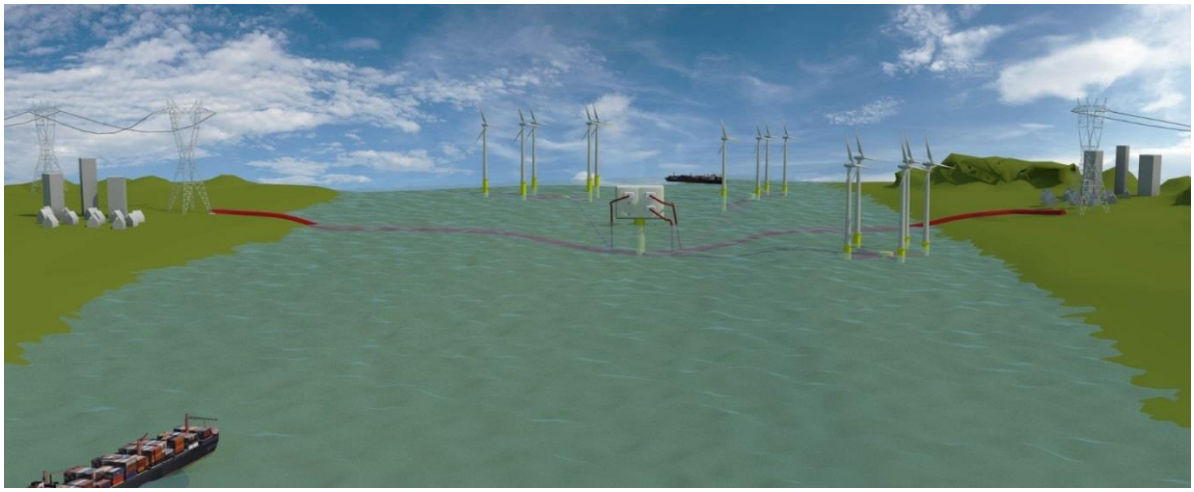
Aanzienlijke kostenbesparingen zouden kunnen worden verkregen door het ontwikkelen van geïntegreerde offshore elektriciteitsnetwerken waarbij windparken aansluiten op nabijgelegen interconnectoren. Dit vermindert de totaal benodigde kabellengte en het aantal benodigde converters. Onderstaande figuur geeft het concept van een dergelijke integrale infrastructuur weer.

De mogelijke voordelen van een windpark-interconnector combinatie zijn[1]:

[1] Zie ook eerdere studies zoals OffshoreGrid en NOrthSeaGrid. Zie ook eerdere studies zoals OffshoreGrid en NOrthSeaGrid. Zie ook eerdere studies zoals OffshoreGrid: www.offshoregrid.eu en NorthSeaGrid: www.northseagrid.info.

1. Reductie van totale kosten van energie (Total cost of energie / TCoE) door lagere investeringskosten voor kabels, omvormers en aansluitingen op het net op land, en lagere operationele kosten door kortere transportroutes, betere systeem-beschikbaarheid, hogere benuttingsgraad, vermijden van kosten van netverzwaring op land en meer flexibiliteit in het offshore transport systeem;
2. Vereenvoudiging van balancering door koppeling van netwerken;
3. Versterken van de (duurzame) elektriciteitsmarkt door het vergroten van de grensoverschrijdende transportcapaciteit;
4. Versterking van de technologische koploperspositie van Europa;
5. Aantrekkelijker maken van de verhouding tussen financieel rendement en risico's voor investeerders.

De vraag rijst in hoeverre dit concept haalbaar is, hoe het in de praktijk ingericht kan worden, wat daarvoor nodig is welke voordelen het daadwerkelijk op zal kunnen leveren.



Figuur 1.1**. Concept van geïntegreerd netwerk van windparken en interconnectoren**

1.3 Doelstelling

Het hoofddoel van deze studie is om te onderzoeken in hoeverre (haalbaarheid) en hoe (conceptueel ontwerp) de kosten van offshore windenergie kunnen worden verlaagd door een interconnector en windparken op zee aan elkaar te koppelen. Daarnaast brengt de studie mogelijkheden voor het verbeteren van het gebruik, de betrouwbaarheid en de beheersbaarheid van deze offshore netwerkinfrastructuur in kaart, om de kosten nog verder terug te dringen. De projectresultaten dienen ertoe om tot generieke conclusies en aanbevelingen te komen ten aanzien van de toepassing van het onderzochte concept om daarmee windproductie op zee en het internationale elektriciteitsnetwerk in Europa te versterken.

Om de mogelijkheden en te nemen hindernissen concreet te maken, worden de haalbaarheid en het ontwerp voor een specifieke casus uitgewerkt. In deze casus benutten we offshore windparken in de Noordzee en bijbehorende netwerkinfrastructuur om de interconnectie-capaciteit tussen het Verenigd Koninkrijk en Nederland te vergroten. De casus vormt als 'proof of concept' een belangrijke stap richting daadwerkelijke realisatie van het concept.

1.4 Knelpunten en onderzoeksthema's

Bij het onderzoek naar de haalbaarheid en het ontwerp hebben we aandacht voor de meerwaarde en kostenreductie, maar ook voor de obstakels voor een effectieve en efficiënte realisatie, waaronder knelpunten in techniek, wet- en regelgeving en financiering. De samenhangende onderzoeksthema's zijn:

1. *Technisch:*
   a. *Netwerk-technologie*. HVDC (High Voltage Direct Current: hoogspannning gelijkstroom) is de meest efficiënte methode om elektriciteit met hogere vermogens over grote afstanden te transporteren. Verder maakt HVDC de koppeling van niet-synchrone elektriciteitsnetten mogelijk. Interconnectoren tussen landen maken gebruik van HVDC technologie. De omzetting tussen HVAC (High Voltage Alternating Current : hoogspanning wisselstroom) en HVDC is kostbaar, terwijl HVDC kabels goedkoper zijn dan HVAC voor vergelijkbare vermogens. Elektriciteitstransport van windparken op zee vindt in verband met de kortere afstanden naar de netaansluiting op land daarom meestal plaats via HVAC.
   b. *Onvoorspelbaarheid verhouding transportvraag vs. - capaciteit*. Onzekerheden in de benodigde vs. beschikbare transportcapaciteit van een gecombineerde interconnector-windpark kabel (door variërend windaanbod) leiden mogelijk tot inefficiënties in het gebruik als interconnector waarbij de capaciteit een dag van te voren wordt geveild. Deze inefficiënties zijn in het project berekend en meegenomen in de opbrengstberekeningen.
   c. *Kennis van de technisch maximale kabelcapaciteit*. Door gebruik te maken van metingen van de momentane temperatuur van de kabel, en het beter te kunnen voorspellen van deze kabeltemperatuur in relatie tot operationele condities kan de infrastructuur beter worden benut.

2. *Financieel-economisch:*
   a. *Meerwaarde en kostenreductie*. De uitdaging is om een zo effectief en efficiënt mogelijk systeem samen te stellen vanuit de verschillende beschikbare technologieën en innovatieve technieken. Uitdaging is om een systeem te ontwikkelen dat maximale waarde (functionaliteit en prestaties) oplevert tegen minimale kosten, door het verkennen van de synergie tussen windparken en interconnectoren.
   b. *Financiering en structurering*. Windparken en interconnectoren worden momenteel door verschillende partijen gefinancierd. Interconnectoren worden gefinancierd en gereguleerd door TSO's (transmissie systeem exploitanten). De grote investeringen zijn niet gemakkelijk te dragen door één entiteit. Ontwikkeling en bouw van windparken op zee vergen ook grote investeringen (door private partijen), die veel relatief onbekende risico's en kansen met zich meebrengen. Nieuwe financiële structuren en producten kunnen deze onzekerheden voor het investeren in offshore elektriciteitsinfrastructuur verkleinen en zo het economisch perspectief (verhouding tussen rendement en risico's) en perceptie van deze sector verbeteren.
   c. *Wet- en regelgeving*. Elk land heeft zijn eigen wettelijke regelingen, die het landelijke elektriciteitsnetwerk en de toegang (van derden) reguleren. Nationale subsidieregelingen zijn momenteel nog wel nodig om windenergieproductie op zee te stimuleren, ook al gaan de ontwikkelingen snel. Ook op EU-niveau is er relevante wet- en regelgeving en beleid, gericht op grensoverschrijdende handel in elektriciteit en ondersteuning van windenergie op zee. Al deze wetten zijn anno 2017 nog niet ingericht op het realiseren van een geïntegreerd

systeem van windparken en interconnectoren, maar ze zijn volop in ontwikkeling. In deze studie is onderzocht welke barrières in de wet- en regelgeving een gecombineerde infrastructuur belemmeren zodat de benodigde aanpassingen kunnen worden meegenomen in toekomstige beleidsvorming.

1.5 Projectstructuur (deelprojecten en hun samenhang)

Het project bestaat uit vijf elkaar versterkende sub-projecten (SP's). SP1 gaat in op de hoofdvraag en vormt daarmee de ruggengraat van het project. De andere SP's dragen bij aan de doelstelling door specifieke onderzoeksthema's uit te werken. De doelstellingen per sub project zijn opgenomen in Tabel 1.1.

Tabel 1.1. Doelstelling per sub-project

Sub Project	Doelstelling
SP1. Haalbaarheids- en ontwerpstudie van de offshore interconnector	Onderzoeken technische, economische en juridische haalbaarheid van een aantal scenario's waarbij de infrastructuur van windparken tussen Nederland en Engeland wordt gebruikt om deze twee landen elektrisch aan elkaar te koppelen (interconnectie – windpark combinatie). In beeld brengen technische en juridische barrières en gewenste ontwikkelingen, en beschrijven economische haalbaarheid van de scenario's vanuit maatschappelijk en private investeerdersperspectief.
SP2. Nieuwe financiële structuren en producten	Verzamelen en ontwikkelen van nieuwe financiële structuren en producten die risico's en beloningen bij de juiste partij neerleggen en de financieringskosten van het windpark en offshore elektriciteitsnetwerk verlagen.
SP3. Wet- en regelgeving	Analyseren van wet- en regelgeving m.b.t. offshore elektriciteitsnetwerken en onderzoeken van juridische mogelijkheden en onmogelijkheden om offshore windparken te verbinden met interconnectoren. Opstellen van aanbevelingen voor een passende wet- en regelgeving op nationaal en Europees niveau.
SP4. Temperatuur-monitoring door middel van glasvezel	Onderzoeken hoe initiële investeringen en operationele kosten van een offshore windpark kunnen worden gereduceerd door het toepassing van gedistribueerde temperatuurmeting over de kabels, waardoor de kabelcapaciteit beter benut kan worden.
SP5. Value Engineering	Analyseren hoe de waarde van het offshore elektriciteitsnetwerk kan worden gemaximaliseerd door integratie van de elementen die in de sub projecten onderzocht zijn.

1.6 Partners

In Tabel 1.2 zijn de partners per sub-project opgenomen.

Tabel 1.2. Partners per sub-project

Sub Project	Deelnemers (sub-projectleider is dikgedrukt)

SP1. Haalbaarheids- en ontwerpstudie van de offshore interconnector	**Vattenfall / NUON** ECN Royal HaskoningDHV TU Delft Groningen University (RUG) DC Offshore Energy
SP2. Nieuwe financiële structuren en producten	**DC Offshore Energy** Sweco Nederland
SP3. Wet- en regelgeving	**RUG** NUON (review) DC Offshore Energy (review)
SP4. Temperatuurmonitoring door middel van glasvezel	**Energy Solutions**
SP5. Value Engineering	**Sweco Nederland**, met input van de project partners

1.7 Link met andere lopende projecten / initiatieven

Synergies at Sea heeft raakvlakken met verschillende andere projecten en initiatieven op Europees en (inter)nationaal niveau. Voorbeelden hiervan zijn:

- North Sea Offshore and Storage Network (NSON) is een initiatief binnen het 'European Energy Research Alliance (EERA) Joint Program Wind' gericht op het transformeren van het energievoorzieningssysteem door onder andere een duurzame en goed gecoördineerde uitbreiding van het netwerk op Europees niveau. Belangrijke partners zijn SINTEF (NO), Univ. of Strathclyde (UK), Fraunhofer IWES (DE), DTU (DK), University College Dublin (IRE) en ECN (NL)[2];
- OffshoreGrid is een technisch-economische onderzoeksproject binnen het Intelligent Energy Europe programma dat in 2011 is afgerond. Het ontwikkelde een integraal perspectief voor een offshore netwerk in Noord-Europa met een passende wet- en regelgeving. Het was gericht op Europese beleidsmakers, industrie, TSO's en wetgevers. Het richt in eerste instantie zich op de regio's rondom de Baltische en Noordzee, het Kanaal en de Ierse zee, en later meer kwalitatief op de Middelandse zee regio;
- Van 2013 tot 2015 werd binnen hetzelfde programma het vervolgproject NorthSeaGrid uitgevoerd. Het richtte zich op het ontwikkelen van praktische oplossingen voor financiële en juridische barrières die de ontwikkeling en realisatie van een Europees offshore electriciteitsnetwerk in de weg staan. Drie concrete case studies werden uitgevoerd;
- Ook in de gecombineerde toepassing van interconnectoren en windparken wordt vooruitgang geboekt. In het Deense Kriegers Flak project in de Baltische zee is een 600 MW offshore windpark gepland dat verbonden is met Denemarken, Duitsland en Zweden (een 'supergrid'). Het heeft als doel om duurzame energie te leveren aan Europese consumenten in meer dan 500.000 huishoudens, de regionale energiemarkten te versterken en de leveringszekerheid te vergroten. Het park zal naar verwachting rond 2018-2010 in werking treden.

[2] Zie http://www.sintef.no/globalassets/project/deepwind2014/presentations/b/korpas_m_sintef.pdf

2 Resultaten deelprojecten

In dit hoofdstuk worden per sub-project de aanpak en de behaalde resultaten beschreven.

2.1 SP1: Haalbaarheid en ontwerp van de verbinding tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk via offshore windparken

Dit sub-project verkent de haalbaarheid van een gecombineerde offshore elektriciteitsinfrastructuur. Sub-project 1 is verdeeld in twee onderdelen. Deel 1 verkent de haalbaarheid (technisch, juridisch[3], sociaal economisch en financieel) van een interconnector tussen Nederland en het VK in combinatie met de aansluiting van één of meerdere windparken op zee. Deel 2 werkt een technisch ontwerp uit, inclusief een viertal kansrijke technieken voor detectie, isolatie en herstel van DC fouten.

2.1.1 Aanpak

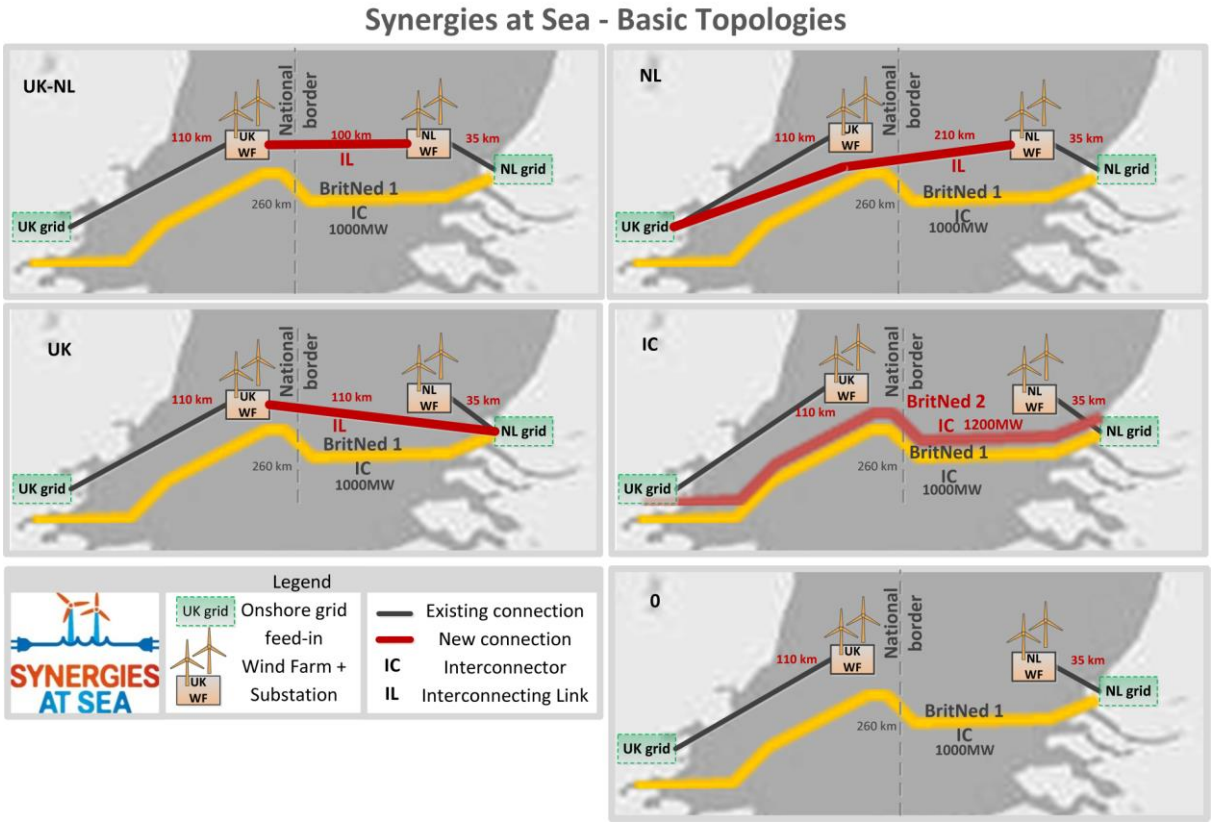
Om de haalbaarheid van geïntegreerde elektriciteitsnetwerken op zee te bepalen zijn vier basisscenario's (zie Figuur 2.1) vergeleken met elkaar en met een nul-scenario, de nu gebruikelijke situatie, waarin de windparken elk direct op het vasteland worden aangesloten zonder koppeling met een interconnector:

- UK+NL: directe koppeling van een windpark in de Nederlandse kustwateren met een windpark in de Engelse kustwateren via een interconnector;
- UK: directe koppeling van het windpark in de Engelse kustwateren met de interconnector, en een losse verbinding van het windpark in de Nederlandse kustwateren met het Nederlandse elektriciteitsnet op land;
- NL: zelfde als voorgaand, maar dan met het Nederlandse windpark gekoppeld aan de interconnector en het Engelse windpark gekoppeld aan het net op land;
- IC: situatie waarbij de interconnector en de windparken elk een eigen aansluiting hebben op nationale elektriciteitsnetwerken op land (de conventionele oplossing).

In het UK+NL scenario wordt de totale kabellengte maximaal gereduceerd, met ca 160 km ten opzichte van het IC-scenario. Qua planning, ontwerp en bedrijfsvoering is het UK+NL scenario echter het meest complex.

De bovengenoemde 4 basisscenario's zijn uitgesplitst in 15 deelscenario's (long list) op basis van windcapaciteit, kabelcapaciteit, kabeltechnologie. Voor alle scenario's zijn we uitgegaan van configuraties die ook beschikbaar zijn in 2020. Voor elk scenario zijn op basis van technische analyses de investeringskosten, energieproductie en -levering en energieverliezen bepaald. Vervolgens zijn in de economische analyse de (extra) kosten en baten van de scenario's met elkaar vergeleken. De kosten van alle onderdelen van deze scenario's zijn geraamd, met uitzondering van de kosten die mogelijk gemaakt moeten worden in de betreffende scenario's om het aansluitende netwerk op het vasteland te versterken. De kosten en baten zijn bepaald zowel vanuit het gezichtspunt van een private investeerder (Netto Contante Waarde) als het gezichtspunt van de maatschappij als geheel (kosten-baten), waaronder consumenten, producenten en de interconnector operators.

[3] Het onderdeel juridische haalbaarheid staat apart beschreven in paragraaf 2.3. Het juridische onderdeel van de haalbaarheidsstudie is gebaseerd op de wetgeving zoals die van kracht was op 1 augustus 2014.



Figuur 2.1. Basisscenario's (de rode lijn geeft de extra kabellengte aan die nodig is voor de interconnectie)

In deel 2 van dit sub-project is het ontwerp van de meest kansrijke scenario's verder uitgewerkt (short list) en geoptimaliseerd. Door modellering is inzicht verkregen in de werking van de state-of-the-art technologie. Ook zijn vier technieken voor detectie, isolatie en herstel van DC (gelijkstroom) fouten onderzocht: 1. Kortsluitbeveiliging aan AC-(wisselstroom) zijde (AC Breakers) , 2) Half-bridge MMCs[4] met afzonderlijke DC kortsluitbeveiliging (DC breakers), 3. Full (H-)bridge MMCs die bestand zijn tegen DC kortsluitingen, en 4. Hybride systemen bestaand uit Half-bridge MMCs offshore en Full-bridge MMCs onshore. In deze hybride systemen zijn geen afzonderlijke DC breakers nodig en worden de kosten voor de offshore MMCs beperkt in vergelijking tot de full-bridge MMCs. Hun toepassingsgebieden, voor- en nadelen zijn in kaart gebracht. Om de converters en foutbeschermings-technieken voor de continuïteit van het netwerk goed op te kunnen nemen in het ontwerp, zijn mathematische modellen ontwikkeld voor alle belangrijke operationele taken van het systeem. De werking van deze modellen is gevalideerd met schaalmodellen op Universiteit Aalborg.

2.1.2 Resultaten

We beschrijven hieronder de resultaten van SP1 op het gebied van de technische en economische haalbaarheid. De juridische haalbaarheid beschrijven we in §2.3.

Technische haalbaarheid

Uit de technische analyse blijkt dat de voorgestelde scenario's technisch haalbaar zijn met de huidige stand van de techniek. Door technische innovaties, zoals schaalvergroting van offshore HVDC converters en regeling en beveiliging van multi-terminal configuraties (MTDC), kunnen de prestaties

[4] Multilevel Modular voltage source Converters, toegepast voor HVDC transmissie.

nog verder worden verbeterd en kostenbesparingen worden gerealiseerd.

In de twee meest kansrijke scenario's wordt HVDC technologie toegepast in een multi-terminal configuratie (MTDC). In deze configuratie met zowel AC/DC converter stations offshore als onshore is alleen Voltage Source Converter (VSC) technologie toepasbaar. Een bijkomend voordeel van de HVDC-VSC technologie ten opzichte van (klassieke) Line Commutated Converter (LCC) stations is dat de VSC stations het vastelandsnetwerk kunnen ondersteunen door bijvoorbeeld controle van voltage en frequentie, en het ondersteunen van een black start.

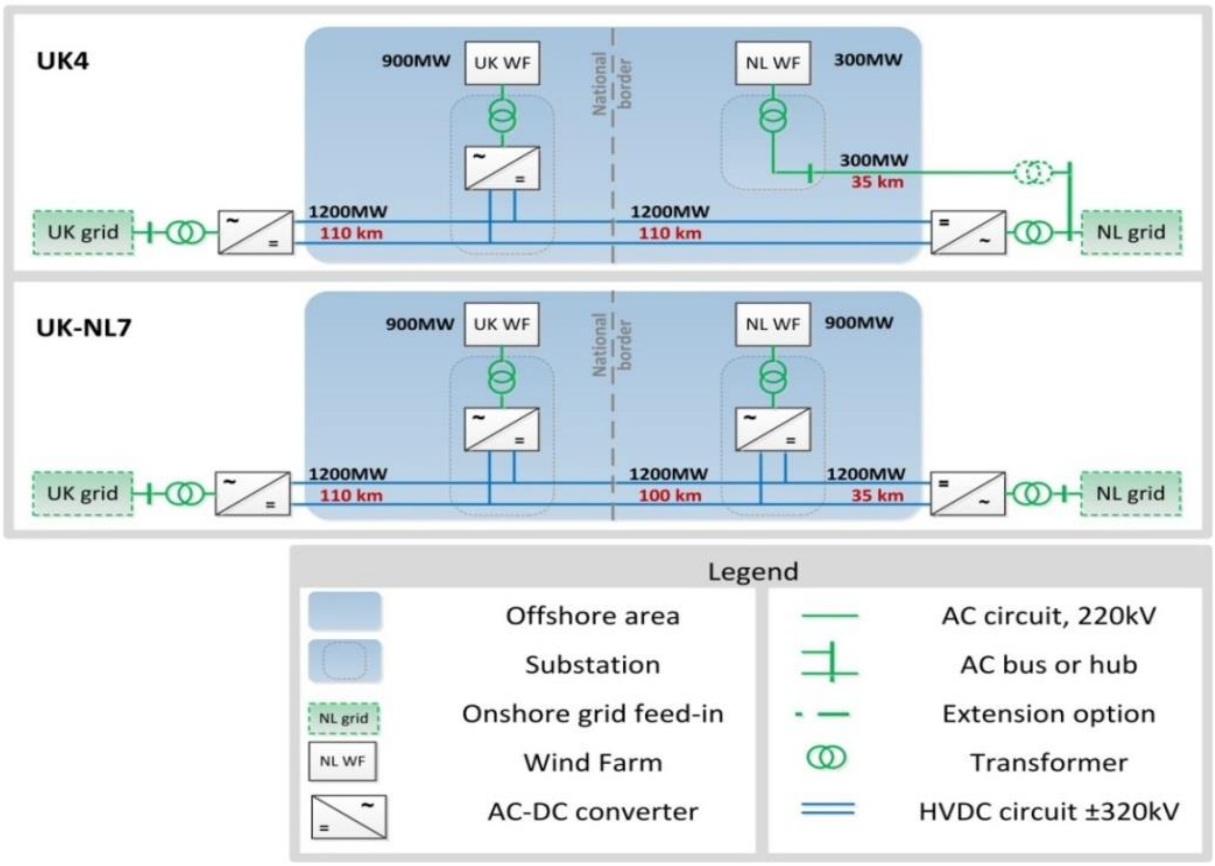
Multilevel Modular Converters (MMC's) hebben verschillende voordelen ten opzichte van 2-level VSC's met als belangrijkste de hogere efficiëntie en de mogelijkheid tot het beveiligen tegen DC kortsluiting (full-bridge MMC). Deze MMCs zijn echter ook complexer in zowel constructie als beheersing. De ontwikkelde mathematische modellen blijken in staat om het gedrag van de verschillende typen netwerken (inclusief verliezen, dynamiek en DC foutbescherming) accuraat te beschrijven. Dit is bevestigd in tests op laboratoriumschaal.

Economische haalbaarheid

Uit de economische analyse blijkt dat zowel vanuit het gezichtspunt van de private investeerder als de maatschappij, een aantal onderzochte scenario's een positieve business case oplevert, wat wil zeggen dat de extra opbrengsten van de elektriciteitshandel tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk ten opzichte van het nul-scenario hoger uitvallen dan de extra kosten voor de verbinding via de windparken. De twee beste scenario's zijn UK-NL7 en UK4 (zie Figuur 2.2). Over de levensduur van de oplossing zijn de extra netto baten vanuit een investeerdersperspectief berekend op 146 (UK-NL7 scenario) tot 285 (UK4 scenario) miljoen Euro en is de Internal Rate of Return in beide scenario's ca 18%. Vanuit maatschappelijk perspectief zijn de baten 119 (UK4) tot 204 (UK-NL7) miljoen Euro. De totale kosten van energie (LCoE) van de aangesloten windparken worden in scenario UK4 met ca 3% en in scenario UK-NL7 met ca 1% gereduceerd, in verband met de hogere beschikbaarheid van het offshore elektriciteitsnet. Mocht één kabelcircuit falen dan kan via de interconnectie de elektriciteit aan het buurland worden geleverd[5].

In de scenario's met een geïntegreerde interconnector worden kostenbesparingen gerealiseerd voor de netaansluiting op land. In die scenario's hoeven de systemen op land minder verzwaard te worden. Omdat deze besparingen moeilijk zijn te kwantificeren zijn deze niet meegenomen, waardoor in de haalbaarheidsstudie de voordelen van de geïntegreerde interconnector conservatief zijn ingeschat.

[5] Deze besparingen zijn berekend voor windparken die dichter bij de kust liggen dan bijvoorbeeld Ijmuiden Ver. Ijmuiden Ver is dus gunstiger gelegen dan de in deze studie geanalyseerde gebieden. De verhouding van de baten van een geïntegreerde oplossing ten opzichte van de kosten zal voor IJmuiden Ver beter zijn.



Figuur 2.2. Economisch meest aantrekkelijke scenario's

2.2 SP2 Nieuwe financiële structuren en producten

2.2.1 Aanpak

SP 2 is er op gericht op structuren en producten te ontwikkelen om de financieringskosten te verlagen door flexibiliteit in te bouwen en financiële risico's en beloningen optimaal te verdelen. Dit verbetert de business case en draagt bij aan het vinden van alternatieve bronnen van financiering en nieuwe investeerders. Het deelproject heeft 3 onderdelen. De eerste twee onderdelen zijn projectfinanciering en nieuwe producten. In het derde onderdeel wordt de flexibiliteit van het geïntegreerde offshore elektriciteitsnetwerk verkend door de business case van de verschillende onderdelen gefaseerd te onderzoeken.

2.2.2 Resultaten

Projectfinanciering past goed bij grote projecten waar eigen vermogen en reguliere bankleningen onvoldoende voor handen zijn (2013 situatie). Bij deze financieringsvorm stappen financiële partijen vroegtijdig in, voor of tijdens de start van de bouw. Voor het betrekken van investeerders is het creëren van een aantrekkelijk project met de juiste verhouding tussen risico en rendement noodzakelijk. Door in het kostenmodel van windparken de interconnectie integraal toe te voegen ontstaat een gecombineerd infrastructureel project waar ook extra inkomsten van de interconnector mee tellen.

In de huidige economische cyclus (2016) van goede leenmogelijkheden (ECB) en vertrouwen in infra projecten zijn bonds, ondanks de nieuwe financiële regels (Basel III), goed mogelijk. Projectontwikkelaars, turbineleveranciers en TSO's (Tennet) geven recent op organisatie- en portefeuilleniveau bonds uit. Op projectniveau en bij gecombineerde infra liggen er kansen. Door grote verschillen in risicoperceptie ligt het door investeerders vereiste rendement voor windparken ca. 4 tot 7 % hoger dan voor interconnectoren. Door combinatie van windpark en interconnector c.q. netaansluiting is voor het windpark een lagere rente te verwachten.

In 'stand alone' oplossingen wordt de capaciteit van de verbindende infrastructuur tussen windparken op zee en het vastelandsnetwerk maar voor ca 50% benut. De resterende 50% zou goed benut kunnen worden voor grensoverschrijdend elektriciteitstransport. De jaarlijkse opbrengst voor grensoverschrijdend elektriciteitstransport is per geïnvesteerde Euro relatief hoog.

Door de aansluiting van de windparken naar het vasteland te benutten voor grensoverschrijdend transport wordt ingeschat dat de totale kosten van de energie (LCoE) additioneel (bovenop de besparingen resulterend uit SP1) met ca 5-15 % kunnen worden gereduceerd, waarvan 2/3^{e} op investeringskosten en 1/3^{e} op operationele kosten. De basis van deze analyse is enkel de berekening van het potentieel van een geoptimaliseerde timing van activiteiten. Verder onderzoek is nodig om een scherpere inschatting te kunnen maken van de additionele kostenreductie dankzij de optimalisatie van de timing van de activiteiten. Na realisatie van de verbindende infrastructuur kunnen nieuwe windparken via een platform relatief eenvoudig worden aangesloten op het transportnetwerk.

2.3 SP3 Wet- en regelgeving

2.3.1 Aanpak

In dit sub-project zijn de nationale en internationale wet- en regelgeving en beleid voor offshore elektriciteitsnetwerken onderzocht. Het onderscheidt zich van eerder en meer abstract onderzoek doordat het zich richt op een concrete casus. Het onderzoek richt zich op de volgende onderzoeksvragen :

1) Hoe ziet het Europees juridische kader en het beleid met betrekking tot het gebruik van hernieuwbare energiebronnen eruit in het kader van Richtlijn 2009/28/EG?
2) Hoe ziet het Europese juridische kader en het beleid ten aanzien van het gebruik van interconnectoren binnen de interne elektriciteitsmarkt eruit?
3) Hoe zien de regimes voor windenergie op zee eruit in Nederland en het Verenigd Koninkrijk?
4) Hoe zien de regimes voor interconnectoren eruit in Nederland en het Verenigd Koninkrijk?
5) Is het juridisch haalbaar om windparken op zee te combineren met onderzeese interconnectoren?

2.3.2 Resultaten

Uit het onderzoek blijkt dat er in de recente jaren positieve ontwikkelingen hebben plaatsgevonden, maar dat er ook nog altijd hindernissen bestaan voor het realiseren van een windpark-interconnector combinatie.

Positieve ontwikkelingen
De eerste positieve ontwikkeling is dat in Nederland recent (2016) het juridisch kader voor windenergie op zee is gewijzigd. Waar voorheen een moratorium van kracht was voor windenergie op zee, is er nu een gewijzigd regime dat gebaseerd is op een systeem van aanbestedingen in combinatie met centrale planning op rijksniveau. Daarbij is TenneT TSO in Nederland aangewezen als de transmissiesysteembeheerder voor netwerken op zee. Concreet betekent dat voor windparkontwikkelaars dat zij rechtszekerheid hebben ten aanzien van het Nederlandse beleid voor netaansluitingen voor de periode tot en met 2023.

De tweede positieve ontwikkeling is dat de betrokken actoren steeds beter met elkaar samenwerken. Deze actoren bestaan uit windparkontwikkelaars, netbeheerders en overheden. Binnen deze driehoek ontstaat een actieve uitwisseling van informatie en standpunten. Partijen zijn zodoende in staat om constructief na te denken over de voor- en nadelen van een windpark-interconnector combinatie.

Knelpunten en oplossingsrichtingen
Het eerste knelpunt is dat de ontwikkeling van windenergie op zee op dit moment een nationale aangelegenheid is. Het zijn de kuststaten die de locaties voor windparken aanwijzen en bepalen op welke manier het windpark ontwikkeld wordt. Daarnaast heeft iedere EU lidstaat een eigen regime voor het subsidiëren van windenergie op zee. Voor de EU rest slechts een coördinerende rol en dus ontbreekt op dit moment de mogelijkheid om een sterk doelgericht Europees beleid ten aanzien van windenergie op zee te formuleren.

Bij het plannen van windparken op zee is het van belang om 'de mogelijkheid tot interconnectie' mee te nemen als beoordeling- en inrichtingscriterium. Op dit moment gebeurt dat niet in de kuststaten en is het zelfs zo dat de wetgeving in Nederland en het Verenigd Koninkrijk de integratie van windparken en interconnectoren nog niet toestaat. Een belangrijke stap voorwaarts is de *Political Declaration on energy cooperation between the North Seas Countries* die in juni van 2016 is ondertekend door België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen en Zweden. Deze verklaring brengt echter nog geen significante wijziging aan in de besluitvormingsstructuur of in het ruimtelijk reserveren van interconnectie mogelijkheden.

Een oplossingsrichting is om de regelgeving op nationaal niveau aan te passen. Voor de onderzochte casus betekent dit dat zowel de Engelse *Electricity Act '89* als de Nederlandse *Elektriciteitswet 1998* aangepast dienen te worden.

Een tweede knelpunt is de verdeelde bevoegdheidsverdeling ten aanzien van de planning en aanleg van interconnectoren. De transmissiesysteembeheerders (TSO's) in Europa hebben de wettelijke taak om interconnectoren aan te leggen[6]. De EU kan door middel van transnationale instituties als ENTSO-E en ACER maar beperkt invloed uitoefenen op het investeringsbeleid van de transmissiesysteembeheerders.

Omdat een herverdeling van bevoegdheden slechts kan geschieden bij verdrag, is de aanbeveling om de recente *Political Declaration on energy cooperation between the North Seas Countries* aan te grijpen om een intensievere samenwerking tussen de Noordzee kuststaten te bewerkstelligen. De tijd is er nu rijp voor. Al in 2010 is in het kader van NSCOGI de wens uitgesproken om meer samen te

[6] Het is voor niet-TSOs niet zonder meer toegestaan om een interconnector aan te leggen of te beheren. Een uitzondering op deze regel is de vrijgestelde interconnector op grond van de art. 17 E-Verordening.

werken. Sinds 2010 zijn er verschillende studies uitgevoerd naar de economische haalbaarheid van de combinatie van windparken en interconnectoren. Daarnaast zijn er nieuwe technologieën ontwikkeld en zijn de kosten voor windenergie op zee sterk gedaald. Tot slot dient ook opgemerkt te worden dat wet- en regelgeving in de onderzochte landen in positieve zin is aangepast om windenergie op zee beter te faciliteren.

Een derde knelpunt is dat er in de Europese regelgeving ten aanzien van interconnectoren op dit moment geen rekening wordt gehouden met de mogelijkheid om interconnectoren met windparken te combineren. Dit probleem speelt in het bijzonder bij de regelgeving over congestiebeheer. In de Europese Verordening over congestiebeheer zijn regels opgenomen om schaarse capaciteit op interconnectoren te verdelen. Het uitgangspunt daarbij is dat de schaarse capaciteit niet alleen op een efficiënte wijze wordt toegewezen, maar ook dat dit gebeurt op een manier waarop de elektriciteitsmarkten zelf optimaal worden geïntegreerd. In de praktijk komt dit erop neer dat bij een toekomstige windpark-interconnector combinatie, de windparkexploitant moet meedoen met de capaciteitsveiling voor de schaarse interconnector capaciteit. Dit is een probleem voor de windparkeigenaar omdat deze op voorhand niet precies de benodigde interconnector capaciteit kan voorspellen. Dit zou betekenen dat de windparkeigenaar een deel van de geproduceerde elektriciteit niet zou kunnen afzetten.

Oplossingen voor dit knelpunt kunnen worden gezocht in het geschikt maken van de wetgeving op Europees niveau voor de realisatie van een windpark-interconnector combinatie. Gezien de aard en doelstelling van de regelgeving ten aanzien van congestiebeheer, lijkt een aanpassing van dit regime in het kader van mogelijke windpark-interconnector combinaties nu opportuun te worden. Dergelijke combinaties worden in de nabije toekomst toepasbaar, waardoor het opstellen van algemeen toepasbare regelgeving wordt gerechtvaardigd[7]. Er is gebleken dat er niet één standaard windpark-interconnector combinatie bestaat (zie SP1). Verschillende situaties van marktkoppeling en windparkontwerpen kunnen aanleiding geven voor uiteenlopende keuzes van verschillende typologieën. Daar moet de wet- en regelgeving rekening mee houden. De resultaten van het onderhavige onderzoek geven aanleiding het beleid en de regelgeving in die zin te heroverwegen.

Een op korte termijn beschikbare oplossingsrichting voor windpark-interconnector combinaties is het verkrijgen van een vrijstelling van de verplichting om congestiebeheer toe te passen. Het huidige vrijstellingsregime is echter (nog) niet geschikt hiervoor. Vrijstellingen kunnen momenteel alleen worden gegeven voor het aanleggen van interconnectoren die noodzakelijk zijn voor het voltooien van de interne elektriciteitsmarkt in de EU. De vraag is welke waarde er wordt gehecht aan de integratie van windenergie op zee in een dergelijk project. Bovendien zijn de eisen voor het verkrijgen van een vrijstelling streng en worden ze ook steeds strenger toegepast door de Europese Commissie.

Door het vrijstellingsregime en de toepassing daarvan aan te passen, kan de mogelijkheid worden gecreëerd om voor ieder potentieel project een op maat gemaakt juridisch kader in te richten. Daarbij moet niet alleen worden gedacht aan de toepassing van de regels van congestiebeheer, maar ook aan afwijkende afspraken over welke partij (of partijen) de infrastructuur mag ontwikkelen en in eigendom mag hebben. Voorts is het nodig regels ten aanzien van subsidieverstrekking aan te passen.

[7] In de opbrengstberekeningen van SP1 is hierop vooruitgelopen door uit te gaan van een situatie waarin de interconnector capaciteit ten allen tijden wordt teruggeregeld in geval van congestie. De intra-day rehatchkosten zijn meegenomen in deze berekening.

2.4 SP4 Temperatuurmonitoring door middel van glasvezel

2.4.1 Aanpak

Dit sub-project onderzoekt hoe het meten van de temperatuur over de lengte van een kabel en prognoses van windproductie kunnen worden gebruikt om de initiële investeringskosten en de operationele kosten van de elektriciteitsinfrastructuur van windparken te verminderen. Daarvoor zijn drie softwaremodules ontwikkeld.

De eerste module berekent de kabeltemperatuur op basis van de daadwerkelijke belasting van (of stroom door) de kabel. Deze module wordt gebruikt om de maximaal toegestane belasting van de kabel te berekenen en maakt gebruik van Real Time Thermal Rating (RTTR) berekeningen. Om de correcte werking hiervan aan te tonen, is het temperatuurverloop in de export kabels van twee windmolenparken op zee gemeten met een geïntegreerde optische glasvezelkabel. Eén windpark is verbonden met het vasteland via een 55 km lange 150 kV kabel en de andere via een 45 km lange 220 kV verbinding. Om het verband tussen belasting en de temperatuur vast te kunnen stellen, is tegelijkertijd de stroom door de kabels gemeten. De metingen zijn uitgevoerd gedurende ongeveer 1 maand. Tijdens deze periode is enkele malen een hoge belasting opgetreden, waardoor er een goede analyse gemaakt kon worden van de opwarming en afkoeling van de kabel.

De tweede module kan in combinatie met de eerste module gebruikt worden om de kabelbelasting en kabeltemperatuur te voorspellen op basis van de weervoorspelling en verwachte windenergie-productie. Zo kan van tevoren worden ingeschat of de beschikbare kabelcapaciteit voldoende is om de verwachte stroom te transporteren. Deze module is met name toepasbaar voor windparken met meerdere kabelverbindingen waarvan 1 kabel tijdelijk buiten gebruik is door falen of onderhoud.

De derde module berekent de actuele gronddekking op een kabel op de zeebodem, door de gemeten snelheid van de temperatuursverandering van de kabel te vergelijken met de verwachte verandersnelheid op grond van het type kabel en omgevingsfactoren. De module kan worden gebruikt om te bepalen of een kabel te weinig gronddekking (risico op blootstelling) of te veel dekking (risico op oververhitting) heeft. Met deze software kunnen jaarlijkse survey kosten om de daadwerkelijke gronddekking te meten worden beperkt.

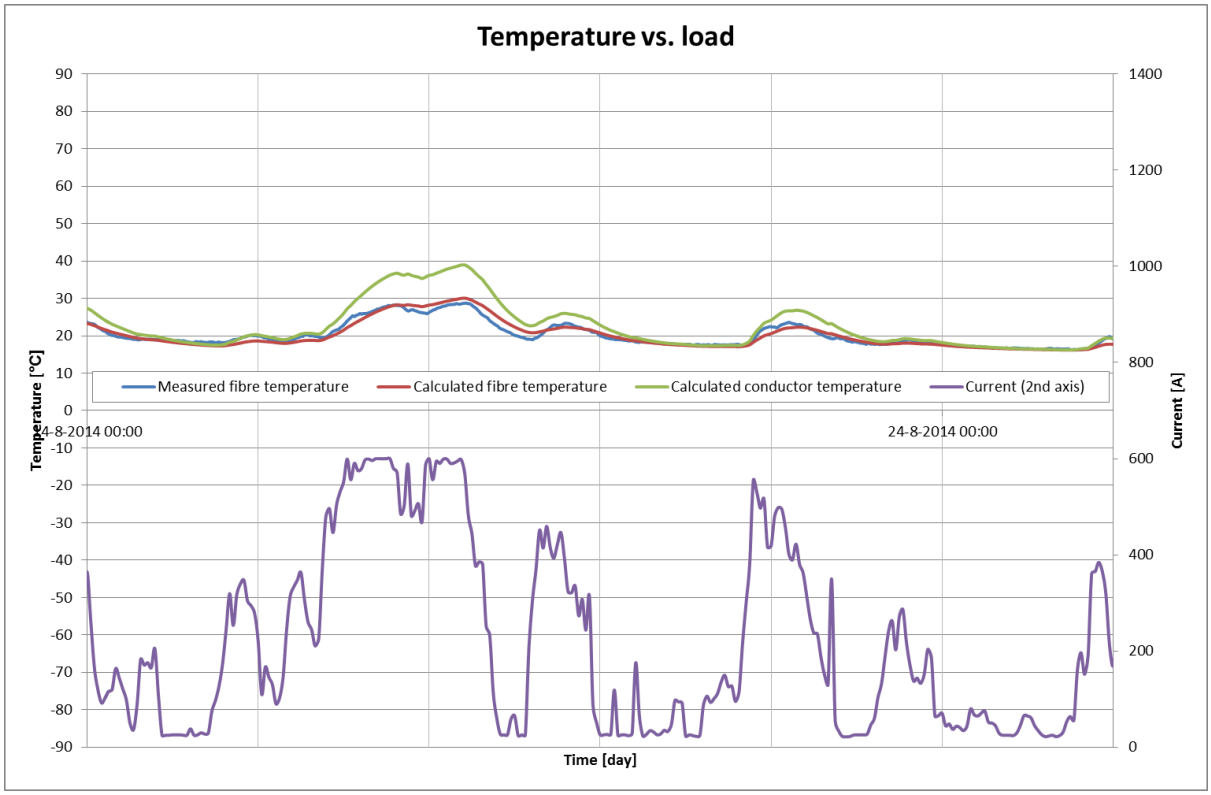
2.4.2 Resultaten

De rekenmodules zijn ontwikkeld en voor zover mogelijk getest. Module 1 is helemaal gereed. Aangetoond is dat deze module met het RTTR-model accuraat de kabeltemperatuur kan bepalen (+/- 2 °C) op basis van de stroom door de kabel. Bij lagere belastingen wordt een hogere nauwkeurigheid bereikt, zoals te zien is in onderstaande figuur waarbij de gemeten en berekende glasvezel-temperatuur een verschil van minder dan één graad hebben.

Module 2 is ook operationeel. De accuraatheid en praktische toepasbaarheid van deze module hangt vooral af van de betrouwbaarheid van de windvoorspellingen. De accuraatheid van de module kan nog worden aangescherpt met behulp van meetgegevens van de energieproductie van individuele turbines in relatie tot gemeten windrichting en windsnelheid.

Module 3 werkt naar verwachting wanneer gesimuleerde[8] waarden als input worden gehanteerd. Vanwege vertraging in het demonstratieproject in België, waarin de module in de praktijk zou worden getest, kan de correcte werking pas in 2017 volledig worden aangetoond.

De module is wel getest op de theoretische nauwkeurigheid. Hierbij is onafhankelijk van de module een temperatuurprofiel gegenereerd op basis van een belastingpatroon. Deze is vervolgens in de software ingevoerd. De module wist hierbij de veranderende liggingsdiepte met een nauwkeurigheid van enkele centimeters te bepalen. In de praktijk zal dit iets lager liggen, vanwege de nauwkeurigheid van het glasvezelmeetsysteem en enkele kleine afwijkingen in de gebruikte kabel- en omgevingsparameters. Het theoretische resultaat toont echter wel de potentie van de module.



Figuur 2.3. Voorbeeld gemeten vs. berekende temperatuur

De resultaten van dit sub project dragen bij aan een reductie van de totale kosten van energie. Door het ontwerpen van de export kabelverbindingen op basis van dynamische belastbaarheid kan een kabel naar verwachting gemiddeld één kwadraat kleiner gekozen. Dit levert een kostenreductie van ca. 10% van de kabelkosten op. Deze manier van ontwerpen wordt anno 2017 overigens al in de markt toegepast.

[8] Door een separaat rekenmodel zijn er glasvezeltemperaturen gegenereerd waarbij de liggingsdiepte van de kabel varieert. Deze gegevens zijn als gesimuleerde waarde in het rekenmodel als input waarde ingevoerd.

Ook de onderhoudskosten kunnen worden gereduceerd. Het online monitoren van de liggingsdiepte van de kabel voorkomt dat er jaarlijkse survey's uitgevoerd hoeven te worden. De frequentie kan op termijn naar ca. eens per 5 jaar worden gebracht, een kostenreductie van 80% van de survey kosten.

2.5 SP5 Value Engineering

2.5.1 Aanpak

Value Engineering (VE) is ingezet als een strategische methode om de waarde (qua functionaliteit en prestaties) van het project te maximaliseren tegen minimale kosten. De waarde is gemaximaliseerd door de sub projecten te integreren met behulp van de kennis en expertise van alle partners. Deze is bij elkaar gebracht in gezamenlijke VE sessies en door analyse van de deelrapporten. Daarbij is gekeken naar technische, economische en juridische factoren.

2.5.2 Resultaten

De resultaten van SP5 zijn concluderend van aard en zijn daarom beschreven in §3.1.

3 Conclusies en aanbevelingen

3.1 Conclusies

Ten aanzien van de haalbaarheid van een geïntegreerde elektriciteitsinfrastructuur voor de aansluiting van offshore windparken en interconnectoren leiden de sub projecten tot de volgende conclusies op technisch, financieel-economisch en juridisch vlak.

***Technisch*:**

- Het is op dit moment technisch haalbaar om geïntegreerde voor de aansluiting van offshore windparken en interconnectoren elektriciteitsinfrastructuur aan te leggen.
- Wanneer een windpark 'stand-alone' op het vasteland wordt aangesloten, wordt capaciteit van de infrastructuur door wisselende windproductie jaargemiddeld voor slechts ca. 50% benut. Door combinatie met een interconnector neemt de gemiddelde benutting aanzienlijk toe, afhankelijk van de gekozen configuratie en nominale vermogens.
- De totale kabellengte benodigd voor een windpark-interconnector combinatie is kleiner dan de totale kabellengte van twee gescheiden systemen. Ook is er bij een gecombineerde oplossing minder aansluitvermogen op het vasteland nodig;
- Het systeemontwerp voor een windpark – interconnector combinatie kan worden vormgegeven met Multilevel Modular Converters (MMC's) in een multi-terminal DC (MTDC) netwerk. De benodigde technologie voor deze infrastructuur de markt (gecombineerde HVAC en HVDC netwerken tot 900 MW) of is dicht bij implementatie (grotere HVDC offshore connecties en kleine multi-terminal HVDC netwerken);
- Verdere technologische ontwikkelingen leiden tot lagere kosten voor aanleg, gebruik en onderhoud van de infrastructuur;
- Door de temperatuur in elektriciteitskabels op de zeebodem te meten, kunnen miljoenen worden bespaard door een kleinere dimensionering van kabels en een lagere frequente van surveys naar de gronddekking op de kabel.

***Financieel-economisch*:**

- Zowel vanuit het oogpunt van private investeerders als vanuit het oogpunt van de maatschappij als geheel, is een gecombineerde elektriciteitsinfrastructuur op zee aantrekkelijk. Dit geldt voor specifieke combinaties van windparken en interconnectoren;
- Van de onderzochte scenario's zijn de twee meest aantrekkelijke manieren van het combineren van windparken en interconnectoren tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk een HVDC verbinding tussen een 900 MW windpark in de Britse kustwateren en het Nederlandse netwerk (UK4) en een HVDC verbinding tussen een Brits en een Nederlands 900 MW windpark met elk een eigen aansluiting op het vasteland (UK-NL7);
- De extra netto baten van deze combinaties ten opzichte van de aanleg van losstaande windparken zijn orde grootte 100-300 miljoen over de levensduur van de oplossing;
- De totale kosten van energie (LCoE) kunnen door de integratie van windparken en interconnectoren significant worden gereduceerd met ca. 1-3% dankzij de hogere beschikbaarheid van het offshore net. Dit percentage neemt wanneer de te verbinden windparken verder uit de kust liggen.

- Een aanvullende kostenreductie van 5-15% van de totale kosten van energie kan volgens de Real Options analyse worden behaald door optimalisatie van de timing van de activiteiten. Gezien de omvang en bandbreedte van deze bijdrage is verder onderzoek te adviseren.
- Door het samenstellen van gebalanceerde portefeuilles van groene en rijpe projecten waarin windparken en kabelprojecten (interconnector en net) worden gecombineerd kunnen Noordzeelanden elkaar versteken en nog aantrekkelijker zijn voor Europese en internationale investeerders.

Juridisch:

- Ondanks een aantal recente ontwikkelingen, vormt de huidige wet- en regelgeving nog altijd een barrière voor de realisatie van gecombineerde windpark-aansluitingen en interconnectoren. Knelpunten zijn:
- Nationale wetgeving en subsidieprogramma's voor duurzame energieproductie in Nederland en het Verenigd Koninkrijk staan de integratie van windparken en interconnectoren nog niet toe. Om in aanmerking te komen voor subsidie moet de stroom eerst in het eigen land worden ingevoerd, voor het naar een ander land geëxporteerd mag worden;
- De Europese wetgeving over interconnectoren houdt nog geen rekening met integratie van windparken. Met name de huidige regels voor congestiebeheer zouden tot aanzienlijke schade voor de operators van windparken kunnen leiden. Dit vormt een grote barrière voor de realisatie van gecombineerde oplossingen;
- De bevoegdheid ten aanzien van interconnectoren is toegewezen aan de nationale transmissiesysteembeheerders (TSO's). Een gezamenlijke integrale planning vergt daardoor bilateraal gezamenlijk initiatief.

Samenvattend is de combinatie van elektriciteitsinfrastructuur van windparken en interconnectoren technisch haalbaar en interessant vanuit financieel—economisch oogpunt. Pas na het opheffen van juridische barrières kan het SAS concept een vlucht nemen en worden verdere technologische ontwikkeling gestimuleerd.

3.2 Aanbevelingen

Het is allereerst van belang om bij plannen voor ontwikkeling van offshore windparken een geïntegreerde offshore elektriciteitsinfrastructuur als volwaardig alternatief mee te nemen in de ontwerp- en ontwikkelfase. Kansen voor integratie bestaan slechts tot het moment waarop de ontwerpuitgangspunten voor het offshore windpark, sub stations en kabeltracé zijn bepaald. Aanpassingen in een later stadium brengen namelijk hoge kosten met zich mee. Hersteloplossingen in een latere fase zijn vaak technisch en financieel zeer onaantrekkelijk of zelfs onmogelijk. Daarom bevelen we aan de volgende stappen te zetten om toe te werken naar een geïntegreerd offshore elektriciteitsnetwerk:

- Onderzoek de kansrijkheid van toekomstige grensoverschrijdende connecties tussen alle nog te ontwikkelen windparken, met een focus op de windparken die op de korte termijn gepland staan. Verken de haalbaarheid van de kansrijke links door onder andere een kosten-baten analyse en stakeholder- en belangenanalyse, gevolgd dooreen analyse van prikkels en barrières;
  - Naast verbindingen tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk raden we aan om in elk geval ook verbindingen tussen Nederland en Duitsland te onderzoeken;

- Organiseer pilot projecten om nieuwe wetgeving te ontwikkelen en de werking ervan te demonstreren;
- Breng onderzoek, ontwikkeling en demonstratie activiteiten (RD&D) op nationaal, bilateraal en Europees niveau in lijn met elkaar om de barrières te slechten en een lange termijn planning, ontwikkeling en innovatie te ondersteunen;
- Voor kansrijke verbindingen adviseren we om de (ruimtelijke) mogelijkheid in te bouwen om toekomstige windparken te verbinden met een bestaande of nieuwe interconnector; NB. In Nederland kan het Ministerie van Economische Zaken deze mogelijkheid verplicht stellen bij de kavelvoorwaarden;
- Richt subsidieprogramma's voor offshore wind energie zo in dat het irrelevant wordt voor de eigenaren en exploitanten van windparken welk deel van de gegenereerde stroom aan welk land wordt geleverd.
- Indien er belangenconflicten ontstaan, ontwikkel verreken-mechanismen om negatieve economische effecten door oneerlijk verdeelde kosten en baten tussen EU lidstaten te compenseren. Bijvoorbeeld een follow-up van het Inter-TSO Compensatie Mechanisme;
- Verdere technologische ontwikkeling van HVDC oplossingen zijn noodzakelijk om meer volwassen en kosteneffectieve oplossingen te ontwikkelen, zoals:
  - Standaardisatie van HVDC technologie i.v.m. de toekomstige compatibiliteit van systemen;
  - Controle en bescherming van (multi-terminal) HVDC;
  - Opschalen van offshore HVDC platform en kabel capaciteit

Juridische knelpunten vormen nu nog een barrière voor de implementatie van een gecombineerde oplossing van windparken en interconnectoren. Mogelijke oplossingen om de knelpunten op te lossen en de ontwikkeling van geïntegreerde oplossingen mogelijk te maken zijn:

- Pas de regelgeving op nationaal niveau aan zodat de combinatie van windparken en interconnectoren mogelijk wordt gemaakt. Voor het pilotgebied betekent dit dat zowel de Engelse *Electricity Act '89* als de *Nederlandse Elektriciteitswet 1998* aangepast dienen te worden. Deze actie is strikt noodzakelijk en meest urgent;
  - Maak de wetgeving op Europees niveau geschikt voor de realisatie van een windpark-interconnector combinatie door een flexibilisering van het vrijstellingsregime. Zo kan voor ieder potentieel project een op maat gemaakt juridisch kader worden ingericht. Deze actie kan parallel worden uitgevoerd en is behulpzaam maar niet strikt noodzakelijk.
  - Pas Europese wet- en regelgeving zo aan dat het een gecoördineerde planning van het offshore elektriciteitsnetwerk faciliteert. Hiervoor kan het kader van de *Political Declaration on energy cooperation between the North Seas Countries* worden benut. Zo kan de keuze voor gebieden waar windparken worden ontwikkeld tussen lidstaten worden afgestemd, rekening houdende met de ontwikkeling van interconnectoren. Dit moet uiteindelijk bijdragen aan concrete initiatieven die de capaciteit en flexibiliteit van het netwerk vergroten;

3.3 Bijdrage aan doelstellingen subsidieregeling

Het project heeft een positieve business case aan het licht gebracht voor de integratie van offshore windparken en interconnectoren. De voorgestelde waardemaximalisatie en maatschappelijke kostenbesparingen dragen bij aan het versterken van duurzame windenergiewinning op zee. Het project heeft bijdragen aan het versterken van de kennis(koploper)positie van Nederland en Europa

op het gebied van wind op zee. De aangetoonde business case, geïdentificeerde juridische knelpunten en kansen voor technologische innovatie brengen de daadwerkelijke uitvoering een stap dichter bij.

3.4 Spin off

Het project heeft de mogelijkheid geboden om elektrische modellen en ontwerptools te combineren met marktsimulaties van de impact van windenergieproductie en grensoverschrijdend elektriciteitstransport. Elektrische verliezen kunnen nu worden meegenomen in marktmodellen. Inzichten uit het project zijn door ECN meegenomen in het EU KP7 project IRPWIND (WP 8.2) dat het effect laat zien van fouten in de windproductie-voorspelling en de baten van het delen van voorspellingsdata en real-time productiedata tussen exploitanten van windparken en elektriciteitsnetwerken.

Op verzoek van Provincie Groningen heeft ECN een soortgelijke studie uitgevoerd naar regionale netwerkoplossingen. Deze studie laat zien dat de ontwikkelde scenario's en de analysemethode ook in andere situaties toepasbaar zijn.

Het SAS project heeft ook bijgedragen aan het vergroten van de kennis over regulering van energieactiviteiten in de Noordzee. Vanuit deze kennis heeft de RUG kunnen meedoen aan verschillende nationale en internationale onderzoeksaanvragen. Inmiddels is de RUG ook betrokken bij een Horizon 2020 project dat betrekking heeft op de ontwikkeling van een 'Offshore Grid in the Northern Sea' (Promotion). Dit onderzoek bouwt voort op het SAS project en eerder onderzoek uitgevoerd in het kader van het NWO programma Energietransitie.

De kennis die in dit project is opgedaan is tot slot ingebracht in diverse overleggen met EZ en TenneT (via NWEA) over de toekomstige ontwikkeling van een net op zee (zie bijvoorbeeld de animatie op https://vimeo.com/199825983 . Het project heeft sterk bijgedragen aan de belangstelling voor – en daadwerkelijke implementatie van - innovatie gecombineerde electriciteitsinfrastructuur (zie volgende paragraaf). Ook de zichtbaarheid van de partners in het domein van offshore netwerkontwikkeling is verbeterd.

3.5 Perspectief voor toepassing

Hoewel met betrekking tot kostenbesparingen voor windparken op zee al veel is bereikt met de laatste twee inschrijvingen voor windparken bij Borssele (2016), zijn de resultaten van SAS zijn nog steeds van belang om de besparingen op de lange termijn structureel verder te laten toenemen. Als de besparingen vergroot kunnen worden kan windenergie op zee volledig concurrerend worden met energiewinning uit fossiele brandstoffen. Het brengt pariteit met grijze stroom dichterbij. Dit draagt bij aan zowel de EU klimaat en energie doelen voor 2030 als de CO2 reductie doelen voor 2050.

Geïntegreerde oplossingen zijn momenteel nog niet opgenomen in de plannen voor windparken in Nederland en het Verenigd Koninkrijk. De plannen in Nederland zijn bovendien nu nog sterk gericht op het ontwikkelen van windparken dicht bij de kust, waar vanuit financieel perspectief geïntegreerde oplossingen relatief minder interessant zijn. Pas na 2023 worden er windparken

verder van de kust gepland, waarbij een geïntegreerde oplossing economisch zeer interessant is voor investeerders en de maatschappij. Om de gecombineerde ontwikkeling van infrastructuur vanaf 2023 mogelijk te maken, moet de wet- en regelgeving uiterlijk in 2019 zijn aangepast. Om dat mogelijk te maken moet de beslissing voor deze beleidsaanpassing aanpassing in 2017 al genomen worden. Daarmee kunnen ook energieproducenten, TSOs, overheden en toeleveranciers zich gaan voorbereiden.

De resultaten van SAS zijn in lijn met TenneT's recentelijk gepubliceerde 'Hub en Spoke' visie (met inbegrip van een eiland (hub) in het midden van de Noordzee) en met de politieke verklaring van negen landen rond de Noordzee om nauw samen te werken aan het bouwen van meer offshore windparken.

4 Publicaties

Rapporten

1. Nuon/Vattenfall, ECN, Delft University of Technology, University of Groningen, Royal HaskoningDHV and DC Offshore Energy, *Synergies at Sea - Feasibility of a combined infrastructure for offshore wind and interconnection*, Final report, 21 September 2016.
2. ECN, TU Delft, *Synergies at Sea - Sub project 1 - Phase 2: Design study of a combined infrastructure for offshore wind and interconnection,* ECN-O-16-052, Final report, 7 December 2016
3. Grontmij, *Synergies at Sea - Sub project 2 – Financial structures,* Final report workstream 3, 2 July 2015
4. DC Offshore Energy, *Synergies at Sea - Sub project 2 – New financial structures and products: Noordzee Bonds,* Final report workstream 2, 8 June 2017
5. RUG, *Synergies at Sea - Sub project 3,* Final report, 2 December 2016
6. Energy Solutions BV, *Synergies at Sea - Sub project 4 – Distributed temperature sensing DTS measurement and ampacity calculations,* Final report phase 1, Confidential, 2016
7. Energy Solutions BV, *Synergies at Sea - Sub project 4 – Distributed temperature sensing DTS measurement and ampacity calculations,* Final report phase 2 and 3, Confidential, 2016
8. Sweco, *Synergies at Sea – Sub project 6 – Value Engineering*, Final report, 19 December 2016.

Wetenschappelijke artikelen

1. E. Kontos, R. Teixeira Pinto, C. Restrepo Patinho, P. Bauer, “Interconnection of Offshore Wind Farms with two Asynchronous Grids in a Multi-terminal Network”, in IEEE Benelux Young Researchers Symposium (YRS 2014), Ghent, Belgium.
2. E. Kontos, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, E. Wiggelinkhuizen, “Multi-terminal Network Options for the Interconnection of Offshore Wind Farms: A Case Study Between Britain and the Netherlands”, in 16th International Power Electronics and Motion Control Conference And Exposition (PEMC), 2014 IEEE, Antalya, Turkey.
3. E. Kontos, S. Rodrigues, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “Limiting Reactor Size Optimization for DC Fault Protection in Multi-terminal HVDC Networks”, in Energy Conversion Congress And Exposition (ECCE), 2014 IEEE, Pittsburgh, PA, USA.
4. Accepted Conference Paper: E. Kontos, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “Effect of Power Flow Control Methods on the DC Fault Response of Multi-terminal DC Networks”, in Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE, Dallas, TX, USA.
5. E. Kontos, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “Providing dc fault ride-through capability to H-bridge MMC-based HVDC networks”, in Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015 9th International Conference on, Seoul, Korea.
6. A. Papadopoulos, S. Rodrigues, E. Kontos, T. Todorcevic, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “A fast steady-state loss model of a modular multilevel converter for optimization purposes”, in Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015 9th International Conference on, Seoul, Korea.

7. E. Kontos, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “Fast DC fault Recovery Technique for H-bridge MMC-based HVDC Networks", in Energy Conversion Congress And Exposition (ECCE), 2015 IEEE, Montreal, Quebec, Canada.
8. Submitted Journal Paper: E. Kontos, R. Teixeira Pinto, S. Rodrigues, P.Bauer, “Providing dc fault ride-through capability to H-bridge MMC-based HVDC networks”, in Industrial Applications, IEEE Transactions on.
9. E. Kontos, R. Teixeira Pinto, P. Bauer, “Improving the DC fault response of H-bridge MMC-based HVDC Networks”, in Cigre Session 2016, Paris, France, B4-119.
10. E. Kontos and P. Bauer, "Analytical model of MMC-based multi-terminal HVDC grid for normal and DC fault operation," 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), Hefei, 2016, pp. 3613-3620.
11. S. Rodrigues, A. Papadopoulos, E. Kontos, T. Todorcevic and P. Bauer, "Steady-State Loss Model of Half-Bridge Modular Multilevel Converters," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, no. 3, pp. 2415-2425, May-June 2016.
12. Submitted Journal Paper: E. Kontos, G. Tsolaridis, S. Chaudhari, P. Bauer, R. Teodorescu, “Internal Balance and Low-Voltage-Ride-Through of Modular Multilevel Converter STATCOM Under Grid Disturbances”.
13. J.C.W. Gazendam, ‘Weer een frisse bries voor windenergie op zee’, NTE 2014, nr. 5/6
14. J.C.W. Gazendam, H.K. Müller LL.M en prof. mr. dr. M.M. Roggenkamp, ‘Elektriciteitsnetwerken op zee onder STROOM’, NTE 2015, nr. ¾

Overig

- Presentatie tussenresultaten sub project 1, Martin Ars als keynote spreker op de Offshore Wind Conferentie, Amsterdam RAI, 12 oktober 2015
- Posterpresentatie concept Sub Project 1, EWEA Offshore conferentie, 2013
- Posterpresentatie resultaten Sub Project 1, EWEA Offshore conferentie, maart 2015, Kopenhagen
- Presentatie voorlopige resultaten NUON , door Joris Gazendam (RUG), NSCOGI conferentie, Oostende, 23 Oktober 2015
- Presentatie resultaten en inzichten, Martin Ars, NWEA winddagen conferentie, 15 juni 2016.
- Continue communicatie met NWEA als input voor consultatie van de aangepaste elektriciteits- en gaswet STROOM door het Ministerie van Economische Zaken
- Presentatie resultaten aan TenneT (2014 en 2016) t.b.v. hun toekomstige plannen voor het offshore netwerk
- Rapport Sub Project 1 gedeeld met TenneT t.b.v. commentaar, 2016
- Voorlopig rapport Sub Project 1 gedeeld met ABB, Alstom, Siemens voor commentaar, 2014
- Presentatie Minos Kontos “HVDC protection: State-of-the-art and Challenges” op “EMVT Dutch Power Matchmakingsbijeenkomst ‘Beveiligen in gelijkstroomnetten’”, november 2015
- Presentatie van ECN (Josco Kester) op de Wind Integration Workshop, 12 nov. 2014, Berlijn