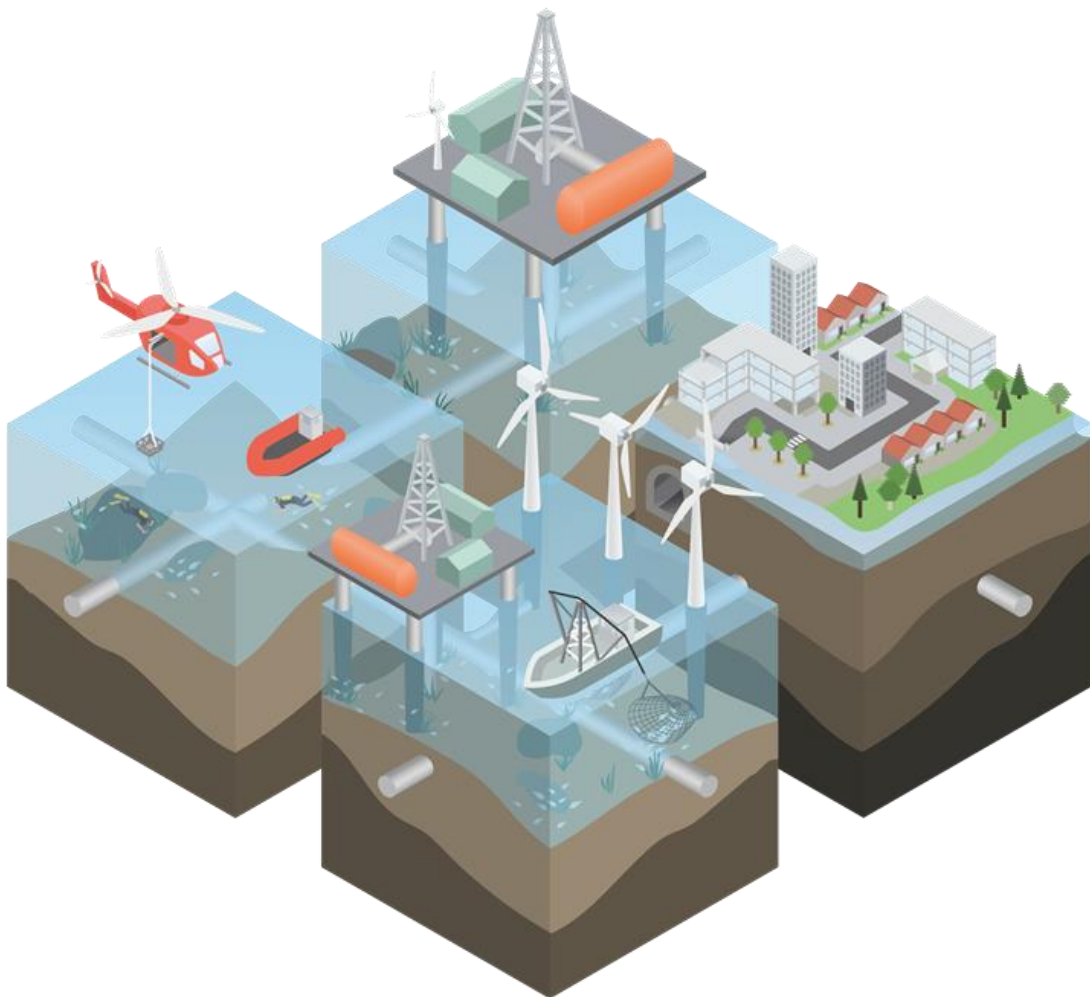


# Klimaatwinst door systeemintegratie op de Noordzee



*Dit rapport vat de belangrijkste onderzoeksresultaten samen uit het eerste jaar van het North Sea Energy (NSE) programma. Dit programma wordt ondersteund door de Topsector Energie (TKI Wind op Zee en TKI New Gas) en omvat inmiddels meer dan twintig deelnemers uit het bedrijfsleven, brancheorganisaties, onderzoeksinstituten en maatschappelijke organisaties. Dit rapport is opgesteld door de kennispartners ECN part of TNO en New Energy Coalition.*

## Samenvatting

Het Nederlandse deel van de Noordzee zal een spil zijn in het versnellen van de energietransitie om de doelen van het klimaatakkoord van Parijs te realiseren. Afname van offshore olie- en gasproductie tezamen met een groeispurt van wind op zee zijn hier twee belangrijke trends voor de komende decennia. Kansen voor klimaatwinst ontstaan bij het maken van slimme koppelingen tussen offshore windenergie en gasinfrastructuren. In het North Sea Energy programma (NSE) zijn verschillende technische opties voor systeemkoppeling van offshore olie- en gasinfrastructuren met die van windenergie in detail verkend. Zowel de technische als economische haalbaarheid is hiervan in kaart gebracht. De analyses laten zien dat economisch zinvolle opties in het verschiep liggen. Voorbeelden hiervan zijn het elektrificeren van olie- en gasplatformen, (her)-gebruik van gasinfrastructuren voor transport van windenergie in de vorm van waterstof, en hergebruik van lege gasvelden voor de ondergrondse opslag van CO<sub>2</sub>.

Het NSE-programma biedt nieuwe inzichten door offshore systeemintegratie vanuit verschillende kanten te belichten. De gevolgen voor ruimtegebruik, kosten en baten voor het milieu, de impact van systeemintegratie op verschillende economische sectoren en belanghebbenden, en de impact op de arbeidsmarkt zijn hier goede voorbeelden van. Ondanks dat het NSE-programma nog maar net is gestart laat het al een beeld van synergieën zien die bij een integraal plan voor de energietransitie op de Noordzee in meer of mindere mate kunnen worden gerealiseerd.

Er zijn kansen voor milieu en klimaat, maar ook voor het bedrijfsleven en voor de Nederlandse schatkist wanneer offshore sectoren en maatschappelijke partijen naar synergie zoeken. Om dit mogelijk te maken worden enkele concrete acties voorgesteld:

- Het opstellen van een visie en actieplan voor offshore systeemintegratie als onderdeel van de Noordzee-strategie is wenselijk. De Rijksoverheid zou sturing kunnen geven door de samenwerking op de Noordzee verder te bevorderen en in analogie met wind op zee hiervoor haar staatsbedrijven TenneT, Gasunie en EBN in te zetten.
- Op korte termijn is er extra marktstimulering nodig om CO<sub>2</sub>-besparing te realiseren. Dit is nodig om grootschalige investeringen in systeemintegratie die tot klimaatwinst leiden rendabel te maken en zo de energietransitie te versnellen.
- De derde actie die wordt voorgesteld is om het regelgevend kader tijdig op orde te hebben, zodat dit geen barrière wordt die de implementatie van systeemintegratie opties vertraagt.

# 1 De Noordzee als spil in de energietransitie

Het Nederlandse deel van de Noordzee zal een spil zijn in het versnellen van de energietransitie om de doelen van het klimaatakkoord van Parijs te realiseren. Afname van offshore olie- en gasproductie tezamen met een groeispurt van wind op zee zijn hier twee belangrijke trends voor de komende decennia. Kansen ontstaan bij het maken van slimme koppelingen tussen offshore windenergie en gasinfrastructuren. Maar planning, coördinatie en de actieve inzet van een beleidskader zijn nodig om deze kansen om te zetten in het besparen van ruimte, kosten en CO<sub>2</sub>.

Het klimaatakkoord van Parijs moet de wereldwijde temperatuurstijging tot ruim onder 2 °C beperken, en het streven is vastgelegd de opwarming onder de 1,5 °C te houden. De EU heeft daarom namens de lidstaten toezeggingen gedaan om de uitstoot van broeikasgassen in 2030 met minstens 40% te verminderen vergeleken met het niveau in 1990. Het regeerakkoord van 2017 stelt dat Nederland zich gaat inzetten om dit doel richting 55% te brengen. Om dit ambitieniveau kracht bij te zetten is het startpunt van het nationaal Klimaat- en energieakkoord gesteld op 49% reductie in 2030. Dit betekent 45 megaton CO<sub>2</sub>-reductie bovenop die op basis van het bestaande beleid.

*“De Nederlandse Noordzee kan een grote rol spelen in het realiseren van de nationale bijdrage aan de doelen van het klimaatakkoord van Parijs en de daarvoor benodigde verduurzaming van onze energievoorziening richting 2050.”*

Kamerbrief Routekaart windenergie op zee 2030

Het Nederlandse deel van de Noordzee kan een grote rol spelen in het waarmaken van bovengenoemde nationale ambitie. Het regeerakkoord voorziet dat extra wind op zee, CO<sub>2</sub>-afvang en ondergrondse opslag ervan (carbon capture and storage, CCS) belangrijke bijdragen kunnen leveren. Door extra wind op zee is een reductie van 4 megaton CO<sub>2</sub>-uitstoot mogelijk wat zich vertaalt in 11,5 GW geïnstalleerd vermogen<sup>1</sup>. Tot 2030 kunnen CO<sub>2</sub>-afvang en -opslagprojecten in de industrie worden opgetuigd die tot ongeveer 7 megaton CO<sub>2</sub> per jaar reductie in industrie en afvalverwerking realiseren.<sup>2,3</sup>

Het realiseren van energietransitie-activiteiten op de Noordzee kent echter een aantal belangrijke uitdagingen. Er is namelijk maar beperkte ruimte op het Nederlandse Continentaal Plat (NCP). Onze Noordzee kent vele gebruiksfuncties en belanghebbenden (visserij, natuur- en milieuorganisaties, scheepvaart, olie- en gasactiviteiten, defensie, recreatie, kustgemeenten en de windenergiesector). In een Noordzeescenariostudie door PBL (2018) wordt het ruimtebeslag van een sterk groeiende offshore windsector (60 GW in 2050) op 17-26% van de totale ruimte geschat.<sup>4</sup> Een zorgvuldige afweging van belangen en multifunctioneel ruimtegebruik is noodzakelijk om deze transitie efficiënt en duurzaam te realiseren. Daarnaast kan de Nederlandse energietransitie niet los worden gezien van ontwikkelingen in landen om ons heen en is internationale afstemming met andere Noordzeelanden van steeds groter wordend belang.

Een tweede uitdaging betreft het inpassen van koolstofarme energieopties in het energiesysteem. De toevoeging van 7 GW extra offshore wind tot 2030 richting tientallen GW in 2050 vereist lastig te realiseren aanlandingspunten en leidt in toenemende mate tot congestieproblemen op het binnenlandse elektriciteitsnet.<sup>4</sup> De uitbreiding op land vergt grote investeringen en lange doorlooptijden; en kan leiden tot publieke tegenstand. Om op lange termijn netstabiliteit te waarborgen en inefficiënte investeringen te voorkomen ontstaat behoefte

<sup>1</sup> ~1 GW huidig vermogen + 3,5 GW tot 2023 en additioneel 7 GW in de periode 2024-2030. <link>

<sup>2</sup> 'Vertrouwen in de toekomst Regeerakkoord 2017- 2021' VVD, CDA, D66 en ChristenUnie. Oktober 2017.<link>

<sup>3</sup> Kamerbrief Tweede Kamer der Staten-Generaal, Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, PBL-notitie "Kosten Energie- en Klimaattransitie in 2030 - Update 2018" 26 april 2018, E.D. Wiebes, minister van Economische Zaken en Klimaat <link>

<sup>4</sup> 'De toekomst van de Noordzee', PBL 2018. <link>

aan elektriciteitsconversie en/of -opslag.<sup>5,6</sup> Voor de opbouw van CO<sub>2</sub>-afvang en -opslagprojecten is een transportinfrastructuur noodzakelijk en moeten er geschikte ondergrondse opslagopties in tijd en ruimte beschikbaar komen.

Het opbouwen van een koolstofarme energievoorziening op zee kan hand-in-hand gaan met een andere trend: de productieafname van olie en gas op de Nederlandse Noordzee. Al decennialang is de Noordzee belangrijk voor de energieproductie in Nederland. Nog steeds wordt een deel van ons aardgas geproduceerd via offshore platformen op de Noordzee. Echter, opruimen van de infrastructuur vergt investeringen die in de miljarden gaat lopen. Vooral nog is geschat dat 6,7 miljard nodig is voor het opruimen van Nederlandse productie- en transportinfrastructuur; meer dan de helft (55%) is nodig voor het gedeelte op zee. De Nederlandse overheid draagt ongeveer 70% bij.<sup>7,8</sup>

Er kan klimaatwinst en kostenreductie worden behaald door slimme koppelingen tussen offshore windenergie en gasinfrastructuren, oftewel offshore systeemintegratie. Zo kunnen gasplatformen worden gevoed met windelektriciteit om zo emissies, energie en kosten te besparen. Dit kan een eerste stap zijn in een scenario waar gasplatformen en transportinfrastructuur strategische offshore energy hubs en verbindingen worden binnen een volledig koolstofarme energievoorziening. Deze koolstofarme hubs kunnen de uitrol van CO<sub>2</sub>-afvang, -transport en -opslag evenals de ontwikkeling van een waterstofinfrastructuur ondersteunen. Door hoge transportkosten van energie vanuit windkavels ver op zee via elektriciteitskabels kunnen namelijk ook niet-elektrische transportopties economisch en ecologisch interessant worden. Een voorbeeld is de omzetting en transport in de vorm van waterstof ('moleculen') via bestaande of nieuwe buisleidingen. Een bijkomend voordeel dat de 'groene moleculen' hebben in vergelijking met elektronen is dat zij eenvoudiger en goedkoper opgeslagen en getransporteerd kunnen worden. Ook kan het de eerdergenoemde congestieproblemen op het elektriciteitsnet verminderen.

Systeemintegratie op de Noordzee kan dus mogelijk een grote rol spelen in de Nederlandse energietransitie, maar het is wel noodzakelijk om te begrijpen waar, wanneer en hoeveel waarde systeemintegratie biedt aan de maatschappij, milieu en het bedrijfsleven.

Het NSE-programma onder het TKI Topsectorenbeleid is opgericht om te onderbouwen hoe de energietransitie op de Noordzee kan worden versneld door het maken van slimme koppelingen tussen offshore windenergie en gasinfrastructuren. Dit onder de randvoorwaarden dat ruimte, kosten en CO<sub>2</sub> worden bespaard. Het programma bundelt krachten van het bedrijfsleven en onderzoeksinstituten en verkent tegelijkertijd de bijdrage en perspectieven van een bredere groep stakeholders.

Voor u ligt de publieke samenvatting van resultaten van het eerste jaar van het NSE-programma. In sectie 2 worden systeemintegratie-opties belicht. De techno-economische randvoorwaarden worden besproken en de mogelijk te behalen klimaatwinst zal worden toegelicht. In sectie 3 volgt een beschouwing van de internationale context waarbinnen de Nederlandse Noordzee transitie zich zal moeten ontploegen, alsook de effecten van offshore systeemintegratie op de economie en arbeidsmarkt. Tenslotte zal sectie 4 schetsen welke ontwikkelingen noodzakelijk zijn om kansen te verzilveren en barrières weg te nemen.

<sup>5</sup> 'FLEXibility of the power system in the NETHERlands' (FLEXNET). ECN, Netbeheer Nederland en Alliander 2017 [<link>](#)

<sup>6</sup> 'Systeemintegratie en de rol van Energieopslag - Routekaart Energieopslag 2030'. DNV GL, Berenschot en TU Delft 2015 [<link>](#)

<sup>7</sup> 'Netherlands masterplan for decommissioning and re-use'. EBN in samenwerking met NOGEPa en IRO, 2016. [<link>](#)

<sup>8</sup> Deze schattingen zijn nog zeer onzeker. Historische kostenschattingen zijn niet accuraat gebleken. [<link>](#)

## 2 Slimme oplossingen voor samenwerking op zee: voor nu en de toekomst

In het NSE-programma zijn verschillende technische opties voor systeemkoppeling van offshore olie- en gasinfrastructuren met die van windenergie in detail verkend. Zowel de technische als economische haalbaarheid is hiervan in kaart gebracht. De analyses laten zien dat economisch zinvolle opties in het verschiep liggen; elektrificeren van olie- en gasplatformen, (her)-gebruik van gasinfrastructuren voor niet-elektrisch transport van windenergie, en hergebruik voor de ondergrondse opslag van CO<sub>2</sub>. Om systeemintegratie in belang van de energietransitie te bereiken is een integrale blik en afwegingskader nodig dat de kosten en baten voor individuele partijen overstijgt.

Deze sterke toename van de investeringen in offshore wind draagt ertoe bij dat op de Noordzee een duurzame energiebron en bijbehorende infrastructuur wordt toegevoegd. Het integreren van offshore wind- en olie & gasproductie biedt kansen om het energiesysteem optimaal in te richten en nationale CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren. Om dit te realiseren is onderlinge samenwerking nodig zodat alle partijen daarvan profiteren.

In het NSE-programma zijn vijf van dergelijke samenwerkingsvormen rond het koppelen van infrastructuren voor elektriciteit en olie & gas onderzocht om te bepalen onder welke voorwaarden er een positief rendement kan ontstaan. Voor deze opties is ook berekend wat deze opties betekenen voor een verdere reductie van CO<sub>2</sub>-emissies en de bijbehorende kosten.

### 2.1 Elektrificatie van gasproductie offshore

De eerste technologie betreft het elektrificeren van olie- en gasplatformen met het doel om het offshore gasverbruik en daarmee de CO<sub>2</sub>-voetafdruk van de platformactiviteiten (en Nederlandse gasproductie) te verminderen. Offshore productieplatformen consumeren een deel van het geproduceerde gas voor de energievoorziening op het platform. Dit bedroeg in 2017 ongeveer 6% van de productie.<sup>9</sup> Deze energie wordt met name ingezet voor compressie van aardgas voor transport. Gasturbines en gasmotoren met vaak een laag rendement kunnen worden vervangen door emissievrije en efficiënte elektromotoren. Het leggen van een stroomkabel van land en van offshore substations in windparken is dan noodzakelijk om de energievoorziening te elektrificeren.

Platformelektrificatie is reeds toegepast: een connectie vanaf land is reeds operationeel voor platform Q13a-A (Amstelveld) van Neptune Energy in het Nederlandse deel van de Noordzee en bij verschillende platformen in Noorwegen. Een directe connectie vanaf een substation op zee is technisch mogelijk, maar is nog niet eerder toegepast.

Het belangrijkste voordeel van elektrificatie is dat op korte termijn emissies van CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> sterk kunnen worden teruggebracht. Daarnaast wordt waarde gecreëerd door het eigen gebruik van aardgas en operationele kosten te reduceren. Ook kan op een meer efficiënte wijze gebruik worden gemaakt van het offshore stroomnet en vormt, bij afname van offshore-windstroom, het platform een stabiele elektriciteitsvraag voor de windpark-operator, zodat diens marktrisico afneemt.

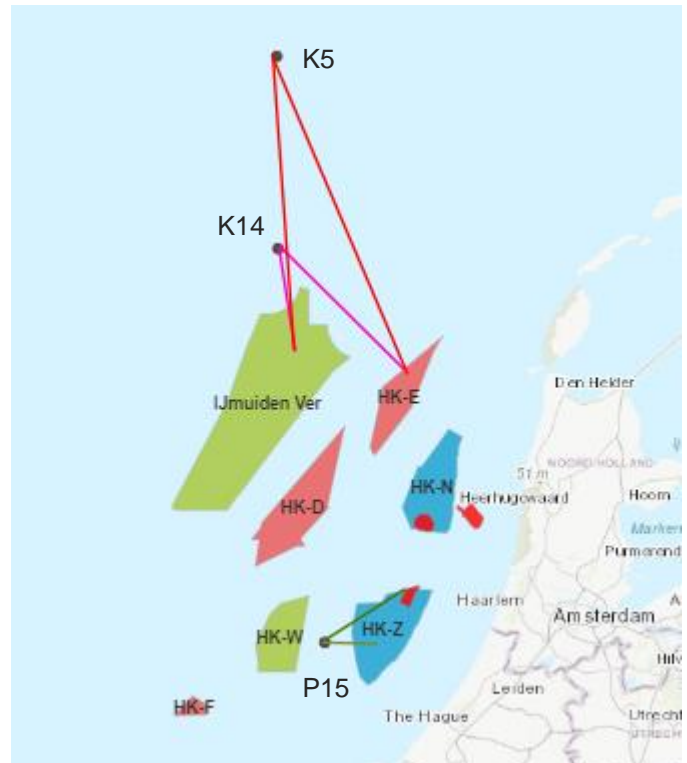
De investeringskosten voor het realiseren van de elektriciteitskabel en het ombouwen van het platform zijn echter aanzienlijk. Of deze kunnen worden terugverdiend hangt met name af van de resterende duur van aardgasproductie en het volume ervan (en dus het volume van aardgas dat wordt bespaard). Ook de marktprijzen van elektriciteit, aardgas en CO<sub>2</sub>-emissierechten spelen hier een belangrijke rol.

---

<sup>9</sup> In 2017 was dit ongeveer 0,7 miljard kubieke meter (bcm) aardgas; ten opzicht van meer dan 12 bcm gewonnen aardgas offshore. bron <http://www.nlog.nl/data>

Binnen het NSE-programma zijn meerdere scenario's uitgewerkt voor elektrificatie van drie platformen (zie figuur 1). Voor deze locaties is de business case uitgewerkt rekening houdend met verschillende ontwikkelingsscenario's en afstand tot windparken (substations) op zee. De resultaten laten zien dat onder de huidige marktomstandigheden er reeds een positieve business case mogelijk is. Voor de overige locaties is het lastig een economisch rendabele investering te doen als CO<sub>2</sub>-besparing niet sterk wordt gewaardeerd. Hoewel sterk afhankelijk van andere aannames (e.g. onzekere marktprijzen) lijkt een CO<sub>2</sub>-prijs vanaf 75 tot 100 euro/ton CO<sub>2</sub> tot een positieve business case te leiden voor alle drie de locaties. Dit prijsniveau kan mogelijk verder worden teruggebracht indien overige baten kunnen worden verdisconteerd, bijvoorbeeld baten als gevolg van toekomstige functies en baten op systeemniveau<sup>10</sup>.

De jaarlijkse CO<sub>2</sub>-besparing door elektrificatie bedraagt voor deze drie locaties ongeveer 300 kiloton CO<sub>2</sub>. Ook is geschat wat het effect is op de totale milieudruk van offshore gasproductie met en zonder elektrificatie. In een daartoe opgestelde levenscyclusanalyse worden daarbij ook milieuingrepen meegenomen die voortkomen uit bijvoorbeeld de productie, aanleg en ontmanteling van infrastructuur, zoals de elektriciteitskabel tussen het windpark en het platform. De top 10 gasverbruikende platformen gebruiken ongeveer 44% van de totale offshore consumptie. Als die zouden worden aangesloten op het offshore elektriciteitsnet kan dit een netto besparing opleveren van ongeveer 500 kiloton CO<sub>2</sub> per jaar.<sup>11</sup>



**Figuur 1 Elektrificatie scenario's voor platformen K5, K14 en P15**

## 2.2 Power-to-gas: transport van windenergie in de vorm van waterstof

De tweede samenwerkingsoptie die is doorgerekend betreft offshore conversie van windenergie middels elektrolyse, waarbij met behulp van elektriciteit water wordt gesplitst in waterstof en zuurstof. De geproduceerde waterstof wordt vervolgens via het bestaande gasnet of middels een nieuwe pijpleiding naar de kust getransporteerd.

Een aantal redenen maken (offshore) power-to-gas een interessante optie voor de toekomst:

- Power-to-gas biedt flexibiliteit, zowel voor de korte als de lange termijn, aan het energiesysteem doordat opwekking en gebruik van energie kan worden ontkoppeld.
- Power-to-gas kan congestieproblemen beperken door het ontlasten van het elektriciteitsnet wanneer het aanbod van elektriciteit uit wind en zon hoog is.
- Waterstof kan in grote hoeveelheden worden getransporteerd en worden opgeslagen (bovengronds en ondergronds); mogelijk gebruik makend van de bestaande gasinfrastructuur.

<sup>10</sup> Hierbij moet worden gedacht aan baten door efficiënter gebruik van de offshore elektrische infrastructuur en kostenbesparing voor toekomstige functies van een geëlektrificeerd platform voor CO<sub>2</sub>-opslag en/of energieconversie (waterstof) en opslag.

<sup>11</sup> Hierbij is aangenomen dat tijdens ongeveer 13% van de jaarlijkse draaiuren elektriciteit zal worden onttrokken aan het elektriciteitsnet op land; met bijbehorende emissies. Wat de gevolgen zijn van deze tijdelijke extra vermogensvraag op het onshore elektriciteitsnet is onderwerp van onderzoek in het komende jaar van het North Sea Energy programma.

- Waterstof kan worden ingezet om sectoren te verduurzamen die niet (volledig) geëlektrificeerd kunnen worden en waar het gebruik van groene waterstof een interessante optie kan zijn, zoals de industrie en transportsector.
- De huidige waterstofproductie met aardgas kan worden vervangen door waterstofproductie met duurzame elektriciteit.
- Waterstof kan als groene bouwsteen worden gebruikt in de (petro)chemie.

In het NSE-programma zijn verschillende varianten onderzocht. In de eerste variant is verondersteld dat alle stroom geproduceerd door het offshore-windpark naar het olie- en gasplatform wordt getransporteerd, waar deze wordt omgezet in groene waterstof.<sup>12</sup> Uiteraard hangen de productiekosten per eenheid groene waterstof af van de elektriciteitsprijs, de investeringen in de conversie-installatie en van de kosten in verband met elektriciteitskabels. Maar in dit geval is er ook een belangrijke besparing doordat de investering die anders gedaan zou zijn om het windpark via een elektriciteitskabel met de kust te verbinden, nu niet langer nodig is. Onder deze veronderstelling bleken de productiekosten van de groene waterstof uit te komen op een bedrag variërend tussen de € 1 en € 1,75/kg. Dit valt in dezelfde orde van grootte als de huidige kostprijs van grijze waterstof. Zonder de besparingen op het offshore elektriciteitsnet zijn de productiekosten ongeveer € 1,50/kg hoger. Specifiek is verondersteld dat de vermeden kosten vanwege het niet hoeven aanleggen van elektriciteitsvoorzieningen over de zeebodem qua omvang overeenkomen met de besparingen verderop in het traject op land; deze laatste besparing is dus inbegrepen.

De business case voor waterstoftransport in plaats van elektriciteit wordt nog interessanter wanneer: de afstand tot de kust groter is dan 100 km; de vereiste aanpassingen aan het platform vrij gering zijn; en bijvoorbeeld investeringskosten voor elektrolyse capaciteit worden gehanteerd van minder dan een half miljoen euro per MW opgesteld vermogen.

Offshore geproduceerde groene waterstof kan dus onder bepaalde voorwaarden concurreren met de grijze waterstof. Vooral als het windpark verder uit de kust ligt kan transport middels waterstof een aanzienlijke (publieke) besparing betekenen. Het is duidelijk dat beleidsbeslissingen en/of herverdelingsmechanismen nodig zijn wil men de eventuele uitsparingen op het elektriciteitsnet kunnen doorvertalen in de productiekosten van de groene waterstof.

Een tweede variant is om maximaal de helft van wat aan stroom kan worden geproduceerd in het windpark via een elektriciteitskabel naar de kust te transporteren (wat typisch zal gebeuren als de stroomprijzen hoog zijn). Tegelijkertijd kan de andere helft van de te produceren stroom naar een nabijgelegen platform worden getransporteerd om daar te worden omgezet in groene waterstof (deze optie is typisch aantrekkelijk bij lage stroomprijzen, of wanneer de flexibiliteitsmarkt deze optie gunstig maakt). Bovendien is verondersteld dat het platform via het windpark met een stroomkabel verbonden is en hiervan gebruik kan maken om stroom van de kust af te nemen om het aantal werkuren van de electrolyser te optimaliseren en daarmee de totale business case van de conversie-activiteit.

Deze variant biedt de mogelijkheid om geld te verdienen aan de flexibiliteit, omdat enerzijds het windpark de keuze heeft om ofwel de stroom rechtstreeks naar de kust te transporteren, ofwel naar het platform voor conversie. In windloze periodes kan stroom vanuit de kust (via het windpark) het aantal draaiuren van de electrolyzers optimaliseren. Naast verkoop van stroom en waterstof bestaat er nog een derde mogelijke verdienste: flexibiliteitsdiensten kunnen worden geleverd aan de netbeheerder (via de zogenoemde primaire en secundaire reserves). Hoewel de besparingen op het offshore elektriciteitsnet wel lager zijn voor deze variant dan de vorige, lijkt ook deze optie voor de toekomst interessante economische perspectieven te bieden. De break-even-prijs van groene waterstof varieert tussen € 1,75 en € 2,25/kg, met de mogelijkheid van verdere toekomstige dalingen.

---

<sup>12</sup> Groene waterstof= geproduceerd uit hernieuwbare bronnen; grijze waterstof = geproduceerd uit fossiele bronnen; blauwe waterstof = koolstofarme waterstof geproduceerd uit fossiele bronnen in combinatie met CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag.

Een derde power-to-gas-variant omvat productie van waterstof direct in of bij de windturbine. De waterstof wordt vervolgens naar een nabijgelegen olie- en gasplatform getransporteerd voor compressie en het verdere transport naar de kust. Doordat het grootste deel van het transport wederom mogelijk via het bestaande gasnet kan plaatsvinden kan ook hier weer een belangrijke besparing worden gerealiseerd. Deze variant maakt het ook mogelijk om op meer geïsoleerde locaties offshore windparken aan te leggen, bijvoorbeeld op plaatsen waar reeds een gasnet aanwezig is en waar een offshore elektriciteitsnet niet economisch kan worden gerealiseerd.

Deze variant biedt een gunstiger economisch beeld dan het vergelijkbare geval waarin de conversie op land zou plaatsvinden, bijvoorbeeld dichtbij het punt waar de stroom aan land komt. Voor deze variant geldt dat de besparingen op het elektriciteitsnetwerk aanzienlijk kunnen zijn, als voor transport gebruik kan worden gemaakt van het bestaande gasnet. Daarnaast kunnen besparingen worden gerealiseerd op de AC/DC-conversie doordat deze in de mast of gondel van de turbine plaatsvindt, of op de galerij van de turbine. Of deze optie superieur is ten opzichte van die waarbij bestaande olie- en gasplatformen worden gebruikt als locatie voor conversie bleek typisch af te hangen van de lokale omstandigheden.

De CO<sub>2</sub>-mitigatiekosten voor deze variant ligt zonder verdere kostenbesparingen tussen de € 200-500/ton CO<sub>2</sub>. Echter, onder de aanname dat (een deel van) de besparing op het elektriciteitsnetwerk gesocialiseerd kan worden en dat technologische innovaties tot kostenreductie zullen leiden kunnen deze kosten dalen naar € 50-75/ton CO<sub>2</sub>.

Om een beeld te schetsen van de emissiereductie die de inbreng van CO<sub>2</sub>-vrije of CO<sub>2</sub>-arme waterstof kan bewerkstelligen is het nuttig om de huidige uitstoot als gevolg van de zogenoemde 'grijze' waterstofproductie weer te geven. In Nederland wordt jaarlijks meer dan 800 kiloton waterstof geconsumeerd, met name voor de productie van ammoniak en in de petrochemie sector. De schatting is dat hierbij ongeveer 12,5 megaton CO<sub>2</sub> vrijkomt.<sup>13</sup> Waterstof wordt in Nederland hoofdzakelijk geproduceerd uit aardgas<sup>14,15</sup> en door het vergassen van raffinageresiduen. Met toepassing van CCS kan een groot deel (~60-70%) tot zelfs bijna alle CO<sub>2</sub> worden afgevangen en opgeslagen, afhankelijk van de toegepaste conversie- en afvangtechnologieën. Bij groene waterstof uit windstroom is de CO<sub>2</sub>-emissie zeer laag.

## 2.3 Offshore waterstofproductie uit aardgas met afvang en opslag van CO<sub>2</sub>

Naast de nog zeer weinig voorkomende optie van productie van waterstof uit elektriciteit is productie uit aardgas in feite de standaardoptie. Stoomreforming wordt gebruikt om aardgas te splitsen in waterstof en CO<sub>2</sub>, waarbij om CO<sub>2</sub>-arme of 'blauwe' waterstof te produceren de CO<sub>2</sub> vervolgens offshore ondergronds wordt opgeslagen. De vraag in dit geval is of dat proces van stoomreforming het beste onshore (bijvoorbeeld bij een haven) kan plaatsvinden, of op een offshore-locatie, bijvoorbeeld op een olie- en gasplatform of een installatie die daaraan gekoppeld is. Het is duidelijk dat offshore-opties sneller ruimtelijke begrenzingsen zullen kennen, maar toch is het interessant om na te gaan welke variant het meest kosteneffectief is, wetende dat in de offshore-variant waarschijnlijk bespaard kan worden op de kosten van transport van CO<sub>2</sub>.

Belangrijke voordelen van een locatie op land zijn dat er vrijwel geen ruimtelijke begrenzing is aan de capaciteit van de stoomreformer en dat CO<sub>2</sub>-stromen van allerlei andere bronnen en slimme combinaties met andere bedrijven mogelijk zijn. Hierdoor kunnen belangrijke schaalvoordelen worden gegenereerd. In het geval van het plaatsen van de stoomreformer op een offshore locatie zullen gewoonlijk ruimtelijke beperkingen ertoe leiden dat de stoomreformer slechts beperkte capaciteit kan hebben. In de onderzochte casus is verondersteld dat deze maximaal 40.000 Nm<sup>3</sup> waterstof per uur kan produceren. Het voordeel van offshore stoomreforming is dat er, vergeleken met de optie op land, bespaard wordt op de transportkosten van CO<sub>2</sub>. Beide opties afwegende bleek dat de offshore stoomreforming een betere business case had, maar alleen in vergelijking met een stoomreformer op land met eenzelfde omvang. Voor grootschalige stoomreformers bleek het

<sup>13</sup> 'CO<sub>2</sub>-vrije waterstofproductie uit gas'. Berenschot en TNO, 2017 <[link](#)>

<sup>14</sup> Bij waterstofproductie uit aardgas komt circa 10 kg CO<sub>2</sub> per kg waterstof vrij.

<sup>15</sup> 'Contouren van een Routekaart Waterstof'. Jörg Gigler en Marcel Weeda, 2018 <[link](#)>



introduceren van deze technologie op land de meest rendabele optie. Een CO<sub>2</sub>-prijs van € 60-70/ton zou blijkens de berekeningen een belangrijke prikkel bieden voor het op deze wijze rendabel realiseren van 'blauwe' waterstof op grote schaal.

## 2.4 Gas-to-wire: offshore elektriciteitsproductie uit aardgas

Offshore conversie van aardgas naar elektriciteit kan plaatsvinden op olie- en gasplatformen. Dit heet gas-to-wire. Deze optie kan mogelijk worden gecombineerd met CCS, zodat offshore elektriciteit wordt 'gewonnen' uit aardgas met een zeer kleine CO<sub>2</sub>-voetafdruk. De geproduceerde elektriciteit kan naar land worden getransporteerd via het offshore stroomnet voor windparken. Op deze manier kan dit net efficiënter worden benut. Grofweg wordt namelijk maar de helft van de transportcapaciteit van het offshore net gebruikt doordat het windaanbod varieert.

Gas-to-wire kan mogelijk interessant worden wanneer productie uit gasvelden anders niet economisch is doordat de gasinfrastructuur voor transport naar land niet dichtbij is of niet meer beschikbaar. Een andere mogelijkheid om gas-to-wire toe te passen betreft zogenoemde marginale of bijna uitgedeelde gasvelden waar het niet (meer) economisch is om de bestaande gasinfrastructuur te gebruiken voor exploitatie. Deze laatste optie is onderzocht in het NSE-programma. Uit de analyse van een portfolio van 133 offshore velden blijkt dat een positieve business case kan worden gerealiseerd voor een handvol velden. Deze opties stellen hoge eisen voor wat betreft een aantal economische randvoorwaarden. Het is een vereiste dat een inkoppelingsmogelijkheid op het offshore stroomnet nabij is, wat voor de meeste velden niet het geval is. Ook moet het gasveld nog voldoende productiecapaciteit en volume hebben om de hoge investeringskosten te kunnen terugverdienen. De belangrijkste kosten worden bepaald door het ombouwen van de offshore infrastructuur (putten, platform); het installeren van gasbehandeling en -conversie (bijv. de gasturbine); en het aansluiten op het stroomnet middels een kabel. Tenslotte hebben prijsscenario's voor elektriciteit en CO<sub>2</sub>-emissierechten een belangrijke impact op de uitkomsten. Er is een gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsprijs van ongeveer € 65/MWh nodig om vier projecten in overweging te nemen en boven € 35/ton CO<sub>2</sub> is er bijna geen positieve business case mogelijk (zonder CCS). Dit tezamen maakt dat de vooruitzichten voor gas-to-wire zonder CCS voor marginale of bijna uitgedeelde velden niet bijzonder positief lijken. Dit sluit niet uit dat andere opties voor gas-to-wire wel rendabel kunnen zijn. Met behulp van gas-to-wire-faciliteiten in combinatie met CCS die makkelijk verplaatsbaar en herbruikbaar zijn, en die elektriciteitsproductie combineren met specifieke diensten naast het verkopen van elektriciteit, kan er onder specifieke condities een rendabele situatie ontstaan. Deze technologiecombinaties bevinden zich echter nog in de pre-commerciële fase.

## 2.5 Systeemintegratie opties combineren

Systeemintegratie opties kunnen zowel tegelijkertijd als sequentieel worden uitgevoerd op offshore platformen of toekomstige energieknooppunten offshore. Platformelektrificatie kan dan een startpunt zijn om de gasinfrastructuur te koppelen aan de elektriciteitsinfrastructuur. De connectie kan na winning van aardgas verdere waarde opleveren door het knooppunt in te zetten voor waterstofproductie en/of energie- en CO<sub>2</sub>-opslag offshore. Zo kunnen de kosten van het realiseren van offshore connecties over meerdere activiteiten en een langere periode worden afgeschreven hetgeen de waarde van de individuele connectie vergroot en mogelijk ook op systeemniveau tot kostenreductie zal leiden. Naast kosten kan dit ook ruimtebeslag op de Noordzee reduceren.

Platformelektrificatie is dus een belangrijke schakel, maar deze optie kent wel een beperkte 'window of opportunity'. In een markt met lage gasprijzen en afnemende gasproductie zullen platformen en infrastructuur in grote mate al het komende decennium worden geabandonneerd. De terugverdientijd van platformelektrificatie zal dan langer kunnen zijn dan de resterende productieperiode voor een platform. Dit kan ertoe leiden dat de investering niet wordt gedaan en dat het platform dan ook niet of minder geschikt is voor overige systeemintegratie opties zoals power-to-gas en CO<sub>2</sub>-opslag.

## 3 De meerwaarde van offshore synergie voor maatschappij, milieu en bedrijfsleven

Het NSE-programma biedt nieuwe inzichten door offshore systeemintegratie vanuit verschillende kanten te belichten. De gevolgen voor ruimtegebruik, kosten en baten voor het milieu, de impact van systeemintegratie op verschillende economische sectoren en belanghebbenden, en de impact op de arbeidsmarkt zijn hier goede voorbeelden van. Ondanks dat het NSE-programma nog maar net is gestart laat het al een beeld van synergieën en barrières zien die bij een integraal plan in meer of mindere mate kunnen worden gerealiseerd.

### 3.1 Ruimte voor gecoördineerde ontwikkeling

De Noordzee is een belangrijke bron van waarde voor het milieu, de maatschappij en onze economie. Belangrijke thema's voor de komende decennia voor de Noordzee zijn de ontwikkelingen met betrekking tot de natuur, voedselvoorzieningen en de energietransitie. Het potentieel van de Noordzee om bij te dragen aan de energietransitie is groot.

Zo biedt de Noordzee een groot potentieel voor windenergie. Voor het Nederlandse deel van de Noordzee is het opgesteld vermogen op dit moment minder dan 1 GW, groeiend naar 4,5 GW in 2023 en 11,5 GW in 2030. Dit kan mogelijk doorgroeien tot wel 60 GW in 2050. Om dit in perspectief te plaatsen: 1 GW wind op zee kan op jaarbasis meer dan 4 miljard kWh leveren en de huidige elektriciteitsvraag is ongeveer 120 miljard kWh<sup>16</sup>.

Het realiseren van deze groei zorgt voor druk op het ruimtegebruik. PBL schatte al dat 17-26% van de totale ruimte op de Noordzee nodig is voor het realiseren van 60 GW wind op zee voor Nederland.<sup>17,18</sup> Projecties voor de gehele Noordzee lopen uiteen tussen 34 en 100 GW in 2030 en tot wel 250 GW in 2050. Momenteel is het geïnstalleerd vermogen ongeveer 11 GW en is er een fiat gegeven voor nog eens 19 GW.

Naast wind op zee heeft de Noordzee nog meer te bieden voor de energietransitie. Zo is er een groot theoretisch potentieel voor algenproductie.<sup>19</sup> Ook zijn er projecten gaande met golf en getijdenstroom en met offshore zonne-energie.<sup>20</sup> Naast energieproductie-opties kan ook CO<sub>2</sub>-opslag onder de Noordzee een belangrijke rol vervullen in de energietransitie. Het offshore CO<sub>2</sub>-opslagvolume voor Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen bedraagt ongeveer 20 miljard ton CO<sub>2</sub> in uitgeproduceerde olie- en gasvelden, en ongeveer 125 miljard ton CO<sub>2</sub> in aquifers. Ook bieden lege gasvelden offshore de mogelijkheid om energie voor langere perioden op te slaan middels waterstof of mogelijk andere energiedragers; de kansen en beperkingen hiervoor worden momenteel onderzocht in het NSE-programma.

Het inzetten van de Noordzee voor het bereiken van een koolstofarme energievoorziening is geen makkelijke opgave voor Nederland. Belangenafweging is noodzakelijk tussen ruimtegebruik voor energievoorziening, natuur, voedselvoorzieningen en andere activiteiten (bijv. militaire activiteiten, scheepvaart, zandwinning, recreatie). Multifunctioneel ruimtegebruik biedt de mogelijkheid om de druk op de ruimte te verminderen, maar ook dit heeft beperkingen. Een integraal plan voor de Noordzee waarin de belangen van verschillende sectoren

<sup>16</sup> Voor het jaar 2016, bron CBS <[link](#)>

<sup>17</sup> 'De toekomst van de Noordzee', PBL 2018. <[link](#)>

<sup>18</sup> Typische ruimtegebruik voor een windpark is ongeveer 6 MW/km<sup>2</sup>

<sup>19</sup> Een zeer ruwe schatting voor het technisch potentieel is 2800 PJ<sub>th</sub> per jaar voor het NCP. Bron: 'Review of scenarios for offshore system integration on the North Sea towards 2050'. North Sea Energy 2018

<sup>20</sup> 'Project Zon op Zee', ECN, TNO, MARIN, TAQA en Oceans of Energy <[link](#)>

en groepen worden meegewogen en op elkaar afgestemd lijkt noodzakelijk om de transitie op de Noordzee in goede banen te begeleiden.

Dit heeft uiteraard ook een sterke internationale component. Ook andere Noordzeelanden hebben veel belang bij onderlinge afstemming om ruimtelijke inpassing van grote hoeveelheden duurzame energie en het afbouwen van de conventionele energieproductie tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten mogelijk te maken. Hierbij zijn ruimtelijke inpassing, (grensoverschrijdende) milieueffecten en het regelgevend kader belangrijke agendapunten.

De effecten van offshore systeemintegratie op het milieu zijn een integraal onderdeel van het onderzoek in het NSE-programma. Zo heeft een levenscyclusanalyse aangetoond dat offshore platform elektrificatie significante netto hoeveelheden CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> kan reduceren zonder dat dit ernstig nadelige effecten heeft elders in de keten.

### 3.2 Meerwaarde voor de economie

Offshore systeemintegratie levert ook waarde voor de economieën van de Noordzeelanden. Eerdere studies hebben geschat dat door offshore synergieën wel eens ongeveer €100 miljard aan besparingen en economische waarde kan worden gegenereerd. Een groot deel van deze waarde kan worden bereikt door het gecoördineerd uitrollen van een gezamenlijk offshore elektriciteitsnet waarbij rekening wordt gehouden met toekomstige ontwikkelingen. Ook hergebruik van offshore olie- en gasinfrastructuur kan grote economische waarde leveren.<sup>21</sup>

Voor Nederland is binnen het North Sea Energy programma geschat welke waarde offshore systeemintegratie kan bieden. Door middel van een input- output analyse (EXIOBASE 3.3) is geschat wat de mogelijke gevolgen zijn van investeringen in offshore systeemintegratie<sup>22</sup> op de Nederlandse economie met betrekking tot: toegevoegde waarde, werkgelegenheid en hoe investeringen doorwerken in de verschillende sectoren. De resultaten geven aan dat door een totaal van ongeveer € 6,8 miljard aan investeringen de bruto toegevoegde waarde van de Nederlandse economie ongeveer €850 miljoen toeneemt. Volgens dezelfde analyse zorgt dit voor een groei in werkgelegenheid van ongeveer 5800 banen op jaarbasis.

### 3.3 Werkgelegenheid in de offshore energiesector

Wat betekent offshore systeemintegratie nu voor de werkgelegenheid? Op het Nederlandse deel van de Noordzee nemen de olie- en gasactiviteiten af. Een groot deel van de hieraan gekoppelde banen zal verdwijnen. Om die reden is onderzocht wat per saldo de gevolgen voor de arbeidsmarkt zouden kunnen zijn. In het bijzonder is onderzocht of de opkomende offshore-windindustrie, en de daaraan gekoppelde conversie- en opslagactiviteiten, het arbeidsoverschot zou kunnen absorberen dat vrijkomt door de afname van de olie- en gasactiviteiten.

Middels een scenarioanalyse is geschat hoe het opgesteld vermogen van windenergie de komende decennia kan toenemen. Voor 2028 is geschat dat de totale offshore-windcapaciteit in de Noordzee ongeveer 60 - 100 GW bedraagt. Het aandeel van ons land ligt in deze scenario's tussen 10 en ongeveer 20 GW. Zo kunnen offshore-windinvesteringen in de verschillende Noordzeelanden worden geschat. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen sterke en minder sterke kanten van de arbeidsmarkt per land voor het uitvoeren van diverse subactiviteiten, zoals: het installeren, assemblage, productie en onderhoud. Dit laat zien dat Nederland en België typisch sterk zijn op het gebied van installatie, kennis, logistiek en ontwerp; het Verenigd Koninkrijk in assemblage en logistiek; en Denemarken en Duitsland in ontwerp, productie en assemblage.

<sup>21</sup> Een review is te vinden in 'Review of scenarios for offshore system integration on the North Sea towards 2050'. North Sea Energy 2018.

<sup>22</sup> Dit betreft investeringen over een periode van 15 jaar in: decommissioning en hergebruik van platformen, elektrificatie van platformen, power-to-gas en CCS.

Deze analyse maakt een eerste schatting mogelijk van de werkgelegenheidseffecten voor Nederland. Het bovengenoemde basisscenario zal ongeveer 1000 – 1200 FTE<sup>23</sup> opleveren gerelateerd aan installatie en onderhoud; met een jaarlijkse vervangingsvraag van circa 125 FTE. Voor uitbreiding van het offshore-elektriciteitsnetwerk in de rest van de Noordzee kunnen de getallen toenemen van 2800 FTE in 2020 tot 3600 FTE in 2030. Een nieuw energiesysteem inclusief offshore systeemintegratie met conversie en opslag kan wellicht extra werkgelegenheid genereren.

Een belangrijk vraagstuk is welke mogelijkheden er zijn voor jobswitching uit de krimpende offshore olie- en gas-operatoractiviteiten en naar de snelgroeiende offshore-windactiviteiten. Op het Nederlandse continentale plat zijn op dit moment circa 2.000 tot 2.500 experts in de olie- en gassector werkzaam. De analyse toont aan dat jobswitching en omscholing tussen de verschillende sectoren een aantal belangrijke barrières kent: kosten van omscholing, arbeidsmarktvoorwaarden en toegang tot de arbeidsmarkt. Wel wijst een analyse van de verwachte vraag-aanbod verhouding op de arbeidsmarkt voor typisch offshore wind gerelateerde banen uit dat bij het huidige productietempo vooralsnog geen tekorten aan beschikbaar personeel te verwachten zijn.

---

<sup>23</sup> fulltime-equivalent of voltijdsequivalent

## 4 Kansen verzilveren op korte termijn

**Er zijn kansen voor milieu en klimaat, maar ook voor het bedrijfsleven en voor de Nederlandse schatkist wanneer offshore sectoren en maatschappelijke partijen de koppen bij elkaar steken. De implementatie van systeemintegratie opties kan worden versneld door het concretiseren van offshore systeemintegratie als onderdeel van de Noordzeestrategie 2030, door extra stimulering van investeringen in offshore CO<sub>2</sub>-besparing en door een ondersteunend kader van wet- en regelgeving.**

Systeemintegratie levert zeer waarschijnlijk voordelen op systeemniveau, maar niet altijd op korte termijn voor bestaande partijen in de afzonderlijke sectoren. Ook zijn de kosten en baten van verschillende systeemintegratie-opties niet gelijk verdeeld over de marktpartijen en maatschappij. Dit kan leiden tot suboptimale marktuitskomsten. Dit kan worden voorkomen en systeemintegratie kan worden versneld door een aantal acties uit te voeren op korte termijn. Deze worden hier kort toegelicht.

### 4.1 Regie op nationaal en internationaal niveau

Het opstellen van een gezamenlijke visie en plan voor realisatie van offshore systeemintegratie in relatie met de energietransitie op de Noordzee is gewenst. Dit zou een waardevolle toevoeging zijn aan de Noordzeestrategie 2030 die een brede visie op de Noordzee zal bevatten op het gebied van natuurherstel, voedselvoorziening en de energievoorziening.

Een goed voorbeeld van hoe een gezamenlijke visie en plan zou kunnen worden uitgevoerd is de totstandkoming van de routekaart windenergie op zee 2030. Om marktvertrouwen te genereren wordt onder regie van de Rijksoverheid met deze routekaart voor de middellange termijn (2024-2030) duidelijkheid geschetst over de ontwikkeling van wind op zee. De Rijksoverheid heeft hier de regie en een belangrijke rol is weggelegd voor TenneT. Dit staatsbedrijf heeft voor wind op zee namelijk de verantwoordelijkheid om het offshore elektriciteitsnet vorm te geven en de windparken aan te sluiten. Mede door het toewijzen van TenneT als netbeheerder van het net op zee zijn kosten bespaard van het uitrollen van wind op zee én wordt het tempo van de beoogde uitrol gewaarborgd.

Een dergelijke aanpak lijkt ook weggelegd voor systeemintegratie. Bij het uitwerken en realisatie van systeemintegratie zou een soortgelijke vorm door de Rijksoverheid kunnen worden voortgezet door bijvoorbeeld haar staatsbedrijven TenneT, Gasunie en EBN te betrekken bij het versneld realiseren en economisch haalbaar maken. De staatsbedrijven hebben nu al een cruciale rol in de ontwikkeling voor energieproductie en -transport op land en op zee waarbinnen de rollen voor systeemintegratie mogelijk aansluiten. Naast de staatsbedrijven zijn ook andere belanghebbenden nodig, zoals: de milieubeweging; de operators in zowel de olie- en gasector als in de offshore windsector; en belangengroepen met betrekking tot recreatie, visserij en scheepvaart. De complexiteit van systeemintegratie op de Noordzee is groot, maar het kan wel aanzienlijke bijdragen leveren om de klimaat- en energiedoelstellingen kosteneffectief en tijdig te halen. De Rijksoverheid zou dit kunnen versnellen door op systeemintegratie de sturing te geven.

Ook op internationaal niveau zijn er initiatieven waar verder op kan worden gebouwd om grensoverschrijdende systeemintegratie mogelijk te maken. In 2016 hebben de Noordzeelanden België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen en Zweden toegezegd hun samenwerking omtrent verbindende thema's voor de Noordzee te intensiveren.<sup>24</sup> Ruimtelijke ordening, gecoördineerde ontwikkeling van elektrische infrastructuur, het juridisch kader, stimuleringsregelingen en het zoeken naar synergieën met de offshore olie- en gasector staan genoemd in de lijst van activiteiten waarvoor naar intensievere samenwerking wordt gestreefd. Dit samenwerkingsverband kan offshore systeemintegratie over het gehele Noordzeegebied een stap verder brengen. Internationaal lijkt Nederland overigens tot de koplopers te behoren op het gebied van offshore systeemintegratie; het kan zodoende een gidsland zijn.

<sup>24</sup> 'Political Declaration on Energy Cooperation between the North Seas Countries' <[link](#)>

## 4.2 Extra stimulatie CO<sub>2</sub>-besparing

Systeemintegratie zal ook worden versneld door een beter prikkelsysteem dat de markt aanzet tot investeringen en daarmee een voldoende snelle energietransitie. Offshore partijen lijken namelijk wel mee te willen werken aan investeringen in de offshore energietransitie, maar laten zich tot dusverre weerhouden door niet-economische rentabiliteit.

Het belangrijkste Europese en nationale marktinstrument dat klimaatbeleid vertaalt naar marktcondities is het Europese emissiehandelssysteem (EU Emissions Trading System of EU-ETS). Het EU-ETS dat sinds 2005 functioneert heeft echter tot nu toe over het algemeen geen hoge prijzen per vermeden ton CO<sub>2</sub> opgeleverd: de laatste jaren lag deze prijs zelfs meestal onder de € 10/ton CO<sub>2</sub>. Mede door het overschot aan emissierechten is de prijs van de emissierechten te laag voor een haalbare business case voor veel systeemintegratie opties.<sup>25</sup> Om de prijs van emissierechten te verhogen zijn er recent aanpassingen doorgevoerd in het EU-ETS. Dit betreft het uitstellen van het veilen van broeikasgasemissierechten en de invoering van een marktstabiliteitsreserve.<sup>26</sup> Hoewel hiermee het doel, een beoogde hogere CO<sub>2</sub>-prijs, lijkt te worden gerealiseerd, zijn er wel nog onzekerheden over hoe deze reserve in de toekomst wordt aangehouden en wat het exacte effect is op de CO<sub>2</sub>-prijs. Een stabiele en wellicht aanvullende prikkel zal noodzakelijk zijn om investeringen op gebied van systeemintegratie op korte termijn door te zetten door onzekerheden m.b.t. CO<sub>2</sub>-prijs ontwikkelingen terug te dringen.

Dit alles geeft aan - gegeven de urgentie van de vereiste klimaatacties en de lange doorlooptijden van technologische doorbraken en de daartoe vereiste regelgeving - dat er op korte termijn aanvullend beleid nodig is om er aan bij te dragen dat er doorbraken komen in de richting van een koolstofarme economie, ook voor wat betreft de offshore energieactiviteiten. Uiteraard zijn verschillende individuele prikkels of combinaties denkbaar, zoals: subsidie-, belasting-, aanbesteding en/of verbod-systemen, zolang deze onderling niet strijdig zijn en een gelijk speelveld oplevert voor de betrokken actoren.

## 4.3 Regelgeving op orde voor tijdige implementatie

Een mogelijke barrière voor het tijdig behalen van de gewenste offshore klimaatwinsten is het regelgevend kader. Voor wat betreft regelgeving is het allereerst van belang dat regionale, nationale en internationale wet- en regelgeving ten aanzien van offshore activiteiten goed op elkaar wordt afgestemd. Ditzelfde betreft ook stakeholder management en communicatie: ook ten aanzien daarvan is de internationale afstemming een vereiste voor maximale effectiviteit. Kortom, offshore systeemintegratie dient een nationaal belang dat specifieke aandacht vraagt van beleidsmakers.

Een specifiek voorbeeld is dat de huidige Elektriciteitswet nog geen rekening houdt met offshore systeemintegratie.<sup>27</sup> Ook zou regelgeving meer recht moeten doen aan de integrale maatschappelijke kosten en baten van offshore activiteiten. Indien bijvoorbeeld belangrijke besparingen worden gerealiseerd op publieke investeringen in het energietransportsysteem of indien bijvoorbeeld belangrijke congestieproblemen op het stroomnet of problemen rond publieke acceptatie zouden kunnen worden voorkomen, zou regelgeving via marktprikkels ervoor moeten zorgen dat deze maatschappelijke besparingen worden gerealiseerd.

Daarnaast kan de overheid in haar lange-termijn planning voor duurzame energie op zee rekening houden met mogelijke synergieën om kosten te beperken en milieuwinsten te vergroten. Sprekende voorbeelden zijn:

<sup>25</sup> Het bestaande prijsniveau leidt in de praktijk bijvoorbeeld tot slechts een beperkt prijsverschil tussen 'groene' en 'grijze' waterstof, namelijk in de orde van slechts een dubbeltje of daaromtrent per kilogram waterstof. Ook is de huidige prijs geen duidelijke stimulans om platform elektrificatie projecten te initiëren. Waterstofproductie met CCS zal ook niet economisch rendabel zijn bij deze CO<sub>2</sub> prijs. Omdat de CO<sub>2</sub>-footprint van 1 kg 'grijze' waterstof ongeveer 10 kilo CO<sub>2</sub> bedraagt, kan een kostprijs verschil tussen 'grijze' en 'blauwe' waterstof van € 0,50-0,75/kg alleen via het EU-ETS worden overbrugd bij een allowance-prijs in de orde van € 50-75/ton CO<sub>2</sub>. Om dit in perspectief te zetten: de overheid geeft € 140-500/ton CO<sub>2</sub>-eq. uit voor het vergroenen van mobiliteit en € 5.700/ton CO<sub>2</sub>-eq. voor emissievrije auto's.

<sup>26</sup> Het uitstellen van het veilen broeikasgasemissierechten en de invoering van een marktstabiliteitsreserve per 1 januari 2019, voor meer informatie zie <link>.

<sup>27</sup> Zo ontvangt offshore wind alleen subsidie indien de stroom op het landelijk net als elektronen wordt aangeleverd. Het leveren van elektriciteit aan een offshore klant, bijvoorbeeld een platform, valt hierbuiten.

het mogelijk maken van tie-ins (netaansluitingen), zodat vormen van systeemintegratie technisch gemakkelijker kunnen worden gerealiseerd; het vervroegd aanleggen van substations; het opnemen van systeemintegratie elementen in offshore wind-tenders als optie om maatschappelijke risico's af te dekken en kosten te besparen; en het voorbereiden van internationale verbindingen en systeemknooppunten waar het stroomnet, de (waterstof)gasinfrastructuur, opslagfuncties en wellicht CO<sub>2</sub>-systeem op zee samenkomen.

## Bronnen

### North Sea Energy- programma publicaties

North Sea Energy Atlas, North Sea Energy, 2018. <[link](#)>  
Re-use of Subsurface Assets, North Sea Energy, 2018.  
Review of scenarios for offshore system integration on the North Sea towards 2050, North Sea Energy, 2018.  
Info Sheets Offshore System Integration Options, North Sea Energy, 2018.  
Techno-economic exploration of Gas to Wire at nearly-depleted fields, North Sea Energy, 2018.  
Towards sustainable energy production on the North Sea, North Sea Energy, 2018.  
Inventory of innovative energy transition concepts, North Sea Energy, 2018.  
The value of Electrification of offshore gas platforms, North Sea Energy, 2018.  
Life cycle assessment of platform electrification, North Sea Energy, 2018.

### Overige bronnen

'CO<sub>2</sub> -vrije waterstofproductie uit gas'. Berenschot en TNO, 2017 <[link](#)>  
'Contouren van een Routekaart Waterstof'. Jörg Gigler en Marcel Weeda, 2018 <[link](#)>  
'De toekomst van de Noordzee', PBL 2018. <[link](#)>  
'FLEXibility of the power system in the NETHERlands' (FLEXNET). ECN, Netbeheer Nederland en Alliander 2017 <[link](#)>  
'Kamerbrief routekaart windenergie op zee 2030'. 27 maart 2018, E.D. Wiebes, minister van Economische Zaken en Klimaat <[link](#)>  
'Kamerbrief Tweede Kamer der Staten-Generaal, Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, PBL-notitie "Kosten Energie- en Klimaattransitie in 2030 - Update 2018" 26 april 2018, E.D. Wiebes, minister van Economische Zaken en Klimaat <[link](#)>  
'Nederlandse gasproductie gegevens 2017', NLOG, <[link](#)>  
'Netherlands masterplan for decommissioning and re-use'. EBN in samenwerking met NOGEPa en IRO, 2016. <[link](#)>  
'Political Declaration on Energy Cooperation between the North Seas Countries' <[link](#)>  
'Trends in Nederland 2017', CBS <[link](#)>  
'Vertrouwen in de toekomst Regeerakkoord 2017 – 2021' VVD, CDA, D66 en ChristenUnie. Oktober 2017. <[link](#)>



## Colofon

**Projectnaam:**

Innovation Programme North Sea Energy

**Projectreferentie:**

TKI2017-09-UG

**Partners:**

Nederlandse organisatie voor toegepast natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO)  
Stichting Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN)  
Rijksuniversiteit Groningen (RUG)  
Energy Delta Institute B.V. (EDI)  
Energy Academy Europe (EAE)  
Energy Systems Transition Centre (ESTRAC), via ESTRAC: Gasunie, Gasterra, NAM, EBN  
TOTAL E&P Nederland B.V. (TOTAL)  
TAQA Offshore B.V. (TAQA)  
Huisman Equipment BV (Huisman)  
Shell Nederland B.V. (Shell)  
Boskalis Nederland B.V. (Boskalis, voorheen VBMS)  
Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPA)  
Siemens Nederland N.V. (Siemens)

**Website & Openbare publicaties:**

[www.north-sea-energy.eu](http://www.north-sea-energy.eu)

**Contactpersoon:**

Rene Peters  
[rene.peters@tno.nl](mailto:rene.peters@tno.nl)

**Wijzigingen tijdens het project:**

Er zijn geen significante verschillen tussen de begroting en de werkelijk gemaakte kosten in het project. Ook zijn er geen significante scopewijzigingen doorgevoerd. Wel is de start van het project enkele weken naar achteren geschoven. Hiermee is ook twee maanden uitstel aangevraagd voor de einddatum van dit project.

Dit project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

---