Deloitte.



Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-Infrastructuur Plan Noordzee 2050

Dit rapport 'Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050' is een samenvattend inhoudelijk advies op basis van de bij dit rapport gevoegde adviesnotities die in samenhang gelezen dienen te worden. Het betreft:

- **Adviesnotitie 1 'Strategische visie'** richt zich op de strategische visie voor het EIPN 2050.
- **Adviesnotitie 2 'Hergebruik van bestaande offshore gasinfrastructuur'** heeft betrekking op het mogelijke hergebruik van aardgasleidingen op de Noordzee. Aan de hand van een afwegingskader worden alternatieven voor hergebruik, op technische gronden, geanalyseerd.
- **Adviesnotitie 3 'Constructievorm van energiehubs'** geeft aan de hand van een afwegingskader een analyse van de mogelijke constructievormen van één of meerdere energiehubs.
- **Adviesnotitie 4 'Marktordening (juridisch perspectief)'** focust zich vanuit een juridisch perspectief op de marktordening voor toekomstige energiehubs, waterstoftransport op zee, waterstofopslag op zee, interconnectoren met buitenlandse energiesystemen, de tendersystematiek, en de samenhangende nationale en Europese wet- en regelgeving.
- **Adviesnotitie 5 'Marktordening (economisch perspectief)'** focust zich vanuit economisch perspectief op deze toekomstige marktordening.

Colofon

Titel	Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050
Uitgebracht aan	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO)
Datum	27 maart 2024
Kenmerk	JvdW24-023/JV/RK
Advies-organisaties	• Deloitte Financial Advisory B.V. (Deloitte) • Common Futures. Energy Transition Specialists B.V. (Common Futures) • Mott MacDonald B.V. (Mott MacDonald) • Norton Rose Fulbright LLP (Norton Rose Fulbright)
Betrokken organisaties	• BBL Company V.O.F. (BBL) • EBN B.V. (EBN) • HyCC B.V. • Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) • Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) • National Grid plc • Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM) • Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO) • NOGAT B.V. (NOGAT) • Noordgastransport B.V. (NGT) • N.V. Nederlandse Gasunie (Gasunie) • Petrogas Transportation B.V. (Petrogas) • Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) • Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) • Rijksuniversiteit Groningen • TAQA offshore B.V. (TAQA) • TenneT Holding B.V. (TenneT) • UK Department for Energy Security and Net Zero • Universiteit Utrecht • Wintershall Noordzee B.V. (Wintershall)
Individuele bijdragen	• Prof. dr. ir. L.J. (Laurens) de Vries • Prof. dr. G.J. (Gert Jan) Kramer • Dr. V. (Vinzenz) Koning

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave 1

Colofon 3

1. Nut, noodzaak en scope van het EIPN 6
1.1 Inhoud en doel 6
1.2 Totstandkoming EIPN 7
1.3 Adaptief karakter / periodieke herijking 7
1.4 Ontwerpuitgangspunten 7
1.5 Samenhang met andere programma's en afbakening 8
1.6 Afbakening 9
1.7 Leeswijzer 10

2. Conclusies en aanbevelingen 11

3. Strategische visie 22
3.1 Richtdoelen voor 2035, 2040 en 2050 23
3.2 Locaties en functionaliteiten hubs 32
3.3 Ontwikkeling Energie-infrastructuur Noordzee 2030-2050 34
3.4 Waterstofopslag 36

4. Kaart van de ontwikkelingen 2030-2050 38

5. Verbindingen 39
5.1 Internationale verbindingen 39
5.2 Nederlands waterstofnetwerk op zee 44

6. Concrete vormgeving energiehub gebied 6/7 53
6.1 Vormgeving van de energiefunctie van een energiehub in Zoekgebied 6/7 53
6.2 Keuze voor een geschikte constructievorm(en) voor hub gebied 6/7 54

7. Marktordening 63
7.1 Uitwerking taak HNO bij waterstoftransport 63
7.2 Financiering en tarieven infrastructuur op zee 65
7.3 Marktordening energiehubs (o.a. bij aanleg, beheer en operatie) 66
7.4 Internationaal 72

8. Actiegenda **74**
8.1 Introductie 74
8.2 Samenvatting actieagenda 76
8.3 Fundamentele planvorming 77
8.4 Elektriciteit en waterstofproductie 78
8.5 Waterstofnetwerk op zee 79
8.6 Aanlandingen 80
8.7 Energiehub 81
8.8 Elektriciteitsnet op zee 82
8.9 Waterstof opslag op zee 83
8.10 Interconnectiecapaciteit 84

Bijlage I Opdracht **85**
I.1 Doelstellingen van het onderzoek 85
I.2 Aanpak van het onderzoek 85
I.3 Werkzaamheden en verloop onderzoek 86
I.4 Grondslag van het onderzoek 86
I.5 Raakvlakken met andere trajecten 87
I.6 Reikwijdte en beperkingen 91
I.7 Gebruik rapport en openbaarmaking 91

Bijlage II Afkortingen **92**

Bijlage III Voorstudies **94**

Bijlage IV Uitwerking realisatieagenda **98**

1. Nut, noodzaak en scope van het EIPN

1.1 Inhoud en doel

In het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) wordt voor de ontwikkeling van windenergie op zee in de periode 2030-2050 een ambitieuze groei geschetst. Deze groei gaat van ca. 21 gigawatt (GW) rond 2030 naar streefdoelen van 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Alternatieve energiebronnen kunnen de energieopwekking op de Noordzee verder aanvullen. De ambitie is dat dit alles grotendeels plaatsvindt in grootschalige windenergiegebieden, ver op zee (>100 kilometer uit de kust) die moeten worden aangewezen in de partiële herziening van het Programma Noordzee 2022-2027 (PH) of in de daaropvolgende edities van het Programma Noordzee. Om de energie optimaal te kunnen ontsluiten, is er een versterking van het elektriciteitsnet op zee noodzakelijk, inclusief internationale verbindingen via hybride interconnectoren[1]. Het wordt verwacht dat een deel van de opgewekte energie na 2030 middels elektrolyse op zee in groene waterstofmoleculen wordt geconverteerd, en vervolgens via pijpleidingen aan land zal komen.

In zijn brief van 16 september 2022 geeft de Minister voor Klimaat en Energie aan dat hij het uitrollen van windenergie op zee na 2030 vorm wil geven door middel van een systeem met grootschalige knooppunten (energiehubs) op zee. Naast het verder transporteren van de (wind)energie uit de omliggende windparken zal er op deze energiehubs wellicht ook waterstofproductie, compressie en eventueel nabij gelegen ondergrondse waterstofopslag plaatsvinden. Het elektrische systeem en het waterstofsysteem worden daar ook met elkaar verbonden. Vanuit de energiehubs komen er verbindingen (elektrisch en waterstof) naar het vasteland, maar ook naar andere energiehubs op zee, beide zowel binnen Nederland als naar de ons omringende Noordzeelanden.

Deze Energie-infrastructuur op (het Nederlandse deel van) de Noordzee zal in de periode 2030-2050 geleidelijk worden ontwikkeld en aangelegd. Voorafgaand daaraan zal er door middel van (demonstratie)projecten ervaring moeten worden opgedaan. De nieuwe activiteiten betreffen onder andere hybride interconnectoren en grootschalige elektrolyse op zee. Daarnaast zal moeten worden bepaald of, en zo ja welke, bestaande infrastructuur voor het transport van aardgas op zee kan worden her- of mede gebruikt voor het transport van waterstof. Ten slotte zal de realisatie van de Energie-infrastructuur een samenwerking van publieke, semipublieke en marktpartijen vergen, waarbij in sommige gevallen nog bepaald dient te worden, hoe deze zich tot elkaar zullen verhouden.



[1] Verbinding tussen twee of meer landen en een windpark op zee via onderzeese elektriciteitskabels

1.2 Totstandkoming adviesopdracht ten behoeve van het EIPN

Om de keten van projecten, de systeemintegratie, het hergebruik van de aardgasinfrastructuur, de realisatie van energiehubs en de daarvoor noodzakelijke besluitvorming over rolverdeling, marktordening en wettelijk instrumentarium in onderlinge samenhang ordentelijk in de tijd te plaatsen, is het noodzakelijk om het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050 (EIPN) op te stellen.

Samen met het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW), dat verantwoordelijk is voor de ruimtelijke planning op het Nederlandse gedeelte van de Noordzee, en met TenneT en Gasunie, heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) gedurende 2022 een voorverkenning uitgevoerd naar energiehubs op zee, mogelijke locaties daarvoor, en de meest geschikte constructievormen. De resultaten en bepaalde inzichten uit eerder uitgevoerde studies hebben als input voor de adviezen van Deloitte, Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright en Common Futures gediend. Een overzicht van de gebruikte studies is opgenomen in bijlage III.

Het opstellen van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee (EIPN) en de daarmee samenhangende besluitvorming is de verantwoordelijkheid van EZK. De verwachting is dat het EIPN in de loop van 2024 door EZK met de Tweede Kamer wordt gedeeld.

In nauwe samenwerking met EZK, IenW, TenneT, Gasunie en EBN, en met andere betrokken partijen (zie Colofon) hebben Deloitte, Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright en Common Futures adviezen uitgebracht ten behoeve van het op te stellen EIPN. Dit samenvattend adviesrapport en de achterliggende adviesnotities leveren daarmee een belangrijke input voor het door EZK op te stellen EIPN.

1.3 Adaptief karakter / periodieke herijking

Het nog op te stellen EIPN zal richtinggevend zijn voor de realisatie van de benodigde infrastructuur voor windenergie op zee in de periode 2030-2050. Vanwege de onzekere en snel veranderende inzichten in relatie tot de vraag naar hernieuwbare elektriciteit en waterstof is een adaptief beleid voor wind op zee van essentieel belang. Zo hebben in 2023 de Cluster Energie Strategieën (CES) en het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) reeds tot belangrijke nieuwe inzichten geleid. Het is voor zowel marktparticipanten als de (Rijks-)overheid van belang om rekening te houden met wijzigende omstandigheden en daar waar nodig de toekomstplannen en rollen op aan te passen. Ook de ruimtelijke en ecologische inpassing van windenergie op zee in de periode tot en met 2050 is niet accuraat te voorspellen en dient stapsgewijs te worden afgewogen. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is van plan het beleid aan te passen aan de actuele inzichten en specifieke industriële behoeften, om daarmee effectiever in te spelen op de dynamiek van de energietransitie, en om de waarde van windenergie op zee als duurzame energiebron te versterken[2].

Gezien de onzekerheden die inherent aan toekomstige ontwikkelingen zijn gekoppeld, hebben wij, in lijn met het NPE, suggesties gedaan voor het hanteren van herijkingsmomenten voor het op te stellen EIPN en voor het inbouwen van de benodigde flexibiliteit. Het creëren van verschillende opties voor besluitvorming is in dit advies als centraal uitgangspunt gehanteerd.

1.4 Ontwerpuitgangspunten

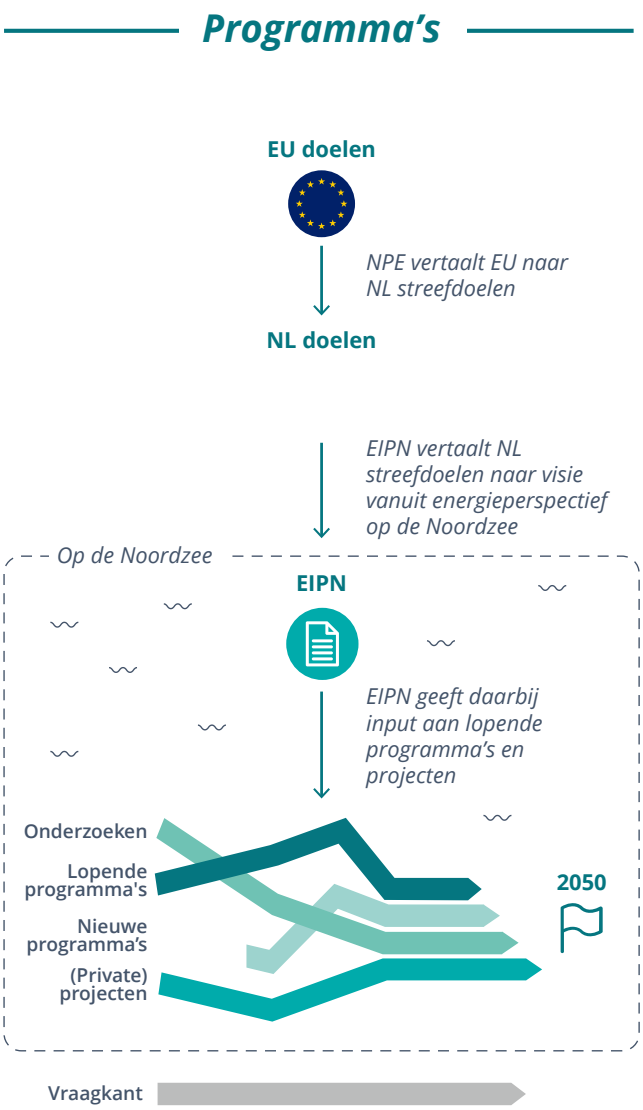
Bij het opstellen van de adviezen, zijn wij uitgegaan van het NPE van december 2023[3], met voor wind op zee een doelstelling van ca. 21 GW in 2030, en streefdoelen van 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050[4]. Het nog op te stellen EIPN richt zich op de benodigde infrastructuur met betrekking tot het energiesysteem dat volgens de huidige inzichten noodzakelijk is om deze streefdoelen te kunnen behalen. Hierbij merken we op dat de ruimtelijke inpassingsmogelijkheden, de belangen van de medegebruikers, de ecologische draagkracht van de Noordzee, en de ruimte en randvoorwaarden benodigd voor de natuur- en voedseltransitie (zie Noordzeeakkoord) niet in het EIPN behandeld worden en daarmee niet of beperkt in ons adviesrapport zijn geadresseerd.

[2] Europese aanbesteding met referentienummer 202211077

De ruimtelijke en ecologische afwegingen wat betreft het aanwijzen van windenergiegebieden worden deels in de PH gemaakt en deels in de daaropvolgende edities van Programma Noordzee. De ecologische ruimte voor windparken dient te zijn aangetoond in een Milieu Effect Rapportage voorafgaand aan een te nemen kavelbesluit.

1.5 Samenhang met andere programma's

Het nog op te stellen EIPN hangt nauw samen met andere door de Rijksoverheid ingezette trajecten voor het uitrollen van het energiesysteem en de inrichting van het Nederlandse deel van de Noordzee. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het aanwijzen van nieuwe windenergiegebieden in de PH, de daaropvolgende edities van Programma Noordzee en om het vinden van nieuwe aanlandlocaties in het Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee 2031-2040 (pVAWOZ) en Programma Aansluiting Wind Op Zee (PAWOZ). Wat betreft nieuwbouw genereren pVAWOZ en PAWOZ informatie over kansrijke aanlandlocaties, door middel van routestudies, installatiestudies, milieueffectrapportage-onderzoeken en een integrale effectenanalyse. Daarnaast is het NPE een belangrijk kader voor het EIPN. TenneT en Gasunie werken vanuit hun (beoogde) wettelijke taken als de netbeheerder elektriciteitsnet op zee en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee aan de verdere uitwerkingen die nodig zijn om de nieuwe functie van energiehubs in het energiesysteem op zee nader vorm te geven.



[3] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Nationaal plan energiesysteem, 2023

[4] Met het NPE zet het kabinet in op 35 GW windenergie op zee in 2035, een lineaire interpolatie tussen het verwachte vermogen per eind 2031 en het streefdoel voor 2040 (50 GW)

1.6 Afbakening

Parallel aan het opstellen van het EIPN door EZK vinden er nog nadere gesprekken en onderzoeken plaats, waaronder (samen met EBN en Gasunie) onderzoeken naar de mogelijkheden van het hergebruiken van de bestaande aardgasleidingen op zee. Indien hergebruik ruimtelijk, ecologisch, technisch en commercieel haalbaar blijkt, zal de keuze hiervoor uiteindelijk worden afgewogen ten opzichte van het aanleggen van geheel nieuwe waterstofbuisleidingen.

Ons onderzoek heeft zich hoofdzakelijk gericht op hernieuwbare energievoorziening op zee in de vorm van elektriciteit en waterstof. Voor de inrichting van het energiesysteem op de Noordzee dienen vanuit alle beleidsperspectieven rondom de energievoorziening (olie, gas, waterstof en elektriciteit) en compensatie voor klimaatimpact (CO_2-opslag) in een optimale samenhang keuzes te worden gemaakt. Hierbij dienen ook andere belangen als voedselvoorziening, scheepvaart en natuurbehoud en -herstel te worden meegewogen.

Het is van belang dat besluiten genomen worden in afstemming met de diverse beleidsdirecties inzake hun beleidsprogramma's, ontwikkeltrajecten en plannen en in overleg met uitvoerende partijen en belanghebbenden op de Noordzee. Hiertoe kan in het Noordzeeoverleg consensusgericht overleg plaatsvinden.

Een integrale sturing op de energievoorziening vanuit een breed beleidsperspectief op het energiesysteem met, vanwege de complexiteit en onzekerheden, een adaptief karakter en periodieke herijking is aan te bevelen, maar door ons niet verder onderzocht.

Het onderzoek dat we hebben verricht ten behoeve van het EIPN is niet allesomvattend. Er is sprake van diverse raakvlakken met andere trajecten die van belang zijn voor het opstellen van het EIPN, maar niet onder onze adviesopdracht vallen. In bijlage I worden de achtergrond van onze adviesopdracht, de reikwijdte ervan en de verbanden en raakvlakken van het EIPN met andere trajecten meer gedetailleerd beschreven.



1.7 Leeswijzer

Dit samenvattend adviesrapport is in acht hoofdstukken opgedeeld. In de onderstaande leeswijzer lichten wij de verdere opbouw van dit samenvattend adviesrapport nader toe.

Onderdeel	Toelichting
Nut, noodzaak en scope EIPN	Geeft de achtergrond weer van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050 en onze adviesopdracht.
Conclusies en aanbevelingen	Bevat de belangrijkste conclusies en aanbevelingen uit het samenvattend adviesrapport en de onderliggende adviesnotities.
Strategische visie	Geeft inzicht(en) in de mogelijke ontwikkeling van het energiesysteem op de Noordzee na 2030 en belicht welke strategische keuzes daarvoor noodzakelijk zijn.
Kaart met ontwikkelingen 2030-2050	Visuele weergave van de ontwikkelingen in het energiesysteem op het Nederlandse deel van de Noordzee.
Verbindingen	Gaat in op een specifiek onderdeel van het energiesysteem, namelijk de uitrol van elektrische en waterstofverbindingen.
Concrete vormgeving energiehub	Uitwerking van een ander specifiek onderdeel, namelijk de technische vormgeving van één of meerdere energiehubs.
Marktordening	Geeft een overzicht van de noodzakelijke besluitvorming over de marktordening van het energiesysteem op de Noordzee.
Realisatieagenda	Geeft een tijdspad voor de noodzakelijke besluitvorming over de inrichting van het energiesysteem, de rolverdeling, de marktordening en het wettelijk instrumentarium.
Bijlage I: Opdracht	Beschrijft de aanleiding en de doelstelling van het onderzoek, alsmede de aanpak, de reikwijdte en beperkingen van het onderzoek.
Bijlage II: Lijst van afkortingen	Uitleg van de afkortingen die gebruikt worden.
Bijlage III: Voorstudies	Overzicht van alle voorstudies die gebruikt zijn.
Bijlage IV: Uitwerking Realisatieagenda	Overzicht in meer detail van alle acties in de Realisatieagenda

2. Aanbevelingen

Ontwikkel nu toekomstbestendige infrastructuur op zee

Strategische visie

Creeër opties voor ontsluiting van windenergie en energie-opslag op zee

- S1 Ontwikkel de Energie-infrastructuur toekomstgericht en toets het EIPN periodiek
- S2 Zet in op twee opties: verhoogd uitroltempo elektrische infrastructuur en grootschalige kosteneffectieve waterstofproductie op zee
- S3 Stel de ambities voor 2035 neerwaarts bij
- S4 Ontwikkel een programma voor waterstofopslag op zee
- S5 Ontwikkel (extra) interconnectiecapaciteit voor zowel elektriciteit als waterstof

Verbindingen

Werk scenario's uit voor realisatie van waterstofinfrastructuur op zee

- H1 Onderzoek per relevante gaspijpleiding de technische geschiktheid voor waterstoftransport
- H2 Detailleer de waterstof-infrastructuur scenario's
- H3 Verduidelijk de randvoorwaarden voor het hergebruiken van gaspijpleidingen

Energiehubs

Realiseer eerste energiehub met platform en houd optie open voor eilanden

- E1 Start met de ontwikkeling van een energiehub op basis van een platformconcept
- E2 Ga met de maritieme sector in gesprek over de afweging voor de constructievorm van een energiehub na 2035
- E3 Start met de ontwikkeling(sfase) van een eiland om dit als keuze te behouden

Marktordening

Definieer marktordening en creëer wettelijke basis en ontwikkelkader voor infrastructuur op zee

- M1 Werk de aanwijzing, takenpakket en het governancemodel van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee uit
- M2 Ontwikkel een wettelijke basis voor waterstofinfrastructuur op zee en breid deze uit voor elektriciteitsinfrastructuur
- M3 Kies een tendersystematiek waarin de mate van volwassenheid van de waterstofmarkt wordt meegenomen
- M4 Werk de nog ontbrekende aspecten voor offshore biedzones en elektrische interconnectoren uit



Strategische visie

Creeër opties voor ontsluiting van windenergie en energie-opslag op zee

Ontwikkel de Energie-infrastructuur toekomstgericht en toets het EIPN periodiek

Conclusie

Het NPE verwacht dat wind op zee groeit tot rond 35 GW in 2035 met een mogelijke verdere ontwikkeling en inpassing naar 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Deze streefdoelen zijn gebaseerd op de maximale inzet op aanbod van duurzame energie. Om de NPE streefdoelen mogelijk te maken is het realiseren van toekomstgerichte infrastructuur noodzakelijk.
Het realiseren van deze infrastructuur (ontwerp, vergunningsverlening, aanbesteding en bouw) kent een lange doorlooptijd van 10-12 jaar. Het is mogelijk dat de realisatie van de Energie-infrastructuur voor gaat lopen op de ontwikkeling van de energievraag, waardoor de infrastructuur later dan beoogd benut wordt en er onder andere een financieel risico kan ontstaan. Dit kan te verkiezen zijn boven het afremmen van de uitrol van de infrastructuur omdat de gerealiseerde infrastructuur bijdraagt aan een efficiënte marktwerking, leveringszekerheid en het vermijden van een risico op knelpunten. Aan de andere kant kunnen er zich ook doorslaggevende redenen voordoen om het tempo en omvang van de bouw aan te passen.

Aanbeveling

Om de NPE verwachtingen mogelijk te maken en vanwege de lange doorlooptijd voor het realiseren van Energie-infrastructuur moet er nu begonnen worden met de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur. Dit zal adaptief en toekomstgericht moeten zijn. Bovendien moet periodiek getoetst worden of de marktontwikkelingen een aanpassing van het tempo en omvang van de realisatie van de Energie-infrastructuur en daarmee het EIPN vergen.

Zet in op twee opties: verhoogd uitroltempo elektrische infrastructuur en grootschalige, kosteneffectieve waterstofproductie op zee

Conclusie

Het aanlanden en verwerken van 35 GW windenergie op zee in 2035, 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050 is een grote uitdaging. Het momenteel voorziene uitroltempo van elektrische infrastructuur voor het aanlanden van ca. 2 GW wind op zee per jaar na 2031 zal onvoldoende zijn om het NPE streefdoel van 50 GW in 2040 te halen. Dit uitroltempo voorziet in ca. 38 GW elektrisch aangesloten windparken in 2040 waardoor een additionele 12 GW nodig zal zijn om tot 50 GW te komen. Voor deze additionele 12 GW zijn er twee opties:

1. Elektriciteit op zee produceren en transporteren naar het landelijke hoogspanningsnet door middel van het verhogen van het voorziene uitroltempo van ca. 2 GW per jaar; en
2. Waterstof op zee produceren en via pijpleidingen naar land transporteren door dit grootschalig (i.e. GW-schaal) en kosteneffectief te ontwikkelen.

Het verhogen van het uitroltempo van elektrische infrastructuur is op dit moment niet voorzien en bovendien is gebruik van wind op zee voor productie van waterstof op zee en transport via pijpleidingen nog niet op schaal bewezen.

Aanbeveling

Om 50 GW windenergie op zee te kunnen aansluiten voor 2040, is het van belang dat er komende jaren op beide opties (verhoogd uitroltempo elektrische infrastructuur en grootschalige, kosteneffectieve waterstofproductie op zee) wordt ingezet. Vanwege de lange doorlooptijden in de realisatie is het nodig om nu al beide opties uit te werken om tijdig gereed te zijn voor het aansluiten van de te realiseren windparken.

Voor het produceren van waterstof op zee is het van belang om medio 2025 een principekeuze te maken voor decentrale elektrolyse in of bij de windturbine of centrale elektrolyse op een platform. Gezien de onzekerheden in de waterstofmarkt kan er niet van uit worden gegaan dat de markt zelfstandig met de oplossing zal komen en is regie nodig. De tijdige uitwerking is nodig om factoren als vraagontwikkeling, betaalbaarheid, leveringszekerheid, in ruimtelijke en ecologische aspecten optimaal te laten meewegen in de uiteindelijke keuze.

Stel de ambities voor 2035 neerwaarts bij

Conclusie

Met het NPE zet het kabinet in op 35 GW windenergie op zee in 2035, een lineaire interpolatie tussen het verwachte vermogen per eind 2031 (ca. 21 GW incl. twee waterstof demonstratieprojecten van tezamen ca. 0,6 GW) en het streefdoel voor 2040 (50 GW). Voor de periode 2031-2035 is naar verwachting een tempo van ca. 2 GW elektrische aansluiting per jaar maximaal haalbaar (ca. 8 GW in totaal) zelfs als nu wordt ingezet op verhoging van uitroltempo van elektrische infrastructuur. Dit komt door het feit dat rekening moet worden gehouden met de krapte in de toeleverketens, de realisatie van voldoende aanlandingspunten en dat het net op het land dan voldoende capaciteit heeft. In combinatie met ca. 1,5 GW aan grootschalige elektrolyse op zee, zou zo een vermogen van maximaal 30,5 GW windenergie op zee per 2035 realiseerbaar zijn. Dat is lager dan het NPE-streefdoel van 35 GW. Aangezien dit streefdoel van 35 GW in 2035 niet realiseerbaar lijkt, ontstaat hierdoor druk op het realiseren van een CO_2-neutraal elektriciteitssysteem per 2035 (NPE-streefdoel).

Aanbeveling

Stel de ambities voor 2035 (35 GW) bij op basis van de verwachte maximaal haalbare capaciteit (30,5 GW).

Ontwikkel een programma voor waterstofopslag op zee

Conclusie

In de komende jaren zal de vraag naar energieopslag sterk toenemen. Daarom wordt momenteel waterstofopslag in zoutcavernes op het land ontwikkeld. Mogelijke toekomstige opslagbeperkingen op land vragen om een verdere ontwikkeling van waterstofopslag in te ontwikkelen zoutcavernes op zee of in gasvelden. Vanwege het innovatieve karakter van opslag op zee zal dit een lange doorlooptijd kennen.

Aanbeveling

Zet een integraal programma op waarin de mogelijkheden van waterstofopslag in zoutcavernes op de Noordzee en in gasvelden wordt onderzocht.

Ontwikkel extra interconnectiecapaciteit voor zowel elektriciteit als waterstof

Conclusie

Internationale elektrische en waterstoftransportverbindingen dragen bij aan een betrouwbaar en efficiënt energiesysteem en versterken de strategische positie van Nederland op het gebied van elektriciteit en waterstof in Noordwest-Europa. Naast mogelijke verbindingen met Denemarken, België en Duitsland lijken interconnecties met het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen aantrekkelijk vanwege de verschillende verbruikspatronen en/of complementaire vormen van (duurzame) energieproductie en -opslag.

Aanbeveling

Verdere analyses zijn nodig om de aantrekkelijkheid van verschillende internationale elektriciteits- en waterstofverbindingen op het gebied van economische en niet-economische factoren (zoals leveringszekerheid en een verhoogde systeemflexibiliteit) te bepalen. Onderzoek de impact van interconnecties met behulp van scenariomodellering en gebruik de verkregen inzichten bij het verder uitwerken van de reeds in gang gezette samenwerking en onderhandelingen met desbetreffende landen.

Verbindingen

Werk scenario's uit voor realisatie van waterstofinfrastructuur op zee

Onderzoek per relevante gaspijpleiding de technische geschiktheid voor waterstoftransport

Conclusie

Het naar het land transporteren van de geproduceerde waterstof op zeekan via nieuw aan te leggen waterstofpijpleidingen of via bestaande aardgaspijpleidingen in combinatie met een deel nieuwe waterstofpijpleidingen. Hergebruik van het merendeel van de bestaande aardgaspijpleidingen op de Noordzee zou technisch mogelijk kunnen zijn. Nader integriteitsonderzoek per individuele pijpleiding is nodig om dit te bevestigen. Voor dit integriteitsonderzoek bestaat (nog) geen (her)certificeringsstandaard.

Aanbeveling

Voer in samenwerking met de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, pijplijnoperators en het bevoegd gezag een integriteitsonderzoek uit per relevante pijpleiding.

Detailleer de waterstof-infrastructuur scenario's

Conclusie

Zoekgebied 6/7 (zie hoofdstuk 4 voor visualisatie van de geografische ligging) zal mogelijk na twee demonstratieprojecten de eerste grootschalige Nederlandse waterstofproductie op zee omvatten. Na het analyseren van de verschillende hergebruikscenario's vanuit Zoekgebied 6/7 lijken pijpleidingen van NGT, NOGAT, WGT en LoCal (NAM) geschikt voor waterstoftransport. In elk hergebruikscenario zullen ook nieuwe pijpleidingen nodig zijn.

Aanbeveling

Voor het uitwerken van de optimale configuratie van het waterstoftransportnetwerk zullen de scenario's verder op ruimtelijke, ecologische, commerciële en technische aspecten onderzocht moeten worden. Welke scenario's onderzocht moeten worden is te bepalen door de betrokken partijen. De uitkomsten hiervan en de bevindingen ten aanzien van de hergebruikscenario's zullen moeten worden meegenomen in andere trajecten zoals pVAWOZ, PAWOZ, PH en gebiedsuitwerking voor Zoekgebied 6/7. Daarvoor is het nodig om voor 2025 deze scenario's volledig uit te werken zodat een keuze gemaakt kan worden om een eerste operationeel waterstofnetwerk tussen 2031 en 2033 te kunnen realiseren.

Verduidelijk de randvoorwaarden voor het hergebruiken van gaspijpleidingen

Conclusie

Het hergebruik van gaspijpleidingen brengt met zich mee dat duidelijkheid ten aanzien van toekomstig eigendom, gebruik, verantwoordelijkheden, vergoedingen en financieren nodig is. Dit vereist onder andere het ontwikkelen van de marktordering waarbij een afweging gemaakt kan worden tussen overname van de pijpleidingen door de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, een gebruiksovereenkomst met de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee of een andere vorm.

Aanbeveling

Ontwikkel een methodiek voor de waardering van de activa en het overdrachtsproces van de infrastructuur aan de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee dan wel een gebruikersovereenkomst. Daarnaast zal de Rijksoverheid moeten beslissen over de regelgeving rond het financieren van de aanleg van (het gedeelte aan) nieuwe pijpleidingen en infrastructuur op zee.

Energiehubs

Realiseer eerste energiehub met platform en houd optie open voor eilanden

Start met de ontwikkeling van een energiehub op basis van een platformconcept

Conclusie

Zoekgebied 6/7 speelt een belangrijke rol bij het behalen van de NPE-streefdoelen en het realiseren van de eerdergenoemde ontsluiting van 30,5 GW in 2035. Hiervoor lijkt een eerste energiehub, waarin aansluitingen, elektrolyse en interconnecties kunnen samenkomen, vanaf 2032 nodig. Op basis van (een beperkte set aan) geanalyseerde criteria bestaat de aanbevolen constructievorm uit hoogspanningsgelijkstroom (HVDC) op platforms en compressie op centraal geplaatste platforms naast elektrolyse op platforms en/of in waterstofwindturbines.

Aanbeveling

Beleg vanaf nu centrale coördinatie van het realiseren van een energiehub bij de Rijksoverheid voor het realiseren van de beoogde waterstofproductie en het uitwerken van de marktordening met onder andere eigendomsafbakening.

Ga met de maritieme sector in gesprek over de afweging voor de constructievorm van een energiehub na 2035

Conclusie

Een energiehub kan in de vorm van een platform of een eiland gebouwd worden. Vanwege de benodigde bouw- en ontwikkeltijd is een eiland pas na 2035 een optie. Een platform of een eiland hebben verschillende kenmerken. Platforms bieden het voordeel van modulariteit terwijl een eiland minder transportbewegingen met zich meebrengt. De evaluatie van eilanden en platforms laat op dit moment echter geen eenduidige voorkeur zien. Daardoor zal het besluit over een constructievorm voor realisatie na 2035 een weging van de relevante factoren vereisen. In de evaluatie is de maritieme sector niet betrokken geweest.

Aanbeveling

Ga als Rijk in gesprek met de belanghebbenden in de maritieme sector, om een volledige afweging over de gewenste constructievorm te kunnen maken.

Start met de ontwikkeling(sfase) van een eiland om dit als keuze te behouden

Conclusie

Om een energiehub in de vorm van een eiland na 2035 te kunnen realiseren dienen nu al voorbereidingen getroffen te worden met het Rijk als initiatiefnemer en eigenaar.

Aanbeveling

Om de keuze tussen platforms en eilanden voor realisatie na 2035 open te houden, zal in 2024 gestart moeten worden met het ontwikkelen van een eilandconcept. Uitstel van de ontwikkeling van een eilandconcept betekent een impliciete keuze voor platforms.

Marktordening

Definieer marktordening en creëer wettelijke basis en ontwikkelkader voor infrastructuur op zee

Werk de aanwijzing, takenpakket en het governancemodel van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee uit

Conclusie

In de Kamerbrief over de voortgang van het waterstofbeleid (02-12-2022) geeft de Minister van EZK aan dat Gasunie de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee is. Het definitieve besluit inclusief uitwerking van het takenpakket van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee wordt voorzien in Q1 2024. Net als waterstofproductie op het land, wordt voorzien dat waterstofproductie op zee voorbehouden is aan commerciële partijen, maar de compressie naar operationele druk lijkt het meest efficiënt te kunnen worden uitgevoerd door de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee. Hierbij dient rekening te worden gehouden met twee mogelijke eigendomsvormen voor de waterstofinfrastructuur: publieke of commerciële infrastructuureigenaren. Als alternatief voor eigendom en beheer bij één partij (volledige ontvlechting of VO) kan bij hergebruik worden gekozen voor een onafhankelijke waterstofnetbeheerder (ISO).

Aanbeveling

Werk na de aanwijzing van de beheerder en de vaststelling van het takenpakket, een governancemodel rondom waterstof op zee uit met betrekking tot het borgen van de publieke belangen, de gewenste mate van systeemcomplexiteit, een tariefsystematiek en een gereguleerde activawaarde. Met het oog op het tijdig realiseren van de infrastructuur op zee, met als startpunt Demo 2 in 2032, dient dit governancemodel uiterlijk in Q1 2025 te zijn uitgewerkt.

Ontwikkel een wettelijke basis voor waterstofinfrastructuur op zee en breid die van elektriciteitsinfrastructuur uit

Conclusie

Om de verschillende infrastructurele elementen te realiseren, is een wettelijke basis nodig voor waterstofproductie, waterstoftransport en waterstofopslag op zee, elektriciteits- en energiehubs en interconnectoren. Deze basis betreft o.a. regels voor de marktordening, ontwikkeling, beheer en financiering. Duidelijkheid aan zowel (toekomstige) netbeheerders als marktpartijen is van belang voor hun investeringsbeslissingen.

Aanbeveling

Voor een planmatige aanpak van de uitrol van de Energie-infrastructuur op zee zal stevige regie door de Rijksoverheid onmisbaar zijn. Een wettelijk kader maakt systeemplanning en tijdige infrastructuurontwikkeling mogelijk. Ten aanzien van de systeemplanning kan bijvoorbeeld worden gedacht aan het opstellen van een of meerdere ontwikkelkaders zoals dat nu wordt gedaan voor het elektriciteitsnet op zee. Voor het waterstofnetwerk dient een dergelijk kader al eind 2025 gereed te zijn omdat het streven is Demo 2 in 2032 operationeel en via het waterstofnetwerk aangeland te hebben.

Kies een tendersystematiek waarin de mate van volwassenheid van de waterstofmarkt wordt meegenomen

Conclusie

Om vanaf Q1 2026 tenders uit te kunnen schrijven voor het ontwikkelen van windenergie en waterstof op zee moeten de tendervoorwaarden en -specificaties in 2024 zijn bepaald. Hierbij moet rekening worden gehouden met de Europese en Nederlandse wetgeving. Gecoördineerde tenders kunnen zorgen voor concurrentie, marktwerking en minder complexiteit omdat windenergie en waterstofproductie apart worden aanbesteed. De aanbesteder zal de coördinatie van tijds- en geografische planning moeten oppakken. Geïntegreerde tenders, waarbij vraag en aanbod in de tender geïntegreerd is, bieden meer zekerheid over de afname van de waterstof en kunnen daardoor de waterstofmarkt stimuleren.

Aanbeveling

Maak een keuze tussen een gecoördineerde of een geïntegreerde tender. Stem aanvullende voorwaarden in de aanbesteding af met marktpartijen en onderzoek de implicaties hiervan voor TenneT en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee. Hierbij is het van belang dat de tendervoorwaarden continu worden getoetst aan de ontwikkeling van de waterstofmarkt en prevalerende marktomstandigheden.

Werk de nog ontbrekende aspecten voor offshore biedzones en elektrische interconnectoren uit

Conclusie

Offshore biedzones (OBZ) zijn volgens Europees beleid essentieel voor efficiënte energiehubs en kunnen samensmelten tot een internationaal geïntegreerd net op zee. Nederland en het Verenigd Koninkrijk werken op dit moment een eerste interconnectie via een windpark uit (via het LionLink project). De hiervoor benodigde Nederlandse juridische basis moet eind 2025 bekend zijn, zodat de investeringsbeslissing in 2026 kan worden genomen. Daarbij zal ook de benoeming van TenneT als verantwoordelijke voor de elektrische interconnectoren op zee moeten worden verankerd in de Energiewet.

Aanbeveling

Ontwikkel in samenspraak met marktpartijen een gedragen basis voor business cases in een OBZ, waarbij aan de marktpartijen duidelijk gemaakt kan worden hoe met de risico's wordt omgegaan. Continueer de lopende gesprekken over richtlijnen voor kosten- batenanalyses en een mogelijke kostenverdeling van de plannen op zee met de Europese Commissie en de omringende landen. Hierbij moet worden gestreefd naar het maken van bilaterale, multilaterale of Europese afspraken over de financiële bijdragen aan het Nederlandse net op zee. Internationale samenwerking is verder nodig op het gebied van subsidiëring, vergunningverlening, participatie, kennisdeling en capaciteitsopbouw.

Ter afsluiting

Op basis van deze conclusies en aanbevelingen moeten er in de komende jaren keuzes worden gemaakt betreffende de Energie-infrastructuur zoals nader uitgewerkt in Hoofdstuk 8 van dit rapport – de Actieagenda. Ons advies is om de te maken keuzes periodiek te herijken, waarbij wordt nagegaan of de onderliggende veronderstellingen nog steeds correct zijn. Als de ontwikkelingen in de energievraag, het energieaanbod en/of internationale en/of technologische ontwikkelingen daartoe aanleiding geven, kan er tussentijds worden bijgestuurd.



3. Strategische visie

In het NPE[5] worden de streefdoelen beschreven die nodig zijn om de energietransitie te realiseren. Hierbij gaat het NPE uit van een significante capaciteitstoename in de periode 2030 – 2050 van het opwekken van energie met windturbines op zee ('wind op zee'). De capaciteit op het Nederlandse deel van de Noordzee zal volgens deze streefdoelen doorgroeien van ca. 21 GW rond 2030 naar 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050[6].

Om de onderlinge samenhang van de benodigde projecten, systeemintegratie, hergebruik van de aardgasinfrastructuur, de daarvoor noodzakelijke besluitvorming over rolverdeling, marktordening en wettelijk instrumentarium weer te geven en in de tijd te plaatsen, wordt het EIPN opgesteld. Hierbij worden de streefdoelen uit het NPE als uitgangspunt gehanteerd.

Om de NPE-streefdoelen te kunnen bereiken, is het toekomstgericht ontwikkelen van de benodigde infrastructuur een randvoorwaarde. Met 'toekomstgericht' wordt bedoeld dat er voldoende infrastructuurcapaciteit is, rekening houdend met zowel toekomstige ontwikkelingen als met een betaalbare infrastructuur. Hierbij is het denkbaar dat een deel van de te realiseren infrastructuur later dan beoogd wordt benut. Vanuit de optiek van leveringszekerheid voor de Nederlandse energieafnemers en vanwege het faciliteren van een efficiënte marktwerking is dit te verkiezen boven de negatieve effecten van een tekort aan infrastructuur. Als ontwikkelingen in energievraag, energieaanbod, internationale en/of technologische ontwikkelingen daartoe aanleiding geven, kan er waar mogelijk tussentijds worden bijgestuurd in de realisatie van de infrastructuur.

Het zal uitdagend zijn om de NPE-streefdoelen voor 2035, 2040 en 2050 te bereiken. Het is onzeker of meer dan 2 GW per jaar aan elektrische aansluitingen inclusief het aanlanden en verwerken op het land gerealiseerd kan worden in de periode 2031-2040. Ook is het tempo van het realiseren van een aanzienlijke elektrolysecapaciteit op zee een onzekere factor. Daarom moet in de komende jaren de focus liggen op het creëren van verschillende opties; er moet worden onderzocht welke mogelijkheden er zijn om het tempo van het uitrollen van de elektrische aansluitingen te versnellen. Tegelijkertijd moet onderzocht worden hoe de waterstofproductie op zee kosteneffectief kan worden gerealiseerd. Door beide opties open te houden, ontstaat keuzevrijheid om goed op ontwikkelingen in te spelen, en de infrastructuur te optimaliseren op onder meer vraagontwikkeling, betaalbaarheid en leveringszekerheid, ook voor de periode na 2040.

Het tempo en de realisatie van de Energie-infrastructuur zal onder meer afhankelijk zijn van de ruimtelijke en ecologische inpasbaarheid van de plannen. Daarnaast kunnen hogere energiebesparingen of veranderingen in de economische ontwikkelingen tot een lagere energievraag en daarmee benodigde infrastructuur leiden. De impact van deze omstandigheden op de Energie-infrastructuur valt buiten de scope van de adviesopdracht.



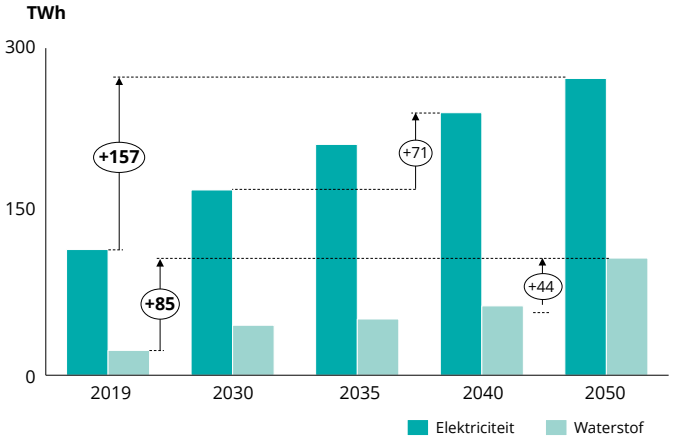
[5] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Nationaal plan energiesysteem, 2023
[6] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050, 2022. Verwant met, maar niet gelijk aan de energiehubs op het land, waar het NPE over spreekt: "een gebied waarin op een slimme manier aanbod, vraag en opslag lokaal gekoppeld worden zodat het centrale energiesysteem wordt ontlast."

3.1 Richtdoelen voor 2035, 2040 en 2050

3.1.1 Verwachte energievraag 2030-2050 (sub sectoren en afnemers)

Het NPE beschrijft hoe Nederland een energiesysteem kan ontwikkelen dat past bij een klimaat-neutrale samenleving, waarbij wordt ingezet op strategische leveringszekerheid van het nationale energiegebruik en waarbij wordt verwacht dat er import nodig blijft voor de exportsectoren, zoals de industrie en de internationale lucht- en scheepvaart.

De totale energievraag[3,7] (eindgebruik) kent een sterke stijging van elektrificatie naar 2050 (+157 terawattuur (TWh) t.o.v. 2019, + 136%), waarvan de grootste toename tussen 2030 en 2040 (+71 TWh) naar verwachting plaatsvindt. In dit scenario neemt de vraag naar waterstof ook sterk toe (+85 TWh t.o.v. 2019, +372%), waarbij de waarbij de groei in vergelijking met elektrificatie later inzet (tussen 2040 en 2050 +44 TWh). De vraagontwikkeling zal als gevolg van de lange tijdlijnen een zekere mate van onzekerheid kennen. Op periodieke evaluatiemomenten zou de ontwikkeling van de energievraag met relevante marktpartijen moeten worden getoetst om vast te stellen of de streefdoelen en de daarop afgestemde infrastructuurplannen moeten worden bijgesteld.



3.1.2 Rol van Nederland in Noordwest-Europa

Het Nederlandse deel van de Noordzee speelt ook een belangrijke rol bij de energievraag en -transitie van Noordwest-Europa. Hier liggen drie factoren aan ten grondslag: het potentieel voor energieproductie door middel van windenergie op zee[8], het potentieel voor energieopslag[9] en de mogelijkheid om het Nederlandse energiesysteem te verbinden met dat van de omliggende Noordzeelanden. In paragraaf 3.1.3 en verder zal worden ingegaan op de energieproductie, paragraaf 3.4 behandelt de waterstofopslag, en hoofdstuk 5 gaat dieper in op (internationale) verbindingen.

3.1.3 Richtinggevende verdeling van elektronen en moleculen

Huidige situatie en mogelijkheden

Op basis van de Aanvullende Routekaart Wind op Zee[10] wordt verwacht dat er eind 2031 ca. 21 GW productiecapaciteit van wind op zee zal worden aangeland (gerealiseerde en aangekondigde windparken). Hoewel de ca. 21 GW leidend is staat er alles bij elkaar opgeteld meer capaciteit beschreven, omdat er rekening wordt gehouden met een veiligheidsmarge voor het geval projecten niet doorgaan. Van deze ca. 21 GW zal 20,4 GW via het elektriciteitsnet wordt aangeland. Daarnaast zal er ongeveer 600 megawatt (MW) via waterstofproductie op zee[11] worden ontsloten (momenteel aangekondigde demonstratieprojecten).

[7] Inzet als eindgebruik betreft de uiteindelijke consumptie en toepassing van energie door gebruikerssectoren. Het omvat het directe gebruik van energie voor diverse toepassingen, zoals verlichting, ruimte- en waterverwarming, apparaten, verwarming, koeling, grondstoffen, verbrandingsprocessen, industriële processen minus omzettings- en transportverliezen, en vertegenwoordigt het laatste stadium in de energieketen

[8] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Nationaal Plan Energiesysteem, 2023

[9] Behalve voor energieopslag is de Noordzee ook cruciaal vanwege het potentieel voor CO_2-opslag

[10] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030, 2022

[11] Demo 1 beoogt een capaciteit van minder dan 100 MW, Demo 2 beoogt een capaciteit van ongeveer 500 MW, zie paragraaf 5.2.2

Voor het streefdoel van 2040 (50 GW) is een additionele 29 GW nodig. Deze 50 GW kan zoals het Nationaal Leiderschap (NAT)-scenario uit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) weergeeft, bestaan uit ca. 40 GW elektrisch aangesloten windvermogen en ca. 10 GW elektrolyse op zee. Het volume aan waterstof is vergelijkbaar met de interne scenario's van Gasunie en met de systeemstudies waar het NPE[7] gebruik van heeft gemaakt. Daarnaast is dit vergelijkbaar met het uitgangspunt van een totaal aan 38 GW elektrisch aangesloten windvermogen in de door TenneT gepubliceerde Target Grid studie[12] en met de studie Systeemintegratie wind op zee 2030-2040[13].

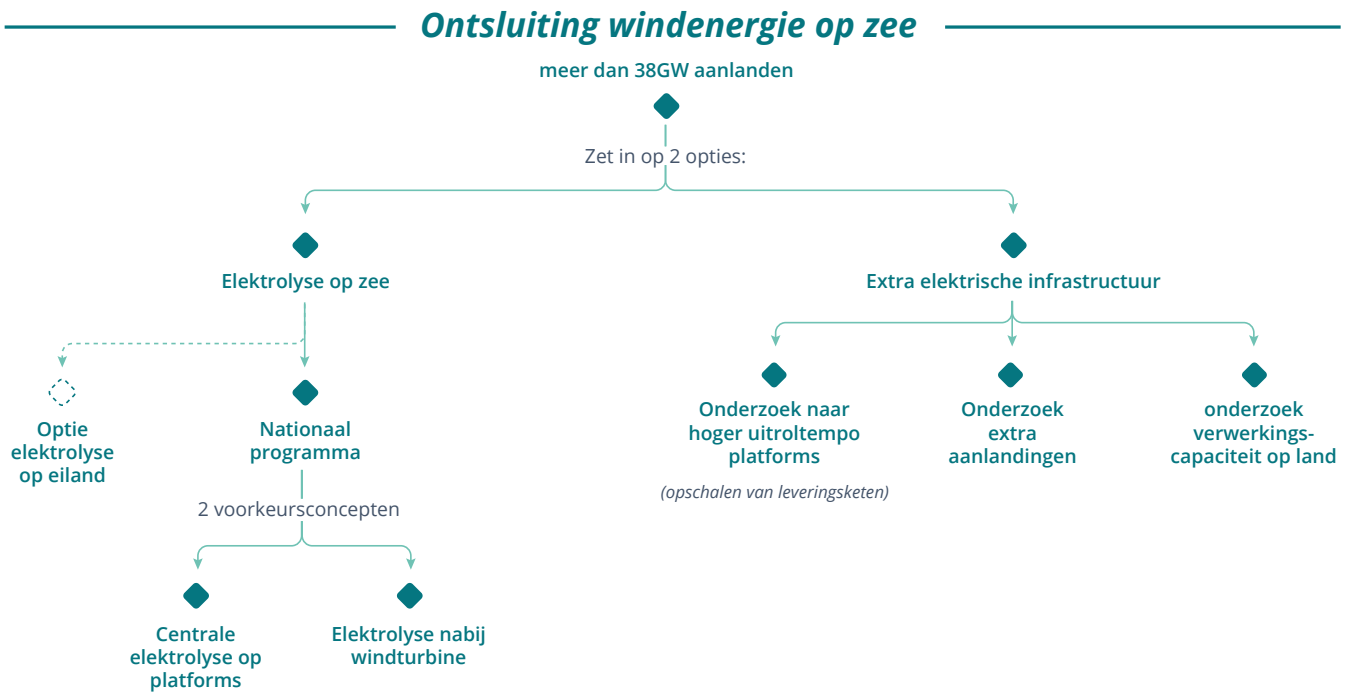
Door pVAWOZ wordt momenteel onderzocht of deze 38 GW – o.a. ook qua ruimte en draagvlak – kan worden ingepast in het energiesysteem. Bij deze 38 GW, zoals genoemd in Target Grid, kan worden gedacht aan een realisatietempo van 2 GW per jaar in de periode 2031-2040, rekening houdend met het produceren en installeren van de nieuwe standaard voor converterstations van 2 GW en met het verwerken van aanpassingen in het elektriciteitsnet op het land.

Het is echter nog niet voldoende duidelijk hoe de 12 GW bovenop de 38 GW kan worden aangeland om tot het streefdoel van 50 GW te komen. In principe zijn daar twee opties voor, waarvan voor beide op dit moment niet zeker is of, en, zo ja, in welke mate, ze in de praktijk inzetbaar zijn:

- Elektrolyse op zee, met aanlanding van de energie in de vorm van waterstof. Hoewel de kosten hiervan hoger zullen zijn dan voor elektrolyse op het land, kan bespaard worden op de benodigde HVDC-verbindingen naar het land, op het aantal aanlandingspunten, en op de ruimte voor elektrolyse op het land. De technologie staat echter nog in de kinderschoenen.
- Meer dan 38 GW elektrisch aansluiten. Hiervoor zouden ten minste drie hordes genomen moeten worden: 1) het sneller uitrollen van de HVDC-platforms, 2) meer aanlandingslocaties in de periode 2030-2040, en 3) meer verwerkingscapaciteit op het land (grootschalige, flexibele vraag aan de kust en een grote transportcapaciteit).



[12] TenneT - Target Grid, Het elektriciteitsnet van de duurzame toekomst begint vandaag, 2023
[13] Berenschot en Guidehouse - Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, 2021



Noodzaak van optieruimte en korte termijnacties

Op dit moment is geen van beide opties praktisch uitvoerbaar. Daarom kan er niet bij voorbaat van worden uitgegaan dat een mix van de twee voor deze 12 GW tot de mogelijkheden behoort. Prioriteit moet gegeven worden aan het creëren van verschillende opties voor het aansluiten van de 12 GW, verspreid over de periode 2031-2040[14]. Dit is urgent omdat belangrijke beslissingen over de infrastructuur 10-12 jaar vóór het opleveren daarvan genomen moeten worden.

Elektrisch aansluiten

Om de optie van het versnellen van het aanleggen van de elektrische aansluitingen (boven 2 GW/jaar) open te houden zullen de volgende acties zo snel mogelijk moeten worden gestart:

1. EZK onderzoekt met TenneT of, en zo ja wanneer, het uitroltempo van platforms (met een capaciteit van 2 GW) kan worden verhoogd naar meer dan één platform per jaar, zowel wat betreft de levering en de installatie als de benodigde infrastructuur op het land. Hiervoor is nodig:
   - Aanpassing van het hoogspanningsnet op het land, inclusief gelijkstroom (DC)-verbindingen vanuit zee naar vraagcentra in het binnenland. De in de Target Grid voorgestelde onshoreverbindingen gaan uit van 38 GW wind op zee in 2040.
   - Nog meer grootschalige en flexibele elektriciteitsvraag, waaronder voor elektrolyse, aan de kust. Bovenop wat er in combinatie met 38 GW wind op zee al zou worden voorzien.
2. EZK onderzoekt binnen pVAWOZ of er naast de tien jaarlijkse 2 GW aanlandingen, waar nu voor de periode 2031-2040 naar gezocht wordt, nog vier tot vijf van dergelijke aanlandingen aangewezen kunnen worden in de periode 2031-2040. Dit zou genoeg zijn om de volledige 50 GW elektrisch te kunnen realiseren.
3. EZK start onderzoek of de verwerkingscapaciteit op land voldoende is om de additionele op zee geproduceerde electronen te kunnen verwerken. Hierbij moet ook gekeken worden naar grootschalige, flexibele vraag aan de kust, bijvoorbeeld van de elektrolysecapaciteit.

[14] Als er in dit hoofdstuk een jaartal wordt genoemd, betekent dit het einde van het jaar. In dit geval: eind 2031 – eind 2040

Verder zal er rekening gehouden moeten worden met de effecten van een mogelijke vertraging in het proces van pVAWOZ 2031-2040. In pVAWOZ 2031-2040 zal de integratie in het energiesysteem aan bod moeten komen en vindt er overleg met TenneT plaats over de consequenties voor de Target Grid. Als de vier tot vijf extra aanlandingen uiteindelijk niet nodig blijken te zijn voor 2031-2040, dan kan een dergelijke uitbreiding van de verkenning in elk geval locaties opleveren voor aanlanding na 2040.

Waterstof platform / eiland

Om het realiseren van elektrolyse op zee tussen 2031 en 2040 als reële optie te kunnen inzetten, zullen de transportinfrastructuur en de elektrolyse-/compressie-infrastructuur verder moeten worden uitgewerkt. Voor deze elektrolyse-/compressie-infrastructuur zijn er twee voorkeursconcepten (zie ook de paragrafen 6.2.10 en 6.2.11):

1. Centrale elektrolyse op zeeplatforms, eventueel in combinatie met compressie op platform(s).
2. Waterstofturbines in combinatie met compressieplatform(s).

Naast deze concepten is er nog een additioneel concept; centrale elektrolyse op eilanden. Voor het behalen van de NPE-streefdoelen voor 2035 is elektrolyse op eilanden geen optie omdat deze in het gunstigste geval pas in 2034 operationeel zijn Dit kan zelfs later zijn als gevolg van mogelijke vertraging door bijvoorbeeld werkzaamheden op zee of het lage Technology Readiness Level (TRL). Later in tijd zou dit concept wel haalbaar kunnen zijn (zie paragraaf 6.2.11). Het concept waarbij compressie wordt gesplitst van waterstofproductie en wordt geplaats op een eilandconcept, heeft evenmin de voorkeur voor 2035. Deze is het minst gunstig beoordeeld en kan pas bij onwaarschijnlijke technische beperkingen bij elektrolyse op platforms een alternatief zijn (bijvoorbeeld compressortrillingen, zie paragraaf 6.2.10).

In de komende anderhalf jaar zal elektrolyse op platforms en in waterstofturbines verder moeten worden ontwikkeld zodat er medio 2025 een principekeuze voor één van beide kan worden gemaakt. Zo'n principekeuze is nodig vanwege de 10-12 jaar doorlooptijd van de productie van de platforms ten opzichte van de doorlooptijd van de tender tot de bouw van de windparken op zee van ca. 5 jaar. Verder is de principekeuze nodig om een toeleverketen op te bouwen die de noodzakelijke platforms en/of waterstofturbines in een hoog tempo kan leveren. Het maken van de keuze schept benodigde randvoorwaarden. Uiteindelijk heeft de keuze grote impact op het complexe geheel van infrastructuurkeuzes in Zoekgebied 6/7.

Indien er gekozen wordt voor een centraal elektrolyseplatform, dan zal uiterlijk in de tweede helft van 2025 gestart moeten worden met de engineering van het eerste commerciële platform om te waarborgen dat het platform gereed kan zijn in 2033[15]. Met deze keuze wordt ook vastgelegd welke speelruimte de ontwikkelaars nog hebben binnen de kaders voor de aan te leggen waterstofinfrastructuur. Hoewel de keuze voor het configureren van de waterstoftransportinfrastructuur tot de kust los staat van de keuze voor één van deze twee concepten, moet de configuratie wel geschikt zijn voor beide concepten (zie paragraaf 6.2.9).

[15] Dit traject zal naast de ontwikkeling van de demo's 1 en 2 moeten lopen

Daarom moet er zo spoedig mogelijk een programma voor elektrolyse op zee worden ingezet, om de voorkeursoptie te kunnen selecteren en deze gereed te maken voor commerciële toepassing op 500 MW-schaal per 2033. Hiervoor moeten zo spoedig mogelijk acties worden genomen. Nog in 2024 zou EZK twee trajecten[16] moeten instigeren:

1. Het ontwikkelen van een platform voor elektrolyse op zee, geschikt voor een modulair op te bouwen elektrolysecapaciteit met een bovengrens van bijvoorbeeld 500 MW; zo'n platform wordt ruwweg even groot als het 2 GW HVDC-platform. Duidelijke keuzes met betrekking tot het concept kunnen de totale ontwerp- en bouwkosten reduceren en de doorlooptijd verkorten. Bij een dergelijke aanpak kan geleerd worden van het succes van TenneT met de geleidelijke ontwikkeling van de 700 MW en 2 GW platforms voor het elektrisch aansluiten van windparken op zee.
2. Het ontwikkelen van elektrolyse in windturbines, al dan niet met een elektrische aansluiting. Daarbij gaat het om het gehele systeem, inclusief de zogenaamde 'in-field' infrastructuur en het compressieplatform.

- Het is nodig om voor beide trajecten een initiatiefnemer aan te wijzen en de trajecten vervolgens in nauwe samenwerking met de leveranciers en ontwikkelaars uit te voeren, zodat inzetbaarheid in 2033 haalbaar blijft. Hierbij kan men voortbouwen op de aangekondigde demonstratieprojecten van elektrolyse op zee. In onze gesprekken met belanghebbenden is gebleken, dat een regierol door de Rijksoverheid op gespannen voet staat met het uitgangspunt dat elektrolyse een typische marktactiviteit is. Deze mate van regie zal echter noodzakelijk zal zijn om commerciële toepassing op 500 MW-schaal per 2033 mogelijk te maken.
- Indien uit deze trajecten volgt dat dergelijke platforms en/of de infrastructuur voor waterstofturbines tegen acceptabele kosten gerealiseerd kunnen worden, kan het tempo van opschalen en uitrollen onderzocht worden. Een tender voor eerste commerciële toepassing zal, wanneer de keuze valt op een gecentraliseerd elektrolyseplatform, al in 2025 moeten worden uitgezet in een van de in 2026 aan te wijzen gebieden. Het Ministerie van EZK zou een partij moeten aanwijzen die, zoals TenneT bij de 2 GW platforms heeft gedaan, een leidende rol neemt in het mobiliseren van de toeleverketen. Daarnaast moet overwogen worden wat de rol van andere marktpartijen daarbij is, zoals competitie binnen een programma van eisen. Ook als er in 2040 minder dan 38 GW aan elektrische aansluitingen mogelijk blijkt, is deze actie van belang.

Synthese

Nadat er op deze manier verschillende opties voor het aansluiten van wind op zee zijn gecreëerd, moet de Rijksoverheid, na consultatie met netbeheerders en marktpartijen, een keuze kunnen maken van de mix van elektriciteits- en waterstofproductie op zee en in energiehubs op zee. Dit zou al eind 2025 relevant kunnen zijn, als er voor 2033 voldoende opties zijn en dus een keuze toelaat. Immers, in 2025 moet duidelijk zijn of elektrolyse op zee een reële optie is (zie de actieagenda in Hoofdstuk 8 voor de tijdsplanning). In een dergelijke situatie ontstaat er ruimte voor een verdere optimalisatie op basis van de vraagontwikkeling, ruimtelijke, milieu- en kostenoverwegingen. Als elektrolyse op zee nog niet praktisch inzetbaar blijkt, moet er wellicht meer elektrisch worden aangeland, in combinatie met grootschalige, flexibele elektriciteitsvraag aan de kust, bijvoorbeeld in de vorm van elektrolyse op land. In deze optimalisatie moet rekening worden gehouden met de mogelijke systeemvoordelen die elektrolyse op zee kan meebrengen, zoals hogere benuttingsgraad, lagere totale systeemkosten, en toevoegen van flexibiliteit aan de elektriciteitsmarkt.

[16] In de Kamerbrief Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof (23 juni 2023) kondigde de Minister voor Klimaat en Energie aan dat er € 1,8 miljard uit het Klimaatfonds wordt geïnvesteerd in elektrolyse op zee.

De plannen kunnen periodiek worden bijgestuurd, waarbij rekening gehouden kan worden met ontwikkelingen zoals de vraag naar elektriciteit en waterstof, de vraag naar export en de mogelijkheden van import, keuzes ten aanzien van de binnenlandse productie van synthetische brandstoffen, technologische ontwikkelingen en het inzetten van bijvoorbeeld meer of minder kernenergie. De te creëren opties maken de besluitvorming robuuster, doordat er meer vrijheidsgraden ontstaan.

Om de noodzakelijke investeringen in de toeleverketens te bevorderen, is een stabiel en betrouwbaar uitrolpad van groot belang. Afstemming met andere Noordzeelanden is daarbij noodzakelijk, zoals al eerder is bevestigd, onder andere op de Noordzeetop in Oostende (april 2023) en in de gezamenlijke tenderagenda voor de Noordzee (november 2023). Het is mogelijk dat een gedeelte van de geplande infrastructuur later in gebruik wordt genomen dan oorspronkelijk gepland. Met het oog op leveringszekerheid kan dit toch de voorkeur hebben boven een gebrek aan infrastructuur. Het uiteindelijk realiseren van minder dan 50 GW wind op zee per 2040 blijft uiteraard ook een optie.

Haalbare doelstelling 'wind op zee'-vermogen 2035

In het NPE is er voor 2035 een 'wind op zee'-doel voorgesteld van 35 GW, een lineaire interpolatie tussen het verwachte vermogen per eind 2031 (ca. 21GW) en het streefdoel voor 2040 (50 GW). Vanwege uitdagingen in de toeleverketen kan er naar verwachting in de periode 2031-2035 jaarlijks minder vermogen worden aangesloten dan in de periode 2035-2040. Een vermogen van 30,5 GW per 2035 lijkt daardoor maximaal haalbaar.

Voor elektrische aansluitingen wordt in de periode 2031-2035 een grote krapte verwacht in de toeleverketen, met bijbehorende hoge prijzen. Het grootste knelpunt is daarbij de beperkte productiecapaciteit bij de HVDC-converterleveranciers. Er zijn in de wereld slechts drie niet-Chinese leveranciers[18] die de benodigde converters kunnen leveren.

Deze leveranciers werken nauw en exclusief samen met door hen geselecteerde platformbouwers/werven. Ook de capaciteit van deze partijen vormt een knelpunt. Veel van de door de overige Noordzeelanden voor 2030 aangekondigde capaciteitsuitbreidingen kunnen vertraging ondervinden doordat deze doelen, veelal ingegeven door aangekondigd klimaatbeleid, geen rekening houden met de situatie van de toeleverketen. Omdat TenneT voor de periode tot en met 2031 reeds een groot beslag heeft gelegd op de capaciteit van de mondiale toeleverketens, zal een groot deel van het vermogen uiteindelijk in de periode 2031-2035 gerealiseerd moeten worden.

Vanwege de krapte in de toeleverketen is het nodig dat TenneT al uiterlijk april 2024 harde toezeggingen kan afgegeven aan de HVDC-leveranciers (2 GW platforms) om capaciteit te reserveren voor de periode 2032-2035 ondanks dat de kavels dan nog niet bekend zijn. Wel moet TenneT van het Rijk bevestigd krijgen dat zij deze reserveringen mag doen, aangezien TenneT daarmee significante verplichtingen aangaat. Zonder bevestiging van het Rijk loopt TenneT voor deze periode dan ook een realisatierisico.

Overigens is de afhankelijkheid van slechts drie leveranciers voor de Europese 'wind op zee'-ontwikkeling geen houdbare situatie. In EU-verband zou er dan ook gewerkt moeten worden aan, bij voorkeur Europese alternatieven, waarbij een oplossing gevonden moet worden voor schaarste op het gebied van:

- menselijk kapitaal;
- andere kapitaalgoederen (bijvoorbeeld boten en kranen);
- technologie (HVDC-technologie);
- grondstoffen[19];
- ruimte, met name voor het bouwen van de noodzakelijke diepwaterwerven.

[17] North Seas Energy Cooperation, NSEC Tender Planning, 2023
[18] Met bijbehorende risico's, zoals gepresenteerd in de beantwoording van Kamervragen Chinese bedrijven azen op Europese stroomnet, 2022.
[19] Hiervoor is de "Critical Raw Materials Act" van belang, waarbij gestreefd wordt naar afronding van de 'trialoog' (EC, Raad, Parlement) vóór eind 2023. Zie https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/critical-raw-materials/

Voor de periode 2031-2035 lijkt het elektrisch aansluiten van 2 GW per jaar voor Nederland een verantwoord tempo. Dit tempo ligt lager dan het voor 2029-2031 beoogde tempo, maar biedt de kans om de geleerde lessen in de praktijk te brengen. Aan de hand van de opgedane ervaring met het ontwerpen en bouwen van de platforms in de periode 2029-2031, kunnen in de periode 2031-2035 verbeteringen worden doorgevoerd; bij een voortgezet tempo van meerdere platforms per jaar zou hier minder gelegenheid voor zijn.

In het tempo van 2 GW per jaar is rekening gehouden met andere potentiële knelpunten, zoals:

- krapte bij andere toeleverketens (ook voor de windturbines zelf);
- eventuele vertraging in het Nederlandse 'wind op zee'-programma tot en met 2031;
- het realiseren van aanlandingspunten;
- het realiseren van voldoende elektrolysecapaciteit nabij de kust;
- het aanpassen van het net op het land (o.a. Noord-Holland Noord en Delta-Rijn corridor naar Maasbracht); de groei in de vraag naar elektriciteit en waterstof.

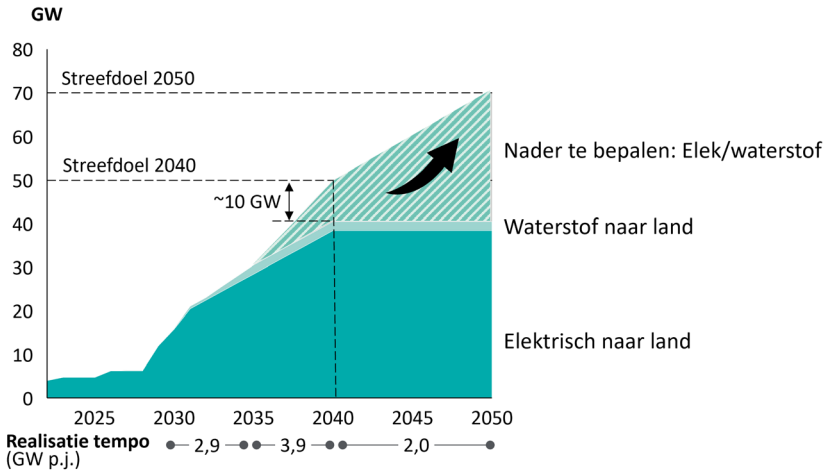
Mocht Nederland een hoger tempo aan kunnen houden, dan zou dit waarschijnlijk ten koste gaan van het tempo in de ons omringende landen. Het zal naar verwachting ook pas vanaf 2035 technisch mogelijk zijn om met behulp van "DC-fault separation devices" een vermaasde HVDC-verbinding mogelijk te maken. Daarmee is deze optie, welke van belang is voor met meer dan twee landen verbonden energiehubs, niet beschikbaar is voor elektrische aansluitingen in de periode tot en met 2035 (zie paragraaf 5.1.4 voor een verdere uitleg over de noodzakelijke technische ontwikkelingen).

Voor elektrolyse op zee is de periode 2031-2035 nog slechts de beginfase. Tot eind 2031 zullen slechts twee aangekondigde demonstratieprojecten van in totaal ca. 0,6 GW gerealiseerd worden (zie paragraaf 5.2.2). Er is nog geen partij in beeld die, zoals TenneT voor de HVDC-platforms, een platform kan definiëren en daarvoor een reservering kan plaatsen bij de leveranciers. Als gevolg van de grote en minder complexe vraag naar elektrolyse op land zal de toeleverketen mogelijk de neiging hebben zich eerst daarop te richten, wat een rem kan zetten op de in deze periode te realiseren elektrolysecapaciteit op zee.

Toepassing van waterstof producerende windturbines in combinatie met compressieplatforms kan een alternatief zijn. Ook deze ontwikkeling staat nog in de kinderschoenen, zodat toepassing op multi-GW-schaal in de periode 2031-2035 waarschijnlijk nog niet mogelijk zal zijn. De bovengrens voor het aansluiten van wind op zee per 2035 zal daardoor ca. 30,5 GW zijn:

- Elektrisch aansluiten: 20,4 GW per eind 2031 (21 GW totale wind op zee capaciteit minus de 0,6 GW die via waterstof wordt ontsloten) + jaarlijks 2 GW in de periode 2032-2035 = 28,4 GW.
- Elektrolyse op zee: ca. 0,6 GW per eind 2031 (de twee demonstratieprojecten) + jaarlijks 0,5 GW van 2033 tot en met 2035 = 2,1 GW.[20]

Deze ontwikkelingen zijn hieronder weergegeven.



[20] Door de commerciële toepassing pas vanaf 2033 te starten, kan nog enige lering getrokken worden uit de eerste ontwerpjaren van het Demo 2-project

3.1.4 Betekenis van zon op zee

Zon op zee is een opkomende technologie in de Nederlandse energietransitie[21] en kent een aantal voordelen: de potentiële optimalisatie van de bestaande infrastructuur door een combinatie met windparken, minder onderhoud en een geringe visuele impact. Aan zon op zee zijn ook uitdagingen en onzekerheden verbonden, zoals de onbekende ecologische impact en hogere kosten in vergelijking met zon op het land en windenergie. De technologie bevindt zich momenteel op TRL 6 uit 9, en is nog nergens ter wereld op grote schaal bewezen op zee.

De Rijksoverheid onderzoekt of het mogelijk is om 3 GW zon op zee in 2031 te realiseren. Hiervoor is een snelle opschaling nodig vanaf potentiële realisatie van 50 MW in kavel IJmuiden Ver Beta in 2029. Meenemen van de resultaten van deels nog te starten haalbaarheidsonderzoeken[22,23] is cruciaal voor de uitrol. Voor de implementatie van zon op zee is een strak programma nodig, inclusief (de inmiddels aangewezen) test- en ontwikkellocaties en het definiëren van een subsidievorm. Gezien de waarschijnlijk beperkte gelijktijdigheid van energieproductie van zon en wind, en vanwege het gebruik van dezelfde inter-arraykabel door de ontwikkelaar, zijn er naar verwachting geen extra eisen die worden gesteld aan de infrastructuur en de platforms op zee. Hierdoor hoeft er voorlopig geen rekening te worden gehouden met de aansluiting van zon op zee bij het grootschalig uitrollen van de infrastructuur op de Noordzee (TenneT-platforms)[24].

3.1.5 Onzekerheden en afhankelijkheden bij het periodiek bijstellen van de doelen

Belangrijke onzekerheden en afhankelijkheden rondom het EIPN hebben betrekking op:

- **Energievraag** hangt af van factoren zoals het tempo van de elektrificatie in Nederland, de aanwezigheid van industrie in Nederland, de aanwezigheid van brandstofproductie in Nederland en de kenmerken van de vraag (laag- of hoogenergetisch);
- **Energieaanbod** zou kunnen afwijken indien de aannames in het NPE of de ambitie van de Rijksoverheid wijzigen of de businesscases onvoldoende ruimte bieden voor uitbreiding van de energieproductie;
- **Internationale ontwikkelingen** zijn bij de Noordzee-buurlanden onzeker met betrekking tot de energiemix, de importbehoefte, de internationale connecties en de elektriciteitsprijzen;
- **Technologische ontwikkelingen** zijn nog niet op grote schaal toegepast, zoals voor waterstofproductie op zee, waterstofopslag in zoutcavernes en/of gasvelden, en onderling verbonden HVDC-systemen.

Indien ontwikkelingen op deze gebieden daartoe aanleiding geven, kan er tussentijds worden bijgestuurd, zoals bijvoorbeeld in de vijfjaarlijkse actualisatie van het NPE gedaan wordt.

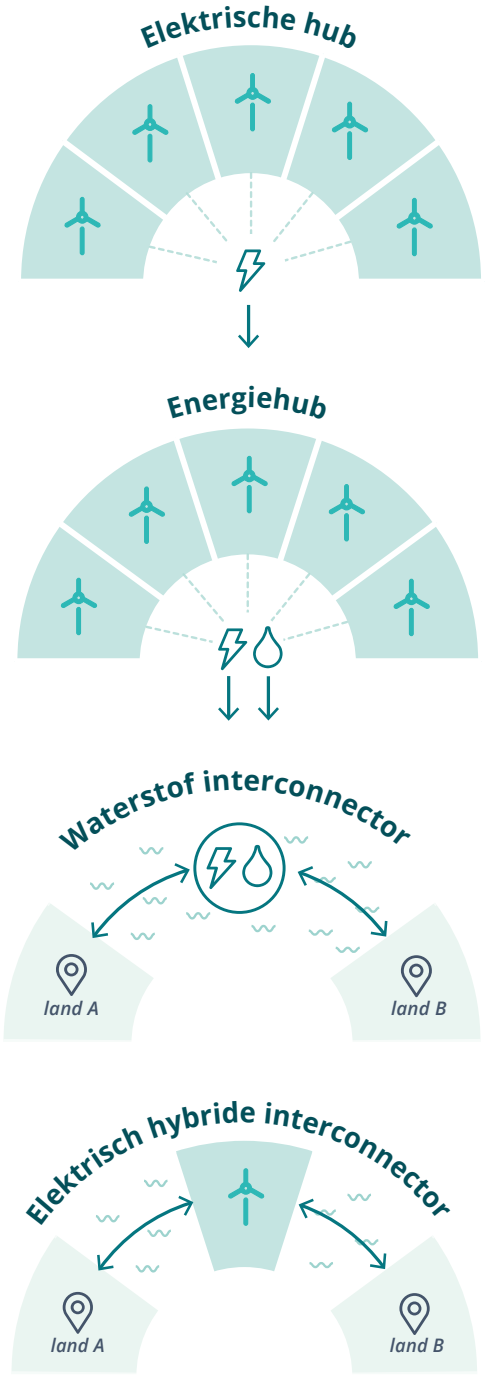


[21] Common Futures / Invest NL, 2023
[22] Het RVO overweegt een onderzoek te starten naar de correlatie tussen wind- en zonaanbod op zee, aan de hand van beschikbare MetOcean-data
[23] TNO: Projecten waar zon op zee getest wordt, zijn: NS2, Hollandse kust Noord en het Merganser-project
[24] TenneT-experts in o.a. werkstroomsessie juni 2023

3.2 Locaties en functionaliteiten hubs

Het NPE richt zich op een maximaal verbonden energiesysteem en een sterke internationale samenwerking. De elektrische hub, de energiehub en de interconnectoren zijn belangrijke pijlers van dit systeem.

- De elektrische hub[25,26] is een platfo rm op zee dat elektriciteit verzamelt van de omringende windparken en deze transporteert naar één of meerdere landen, of naar andere elektrische hubs of energiehubs.
- Een energiehub[27] verzamelt energie van nabijgelegen windparken en zet deze (deels) om in waterstof. Vanuit de energiehub kan de energie in de vorm van elektriciteit of waterstof getransporteerd worden naar Nederland, of van of naar andere energiehubs of landen. Het onderscheid met de elektrische hub is dat de energiehub ook de mogelijkheid biedt van waterstofproductie, waterstoftransport en eventueel waterstofopslag. Hierdoor speelt een energiehub een belangrijke rol in de systeemintegratie.
- Elektrische hybride interconnectoren[28,29] bestaan uit elektrische hubs en elektriciteitskabels, die twee of meer landen en een windpark op zee met elkaar verbinden.
- Indien een windpark met een ander land via een interconnector wordt verbonden kan dit tot een betere benuttingsgraad van de (standaard)verbinding tussen windpark en kust leiden. Daarnaast kunnen er kosten en ruimte worden bespaard wanneer een bestaande verbinding tussen windpark en kust wordt gebruikt om een verbinding tussen landen te realiseren. Ook draagt het uitbreiden van de interconnectiviteit met andere landen bij aan marktintegratie, wat vervolgens kan leiden tot een verhoogde systeemflexibiliteit, een stabielere prijsontwikkeling, integratie van duurzaam opgewekte energie en een verhoogde leveringszekerheid[30].



[25] Expert Interview TenneT – 2023
[26] Memorandum of Understanding Overeenkomst tussen Denemarken en Nederland over samenwerking in de energietransitie
[27] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050, 2022. Verwant met maar niet gelijk aan de energiehubs op het land, waar het NPE over spreekt: "een gebied waarin op een slimme manier aanbod, vraag en opslag lokaal gekoppeld worden, zodat het centrale energiesysteem wordt ontlast."
[28] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[29] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[30] TenneT – Adequacy Outlook, 2023 2023

3.2.1 Elektrische hub oost (Doordewind): elektrische hybride interconnectoren

De voor windenergiegebied Doordewind geplande ontwikkeling van de elektrische hub oost, is vanwege de verschillende onzekerheden en complexiteiten rondom dit gebied, zoals de tijdlijnen en de beschikbare technologie, uitgesteld[31]. Momenteel wordt Zoekgebied 6/7 als mogelijk alternatief voor de locatie van de interconnector[32] overwogen.

Een eventuele interconnectie met Duitsland en met Doordewind wordt nog besproken met de Duitse TSO's, en is daarmee nog onzeker[33]. De voordelen[34] van een verbinding op zee tussen Duitsland en Nederland zijn nog niet volledig in kaart gebracht en worden door TenneT nader onderzocht. Hoewel een NEP-studie[35] andere verbindingen voor Duitsland aantrekkelijker acht, is de meerwaarde vanuit het systeemperspectief (betrouwbaarheid/robuustheid)[36] niet onderzocht.

De ontwikkelingen in het 700 MW Ten Noorden van de Wadden (TNW)-gebied beïnvloeden ook de locatie van een interconnector in Doordewind. De ontwikkeling van één van de demonstratieprojecten (Demo 2) voor waterstof op zee (zie paragraaf 5.2.2) zal vanwege de geografische ligging ten opzichte van Doordewind waarschijnlijk ook effect hebben op de verdere ontwikkeling van Doordewind[37]. Keuzes over de ontwikkeling van dit gebied bepalen mede of Doordewind geschikt is voor een elektrische hybride interconnector. Initieel was sprake van een elektrische wisselstroom (AC)-verbinding tussen TNW en het net op het land, maar met geplande waterstofproductie in TNW zal ook onderzocht moeten worden of systeemintegratie met het elektriciteitsnet mogelijk is via Doordewind. De geproduceerde waterstof zal met een leiding naar land worden getransporteerd[38]. De technische uitwerking hiervan moet nog verder worden onderzocht. Ten slotte is het de vraag of de realisatie van het demonstratieproject technisch haalbaar is in een tijdsbestek van acht jaar[39].

3.2.2 Elektrische hub West (Nederwiek)

Een ander initiatief is LionLink[40], een elektriciteitsverbinding tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Deze interconnector zal de behoefte aan interconnectiecapaciteit deels invullen en zal de energiezekerheid en -onafhankelijkheid van het VK, Nederland en Europa ondersteunen[41]. Het is de ambitie van het Ministerie van EZK om in 2026 een investeringsbesluit te nemen over LionLink[42].

3.2.3 Energiehub Zoekgebied 6/7

Het streven is om in de Partiële Herziening van Programma Noordzee 2022-2027 windenergiegebieden aan te wijzen voor tenminste 23-26 GW. Aangezien Zoekgebied 6/7 verreweg het grootste is, zal de ruimte voor het grootste deel van de opgave voor windenergie in dit gebied gevonden moeten worden. Hiermee wordt dit gebied een logische locatie voor een energiehub met een modulaire opbouw, waarbij sprake zal zijn van zowel elektriciteits- als waterstoftransportcapaciteit, als interconnecties.

3.2.4 Hubs in toekomstige zoekgebieden

Van 2040 tot 2050 verschuift de focus voor nieuw 'wind op zee'-vermogen naar toekomstige zoekgebieden, waar mogelijk ook energiehubs zullen worden ontwikkeld. De locaties van deze hubs moeten zo snel mogelijk worden bepaald na het vaststellen van het Programma Noordzee 2028-2033, eind 2027, zodat deze kunnen worden meegenomen bij beslissingen over de infrastructuur. Volgens de huidige inzichten zou hier een mix van elektriciteit en waterstof, en een zo modulair mogelijke uitbouw gewenst zijn (zie paragraaf 3.1.3). Hierbij zal ook rekening gehouden moeten worden met het transport en opslag van CO_2 en H_2.

[31] Memorandum of Understanding Overeenkomst tussen Denemarken en Nederland over samenwerking in de energietransitie, 2020
[32] Expert Interview TenneT – 2023
[33] Expert Interview TenneT – 2023
[34] Voordelen hebben betrekking op de sociaal-economische impact (zie paragraaf 3.2.5 voor verdere uitleg).
[35] In een Nentzentwicklungsplan studie is geconstateerd dat meest aantrekkelijke verbindingen voor Duitsland op zee lopen tussen Duitsland en Denemarken en Noorwegen, en tussen Duitsland en het Verenigd Koninkrijk
[36] De studie is verricht op basis van de "Net Transfer Capacity" (NTC), waarmee beperktere voordelen worden gevonden dan bij "Flow Based Market Coupling" (FBMC)
[37] Expert Interview TenneT – 2023
[38] RVO - pVAWOZ, 2023, RVO - pVAWOZ, 2023
[39] Het ministerie van EZK spreekt heel regelmatig met een brede vertegenwoordiging van de partijen die hiermee bezig zijn, financiert een kennisnetwerk, en zal binnenkort een informele consultatie organiseren.
[40] Rijksoverheid – LionLink, 2023 en TenneT – Lionlink, 2023
[41] Rijksoverheid – LionLink, 2023 en TenneT – Lionlink, 2023
[42] Expert Interview TenneT – 2023

3.2.5 Samenhang met internationale planvorming

Bij de Nederlandse planvorming voor zowel elektrische als waterstof interconnectoren zijn de visies van de landen waarmee die verbindingen gelegd zullen worden van groot belang. Naast de ontwikkelingen in Denemarken en Duitsland en de recentelijk door TenneT gestarte studies voor offshore interconnecties met België, verdient de visie op de in het Verenigd Koninkrijk en in Noorwegen gewenste interconnectiecapaciteit met Nederland aandacht (zie paragraaf 5.1.3).

3.3 Ontwikkeling Energie-infrastructuur Noordzee 2030-2050

3.3.1 Tot 2030: elektrisch aanlanden + demonstratieprojecten waterstof op zee, ontwikkeling Energie-infrastructuur Noordzee tot en met 2030: windparken en demonstratieprojecten

De Routekaart Windenergie op Zee[43,44] stelt de volgorde vast waarin de ontwikkeling van windparken plaatsvindt en geeft aan hoe deze met het vaste land worden verbonden. Daarbij hanteert TenneT een duidelijk gedefinieerd concept voor het aansluiten van de windparken op het net op zee, zoals is vastgelegd in het Ontwikkelkader Windenergie op Zee[45]. Een belangrijk aspect in het ontwikkelkader, is dat TenneT bij het toepassen van het concept van de gelijkstroomplatforms rekening dient te houden met extra verbindingen op het platform[46] met het oog op de voordelen van hybride elektrische interconnectoren.

EZK heeft besloten om tot 2030 conventionele elektrische aansluitverbindingen te gebruiken[47,48] aangezien niet-elektrische alternatieven, zoals waterstof via pijpleidingen, nog onvoldoende kostenconcurrerend zijn[49]. Om de ontwikkeling van waterstoftechnologie op zee te stimuleren, heeft EZK onlangs twee demonstratieprojecten aangekondigd. Projecten 'Demo 1' en 'Demo 2' zijn bedoeld als opstap voor het aanjagen van de waterstofproductie op zee.

3.3.2 2030 – 2040: grootschalige hub in Zoekgebied 6-7, met zowel elektriciteitsproductie als waterstofproductie

De wijze waarop de additionele 29 GW zal worden aangeland tussen 2031 en 2040 (elektrisch en/of via waterstof, zie paragraaf 3.1.3) vraagt om een toekomstgerichte configuratie van de infrastructuur. Om het gewenste[50] hoge tempo van de ontwikkeling van wind op zee te kunnen bijhouden vanuit toeleverketens, vraagontwikkeling, infrastructuur op het land, heeft een gelijkmatige ontwikkeling[51] de voorkeur. Modulair opbouwen van de aansluiting van het windvermogen op zee maakt het mogelijk om te kunnen bijsturen in de loop van de tijd.

De elektrische aansluitmodule blijft tot 2040 waarschijnlijk het doorontwikkelde 2 GW HVDC platform van TenneT. Een verdere opschaling maakt vanwege de toename van het gewicht een nieuw type platform noodzakelijk en zou tot vertraging in de toeleverketen leiden. Daarbij vormen nog hogere vermogens bij uitval ook een groter risico voor de leveringszekerheid. De ontwikkeling van een eventueel nieuw type HVDC-platform zou pas gestart moeten worden nadat er voldoende praktijkervaring is opgedaan met het 2 GW-platform.

Ook voor elektrolyse op zee zou een modulaire aanpak gevolgd kunnen worden. Dit kan in de vorm van een vastgesteld concept van een elektrolyseplatform waarbij heldere keuzes zijn gemaakt omtrent de randvoorwaarden. Er zou ook gekozen kunnen worden voor meerdere kleine elektrolyseplatforms (eventueel gecombineerd met compressie). Hoewel een eiland op zich zelf niet modulair is kan ook op een eiland een modulaire aanpak gevolgd worden (zie ook paragraaf 3.1.3).

[43] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[44] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Aanvullende routekaart windenenergie op zee 2030, 2022
[45] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[46] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[47] RVO - VANOZ 2030, 2019
[48] RVO - VAWOZ 2030, 2023
[49] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat – Ontwikkelkader windenergie op zee, 2023
[50] Streefdoel 50 GW per 2040, herbevestigd in het NPE
[51] In het huidige concept ONDP wordt meer dan 15 GW in het jaar 2040 gerealiseerd

De diameter van de waterstof pijpleiding bepaald de transportcapaciteit van de pijpleiding. De keuze voor een grote diameter voor de pijpleiding naar het land bij elektrolyse op zee zorgt ervoor dat opties voor een grote bandbreedte aan vermogen mogelijk blijven. Een kleinere diameter leidt niet tot veel minder kosten[52], en zeker niet in vergelijking met de kosten van het gehele 'wind op zee'-programma. Een nieuwe waterstofpijpleiding met een diameter van 36 inch (kan, afhankelijk van de locatie, 12-14 GW_{HHV}[53] waterstof[54] transporteren. Dat is voldoende voor het transporteren van de productiepieken uit 12 GW elektrolyse op zee (9,6 GW_{HHV} waterstof)[55]. Een pijpleiding met een diameter van 48 inch kan daarentegen grofweg twee keer zo veel transporteren, namelijk tussen de 25 en 30 GWHHV. Een grote transportcapaciteit vormt een goed vertrekpunt voor de verdere ontwikkelingen in het waterstofaanbod op zee en biedt ruimte voor het opschalen van de import en export. Bij mogelijk hergebruik van de gasleidingen voor waterstof zal dan onderzocht moeten worden wat hiervan de waterstoftransportcapaciteit is (zie ook paragraaf 5.2.1).

Ten behoeve van andere functies, zoals import van waterstof, internationale connectoren en een ringleidingstructuur (die voor redundantie kan zorgen en daarmee een verhoogde leveringszekerheid geeft), kunnen mogelijk meer aanlandingen voor waterstofpijpleidingen nodig zijn. In pVAWOZ 2031-2040 worden diverse aanlandingsopties onderzocht, waarvan er uiteindelijk twee worden aangewezen. Dit lijkt vooralsnog voldoende voor deze functie. Verdere conceptontwikkeling en netwerkberekeningen moeten uitwijzen wat er daadwerkelijk nodig is[56].

Het aanleggen van elektrische hybride interconnectoren vraagt om het inrichten van "offshore bidding zones" (OBZs). De voorbereiding op het inrichten en de daadwerkelijke implementatie van de OBZs zal in de komende jaren moeten worden gerealiseerd als deze vanaf 2030/2031 in werking moeten treden.

In de tenderrondes vanaf ca. 2025/2026 zal hier rekening mee gehouden moeten worden. Op het moment van tenderen dient de businesscase – en daarmee de marktsituatie – helder te zijn en moet deze dus voor de verschillende stakeholders (ontwikkelaars, de netbeheerder elektriciteitsnet op zee en de overheid) volledig in de wet- en regelgeving zijn verwerkt. Ook voor de LionLink interconnectie tussen het VK en Nederland is dit relevant. Voor het daarop aan te sluiten windpark is de informatiepublicatie gepland in 2025, wat inhoudt dat het implementatieproces voor een OBZ daarvóór al doorlopen moet zijn. De processen hiervoor zouden zo snel mogelijk in gang moeten worden gezet. De aspecten van OBZs worden in paragraaf 7.4.1 nader in kaart gebracht.

3.3.3 2040 – 2050: hubs in toekomstige zoekgebieden

Voor de periode 2040-2050 ligt het bouwtempo van wind op zee lager dan in de periode 2031-2040 (ca. 2 GW/jaar tegen 3,2 GW/jaar). In de periode na 2040 wordt een verdere ontwikkeling van de productie van waterstof op zee verwacht[57]. Daarnaast kan de import van waterstof per pijpleiding op zee in de periode na 2040 een rol gaan spelen. Er moet met ontwikkeling in internationale planvorming rekening worden gehouden (zie ook paragraaf 3.25) bij de keuze voor de capaciteit van de pijpleiding en daarmee een toekomstbestendige Energie-infrastructuur. De ontwikkeling van het energiesysteem in Nederland en in de haar omringende landen na 2040 is met veel onzekerheden omgeven. Daarom is het van belang om verschillende opties te creëren, door bijvoorbeeld in de voorbereidende werkzaamheden rekening te houden met de bovengrenzen voor elektrische aansluitingen en elektrolysecapaciteit.

[52] Expert Interview Gasunie – 2023
[53] Een diameter van 48 inch kan leiden tot een transport van ongeveer 25 GW.
[54] Op basis van HHV/bovenste verbrandingswaarde
[55] Aanname: elektrolyserendement van 80% op HHV/bovenste verbrandingswaarde.
[56] Gasunie Expert, september 2023
[57] HyONE-scenario's (2023) – Interne publicatie Gasunie

3.4 Waterstofopslag

Volgens het NPE neemt het aandeel van wind en zon in de elektriciteitsproductie sterk toe. Op meerdere gebieden is daarom flexibiliteit wenselijk om vraag en aanbod in de tijd met elkaar te kunnen verbinden. Energie-scenariostudies, zoals II3050[58], wijzen op een waterstof-opslagbehoefte van 0,9-3,1 TWh in 2030, groeiend naar ca. 10 TWh in 2040 en 20 TWh in 2050. De opslagbehoefte kan overigens (aanzienlijk) hoger zijn vanuit het oogpunt van leveringszekerheid in jaren met extreem weer.

De opslagbehoefte kan in theorie worden voorzien op land of op zee, in cavernes of in gasvelden[59]. In de huidige plannen worden er vóór 2031 vier à vijf zoutcavernes gereedgemaakt voor waterstofopslag in Zuidwending, die tezamen rond 1 TWh aan opslagcapaciteit zullen bieden[60]. De combinatie van deze benodigde opslagcapaciteit en de recente plannen om kort na 2030 al 8 GW elektrolyse in bedrijf te hebben, kan er al rond 2030 behoefte zijn aan uitbreiding van het aantal zoutcavernes. Op basis van zoutcavernes met een capaciteit van elk 0,25 TWh_{HHV}[61], zou dat betekenen dat er vanaf 2031 minimaal vier cavernes per jaar moeten worden aangelegd.

De praktisch inzetbare capaciteit op het land (buiten natuurgebieden, stedelijke gebieden en grondwaterbeschermingsgebieden) van zoutcavernes en gasvelden komt neer op 150 TWh[62], waarvan ongeveer een derde deel nog te ontwikkelen zoutcavernes betreft. Het is echter de vraag of deze aantallen zoutcavernes gerealiseerd kunnen worden door mogelijke toekomstige beperkingen[59,63]. Het is daarom niet zeker dat na de eerste vier tot vijf cavernes in 2031, het aanleggen van nog eens ca. 40 cavernes in de periode 2031-2040 op het land haalbaar is.

Alternatieven voor zoutcavernes op land zijn zoutcavernes op zee of gasvelden op land of zee. Het gebruik van gasvelden voor CO_2-opslag vormt naar het zich laat aanzien geen probleem. Het gebruik van 1 of 2 van de vele kleine velden is voldoende voor waterstofopslag, terwijl er ca. 100 grotere velden in aanmerking komen voor CO_2-opslag. Opslag in gasvelden kent wel andere uitdagingen, zoals het mengen van de waterstof met het resterende methaan, de ruimte die nodig is voor scheidingsinstallaties, de hoeveelheid benodigd kussengas, het reageren van de waterstof met ijzermineralen en/of microben, en de hogere investeringskosten vanwege de extra putten en compressoren voor toepassingen waarbij het snel opvullen en uitzenden vereist is. Daarnaast kunnen zoutcavernes op zee ook een alternatief zijn. Een haalbaarheidsstudie[64] van EBN en TNO over waterstofopslag op zee[63] laat zien dat opslag op zee haalbaar is: er zijn 12 zoutstructuren en 80 gasvelden geïdentificeerd, met een theoretische totale opslagcapaciteit van respectievelijk 171 TWh en 552 TWh. Ook dit is meer dan voldoende om de totale opslagbehoefte tot 2050 te dekken.



[58] Netbeheer Nederland - Integrale Infrastructuur-verkenning 2030-2050, 2023
[59] Daarnaast bestaat mogelijkheid van waterstofopslag in het buitenland; dit past echter niet bij uitgangspunt van NPE betreffende nationale leveringszekerheid
[60] De pekel die vrijkomt uit de eerste zoutcavernes wordt afgenomen door zoutproducent Nobian. Het gaat bij de aanleg van ca. vier cavernes per jaar echter waarschijnlijk om hoeveelheden die de totale productie van Nobian, één van de grootste zoutproducenten ter wereld, overtreffen. Ook in Duitsland en Denemarken wordt gewerkt aan zoutcavernes, zodat gezocht zal moeten worden naar een oplossing. In de Routekaart Energieopslag wordt nog de vraag opgeworpen waar te zijner tijd de pekel vandaan moet komen om de caverne te kunnen afsluiten na de levensduur.
[61] HHV: Higher Heating Value
[62] TNO - Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050, 2021
[63] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Routekaart Energieopslag, 2023
[64] Onderzoek TNO en EBN: Waterstofopslag op zee lijkt haalbaar

Om de nodige beslissingen te kunnen nemen rond de waterstofopslag op zee adviseren wij EZK de volgende acties in gang te zetten:

1. Onderzoek zo spoedig mogelijk of het aanleggen van ca. vier nieuwe zoutcavernes per jaar op land technisch haalbaar is en of de mogelijke locaties maatschappelijk acceptabel zijn.
2. Onderzoek wat voor de waterstofopslag in Nederland de gewenste verhouding is tussen opslagcapaciteit (in TWh) en opvul- en uitzendcapaciteit (in GW) en wat de optimale combinatie is van opslagen met mogelijk verschillende karakteristieken; dit is onder meer van belang voor het eventueel inzetten van gasvelden.
3. Test tegelijkertijd de technische, economische en ecologische haalbaarheid van het uitspoelen van zoutcavernes in zoutstructuren onder de zeebodem, en van de opslag in gasvelden. Tijdig beschikking krijgen over resultaten is van belang indien blijkt dat het niet mogelijk is om de totale capaciteit onder land te realiseren.
4. Stel op basis van de uitkomsten bij de punten 1 en 2 een programma op om ervoor te zorgen dat partijen de zoutcavernes vanaf 2031 in het vereiste tempo aanleggen, en opslag in de gasvelden inzetten, waar dat mogelijk en nodig is.
5. Maak ruimtelijke sturing door de Rijksoverheid mogelijk op de locaties van waterstofopslag, vanwege de schaarse ruimte en de noodzaak om pijpleidingen kostenefficiënt aan te leggen.

Zodra bekend is hoeveel zoutcavernes en eventuele gasvelden onder zee geschikt moeten worden gemaakt voor waterstofopslag, kan dit in de configuratie van het waterstofnetwerk op zee (o.a. pijpleidingen naar de waterstofbackbone op het land en compressorstations) worden meegenomen.

Vanwege het toenemende belang van waterstof in Nederland zou strategische opslag van waterstof ook kunnen worden overwogen. Hiermee kan disruptie van import van waterstof en variaties over de jaren van de elektriciteitsproductie uit wind opgevangen worden. De strategische opslag van aardgas, waarvan grote volumes nu al in de bestaande gasopslagen beschikbaar[65] zijn, in combinatie met voldoende “reforming”- (Steam Methane Reforming (SMR)/Autothermal Reforming (ATR)) en “Carbon Capture and Storage” (CCS)-capaciteit, waarmee het opgeslagen aardgas om te zetten is in (blauwe) waterstof zou hiervoor kunnen worden gebruikt. Deze optie zou economisch aantrekkelijker kunnen zijn dan het omzetten van een gasopslag naar een opslag voor waterstof. Verder onderzoek is hiervoor nodig.

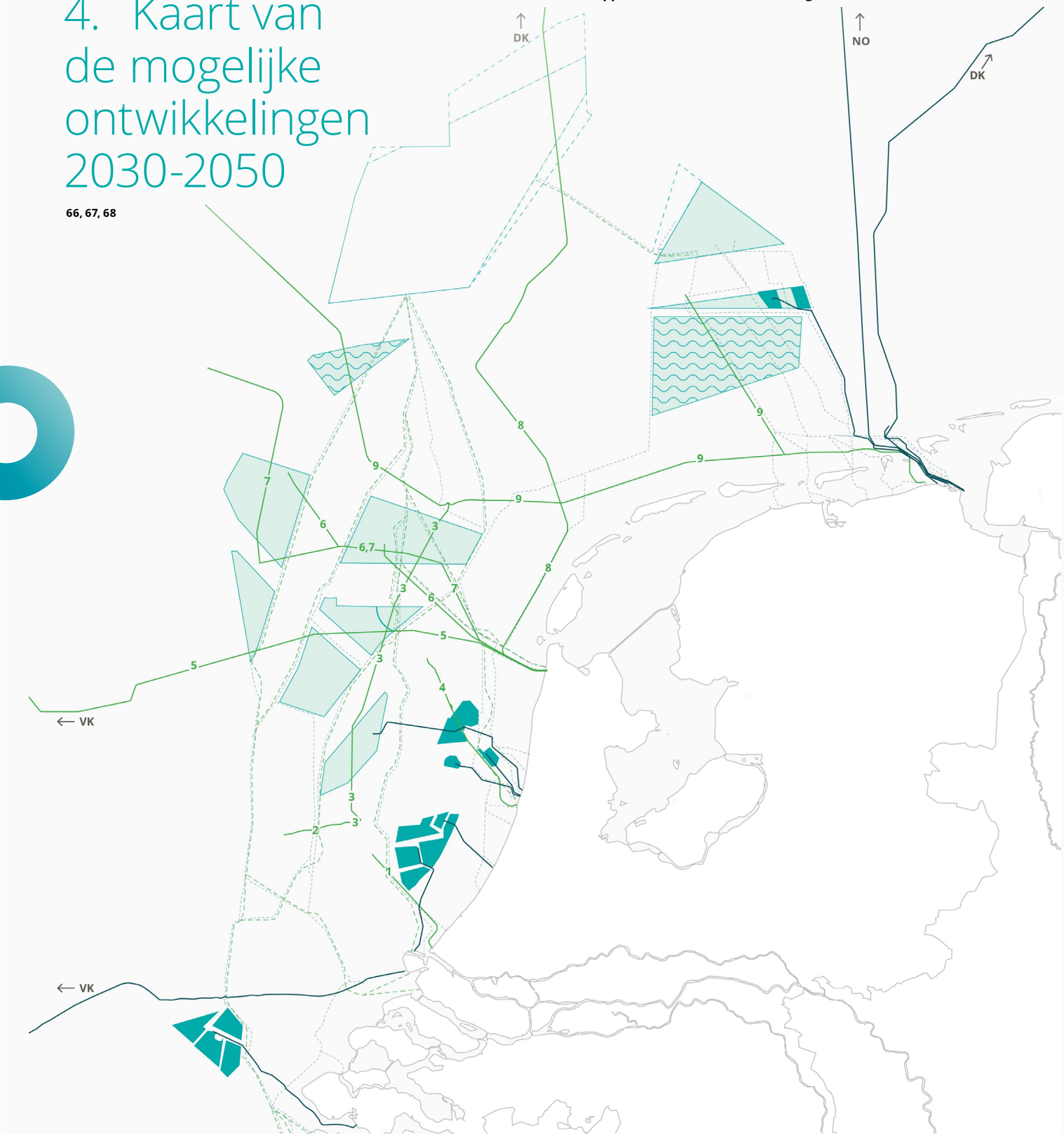
Indien er gekozen zou worden voor strategische opslag in de vorm van waterstof op zee, dan is het van belang dat de hiervoor noodzakelijke infrastructuur, waaronder transportleidingen en compressieplatforms, in de ontwikkeling van het waterstofnetwerk op zee wordt meegenomen en in het EIPN een plek krijgt. In beide gevallen zou bekeken moeten worden of hergebruik van de bestaande gasopslaglocaties voor waterstofopslag op het land mogelijk is.

Het verkrijgen van versneld inzicht in de mogelijkheden voor waterstofopslag is belangrijk om de ruimtelijk ordeningsvraagstukken op de Noordzee te kunnen beantwoorden. Daarom is er een integraal plan nodig om de benodigde capaciteit tijdig te kunnen realiseren.

[65] De gasopslaglocaties op het land hebben een praktische capaciteit van 64 TWh (TNO - Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050, 2021) en de gasopslaglocaties op de zee hebben een geschatte theoretische totale opslagcapaciteit van 552 TWh

4. Kaart van de mogelijke ontwikkelingen 2030-2050

66, 67, 68



Windparken
- In gebruik
- In routekaart windenergie op zee (rond 2030)
- Zoekgebied (na 2040)
- Zoekgebied te overwegen in PH
- Zoekgebied te overwegen in PH, afhankelijk van locatie scheepsvaartroute/clearway

Elektriciteitskabels
- Huidig
- Toekomstige alternatieven voor routes

(Waterstof)gas- en oliepijpleidingen
- Huidig / Mogelijk hergebruik
- Toekomstige alternatieven voor routes

Beheerders
1. TAQA
2. DANA
3. Wintershall
4. Petrogas
5. BBL Company
6. NAM/LoCal
7. Western Gas Transmission (WGT)/HiCal
8. NOGAT
9. NGT

[66] Zoekgebieden hebben geen status en kunnen van vorm en ligging veranderen. Voor de periode na 2040 kunnen er nog zoekgebieden bij komen
[67] Een deel van Doordewind wordt heroverwogen als windenergiegebied in het kader van de PH
[68] Lagelander is een aangewezen windenergiegebied dat niet in de Routekaart is opgenomen en dat wordt heroverwogen in de PH, dit gebied is daarbij een terugvaloptie als in de andere gebieden onvoldoende ruimte wordt gevonden

5. Verbindingen

5.1 Internationale verbindingen

5.1.1 Potentie van internationale verbindingen

Internationale elektrische en waterstoftransportverbindingen zijn belangrijk voor een robuust, betrouwbaar en efficiënt energiesysteem. Daarnaast dragen deze internationale verbindingen bij aan de strategische positie van Nederland als toegangspoort tot Noordwest-Europa. Internationale verbindingen zijn ook een belangrijke factor bij het tegen acceptabele kosten realiseren van de energietransitie (zie ook paragraaf 3.2.5). Sterke(re) interconnecties helpen bij het mitigeren van het risico van het wisselende aanbod van wind en zon, geven toegang tot opslag- en reservecapaciteit in andere landen, en faciliteren import en export. De interconnectiviteit met andere landen draagt hiermee bij aan marktintegratie en daarmee tot systeemflexibiliteit, stabielere prijsontwikkeling, integratie van duurzaam opgewekte energie, en een verhoogde leveringszekerheid[69]. Dit geldt voor zowel de elektriciteitsverbindingen als, in toenemende mate, voor de waterstofpijpleidingen.

Volgens het NPE kan Nederland voor de periode 2040-2050 haar grote 'wind op zee'-potentieel benutten door duurzame elektriciteit van de Noordzee netto te exporteren naar de haar omringende landen[70]. Het ligt voor de hand dat Nederland ook een doorvoerland wordt voor waterstof, vanwege haar zeehavens (import per schip), de ligging aan de Noordzee (met de mogelijkheid voor interconnectie met andere Noordzeelanden), en de aanwezigheid van een sterk ontwikkeld achterland, met onder meer Duitsland.

5.1.2 Onderbouwing van aantrekkelijkheid op basis van beschikbare kosten-batenanalyses

De kwantitatieve voordelen van interconnecties tussen de verschillende landen kunnen met een kosten-batenanalyse worden onderbouwd. Eerder heeft North Sea Wind Power Hub (NSWPH)[71] een kosten-batenanalyse uitgevoerd naar de sociaal-economische impact[72] van de "hub-and-spoke"-aanpak in de Noordzee.

Op dit moment zijn er echter geen studies bekend waarbij voldoende mogelijke scenario's met elkaar zijn vergeleken om een keuze en prioritering te kunnen maken van de benodigde interconnecties. In de huidige opzet van de kosten-batenanalyse zijn slechts díe indicatoren volledig meegenomen die goed te kwantificeren zijn. Bij het prioriteren van interconnecties moet echter een bredere scope worden geanalyseerd, waarbij de indicatoren die lastiger te kwantificeren zijn in economische termen, zoals de flexibiliteit en stabiliteit van het systeem en de milieu-impact, ook worden meegenomen.



[69] TenneT – Adequacy Outlook, 2023
[70] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Nationaal plan energiesysteem, 2023
[71] CBA 1.6, 2022 (niet gepubliceerd)
[72] NSWPH - CBA framework for hub-and-spoke projects, 2021

5.1.3 Soorten verbindingen (elektronen/ waterstof)

Er zijn geen Nederlandse scenario's bekend waarin alleen de interconnectiecapaciteit wordt gevarieerd als sensitiviteitsanalyse, om daarmee deze effecten te onderzoeken[73]. In 2024 zou daarom verder onderzocht moeten worden wat de effecten voor het Nederlandse energiesysteem zijn van de interconnectiecapaciteit met de ons omringende landen. Dit is naar onze mening met name urgent omdat er, ter voorbereiding op de geadviseerde gesprekken met verschillende regeringen een goed beeld moet bestaan van de toegevoegde waarde van extra interconnecties.

De uitkomsten van de diverse studies naar het gewenste energiesysteem geven doorgaans het optimum weer in termen van sociaal-economische impact (zie paragraaf 6.1.2). Vaak is er sprake van een groot bereik aan interconnectiecapaciteit, waarbinnen de uitkomsten vervolgens niet significant van elkaar verschillen. De onzekerheden in de uitkomsten en het grote belang van leveringszekerheid, pleit ervoor om zo binnen dit bereik te streven naar de hoogste interconnectiecapaciteit.

België en Duitsland zijn geografisch gezien logische partners. Uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met België en Duitsland wordt in de Target Grid studie van TenneT al beschreven en verdient op regeringsniveau van beide landen opvolgingen. Meer interconnectiecapaciteit met België draagt bij aan de betrouwbaarheid en efficiëntie van het energiesysteem vanwege de aansluitingen vanuit België met het VK en Frankrijk. Duitsland voorziet een aanzienlijke netto-import van elektriciteit en Interconnectie met Duitsland zou dan ook vooral de export en doorvoer dienen van onder meer van de in het Nederlandse deel van de Noordzee geproduceerde elektriciteit uit wind.

De interconnecties met Noorwegen en met het VK zijn interessant vanwege de van Nederland verschillende elektriciteitsmix: veel regelbare waterkracht en potentieel ook pumped hydro in Noorwegen en veel (gepland) nucleair vermogen in het VK. Daarnaast kent het VK, als gevolg van de verplaatsing van weersystemen over het continent, pieken en dalen in de windenergieproductie, die in de tijd verschillen van de pieken en dalen in Nederland.

Voor het VK zou onderzocht moeten worden of een aanzienlijk groter deel van de in een netto nul-emissie elektriciteitssysteem benodigde capaciteit tussen het VK en de EU via Nederland kan lopen, inclusief de noodzakelijk marktordening (zie paragraaf 7.4.1). Daarover zou intensief gesproken moeten worden met toezichthouder Ofgem en met de Future System Operator. De uitslagen van de aanstaande parlementsverkiezingen in het VK, zijn van belang voor het maken van politieke afspraken.

Voor Noorwegen zou samen met de Noorse overheid, onderzocht moeten worden of er meer capaciteit mogelijk is; in Noorwegen lijkt de lokale weerstand tegen de hogere elektriciteitsprijzen die het gevolg hiervan kunnen zijn, is hierbij de belangrijkste horde. Het is daarom van belang dat Nederland iets te bieden heeft naast het leveren van elektriciteit uit wind en zon tegen lage prijzen en het afnemen van elektriciteit bij weinig wind en zon tegen hogere prijzen. Dit zou bijvoorbeeld het afnemen van substantiële hoeveelheden blauwe waterstof kunnen zijn. Ook een eventuele connectie met de Deense energiehub kan interessant zijn als deze hub met Noorwegen wordt verbonden[74].

[73] Wel is de toevoeging van interconnectiecapaciteit naar het VK en naar Noorwegen onderzocht als optie in de CBA voor een Nederland-Denemarken verbinding, gebaseerd op het Europese TYNDP DE-scenario voor 2035.
[74] CBA 1.6, 2022 (niet gepubliceerd)

Ten behoeve van haar ambitie[75] om een internationale waterstofhub te worden, zou Nederland een leidende rol moeten innemen in de ontwikkeling van een 'North Sea Supply Corridor". Deze corridor zou de import van blauwe en groene waterstof uit Noorwegen en groene waterstof uit het Noordzeegebied, zoals Schotland en Denemarken, mogelijk maken. Zo werkt Finland, dat zichzelf ziet als een toekomstige grote exporteur van groene waterstof, aan een "Nordic Baltic Hydrogen Corridor", met het doel om deze al in 2030 operationeel te hebben. Dit zou een aanzienlijke stroom van groene waterstof richting de Noordzeeregio kunnen inhouden.

Wat betreft de waterstof interconnecties moet overwogen worden om deze ook via de energiehubs te laten verlopen; wanneer daar waterstofproductie plaatsvindt die significant is ten opzichte van de van land naar land te transporteren hoeveelheden, kan dit de benutting van de pijpleidingen verbeteren.

Zowel Duitsland als België voorzien een aanzienlijke netto-import van waterstof. Interconnectie met deze landen zou dan ook vooral de export en doorvoer dienen. De connectie tussen België en Nederland kan een waterstofcorridor voor import vanuit Spanje naar Nederland faciliteren. Deze komt echter op zijn vroegst in 2040 gereed. Voor de verbindingen met Duitsland en België ligt een tracé over land voor de hand, maar voor beide kan ook een verbinding, via energiehubs, over zee worden overwogen.

Nederland kan ook een regionale rol gaan spelen in de waterstofopslag. Vanwege de geschiktheid van de Nederlandse ondergrond ligt dit bij een open markt met goede internationale verbindingen zelfs voor de hand. Een dergelijke rol kan extra inkomsten genereren. In het geval dat een aanzienlijk deel van de waterstofopslagcapaciteit onder de Noordzee wordt gerealiseerd, worden de interconnecties via het Nederlandse deel van de Noordzee ook van belang voor het ontsluiten van deze opslagcapaciteit voor andere landen.



[75] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Energiediplomatie en import van waterstof, 2023

5.1.4 Beschrijving van benodigde technische ontwikkeling: voor elektrische verbindingen o.a. HVDC-fault separation devices, interoperability / technische multi-verdor standaarden

Om de 'wind op zee'-ambitie van ca. 21 GW in 2030, 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050[76] te kunnen realiseren en deze vermogens in het energiesysteem te integreren, zullen er veel elektrische verbindingen tot stand gebracht moeten worden. Hiervoor zijn de volgende technologische ontwikkelingen nodig:

Platforms met meerdere aansluitingen: verwacht wordt dat er in de toekomst meer gebruik zal worden gemaakt van gelijkstroomplatforms en -verbindingen (HVDC-systemen) en van interconnectoren. Vanwege de behoefte aan deze interconnectoren, in combinatie met platforms, is het van belang dat de platforms meerdere aansluitingen krijgen.

Beschikbaarheid innovatieve technologieën: het eindbeeld van het netwerk op zee is een modulair concept, waarin meerdere interconnectoren en windparken via hubs op het land en op zee met elkaar verbonden zijn in één DC-elektriciteitsnet. Dit is een stapsgewijze ontwikkeling, waarbij op enig moment in tijd de ruimtelijke netwerkconfiguratie de techniek voorschrijft en aan de andere kant de beschikbare technologie beperkingen stelt aan de ruimtelijke netwerkconfiguratie. HVDC-stroomonderbrekers zouden het mogelijk kunnen maken de platforms te gebruiken als 'multifunctionele interconnectoren' (MPI's) of meerdere HVDC-systemen met elkaar te integreren, zoals verbindingen van drie platforms in plaats van punt-tot-punt-verbindingen. In de eerste fase richting een volledig verbonden netwerk wordt gebruikgemaakt van elektrische hybride interconnectoren (MPI 1.0), waarvan naar verwachting in 2031 de eerste operationeel wordt. Deze interconnector is echter nog niet in staat om in geval van een fout enkel het verstoorde element uit te schakelen, zodat de gehele interconnector en het aangesloten windpark in een dergelijke situatie worden afgeschakeld.

De volgende ontwikkelingsfasen vragen om het ontwikkelen van concepten (MPI 2.0), zoals *"DC-fault separation device"*[77] en meer geavanceerde *"netcontrollers"*[78,79]. Technologieën als de "DC-fault separation device" zorgen ervoor dat er selectief kan worden afgeschakeld in geval van een fout[80].

Meerdere leveranciers: interoperabiliteit[81,82] is een basisvoorwaarde. Om offshore windcapaciteit op een kostenefficiënte manier aan te sluiten en de bijbehorende elektrische hubs te realiseren, moeten de technologieën van verschillende leveranciers op elkaar kunnen aansluiten. Het bouwen van HVDC-systemen en van elektrische hubs met componenten van verschillende leveranciers voorkomt dat er afhankelijkheden van specifieke spelers in de markt ontstaan[83]. In eerste instantie zullen de beschreven "DC-fault separation devices" bescheiden van omvang zijn en aanbesteedt bij één leverancier. In deze "single-vendor-fase" is het al van wezenlijk belang dat een toekomstige uitbreiding gewaarborgd wordt, zonder dat sprake is van afhankelijkheid van een specifieke leverancier. De interoperabiliteit en compatibiliteit van de systemen van verschillende leveranciers (hardware en software) ontstaan niet op een natuurlijke wijze en moeten 'hard' worden afgedwongen door de aanbesteders. De programma's InterOPERA[84] en READY4DC[85] spelen hierbij een rol.

Systeembeheer: ten slotte moet er ook vooruit worden gedacht over het beheer van de toekomstige HVDC-systemen. Om deze systemen op een veilige, betrouwbare en efficiënte wijze te laten functioneren, zijn nieuwe concepten voor systeembeheer nodig. Dit omvat beslissingen over de verantwoordelijkheden van individuele systeembeheerders uit verschillende landen, het bepalen van het automatiseringsniveau van het beheer en het ontwikkelen van netcontrollers. Deze netcontrollers zullen essentieel zijn, omdat ze ervoor zorgen dat de nieuwe technologieën optimaal en efficiënt werken op platforms met meerdere aansluitingen[86].

[76] DMinisterie van Economische Zaken en Klimaat - Nationaal plan energiesysteem, 2023
[77] De eerste DC-fault separation devices zullen op het land worden geplaatst, waarbij de eerste in Duitsland in bedrijf gaat rond 2032/2033. Het volume (m3)/gewicht van de systemen die worden gebruikt in de elektriciteitsnetten op het land is een aandachtspunt voor implementatie hiervan op zee (verwacht in 2035)
[78] Systemen die meerdere converters laten samenwerken en besturen
[79] Voor de ontwikkeling hiervan is een uniforme technische standaard (netwerkcodes) noodzakelijk
[80] TenneT expert, september 2023
[81] Esbjerg Cooperation expert paper, 2023
[82] De mogelijkheid van systemen en partijen om met elkaar samen te werken, te communiceren en/of informatie uit te wisselen.
[83] Esbjerg Cooperation expert paper, 2023
[84] InterOPERA – Dit Europese project heeft als doel de interoperabiliteit van multi-vendor HVDC-netwerken mogelijk te maken door samen te werken met netbeheerders, 'wind op zee'-ontwikkelaars, HVDC-ontwikkelaars, windturbine-ontwikkelaars, vakbonden en universiteiten
[85] READY4DC – Dit Europese project kijkt naar de technische en juridische aspecten bij het mogelijk maken van interoperabiliteit van multi-vendor DC-netwerken
[86] Esbjerg Cooperation expert paper, 2023

5.1.5 Overzicht van te verwachten ontwikkelingen bij toeleverketens

De krapte in de verschillende toeleverketens heeft op dit moment een significante impact op het opschalen van de wind op zee en van de noodzakelijke infrastructuur. Om de overheidsambities op een betaalbare en betrouwbare manier te kunnen realiseren, is het van belang om voor de langere termijn een stabiel uitrol pad en investeringszekerheid te creëren, zodat bestaande en nieuwe leveranciers hun investeringen in de productiecapaciteit daarop kunnen baseren. Ook zou overwogen kunnen worden om lange-termijn reserveringen te doen voor Energie-infrastructuur (zie paragraaf 3.1.3 voor een nadere toelichting op de krapte in de toeleverketens en voor suggesties inzake het hiermee omgaan).

5.1.6 Fasering

Vanwege de sterke onderlinge verwevenheid van de elektriciteits- en waterstofproductie op zee en op het land, interconnectie en internationale samenwerking, waterstofopslag en energiehubs, zou de verdere ontwikkeling van de Energie-infrastructuur op de Noordzee door de Rijksoverheid als één langlopend programma ter hand moeten worden genomen, met het EIPN als opmaat daarnaartoe.

Een groot aantal aspecten moet nu al worden aangepakt: in 2023 zijn beslissingen nodig over de infrastructuur die gereed moet zijn in 2032, het jaar erna volgen beslissingen voor 2033, enzovoort. Dit pleit ervoor om deze programmatische aanpak zo spoedig mogelijk in te zetten, en de benodigde beslissingen tijdig te nemen. De nu voorziene beslissingen zijn weergegeven in de Actieagenda in Hoofdstuk 8.

Ieder jaar zouden de ontwikkelingen met betrekking tot de verschillende factoren die van invloed zijn op de strategische keuzes in kaart moeten worden gebracht, zodat het mogelijk wordt de plannen voor ca. tien jaar vooruit aan te passen aan gewijzigde ontwikkelingen en inzichten.

5.2 Nederlands waterstofnetwerk op zee

Om de waterstof aan te landen die geproduceerd gaat worden met Demo 2 en de voorziene energiehub in Zoekgebied 6/7, moet er een waterstofnetwerk worden ontwikkeld. Dit net kan bovendien de toekomstige interconnectie via buisleidingen op zee faciliteren, via nieuwbouw en/of (gedeeltelijk) hergebruik van de bestaande aardgasinfrastructuur voor waterstof. Om na te gaan of hergebruik haalbaar is, is tijdens deze analyse gekeken naar:

1. Technische mogelijkheden voor hergebruik van de bestaande gasinfrastructuur op zee
2. Demonstratieprojecten van waterstof op zee
3. Een mogelijke configuratie van scenario's
4. Vormgeving van een Nederlands waterstofnetwerk op zee
5. Afbakening van het hoofdnetwerk
6. Samenhang met het waterstofnetwerk op het land

5.2.1 Technische mogelijkheden voor hergebruik bestaande gasinfrastructuur

Pijpleidingen op zee worden ontworpen voor ander omstandigheden dan op land. Ze dienen bestand te zijn tegen een aantal externe invloeden die niet aanwezig zijn op het vasteland en vragen om een andere wijze van toegankelijkheid voor inspectie, reparatie en vervanging. Bij hergebruik zal rekening gehouden moeten worden met de specifieke eigenschappen van aardgas en waterstof, zoals het verschil in dichtheid. In het in werkstroom 2 uitgevoerde onderzoek is gekeken naar de technische mogelijkheden van het hergebruiken van de bestaande gaspijpleidingen op de Noordzee, en dan specifiek naar de technische integriteit van de pijpleidingen. Belanghebbenden[87] zijn het erover eens dat het merendeel van de onderzeese aardgaspijpleidingen technisch mogelijk geschikt zou kunnen zijn voor waterstoftransport[88]. Nader onderzoek per individuele pijpleiding is nodig om dit te bevestigen.

Aardgasomleiding is vereist als er nog steeds aardgas wordt getransporteerd en geen menging wordt ingezet.

Een onderzoek naar de toekomstige offshore ontwikkelingen van de gasproductie zal onderdeel moeten zijn van het beoordelen van de mogelijkheden van het inzetten van de gasinfrastuctuur. Het afronden van de beoordeling door EBN van de gasproductieprofielen en gasevacuatieroutes is hierbij vereist. Om het probleem van verschillende en veranderende kwaliteit van aardgasstromen bij de aanlandingsfaciliteiten aan te pakken, zullen EBN en Gasunie berekeningen moeten maken van de gaskwaliteit.

Bovendien zullen de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, pijplijnoperators en het bevoegd gezag gezamenlijk integriteitsonderzoek per relevante pijpleiding moeten doen in lijn met een toekomstige certificeringsstandaard voor het hergebruik van aardgaspijpleidingen voor waterstoftransport. Hoewel er (nog) geen officiële certificering bestaat, is een volledige certificeringscyclus voor hergebruik noodzakelijk om definitief te kunnen bepalen of een gaspijpleiding geschikt is voor het transport van waterstof. Hoewel er tot op heden geen significante technische argumenten tegen hergebruik zijn, is een volledig integriteitsonderzoek nodig om definitief te kunnen bepalen of een offshore pijpleiding geschikt is voor waterstof. Een dergelijk onderzoek wordt bemoeilijkt door het ontbreken van internationale normen en standaarden en door het feit dat de inspectiemethoden, zoals de "Electromagnetic Acoustic Transducer" (EMAT)-technologie, nog in ontwikkeling zijn. Verschillende factoren moeten hierbij worden meegewogen, zoals: de toekomstige operationele omstandigheden, de materiaalcompatibiliteit, wet- en regelgeving, niet detecteerbare breuken, erosie, metaalmoeheid en metaaldegradatie door de blootstelling aan waterstof. In-line Inspection (ILI)-aannemers ontwikkelen momenteel al hulpmiddelen (zoals EMAT) om deze normen en standaarden verder te ontwikkelen.

[87] Gasunie, EBN, EZK en pijpleidingoperators / eigenaren
[88] NGT/NOGAT hebben een certificaat (Bureau Veritas) voor geschiktheid voor waterstofgebruik (2022, 40 jaar)

Daarnaast is het belangrijk om resterende levensduur van de gaspijpleidingen opnieuw te beoordelen, aangezien deze langer in gebruik zullen zijn dan volgens de oorspronkelijke ontwerpspecificaties. Tot slot zal de manier waarop de onderzeese pijpleidingen nu met betrekking tot hun technische integriteit worden beheerd, moeten worden heroverwogen voor het gebruik van waterstof. Het gaat hierbij om onder andere risicobeoordelingen, risicobeperkingsplannen, het bepalen van aanvaardbare blootstellings- en vrije span limieten, het controleren van de bedrijfsomstandigheden, scheurdetectie en scheurgroeimodellering. De (haalbare) commerciële en technische mogelijkheden voor het hergebruik van de gaspijpleidingen zal eind 2024 duidelijk moeten zijn, om de keuze tussen nieuwbouw en hergebruik te kunnen maken en de streefdoelen te kunnen behalen.

5.2.2 Demonstratieproject(en) waterstof op zee

Begin 2023 zijn er door de minister van EZK[89,90] twee demonstratieprojecten (Demo 1 en Demo 2) voor waterstof op zee aangekondigd. De grootschalige productie van waterstof op zee is nu nog nieuw en kent onzekerheden. De demonstratieprojecten fungeren dan ook als beginpunt voor het in kaart brengen van de risico's, en voor het creëren van vertrouwen bij de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, bij marktpartijen en bij de overheid, en zijn er uiteindelijk op gericht om grootschalige waterstofproductie op zee mogelijk te maken. Deze projecten bieden een kans om de techniek op zee, de koppeling met een windpark en het transport van waterstof te demonstreren.

Het eerste demonstratieproject (Demo 1) heeft een elektrolysecapaciteit van minder dan 100 MW, en is voorzien in windenergiegebied Hollandse Kust vanaf 2027/2028. Het tweede demonstratieproject zal onder de naam Demo 2 worden uitgevoerd in het windenergiegebied TNW. Het heeft een beoogde elektrolysecapaciteit van ca. 500 MW en zal naar verwachting in 2031 operationeel zijn[91]. Naast deze twee demonstratieprojecten worden er ook andere (internationale) initiatieven ontplooid op het gebied van waterstofproductie op zee, zoals PosHYdon[92], AquaVentus[93] en Lhyfe[94].

Vanwege de onbekendheid met waterstofproductie op zee is de kennis en ervaring die opgedaan kan worden met deze initiatieven waardevol en kan het uitrollen van de Nederlandse (en internationale) waterstofproductie op zee wellicht versnellen.

[89] Demonstratieprojecten - Rijksoverheid, 2023 3
[90] Expertinterview EZK en Gasunie, 2023
[91] Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ), 28 juni 2023
[92] Poshydon, 2023
[93] AquaVentus, 2023
[94] Lhyfe, 2023

5.2.3 Scenario analyse

Om de mogelijkheden voor het ontsluiten van de waterstofproductie binnen Zoekgebied 6/7 te inventariseren, zijn er zeven scenario's voor pijpleidingen ontwikkeld, waarvan er op dit moment twee meer gedetailleerd zijn uitgewerkt. Zes scenario's (1, 2, 3, 4a, 4b en 6) zijn gericht op het hergebruik van pijpleidingen, waarbij ook nieuwe pijpleidingen nodig zijn. Scenario 5 is een alternatief scenario waarbij voornamelijk nieuwe pijpleidingen de voorkeur hebben. De scenario's 2 en 3 zijn in detail ontwikkeld en geëvalueerd door NOGAT en NGT, en scenario 6 is ontwikkeld door NAM. De andere scenario's zijn ideeën op een hoog niveau, die besproken zijn met beheerders van betreffende pijpleidingen[95].

Scenario 1	Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT.
Scenario 2	Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen.
Scenario 3	Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.
Scenario 4a	Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder.
Scenario 4b	Gebaseerd op scenario 4 maar minder nieuwe pijpleidingen en een directe waterstofpijpleiding van Demo 2 naar platform AWG-1 platform.
Scenario 5	Nieuw aangelegd pijpleidingennetwerk met alleen hergebruik van het waddengedeelte van de NGT-leiding.
Scenario 6	Waterstof via WGT naar Den Helder en via NGT naar Uithuizen, omleiden aardgas via NAM en NGT/NOGAT.

[95] NOGAT, NGT, NAM, Wintershall Noordzee, TAQA Energy, Petrogas E&P en BBL Company

Legenda

Gas- en oliepijpleidingen

Waterstof

Hergebruik

Nieuw

Aardgas

Omgeleid

Nieuw

Windparken

Platforms

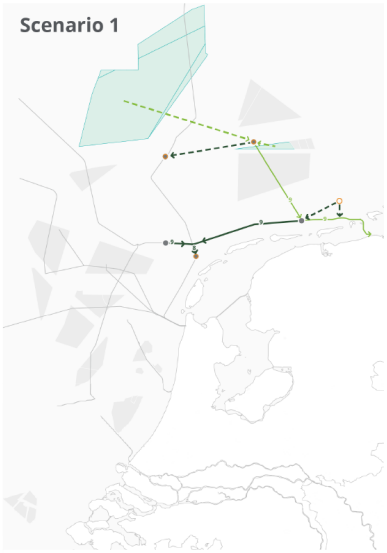
Mijnbouw activiteiten

Platform & mijnbouw activiteiten

Beheerders gas- en oliepijpleidingen

1. TAQA
2. DANA
3. Wintershall
4. Petrogas
5. BBL Company
6. NAM/LoCal
7. Western Gas Transmission (WGT)/HiCal
8. NOGAT
9. NGT

Scenario 1



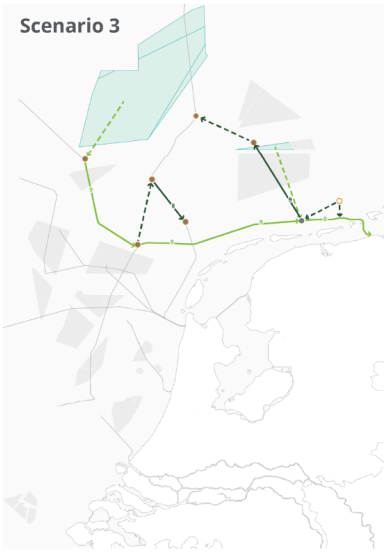
Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT

Scenario 2



Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen

Scenario 3



Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT

Scenario 4a



Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder

Scenario 4b



Gebaseerd op scenario 4 maar minder nieuwe pijpleidingen en een directe waterstofpijpleiding van Demo 2 naar platform AWG-1

Scenario 5



Nieuw aangelegd pijpleidingennetwerk met alleen hergebruik van het waddengedeelte van de NGT-leiding

Scenario 6



Waterstof via WGT naar Den Helder en via NGT naar Uithuizen, omleiden aardgas via NAM en NGT/NOGAT

Voor deze scenario's zijn er acht aspecten geïnventariseerd: pijpleidingintegriteit, connectiviteit, redundantie, veiligheid, tijdlijn/capaciteit, kosten, milieu en verbinding met Groningen:

1. **Pijpleidingintegriteit:** het op hoog niveau, aan de hand van generieke vereisten voor waterstofdiensten, beoordelen uitsluitend op basis van hun integriteitsstatus, aanbevelen van bepaalde pijpleidingen boven andere. In de praktijk hebben de meeste pijpleidingen typische integriteitsproblemen die op een juiste manier worden beheerst tijdens het aardgasgebruik. Nieuwe pijpleidingen zullen per definitie voldoen aan de gestelde criteria voor waterstoftransport, terwijl dat nog maar de vraag is bij de pijpleidingen die al tientallen jaren in gebruik zijn. Scenario 5 presteert derhalve goed op het criterium 'pijpleidingintegriteit', aangezien dit scenario de grootste lengte aan nieuwe pijpleidingen voorstelt, en de minste pijpleidingen hergebruikt;
2. **Connectiviteit:** scenario's 2, 4b, 5 en 6 hebben het laagste aantal en de kortste lengte aan nieuwe pijpleidingen. Het kleinste aantal nieuwe verbindingen is te vinden in scenario 2, gevolgd door scenario 5. De scenario's 4b en 6 bieden de meeste opties voor het opslagpotentieel, waar scenario 4b het hoogste aantal onderzeese verbindingen kent. De scenario's 2, 4a en 4b bieden na het uitfaseren van het aardgas een internationale verbinding (NOGAT met Denemarken).
3. **Redundantie:** scenario's 4a, 4b en 6 presteren relatief goed op redundantie, vanwege twee - niet met elkaar verbonden (voor de volledige uitfasering van het aardgas) - aanlandingen voor waterstof. Na de uitfasering zullen deze scenario's drie aanlandingen hebben, waar de andere scenario's er twee hebben.
4. **Veiligheid:** scenario's 2 en 5 zijn relatief het meest veilig vanwege het lage aantal en de geringere lengtes van de nieuwe pijpleidingen, waarbij sprake is van het kleinste aantal aansluitingen.
5. **Tijdlijn/capaciteit:** wat betreft het uitfaseren van het aardgas bieden scenario's 2, 4a en 4b ruimte voor ongeveer 14 GW H_2 HHV transport, wat voldoende is voor de 'hoge' inschatting van de ontwerp criteria[96]. Het beeld is dat alle grote offshore aardgasleidingen weliswaar overcapaciteit hebben, maar dat herroutering van aardgasstromen nodig zal zijn om voor 2040 één of meerdere leidingen beschikbaar te maken voor waterstoftransport. Na de aardgas uitfasering lijken scenario's 4a en 4b het grootste potentieel te hebben; deze bieden waarschijnlijk voldoende transportcapaciteit voor de 'mid' criteria van 2050. Scenario 2 biedt hiervoor onvoldoende capaciteit en scenario 1 voldoet aan geen van de transportcriteria.
6. **Kosten:** verwacht wordt dat scenario's 2 en 4b de laagste kapitaaluitgaven zullen meebrengen, voornamelijk vanwege de geringere vereiste lengte van de nieuwe pijpleidingen. De operationele kosten zijn in deze evaluatie niet meegenomen, maar zouden een belangrijke invloed kunnen hebben op de totale kosten.
7. **Milieu:** in scenario's 4b en 5 wordt relatief minder frequent in Natura 2000-gebieden gebouwd dan in de andere scenario's en is sprake van een kleinere impact op de zeebodem, vanwege de geringere lengte van de vereiste nieuwe pijpleidingen.
8. **Verbinding met Groningen:** in scenario's 1, 3 en 5 landt alle waterstof aan in Groningen. In scenario's 4a, 4b en 6 landt alleen de waterstof uit Demo 2 aan in Groningen. Scenario 2 voorziet niet in een aanlandingspunt in Groningen.

[96] Gasunie - Design criteria offshore hydrogen network, 2023

Binnen deze evaluatie is er nog geen consensus bereikt; er is meer werk nodig om de scenario's verder te ontwikkelen en om samen te werken met pijpleidingbeheerders, onder andere aan de weging van de bovengenoemde aspecten bij de beoordeling. EZK zal in samenwerking met de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en de pijpleidingbeheerders moeten kiezen voor het uiteindelijke scenario. Het is belangrijk dat er zo snel mogelijk een selectie van de scenario's wordt gemaakt, waarna de gekozen scenario's verder worden uitgewerkt en onderzocht. Na de selectie spelen pVAWOZ, PAWOZ, de PH en de gebiedsuitwerking een rol bij de ruimtelijke en ecologische afwegingen. De technische criteria moeten separaat worden onderzocht en het commerciële gedeelte zal in overleg met de pijpleidingbeheerders, EZK en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee moeten worden opgepakt.

Op basis van de voorgestelde scenario's en criteria lijken de routes waarbij NGT, NOGAT, WGT en LoCal (NAM) betrokken zijn, het onderzoeken waard. Voor de pijpleidingen van TAQA, Petrogas E&P en BBL Company zijn er geen geschikte routes voor waterstof en/of omleidingen van aardgas vastgesteld.

Onzekerheden

Tijdens het evalueren van de scenario's zijn er diverse onzekerheden geïdentificeerd die nader onderzoek vereisen:

- De complexiteit van de G17/AWG/N5-verbinding voor alle scenario's (met uitzondering van scenario 2) waarvoor een conceptstudie nodig is.
- De aansluiting van NOGAT/NGT via een tee- of minimumvoorzieningenplatform (gebruikt in de scenario's 1, 5 en 6) lijkt zich op een scheepvaartroute te bevinden.
- De werkdruk van de leidingsystemen verschilt en het is nog onduidelijk hoe dit kan worden beheerd bij het omleiden van het aardgas. Nader onderzoek is hiervoor vereist.
- De mogelijkheden van onshore faciliteiten moeten worden onderzocht om de veranderingen in gasspecificaties en volumes na de omleiding te kunnen beheren (in samenwerking met TSO).
- Er moeten algemene commerciële randvoorwaarden worden bepaald, zoals het ontwikkelen van een waarderingsmethodiek voor activa, het ontwerpen van een proces voor de mogelijke overdracht van de infrastructuur aan de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en het opstellen van regelgeving rond de financiering van de aanleg van de (gedeeltelijk) nieuwe pijpleidingen en de infrastructuur op zee.

5.2.4 Vormgeving van het Nederlandse waterstofnetwerk op zee, bijvoorbeeld ringleiding, boomstructuur of anders

Tot en met 2040 bieden de onderzochte scenario's, met uitzondering van scenario 1 en 6, voldoende capaciteit voor 12GW waterstofproductie (zie paragraaf 5.2.3). Voor de vormgeving van het waterstofnetwerk op zee zouden er overwegingen kunnen zijn (zoals redundantie) om al in een vroegtijdig stadium een tweede aanlandpunt te realiseren (en daarmee een ringleiding) ondanks dat het qua capaciteit nog niet nodig is. Aanbeveling is om na te denken over het belang van redundantie en hoe dit het ontwerp van het waterstofnet beïnvloed. Na 2040, zullen de aardgasactiviteiten naar verwachting worden uitgefaseerd en komen er daardoor pijpleidingen beschikbaar voor het creëren van extra aanlandingen, waardoor vanaf dat moment ook via hergebruik, opties ontstaan om een ringleiding te creëren.

5.2.5 Afbakening hoofdnetwerk

De beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee zal na aanwijzing in de toekomst verantwoordelijk zijn voor het ontwikkelen van het hoofdnetwerk op de Noordzee. Dit hoofdnetwerk zal naar verwachting starten bij de centrale (gecentreerd in een zoekgebied) of decentrale (verspreid over meerdere kavels) compressorstations die de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee zal beheren. De ontwikkelaar van het windenergiegebied zal de optie krijgen om de waterstofproductiefaciliteit aan te sluiten op het compressorstation. De aansluiting en de pijpleiding van de productiefaciliteit naar het compressorstation zullen naar verwachting geen onderdeel zijn van het hoofdnet, maar de verantwoordelijkheid zijn van de ontwikkelaar. Het compressorstation is onderdeel van het hoofdnetwerk, evenals als de nieuwe en hergebruikte pijpleidingen. Hoofdstuk 7 gaat verder in op de juridische afbakening van het hoofdnetwerk.

5.2.6 Samenhang met het waterstofnetwerk op het land

Bij het hergebruik van aardgasleidingen voor waterstoftransport zijn er geen nieuwe aanlandingslocaties nodig. Het potentieel voor hergebruik is het hoogst bij pijpleidingen die aanlanden in Den Helder of Uithuizen. De studie naar aanlandlocaties is onderdeel van pVAWOZ en van PAWOZ-Eemshaven. Er dient een integrale afweging gemaakt te worden van de voorkeurslocatie(s), waarbij de mogelijkheid om met de gewenste capaciteit aan te sluiten op het onshorenetwerk een belangrijke input of optimalisatiefactor is.



5.2.7 Vervolgstappen

Om de haalbaarheid van het hergebruiken van gaspijpleidingen definitief te kunnen bepalen, zijn er vervolgstappen nodig in drie domeinen: techniek, scenario's en randvoorwaarden.

Om te kunnen concluderen dat de gaspijpleidingen (technisch) hergebruikt kunnen worden voor waterstof, zijn de eerstvolgende stappen:

1. Consensus met de betrokken partijen (de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, pijplijnoperators, het bevoegd gezag), bereiken middels gezamenlijk integriteitsonderzoek per relevante pijpleiding in lijn met een toekomstige certificeringsstandaard voor het hergebruik van aardgaspijpleidingen voor waterstoftransport.
2. Inspecteren van de potentiële waterstofleidingen om een nauwkeurig beeld te krijgen van de staat van de leidingen, bijvoorbeeld door middel van EMAT.
3. Bepalen van de toelaatbare scheurgrootte voor het gebruik van waterstof. Waterstof heeft een andere invloed op het materiaal dan aardgas, waardoor de toelaatbare scheurgrootte bij waterstof ook afwijkt.
4. Samenwerken met autoriteiten, leveranciers van ILI-technologie en keuringsinstanties, om de tolerantie en de nauwkeurigheid van opkomende inspectieapparatuur te begrijpen en om na te gaan of de maximaal aanvaardbare scheurgrootte betrouwbaar kan worden gedetecteerd.
5. Beoordelen van de mogelijke levensduurverlenging, naast hergebruiksbeoordelingen, omdat de pijpleidingen langer in gebruik zullen zijn dan oorspronkelijk werd verwacht.
6. Onderzoeken van de consequenties van gasmenging (aardgas en waterstof).
7. Inzicht verschaffen in de consequenties van het hergebruiken van de bestaande offshore aardgasinfrastructuur voor waterstoftransport op het aardgasproductiepotentieel op de Noordzee.

De eerstvolgende stappen voor het bepalen van het ideale scenario voor de koppeling van Zoekgebied 6/7 zijn:

1. Het meer op detailniveau uitwerken van de scenario's. Welke scenario's onderzocht moeten worden is te bepalen door de betrokken partijen. Daarna kan worden bepaald welke scenario's moeten worden uitgevoerd in samenwerking met de betrokken pijpleidingbeheerder op basis van welke criteria.
2. Verschaffen van inzicht in de herrouterings-mogelijkheden binnen de planningsruimte in het Gasunie Transport Services (GTS)-net.
3. Bepalen van het juiste afwegingskader om een scenario te kunnen beoordelen.
4. Toevoegen van nieuwbouwscenario's als potentiële scenario's voor een volledig inzicht in de oplossingsruimte.
5. In kaart brengen van de samenhang tussen de ruimtelijke en ecologische afwegingen wat betreft de indeling van Zoekgebied 6/7 en de locaties van de eventueel te hergebruiken leidingen.

6. Vormgeving energiehubs in Zoekgebied 6/7

6.1 Functie van energiehubs in Zoekgebied 6/7

Zoals in hoofdstuk 3 is gedefinieerd, verzamelt een energiehub energie van de nabijgelegen windparken en zet de hub deze (deels) om in waterstof. Vanuit de energiehub kan de energie als elektriciteit of waterstof naar Nederland worden getransporteerd, of naar of van andere energiehubs of landen. Het onderscheid met de elektrische hub is dat bij een energiehub ook waterstofproductie, waterstoftransport en eventueel waterstofopslag mogelijk is. Hiermee speelt een energiehub een belangrijke rol in de systeemintegratie. De plannen voor één of meerdere energiehubs in Zoekgebied 6/7 zullen nader geconcretiseerd moeten worden. in dit hoofdstuk wordt ingegaan op de keuze voor de constructievorm van energiehubs, met inachtneming van de volgende factoren: tijdpad, ecologie/ milieu, veiligheid, fysieke omstandigheden, gebruik/ onderhoud, modulariteit/adaptiviteit, kosten, wijze van waterstofproductie en compressiemogelijkheden.

6.1.1 Integraal ontwerp: benodigde mate van systeemintegratie tussen elektronen en moleculens

Zoals in paragraaf 3.1.3 is vermeld, wordt geadviseerd om verschillende opties te creëren. Daarom moet er op zowel elektriciteit als waterstof worden ingezet. Voor Zoekgebied 6/7 wordt daarom uitgegaan van het faciliteren van de optie voor waterstofproductie op zee, hetgeen op basis van voortschrijdend inzicht kan worden aangepast. Het overige deel zal in ieder geval elektrisch worden aangeland.

6.1.2 Gewenste internationale verbindingen

Verbindingen met België, Duitsland, Denemarken, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk lijken de meeste potentie te hebben (zie paragraaf 3.2.5 voor nadere details).

6.1.3 Gewenste/mogelijke opslag van waterstof in nabijgelegen lege gasvelden

Binnen Zoekgebied 6/7 zijn een leeg gasveld en een zoutstructuur met ongeveer 35 zoutcavernes aanwezig als potentiële locaties voor waterstofopslag (zie paragraaf 3.4). Beide opties vergen echter minstens tien jaar ontwikkeling. De implementatie van ondergrondse waterstofopslag zal echter geen invloed hebben op het ontwerp van de energiehubs, aangezien er speciale (aparte) platforms nodig zullen zijn voor de opslag, wel kan het relevant zijn voor de locatiekeuze. Wel dient rekening te worden gehouden met de benodigde ruimte boven water voor waterstofopslag, zoals obstakelvrije zones voor het helikopterverkeer. Dit kan leiden tot een afname van de beschikbare ruimte voor windenergie.

6.2 Keuze voor een geschikte constructievorm(en)

In het huidige, vroege stadium van de conceptdefinitie voor de energiehub in Zoekgebied 6/7 ligt de focus op het selecteren van de constructievorm voor de energiehub en op andere cruciale beslissingen die van invloed zullen zijn op de ruimtelijke ontwikkeling. De energiehub kan worden gevormd door platforms, kunstmatige eilanden, of een combinatie van beide. Waterstofcompressie kan in een zoekgebied (centraal) worden uitgevoerd of verdeeld over individuele kavels (decentraal). Deze overweging heeft geleid tot drie mogelijke constructievormen voor de energiehub:

1. Grote eilanden die de hele energiehub ondersteunen.
2. Platforms ter ondersteuning van de HVDC-apparatuur, de waterstofproductie en de waterstofcompressie.
3. Een combinatie van een groot eiland en platforms, met aanvankelijk uitbreiding op de platforms en later infrastructuur, inclusief waterstofproductie geïnstalleerd op het eiland.

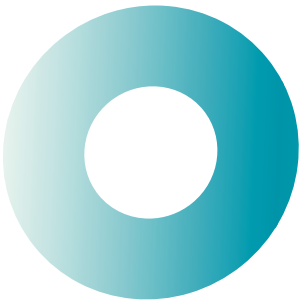
Binnen de (elektrolyse)-platformconcepten heeft men de keuze tussen elektrolyseplatforms en compressieplatforms in combinatie met waterstofturbines. Zoals besproken in paragraaf 3.1.3 zal er in 2025 een principekeuze voor een van beide gemaakt kunnen worden. Deze principekeuze is nodig vanwege de lange doorlooptijd van de productie van de platforms ten opzichte van de doorlooptijd van de tender tot aan de bouw van de windparken op zee, en vanwege de noodzaak om een toeleverketen op te bouwen die de noodzakelijke platforms in een hoog tempo kan leveren. Het is daarom van belang dat ontwikkelaars en de Rijksoverheid met elkaar in overleg treden om tot een weloverwogen keuze te komen.

In de volgende paragrafen zullen de constructievormen worden geëvalueerd op basis van een reeks criteria, waaronder: tijdpad, ecologie, veiligheid, milieu, fysieke omstandigheden, gebruik en onderhoud, modulariteit/ adaptiviteit, kosten en investeringen en de wijze van waterstofproductie en -compressie.

In de Adviesnotitie 3 “Constructievorm van energiehubs” zijn het ontwikkelde afwegingskader en de criteria met hun evaluatie en weging nader toegelicht. Tevens zijn aannames toegelicht, zoals de verwachte capaciteit aan windenergie in Zoekgebied 6/7 en verhouding waterstof- en elektriciteitsproductie. Hierbij is opgemerkt dat een afstemming van de keuze en weging van de criteria met belanghebbenden, waaronder (markt)partijen in de maritieme sector die de energiehubs zullen ontwikkelen en bouwen, geen onderdeel van onze opdracht was. Het is aan te bevelen onze bevindingen met hen af te stemmen.

6.2.1 Tijdspad

Ontwikkelingen in de toeleverketen hebben invloed op het tijdpad van de realisatie van een energiehub in de vorm van een eiland of platform. Diversificatie, door het kiezen voor een combinatie van eilanden en platforms, kan dit risico mogelijk mitigeren, maar leidt wel tot dubbele kosten (zie paragraaf 6.2.8). De conceptevaluatie laat zien dat de keuze voor alleen eilanden het zeer uitdagend zou zijn om de streefdatum voor de eerste uitrol van transport van elektriciteit en waterstof naar land in 2032 te halen. In het ideale schema voor de bouw van eilanden, waarbij geen rekening wordt gehouden met technische of andere beperkingen voor de ontwikkeling, wordt het eerste transport van energie en waterstof in 2034 verwacht. Aangezien de bouw van eilanden in vergelijkbare omstandigheden nog nooit is uitgevoerd, is een eiland waarschijnlijk niet te realiseren vóór 2035. Om ervoor te zorgen dat de elektrolyseplatforms op tijd gereed zijn, is steun vanuit de Rijksoverheid noodzakelijk.



6.2.2 Gevolgen voor ecologie en milieu

Bij de keuzes ten aanzien van het energiesysteem in de Noordzee spelen meerdere ruimtelijke, ecologische en milieugerelateerde belangen. Het EIPN richt zich op het energiesysteem, terwijl het bij de ruimtelijke besluitvorming in de PH en pVAWOZ van belang is om alle belangen – ook de ecologische en milieugerelateerde – af te wegen. Zo kan tot een integrale keuze worden gekomen, waarbij de balans van de beoogde natuur- en voedseltransitie op de Noordzee onderdeel is van de afweging.

Het verschil tussen de ecologische effecten van kunstmatige eilanden en die van platforms worden reeds nader door IenW bestudeerd. IenW geeft aan dat daarin de milieueffecten van waterstofproductie niet worden meegenomen, maar wel moeten worden onderzocht. Er kan sprake zijn van een verschillend effect op de waterkwaliteit, omdat er bij waterstofproductie in turbines en platforms sprake is van meerdere kleinere afvalstromen, terwijl het bij een eiland gaat om een grotere, centrale afvalstroom. Enerzijds kunnen meerdere kleine stromen gunstig zijn, omdat het lokale effect dan minder groot is, maar anderzijds is een gecentraliseerde stroom beter op te vangen en zo nodig te behandelen. Ten behoeve van een algehele beoordeling van de ecologische effecten moeten de bevindingen van IenW worden meegenomen door de Rijksoverheid.

De impact van deze afvalstromen zal waarschijnlijk niet groot zijn, vanwege de samenstelling van het afval (voornamelijk pekel en opgewarmd water), en kan op een relatief eenvoudige wijze worden geminimaliseerd met behulp van bijvoorbeeld diffusoren en onderwaterlozing in gebieden zonder gevoelige ecosystemen. Hydrodynamische modellering kan – in het geval van de keuze voor een eiland – helpen bij het ontwerp , teneinde na te gaan of de ecosystemen niet worden aangetast door de rest- en afvalstromen.

6.2.3 Gevolgen voor de CO_2- voetafdruk

De CO_2-impactanalyse van de energiehub is gebaseerd op een levenscyclusanalyse (LCA) die rekening houdt met de CO_2-voetafdruk van (bouw-Materialen en activiteiten tot de ingebruikname. Aangezien de milieu-impact van offshore constructies voor het grootste deel wordt bepaald door het materiaalgebruik en de constructie[97]. In onze opdracht zijn wij daarom gevraagd een analyse te verrichten op de bouwfase. Uit de LCA blijkt dat de bouw van een eiland een grotere CO_2-voetafdruk heeft, in vergelijking met het platformconcept. Dit verschil is voornamelijk te wijten aan de grote hoeveelheden zand en steen die nodig zijn voor de bouw van een eiland. Vanwege de broeikasgasemissies bij het bouwen van eilanden, komen platforms er aanzienlijk gunstiger uit wat betreft de CO_2-voetafdruk. Het hybride concept presteert op een niveau dat ligt tussen dat van de beide afzonderlijke concepten.

[97] A. Bonou, A. Laurent and S. Olsen - Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application, 2016

6.2.4 Veiligheid (waaronder arbotechnisch, extern en kwetsbaarheid voor sabotage e.d.)

De constructie en exploitatie van zowel eilanden als platforms worden als haalbaar beschouwd. De veiligheid tijdens de bouwfase is een belangrijk aandachtspunt, vooral bij het bouwen van eilanden. De installatie van grote infrastructuur in een mariene omgeving brengt complexiteiten met zich mee. Platforms kunnen daarentegen op land worden gebouwd in fabricagewerven en compleet offshore getransporteerd worden voor installatie op hun onderconstructie. Na de eerste ingebruikname van de elektrische- en waterstofapparatuur op het eiland zal er ook verdere bouw plaatsvinden. Het gelijktijdig bouwen van het eiland en produceren van elektronen en waterstof moleculen zal extra risico's opleveren.

De constructie en installatie van platforms heeft minder uitdagingen. Platforms, inclusief de volledige topside, kunnen aan land worden gebouwd en vervolgens naar de offshore locatie worden getransporteerd om te worden gehesen op hun vooraf geïnstalleerde substructuren. In vergelijking met de constructie van eilanden is de duur van de offshore bouwactiviteiten aanzienlijk korter. Zo worden ook de vakmensen minder lang blootgesteld aan potentieel gevaarlijke offshorecondities.

De veiligheid tijdens het gebruikmaken van zowel de platforms als de eilanden wordt als beheersbaar beschouwd. Er vinden weliswaar meer verplaatsingen plaats tussen de platforms dan bij de eilanden, wat risico's met zich meebrengt, maar dankzij de uitgebreide ervaring die is opgedaan in de offshore olie- en gasindustrie zijn deze beheersbaar. In het geval van eilanden zijn er geen transportbewegingen nodig na de bouwfase, waardoor er minder risico's zijn. Vanwege hun grotere omvang en daarmee beschikbare ruimte kunnen eilanden bovendien beter tegemoetkomen aan veiligheidsoverwegingen in hun ontwerp. Eilanden zullen waarschijnlijk permanent bemand zijn, waarbij de operators de beveiligde gebieden dicht bij de accommodaties alleen hoeven te verlaten in bijzondere situaties. Over het algemeen zullen de veiligheidsrisico's (in arbotechnisch opzicht) bij platforms dus groter zijn dan bij eilanden vanwege het groter aantal transportbewegingen.



6.2.5 Fysieke omstandigheden (locatie)

Er is een analyse uitgevoerd om te bepalen of er strikte beperkingen zijn bij de keuze voor eilanden of platforms.

Hoewel zowel de eiland- als de platformconcepten beide technisch haalbaar zijn, zijn er wel zorgen over de realisatie van deze concepten vanwege de lange constructietijd en de haalbaarheid van eilanden in wateren met een diepte van ongeveer 50 meter.

Wat betreft de platforms zijn er verschillende ontwerpmogelijkheden voor de onderbouw hiervan, waaronder Gravity-Based Structures, jackets en monopiles, waarbij jacket-constructies in de Noordzee de meest voorkomende substructuur is. De constructie van eilanden wordt ook als mogelijk beschouwd, maar wel op basis van een analyse van eilandontwerpen in ondieper water.

Eilanden kunnen worden gebouwd met behulp van caissons tot een waterdiepte van ongeveer 20 meter. Bij dieper water moet de zeebodem worden verhoogd met behulp van zand en stenen. Dit proces vereist zeer grote hoeveelheden steen en gebaggerd zand, ook vanwege de grotere oppervlakte van een eiland. Dit maakt wellicht het openen van een nieuwe steengroeve noodzakelijk en heeft daarnaast een ecologische impact vanwege het gebruik van lokaal gebaggerd zand.

De apparatuur die op de eilanden of platforms moet worden geïnstalleerd bevindt zich op ongeveer hetzelfde TRL.

Al met al kunnen er, technisch gezien, zowel eiland- als platformconcepten worden gerealiseerd, maar de uitdagingen bij eilanden zijn aanzienlijk groter dan bij platforms, vooral tijdens de bouwfase.

6.2.6 Gebruik en onderhoud

In gebruik en onderhoud worden eilanden als minder complex beschouwd dan platforms. Aangezien eilanden verondersteld worden permanent te zijn bemand en aangezien er opslagruimte is voor gereedschappen en reserveonderdelen, zouden deze gemakkelijker te beheren zijn. Platforms kunnen complexer zijn in het gebruik en onderhoud, omdat het personeel niet bekend is met verschillende platformontwerpen, voorzover niet gestandaardiseerd, en vanwege de ruimtebeperkingen die inherent zijn aan deze constructies. De combinatie van eilanden en platforms wordt als nog complexer beschouwd, omdat zowel de eiland- als de platformcomponenten beheerd en onderhouden moeten worden.

Voor zowel eilanden als platforms kan er voldoende flexibiliteit in energie-export (met als keuze de export van moleculen of elektronen) worden behaald. Bij de eilandconcepten maakt de gezamenlijke locatie van HVDC- en waterstofproductieapparatuur op het eiland systeemintegratie mogelijk. Eilanden hebben een hogere mate van ruimtelijke flexibiliteit ten opzichte van platforms, al is deze niet onbegrensd, aangezien de kosten van de aanleg significant hoger zijn bij een grotere oppervlakte. Systeemintegratie kan ook worden bereikt bij platformconcepten, door te kiezen voor hybride waterstofproductie of voor het zodanig dicht bij elkaar installeren van de HVDC- en waterstofplatforms dat er crossconnecties mogelijk zijn.

Over het algemeen hebben eilandconcepten aanzienlijke voordelen ten opzichte van platformconcepten wat betreft de complexiteit van het gebruik en het onderhoud.

6.2.7 Modulariteit/adaptiviteit van de hubconstructie/configuratie

De ontwikkeling van Zoekgebied 6/7 is onzeker en er zijn meerdere factoren die van invloed kunnen zijn op het ontwerp van de energiehubs, waaronder:

- De totale capaciteit aan wind op zee.
- De verhouding tussen de export van elektriciteit en de offshore waterstofproductie.
- De ruimtelijke ontwikkeling van Zoekgebied 6/7.

Gezien de onzekerheden in de energiemarkt en de technologische ontwikkelingen is het vermogen van een concept om zich aan te passen aan veranderende omstandigheden cruciaal. Bij een eiland staan na het voltooien van het ontwerp de locatie en de omvang vast. Kabels en pijpleidingen liggen op een vaste en specifieke locatie en aanpassingen in het type gebruik zijn nauwelijks meer mogelijk. Platformen kunnen gespreid in de tijd worden ontworpen en aangelegd. Een eilandconcept is dus minder modulair te ontwerpen dan een platform.

In verhouding tot het eilandconcept zijn platformconcepten meer geschikt voor een modulaire aanpak, aangezien het ontwerp van een platform kan worden aangepast en uitgerold in overeenstemming met de projectvereisten en -planning.

Platforms kunnen worden aangepast aan wijzigingen in het hubontwerp, zowel qua concept als qua locatie.

Over het algemeen worden platformconcepten gezien als aanzienlijk meer geschikt voor een modulaire aanpak dan eilandconcepten. Als alle factoren die de toekomstbestendigheid beïnvloeden in overweging worden genomen, verdient het platformconcept, of een combinatie van eilanden en platforms, een lichte voorkeur, boven het puur op eilanden gebaseerde concept.

6.2.8 Verwachte kosten en investeringen, inclusief omvang

Er is een klein verschil in kapitaal- en operationele uitgaven tussen eilanden en platforms. Voor elk van de concepten zijn kostenramingen ontwikkeld op basis van de veronderstelde configuraties die zijn verkregen via het NSWPH-programma. Deze kapitaaluitgaven zijn geschat op € 70,5 miljard voor eilanden en op € 75,5 miljard voor platforms, voor de 24 GW-concepten, exclusief de HVDC-apparatuur[98].De kostenramingen kennen een relatief hoge mate van onzekerheid wat betreft de schattingen (+/- 50%) en ontlopen elkaar daarom niet veel. Deze onzekerheid hangt samen met de beschikbaarheid van data en documenten voor beide concepten (concept/pre-feed). Concepten op basis van eilanden vragen om een grotere voorfinanciering dan concepten op basis van platforms.

Tijdens de huidige evaluatie is de levensduur meegenomen als apart criterium, maar in een toekomstige evaluatie en in het geval van het beschikbaar zijn van meer data zouden levensduren van 50 jaar voor een platform en van meer dan 100 jaar voor een eiland in overweging genomen kunnen worden in de financiële beoordeling. Daarnaast zou er bij een verdere detaillering gekeken moeten worden naar de kosten van ontmanteling van platforms en/of eilanden.

[98] Kosten tot oplevering, exclusief vervangingskosten en OpEx

6.2.9 Wijze van waterstofproductie (op een eiland/platforms versus in waterstofturbines)

Er zijn twee voor de hand liggende opties voor de productie van waterstof: via waterstofturbines of via platforms of eilanden. Waterstofturbines produceren lokaal waterstof, door middel van kleinschalige elektrolyse, die vervolgens via flexibele leidingen naar de compressielocatie wordt geëxporteerd. De productie op platforms centraliseert de waterstofproductie, waarbij er twee 500 MW platforms per kavel van 2 GW nodig zijn. De benodigde elektriciteit wordt geleverd door meerdere windturbines. Elk blok kan ongeveer 100 windturbines van 20 MW bevatten. Voor productie via platforms worden standaard windturbines gebruikt, terwijl voor de productie via waterstofturbines bijvoorbeeld een mix van standaard en hybride windturbines wordt ingezet.

Bij waterstofturbines zou er een ingewikkeld leidingennetwerk nodig zijn om de waterstof van elke windturbine naar de compressielocatie te transporteren, rekening houdend met de stromingsroutes, drukprofielen en onderhoud. Voor gecentraliseerde waterstofproductie zijn minder pijpleidingen nodig, waardoor de constructie en installatie minder complex is.

Door de elektriciteit van de hybride windturbines direct te gebruiken voor lokale waterstofproductie (decentrale waterstofproductie), worden verdere elektrische verliezen bij elektriciteitstransport naar een centraal platform vermeden. Dit voordeel is vooral merkbaar tijdens piekbelastingen. De bediening van de stack, kan mogelijk geoptimaliseerd worden door de stroomverdeling naar de stack te regelen. Dit zou eenvoudiger kunnen zijn bij een gecentraliseerde locatie. Een nadeel van waterstofproductie in windturbines is de hogere OpEx met betrekking tot de logistiek. De decentraal opgestelde installaties vereisen regelmatige inspecties en onderhoud.

Voor beide opties wordt aangenomen dat alle apparatuur op het platform wordt geïnstalleerd voordat het platform richting zee gaat, aangezien het achteraf installeren van waterstofproductie-apparatuur bij de windturbines niet gunstig is. Dit heeft invloed op de planning en risico's van de toeleverketen. Er is een afhankelijkheid van concurrerende projecten en van de vraag of de bulkfabricage van de modules op tijd klaar is voor de offshore installatie.

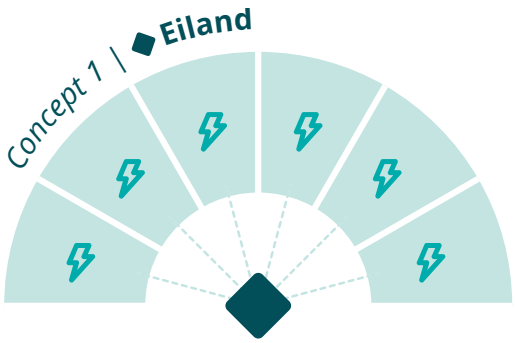
De grootste voordelen van waterstofturbines liggen in de flexibiliteit om de totale energie-export te maximaliseren. Dit betekent ook een grotere veerkracht bij storingen, aangezien het uitvallen van een enkele windturbine waarschijnlijk slechts een beperkte totale impact zal hebben.

Uit de resultaten van de Adviesnotitie 3 "Constructievorm van energiehubs" is gebleken dat het waterstofturbineconcept een aanzienlijk lagere CO_2-voetafdruk heeft dan de andere concepten. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat de funderingen voor de windturbines op een diepte van 50 meter al aanzienlijk veel staal vereisen, terwijl de extra staalbehoefte voor het ondersteunen van de procesapparatuur op de windturbines relatief laag is.

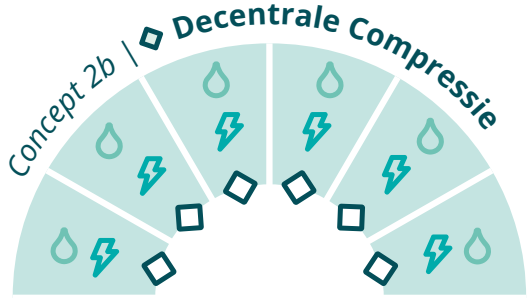
Waterstofproductie via platforms en in waterstofturbines leidt tot een aanzienlijke decentralisatie in vergelijking met het eilandconcept, waarbij alle waterstofproductieapparatuur centraal is geplaatst. De keuze tussen deze twee concepten kan gemaakt worden in overleg tussen de ontwikkelaar en de Rijksoverheid en hoeft op dit moment nog niet te worden gemaakt (zie ook paragraaf 3.1.3).

6.2.10 Compressiemogelijkheden

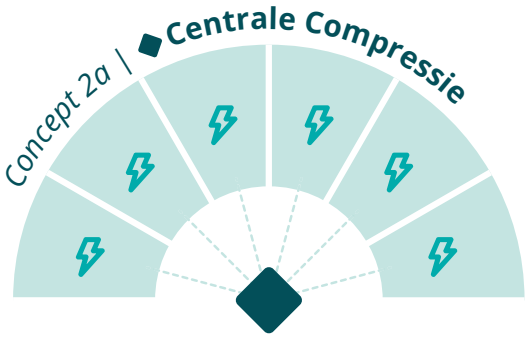
Naast de keuze voor een constructievorm, moet ook worden bepaald op welke wijze de compressie plaatsvindt. Grofweg kan worden gekozen uit vier verschillende concepten:



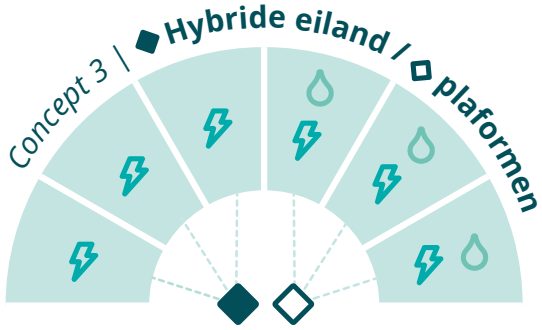
Concept 1 - Twee kunstmatige eilanden die alle apparatuur ondersteunen.



Concept 2b – Een platformconcept met 12 (relatief kleinere) compressieplatforms, verspreid over de verschillende kavels (gedecentraliseerd).



Concept 2a – Een platformconcept met 4 (relatief grotere) compressieplatforms in één locatie binnen Zoekgebied 6/7 (gecentraliseerd).



Concept 3 – Een combinatie van gecentraliseerde compressie en 6 GW HVDC, geïnstalleerd op een eiland, 6 GW HVDC op platforms en 12 GW waterstofproductie op platforms (hybride).

Uit een evaluatie blijkt dat er een voorkeur is voor één van de twee platformconcepten, zowel centraal (concept 2a, één platformhub voor gebied 6/7) als decentraal (concept 2b, platform per kavel). Hoewel de verschillen tussen de gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressie in aantal beperkt zijn, volgt uit de analyse dat gecentraliseerde compressie de voorkeur heeft. Hiervoor zijn verschillende redenen te geven, waaronder: gebruiksgemak (o.a. operationele en onderzoeksstrategieën), schaalbaarheid, het tijdschema en de milieu-impact.

De optie om een eiland als locatie voor gecentraliseerde compressie te gebruiken, zou waarschijnlijk worden gekozen als er sprake is van technische beperkingen wat betreft het installeren van compressoren op platforms. Een belangrijke zorg hierbij is de impact van compressortrillingen op de platforms. Onderzoek uit het NSWPH-programma suggereert echter dat deze risico's kunnen worden beperkt. Hierbij is nader onderzoek nodig, waar Gasunie momenteel mee bezig is.

Dit onderzoek zal naar verwachting in 2024 worden afgerond. Volledige zekerheid kan alleen worden verkregen op basis van een verder uitgewerkt platformontwerp. Als alternatief voor een klein aantal (grotere) compressieplatforms kunnen er ook meerdere kleinere compressieplatforms worden geïnstalleerd.

Compressieplatforms op één locatie (concept 2a) hebben de voorkeur, gevolgd door compressieplatforms verspreid over verschillende kavels (concept 2b), en het compressie- en HVDC-eilandconcept (concept 3). Het grote-eilandenconcept staat als laatste op de lijst van voorkeuren (concept 1).

6.2.11 Conclusie

De beslissing over het te adopteren energiehub-concept is de verantwoordelijkheid van de Rijksoverheid en de uitgevoerde analyses dienen als ondersteunende informatie bij dit besluitvormingsproces. Met name wordt gewezen op de meer gedetailleerde analyse per afwegingsfactor in de Adviesnotitie 3 “Constructievorm van energiehubs”. Op basis van de analyse en de situatie dat er geen overeenstemming is over de weging van verschillende factoren, is er nog geen duidelijke voorkeur voor platforms of eilanden. Eilanden vragen een langere ontwikkelingstijd dan platforms, wat beperkingen oplegt aan de eerste energiehub. De eerste energie-export en waterstofproductie zouden hierdoor pas in 2034 kunnen plaatsvinden, met risico’s van vertraging. Eilanden vereisen daarnaast grotere voorinvesteringen bij de bouw, terwijl de op platforms gebaseerde concepten een groter aanpassingsvermogen hebben, aangezien er, gemakkelijker dan bij een eiland, extra platforms kunnen worden bijgebouwd.

Het advies is dan ook om de eerste energiehub met de volgende specificaties te ontwerpen:

- HVDC op platforms.
- Elektrolyse op platforms (+/- 2 per kavel van 2 GW) en/of in waterstofwindturbines.
- Compressie op centraal geplaatste platforms.

Zoals beschreven in paragraaf 3.1.3, kan de keuze tussen elektrolyseplatforms en waterstofturbines later worden gemaakt, in overleg tussen de ontwikkelaar en de Rijksoverheid. De ontwikkeling van waterstofturbines tot een hoog TRL zal waarschijnlijk door marktpartijen worden opgepakt, in tegenstelling tot de ontwikkeling van elektrolyseplatforms.

Het is essentieel om in 2024 een beslissing te nemen over de gewenste constructievorm van de eerste energiehub en over de gewenste locatie van de compressie, om de ontwikkeling van Zoekgebied 6/7 en het behalen van de doelstellingen voor 2032 te waarborgen en dit als input te gebruiken bij de wijziging van de partiële herziening. Indien er in 2024 niet gekozen wordt voor de initiatie van een eiland als optie, wordt er impliciet voor gekozen om het gehele Zoekgebied 6/7 met platforms te ontwikkelen gelet op de ontwikkeltijd van een eilandconcept en de benutting van Zoekgebied 6/7 voor invulling van het wind op zee streefdoel per 2040. Starten met de ontwikkeling van een eiland betekent dat er verschillende opties worden behouden voor na 2035 en maakt het mogelijk om voor een later gerealiseerde energiehub van het platformconcept op eilanden over te stappen.



7. Marktordening

In de Adviesnotities 4 "Marktordening (juridisch perspectief)" en 5 "Marktordening (economisch perspectief)" wordt ingegaan op de marktordening en governance voor de toekomstige Energie-infrastructuur, energiehubs, waterstoftransport op zee, waterstofopslag op zee, de rollen bij de totstandkoming van interconnectoren met buitenlandse energiesystemen, de tendersystematiek en de samenhangende wet- en regelgeving. In deze samenvatting worden de hoofdlijnen geschetst van de belangrijkste onderwerpen. Deze informatie is opgesteld op basis van voorstudies. Op enkele onderwerpen is een verdiepend stakeholder perspectief geboden vanuit verkennende gesprekken met de direct betrokken stakeholders (te weten: EZK, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), Gasunie, TenneT en EBN).

Een belangrijk aandachtspunt bij de uitwerking van marktordening is de adequaatheid van het instrumentarium dat de Rijksoverheid tot haar beschikking heeft tot ruimtelijke sturing en afweging van verschillende belangen bij de toekomstige inrichting van de Noordzee. Dit geldt onder meer voor de ruimtelijke inpassing van waterstofproductie en -opslag. Hoewel ruimtelijk sturing geen onderdeel is geweest van deze adviesopdracht, is in gesprekken wel gebleken dat dit een belangrijk thema is. Belanghebbenden geven daarbij aan dat het ontwikkelen van nieuwe Energie-infrastructuur zoveel mogelijk moet samengaan met de ontwikkeling van windparken en bijvoorbeeld met nieuwe of bestaande mijnbouwactiviteiten.

7.1 Uitwerking taak van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee bij waterstoftransport

Voor het transport van waterstof moet een netbeheerder worden aangewezen. Voor het waterstofnetwerk op zee zou eenzelfde route gevolgd kunnen worden als die momenteel al in werking is gezet voor een netbeheerder voor het transport van waterstof op het land. De keuze voor één netbeheerder voor het transport van waterstof op zee en land kan vanuit systeemoptimalisatie beargumenteerd worden, zoals nader toegelicht in de Adviesnotitie 4 "Marktordening (juridisch perspectief)". Dit wordt onderstreept in de Kamerbrief van 2 december 2022, waarbij de Minister voor Klimaat en Energie aangeeft dat één partij verantwoordelijk zou moeten zijn voor het waterstoftransport, zodat integrale planvorming mogelijk is.[99] Dezelfde Kamerbrief beschrijft het voornemen van de Minister om Gasunie als waterstofnetbeheerder op zee aan te wijzen.

Wat betreft HyNetwork Services ("HNS"), een volledige dochteronderneming van Gasunie, is de Minister voor Klimaat en Energie voornemens, middels het aanwijzen als Dienst van Algemeen Economisch Belang ("DAEB"), de kaders voor het reguleren van het waterstofnetbeheer op het land uiteen te zetten. EZK is voornemens om voor het landelijke waterstofnetwerk in 2031 (of eerder) wettelijk gereguleerde derden toegang in werking te hebben gesteld.

In december 2023 hebben het Europees Parlement en de Raad een voorlopig akkoord bereikt over het 'decarbonisatiepakket'[100] een door de Europese Commissie voorgestelde herziening van de Gasrichtlijn en Gasverordening welke sturing geeft aan de richting van de regelgeving voor waterstoftransport op zee.

[99] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Kamerbrief over de voortgang van het waterstofbeleid, 2022
[100] Nota van de Europese Raad van 15 december 2023, Interinstitutional File 2021/0424

Dit pakket voorziet in nadere regelgevende kaders ten aanzien van het ontwikkelen, aanleggen en beheren van waterstofnetwerken op zowel het land als de zee. Vanaf het moment dat het decarbonisatiepakket in het publicatieblad is gepubliceerd, dienen de relevante artikelen uit de richtlijn binnen 24 maanden in de nationale wetgeving te zijn verankerd. Dit betekent dat de regulering van het waterstofnetwerk in de Nederlandse wet- en regelgeving uiterlijk in 2025/begin 2026 zal moeten zijn ingesteld. De wettelijke kaders voor waterstofnetwerken op zee zullen daarmee duidelijk worden met betrekking tot de punten die nader zijn toegelicht in de Adviesnotitie 4 "Marktordening (juridisch perspectief)".

De periode tot 2031 moet door de marktpartijen worden gebruikt voor het verkrijgen van duidelijkheid over de rechten, tarifering en kwaliteitscriteria. In deze periode zal HNS, vooruitlopend op de daadwerkelijke aanwijzing, als gereguleerd waterstofnetbeheerder op het land bij beschikking worden aangewezen als uitvoerder van een DAEB. Bij deze beschikking worden er verschillende voorwaarden gesteld, zoals de door HNS te hanteren tarieven, het verlenen van derden toegang, het proces rondom het aanpassen van het uitrolplan en de kwaliteitscriteria voor de via het net te transporteren waterstof en voor het toezicht. Voor het waterstofnetwerk op zee zou eenzelfde route gevolgd kunnen worden.

In Nederland is er voor elektriciteit en gas sprake van volledige eigendomsontvlechting. Ten aanzien van waterstof moet de Rijksoverheid nog besluiten over het (de) toegestane ontvlechtingsmodel(len). Binnen de ontvlechtingsmodellen die worden beschreven in het decarbonisatiepakket kan kort gezegd een onderscheid worden gemaakt tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde modellen.

Alhoewel in Nederland voor elektriciteit en gas sprake is van volledige eigendomsontvlechting, moet de Rijksoverheid nog een keuze maken over de toegestane markt- en ontvlechtingsmodellen voor waterstof. Op basis van het voorstel tot het herzien van de Gasrichtlijn zouden de lidstaten – gelijk aan de bestaande Europese bepalingen voor gas en elektriciteit – voor waterstof ook kunnen toestaan dat het model van de onafhankelijke waterstofnetbeheerder wordt gebruikt. Hierdoor kunnen verticaal geïntegreerde eigenaren van aardgasleidingen die via hergebruik kunnen dienen als waterstofnetten de eigendom van hun netten behouden, terwijl tegelijkertijd de niet-discriminerende exploitatie van dergelijke netten na 2030 wordt gewaarborgd.

Wanneer het gaat om grotendeels nieuwe infrastructuur ligt het voor de hand dat zowel het eigendom als het beheer bij de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee ligt. Wanneer hergebruik een optie blijkt, zou overwogen kunnen worden om ook onafhankelijk systeembeheer middels een onafhankelijke waterstofnetbeheerder toe te staan. Er bestaat een duidelijk beeld van de overwegingen die van belang zijn bij het kiezen van een beheermodel.
Ten behoeve van het invoeren of uitbreiden van het takenpakket van de netbeheerders op zee moet tijdig een mandaat worden ingevoerd voor een nationale toezichthouder, om zowel marktpartijen als de netbeheerder zekerheid te bieden over de tarifering, de (anticiperende) investeringen en de financiering.

Om de deadline van 2032 voor de eerste operationele projecten te kunnen halen, zal op korte termijn duidelijkheid moeten worden verkregen over de reikwijdte en het mandaat van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, het beheermodel dat moet worden toegepast, de technische en operationele mogelijkheden van hergebruik, en de voorwaarden voor het gebruiken of overnemen van de bestaande gasleidingen (afhankelijk van het gekozen beheermodel). In het verlengde hiervan kan overwogen worden om met de Autoriteit Consument en Markt (ACM) in gesprek te gaan over de toekomstige regulatoire behandeling van hergebruikte leidingen, mede gezien de investeringen die hiervoor gedaan moeten worden door de (toekomstige) waterstofnetbeheerder.

Verdiepend stakeholder perspectief

Bij een model van volledige ontvlechting speelt transportzekerheid een belangrijke rol, omdat het eigendom en het beheer samen bijdragen aan de stabiliteit en het algemeen belang. De risico's lijken voornamelijk betrekking te hebben op de due diligence fase, waarbij asymmetrische informatie verborgen gebreken of ongeïdentificeerde risico's kan opleveren. Daarnaast kan de overdracht van het eigendom complex en tijdrovend zijn. Binnen de Europese Unie is volledige ontvlechting het standaardmodel. De herziening van de Gasrichtlijn definieert welke mogelijkheden er zijn en welke eisen gelden om hiervan af te wijken.

In het model van een onafhankelijk systeembeheer blijft de transportzekerheid belangrijk en moet ongewenste eigendomsoverdracht worden voorkomen. De onafhankelijke waterstofnetbeheerder is verantwoordelijk voor de investeringen en voor het netwerkbeheer, wat kan leiden tot complexe juridische kwesties tussen eigenaar en beheerder. Daarnaast kan informatie-asymmetrie het beheer van andermans eigendom bemoeilijken.

Om een modelkeuze te kunnen maken, moet EZK beslissen over de wijze waarop de publieke belangen via (gedeeltelijk) publiek eigendom van de waterstofinfrastructuur moeten worden beschermd en wat de gewenste mate van complexiteit in het systeem is. Daarnaast moet er een gesprek worden gestart tussen de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en de huidige eigenaren van de aardgaspijpleidingen, ter verheldering van het perspectief van de eigenaren. In het geval dat wordt gekozen voor een onafhankelijk systeembeheer, moet deze optie worden opengesteld.

7.2 Financiering en tarieven infrastructuur op zee

7.2.1 Financiering van waterstofproductie en afname en infrastructuur

Een economisch duurzaam bedrijfsmodel voor waterstof op zee kan bekostigd worden vanuit een tarief, een subsidie, of een mix van beide. De bekostigingssystematiek van waterstoftransport en -productie op zee moet leiden tot de gewenste volwassenwording van het netwerk en de keten. Hier komt waarschijnlijk een subsidiebehoefte uit voort. In het geval de politieke wens bestaat tot het behouden van een internationale concurrentiepositie en een gegarandeerde, energievoorziening van waterstof, kan dit leiden tot een aanvullende subsidiebehoefte. De invulling van de subsidiebehoefte die voortkomt uit beiden ligt buiten de scope van dit rapport, evenals de financiering van nieuwe waterstof- en elektrische interconnectoren.

7.2.2 Financiering en tarieven van een elektriciteitsnet op zee

Vanwege de beperkte aansluitcapaciteit en de hoge kosten van een elektriciteitsnet op zee, wordt voorgesteld dat de ACM, EZK en TenneT de mogelijkheden van het toewijzen van klantaansluitingen op het net op zee en de bijbehorende tarieven verder onderzoeken. Het huidige Landelijk Uniform Producenten transporttarief in Nederland is op € 0 gesteld. In het geval dat dit tarief wordt herzien door de ACM, zal gekeken moeten worden of en, zo ja, hoe deze wijziging effect heeft op de financiering van het net op zee voor de huidige en toekomstige aangeslotenen.



7.3 Marktordening energiehubs (o.a. bij aanleg, beheer en operatie)

Ten aanzien van de elektrische- en energiehubs en de bijbehorende Energie-infrastructuur dient er een duidelijke wettelijke basis te worden gecreëerd voor de aanleg, het beheer, de financiering en het toezicht op deze hubs. Regie vanuit de Rijksoverheid is hierbij belangrijk en noodzakelijk, waarbij er op basis van het decarbonisatiepakket een ontwikkelkader voor het waterstofnetwerk op zee kan worden vastgesteld. Systeemintegratie en coördinatie met de overige (internationale) netbeheerders op zee en op het land is hierbij een belangrijk aandachtspunt. Verder kan worden gedacht aan het opstellen van een routekaart voor elektrische hubs, waarin de verantwoordelijkheid voor het aanleggen van elektrische hubs wordt toegewezen aan de netbeheerder op zee, met inachtneming van de uitzonderingsgronden op basis van de elektriciteitsrichtlijn.

Ten aanzien van zowel de elektrische en energiehubs als de waterstofwaardeketen is de huidige wet- en regelgeving niet (voldoende) ontwikkeld. Voor wat betreft elektrische hubs zal duidelijk moeten worden of in de wet- en regelgeving een onderscheid gemaakt dient te worden tussen het deel van de elektrische infrastructuur dat een windpark op zee verbindt met het Nederlandse hoogspanningsnet op het land, en het deel dat de elektriciteit naar een derde land exporteert. Verder is er op dit moment geen wettelijke basis voor het verbinden van hybride interconnectoren met het elektriciteitsnet op zee. De Minister voor Klimaat en Energie is voornemens om TenneT de exclusieve taak te geven voor de bouw, het beheer en eigendom van (hybride) interconnectoren.

Nationale bestuursorganen spelen een cruciale rol bij het plannen en voorontwikkelen van netaansluitingen. Een centrale, planmatige aanpak, die de betrokken actoren tijdig duidelijkheid verschaft over de kosten, baten en risico's, is cruciaal. Er is onvoldoende informatie voorhanden in de voorstudies om de efficiëntie van het gebruik en de gelijktijdige en integrale ontwikkeling van het waterstof- en het elektriciteitstransportnetwerk te kunnen omschrijven. Bovendien zijn het bepalen en inkaderen van de waterstofproductie en -transport in een windenergiegebied of energiehub nog niet uitgewerkt. Het is daarnaast nog onduidelijk in hoeverre er kan worden bijgedragen aan het creëren van een speelveld voor marktpartijen om de business case uit te werken. Het betrekken van belanghebbenden zoals toezichthouder(s), ministeries, netbeheerders, marktpartijen en financiers kan bijdragen in het creëren van deze duidelijkheid en daadwerkelijk een investeringsklimaat te realiseren waarin de duurzaamheidsdoelen gehaald kunnen worden. Ten slotte moet de eigendomsafbakening van de partijen nog verder worden geconcretiseerd.

7.3.1 Waterstofproductie op zee: rolverdeling tussen de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en marktpartijen

Wat betreft een multifunctionele energiehub zullen naar verwachting de producenten, netbeheerders en/of overheidsinstanties nauwer samen moeten werken op het gebied van de coördinatie, ontwikkeling en het eigendom van de productiefaciliteiten en transportinfrastructuur. Bovendien dienen de energiehubs het omzetten van energie te faciliteren, en mogelijk ook de opslag hiervan, voor zover dit, gelet op de gebiedsafhankelijkheid, mogelijk is.

Er wordt geadviseerd om aansluiting te zoeken bij de voorgestelde marktordening voor het waterstofsysteem op het land, waarbij een gecentraliseerd model wordt gehanteerd. De verantwoordelijkheid voor de productie van waterstof kan worden toebedeeld aan commerciële marktpartijen.

Verdiepend stakeholder perspectief

Binnen de rolverdeling betreffende compressie naar operationele druk, voor het invoeden van de waterstof in het net op zee, moet worden besloten of deze taak wordt toebedeeld aan de waterstofproducent of aan de waterstofnetwerkbeheerder. Deze keuze is urgent, gezien het naderende kavelbesluit voor ‘Demo 2’ en de verdere conceptontwikkeling. Vanuit het oogpunt van kosten, technologische ontwikkeling en beheer lijkt het efficiënter dat de compressie wordt uitgevoerd door de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee. EZK moet bepalen echter of er behoefte is aan een kwantitatieve onderbouwing of verdere consultatie bij marktpartijen om deze rolverdeling te bepalen.

Wat betreft het waterstofnetwerk op zee is er een reguleringsrisico, zowel in het geval van nieuwbouw als in het geval van hergebruik. Het is van belang om voor het nemen van beslissingen ten aanzien van nieuwbouw en hergebruik voldoende helderheid te hebben over het toekomstige reguleringsregime, mogelijke reguleringsrisico’s die daaruit volgen en de wijze waarop ze geadresseerd kunnen worden.

7.3.2 Ontwikkeling elektrisch en waterstofnetwerk: rolverdeling en coördinatie tussen de netbeheerder elektriciteits- en waterstofnetwerk op zee

Op basis van de bestaande wet- en regelgeving en het decarbonisatiepakket dient de wijze van coördinatie en afstemming tussen de verschillende netbeheerders op zowel het land als op zee te worden vastgesteld, waarbij systeemintegratie een cruciale rol speelt. Voor het elektriciteitsnet op zee geeft aansluiting bij het bestaande onshore TSO-model de meeste zekerheid, vooral ten aanzien van de efficiënte ontwikkeling en exploitatie en de naleving van de wettelijke en regelgevende kaders.[101] Het onshore TSO-model houdt in dat de huidige aanpak op het land wordt uitgebreid naar zee. Dit betekent dat de netbeheerders op het land verantwoordelijk zijn voor de planning en verdere ontwikkeling van hun netwerken, afhankelijk van de vraag binnen het beheergebied waarin zij actief zijn. Voor een uitgebreide beschrijving van de netbeheermodellen wordt verwezen naar de Adviesnotitie 4 “Marktordening (juridisch perspectief)”.

Ten aanzien van het waterstofnetwerk op zee wordt in het onderzoek van Guidehouse ‘Policy options for offshore wind 2040’ geconcludeerd dat de verantwoordelijkheid het beste toegedeeld kan worden aan de waterstofnetbeheerder op het land, of worden vormgegeven via een publiek-private samenwerking, zoals nader wordt toegelicht in de Adviesnotitie 4 “Marktordening (juridisch perspectief)”. Als de verantwoordelijkheid voor het waterstoftransportnet op zee aan de waterstofnetbeheerder op het land (of een gelieerde partij) wordt toebedeeld, vindt er meer coördinatie plaats tussen de waterstofinfrastructuur op het land en op zee, en tussen de ontwikkeling van de waterstof- en elektriciteitsinfrastructuur.

Transportnetten kunnen worden beheerd door commerciële marktpartijen in het geval van bestaande eigendommen of geografisch afgebakend gebied, of door een (tijdelijke) publieke netbeheerder, in lijn met de voorziene aanwijzing van HNS als beheerder van het landelijke waterstoftransportnet in 2025.

7.3.3 Verdeling transport over het elektrische en het waterstofnetwerk op zee

Op basis van de bestaande wet- en regelgeving ten aanzien van het plannen, ontwikkelen, aanleggen en beheren van het elektriciteitsnet op zee en het decarbonisatiepakket dient te worden vastgelegd hoe de coördinatie en afstemming tussen de verschillende netbeheerders op zowel het land als op zee kan worden vormgegeven, waarbij systeemintegratie een belangrijke rol speelt. Het decarbonisatiepakket en de Energiewet voorzien in verschillende manieren van coördinatie tussen de netbeheerders.

Daarnaast speelt nog de keuze of in de Energiewet alleen het netbeheer voor waterstof of ook de productie van waterstof zal worden opgenomen. Wat betreft elektriciteit is het netbeheer opgenomen in de huidige Elektriciteitswet 1998, maar gaat dit straks over in de Energiewet. Derhalve ligt het voor de hand dat regels inzake de marktordening van hybride interconnectoren, waterstof en het netbeheer van waterstof ook in de Energiewet zullen worden opgenomen. De regelgeving omtrent waterstofproductie op zee zou dan bijvoorbeeld in een nieuwe wet waterstof op zee of via een toekomstige aanpassing van de Energiewet gereguleerd kunnen worden. Er zal bovendien een toezichthouder voor het netbeheer van waterstof moeten worden aangewezen. De regelgeving voor waterstofproductie op zee zou dan bijvoorbeeld in een nieuwe wet waterstof op zee of via het in de toekomst aanpassen van de Energiewet kunnen worden gereguleerd.
Op basis van de wet- en regelgeving zullen er ook de nodige, waar mogelijk gestandaardiseerde, contracten moeten worden opgesteld, waarin de verhoudingen tussen de verschillende actoren in energiesysteem op zee nader worden vastgelegd, waaronder modellen voor een aansluitovereenkomst (ATO) en een realisatieovereenkomst (REA) die toepasbaar zijn op een energiesysteem met waterstof. Deze laatste zijn voor het waterstofnetwerk op het land momenteel in ontwikkeling.

[101] ENTSO-E - Position on Offshore Development - Roles and Responsibilities, 2022

7.3.4 Marktordening waterstofopslag op zee: regulering en ordening

Nader onderzoek is nodig om het juridisch kader voor waterstofopslag op zee te definiëren en te verfijnen. Parallel hieraan lopen er EU-onderhandelingen over de derdentoegang en tarifering bij grootschalige waterstofopslag op zee.

De huidige wet- en regelgeving dient verder te worden aangepast om de waterstofopslag op zee in de toekomst mogelijk te maken en te bepalen welke partijen dit kunnen ontwikkelen en onder welke voorwaarden. De activiteiten kunnen worden uitgevoerd door marktpartijen, waarbij er rekening moet worden gehouden met mogelijk marktfalen, waardoor er extra maatregelen nodig kunnen zijn, zoals bijvoorbeeld subsidies. Bij het wijzigen van de wet- en regelgeving kan worden meegenomen welke partijen op welke termijn en onder welke voorwaarden tot ontwikkeling kunnen overgaan. De periode tot 2031 moet door de marktpartijen worden gebruikt voor het verkrijgen van helderheid over de rechten, tarifering en kwaliteitscriteria.

De minister voor Klimaat en Energie heeft het belang onderstreept van het creëren van voldoende ruimte voor private commerciële partijen op de markt voor ondergrondse opslag. Hij meent dat er op termijn genoeg concurrentie kan ontstaan bij het ontwikkelen van grootschalige opslagfaciliteiten.[102] Er lijkt geen reden om voor waterstofopslag op zee af te wijken van de marktordening voor opslag op land.

Hoewel ruimtelijk sturing geen onderdeel is geweest van deze adviesopdracht, is in gesprekken wel gebleken dat dit een belangrijk thema is. Het ontwikkelen van nieuwe Energie-infrastructuur op zee zoveel moet mogelijk samengaan met de ontwikkeling van windparken en met nieuwe of bestaande mijnbouwactiviteiten. Hiervoor kan maatwerk nodig zijn. Met het huidige ruimtelijke instrumentarium kan dit maatwerk niet ingevuld worden omdat er geen voorwaarden aan mijnbouwactiviteiten kunnen worden verbonden. EZK is gestart met het ontwikkelen van instrumentarium dat een samenhangende ruimtelijke inpassing mogelijk maakt voor zowel windenergie als mijnbouwactiviteiten.[103] Dit instrumentarium is van extra belang in het kader van het EIPN voor het ontwikkelen van onder andere waterstofopslag (en waterstofproductie op zee). Dat er ruimte nodig is voor waterstofopslag kan namelijk op gespannen voet staan met het feit dat windenergie ook ruimte vraagt, terwijl er mogelijk ook nog andere belangen spelen.

[102] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, 2022
[103] Ministerie van Ecnomische Zaken en Klimaat - Ruimtelijke samenhang windparken en mijnbouwactiviteiten op zee, 2023

7.3.5 Tendersystematiek

Systeemintegratie speelt een cruciale rol bij het beperken van transportschaarste op het landelijke netwerk. Het is essentieel dat bij het vormgeven van toekomstige aanbestedingen de voor- en nadelen van een optimale configuratie van het energiesysteem op zee voor het uitschrijven van de tenders centraal worden afgewogen. Dit omvat factoren als: realisatietijd, maatschappelijke kosten, levensduur van de productie-, en Energie-infrastructuur, het TRL en de synergieën met de ons omringende landen of met bestaande projecten.

Bij het kiezen van de systematiek speelt een rol hoe de elektrolyse op zee in het energiesysteem wordt geplaatst. Elektrolyse op zee kan geïntegreerd worden toegepast, waarmee de elektrolyser een onderdeel zal worden van de te tenderen activiteit voor windenergie op zee. Als er gecentraliseerde elektrolyse wordt toegepast, zal de te tenderen activiteit afhangen van de manier van elektrolyseren en van het bijbehorende governancemodel. Wanneer de elektrolyser direct gekoppeld wordt aan de capaciteit van een enkel windpark, ligt het voor de hand dat de elektrolyser onderdeel wordt van het product voor de tender voor windenergie op zee. Wanneer sprake is van een derde partij die eigenaar en beheerder is van de gecentraliseerde elektrolyser, is het waarschijnlijk zo dat de elektrolyser geen onderdeel is van de aan te besteden activiteiten voor windenergie op zee. In alle gevallen is ruimtelijke sturing nodig van de Rijksoverheid op de locatie van de waterstofelektrolysers, die nauw samenhangt met de door de Rijksoverheid ook bepaalde locatie van windparken. Bovendien geldt dat de benodigde ruimte die nodig is voor windparken en waterstofelektrolysers op gespannen voet kan staan met ecologie in de Noordzee en/of met de overige functies op en in de Noordzee.

Bij offshore elektrolyse wordt uitgegaan van een gecoördineerde, gezamenlijke of geïntegreerde tender. Indien de elektrolyse en de windenergie op zee separaat wordt aanbesteed, maar worden gecoördineerd wat betreft tijdsbestek en geografie, is sprake van een gecoördineerde tender. Wanneer de elektrolyse en de windenergie op zee als losstaande activiteiten gezamenlijk worden aanbesteed, is sprake van een gezamenlijke tender. Aan een geïntegreerde tender, waarbij zowel de vraag als het aanbod geïntegreerd is in de tender, kan een consortium deelnemen van ontwikkelaars van offshore windenergie, ontwikkelaars van elektrolyseprojecten én waterstofafnemers.

De keuze voor gecoördineerde, gezamenlijke of geïntegreerde tenders is logisch, gezien de vereiste cohesie en samenwerking tussen de partijen voor systeemintegratie en de noodzakelijke directe aansluitingen. Gecoördineerde tenders bieden potentieel voor concurrentie en marktwerking, en worden relatief minder complex geacht dan gezamenlijke en geïntegreerde tenders. Toch dienen de ontwikkelaars zich bewust te zijn van de mogelijke risico's bij gecoördineerde tenders, aangezien de coördinatie in beginsel tijd- en plaatsgebonden lijkt te zijn, en de ontwikkelaars dus zelf verantwoordelijk zijn voor het tot stand brengen van directe verbindingen tussen de windparken en de elektrolysers. Zij moeten onderling afspraken maken over het uitwisselen van elektriciteit. Bovendien zullen waterstofafnemers waarschijnlijk niet betrokken zijn bij deze tenders, in tegenstelling tot de situatie bij geïntegreerde tenders. Dit zorgt voor meer onzekerheid wat betreft de afname.

Ten slotte moeten de eventuele aanvullende eisen, de vrijheden en de flexibiliteit van de marktpartijen binnen de te tenderen activiteit afhangen van de specifieke aard hiervan. Dit zal verder onderzocht moeten worden, om ervoor te zorgen dat toekomstige tenders zo effectief mogelijk zijn.

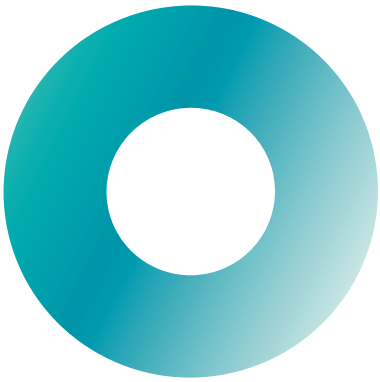
Ter voorbereiding op het vaststellen van het benodigde wettelijk kader voor deze tenders zal er in 2024 duidelijkheid moeten komen over de gewenste technische configuratie, zodat kan worden bepaald wat de te tenderen activiteit zal moeten zijn. Ook zou overwogen moeten worden of de voorziene systematiek past binnen de huidige EU-/NL-wetgeving. Er moet tijdig een set van concrete randvoorwaarden worden vastgesteld (gebaseerd op het voorgaande punt) voor elk type product dat zal worden aanbesteed. Voorwaarden voor aansluiting en transport, schadevergoedingen in het kader van het aansluiten op het waterstofnetwerk en mogelijk een initieel subsidieschema zullen, afhankelijk van de specifieke gewenste technische configuratie, onderdeel zijn van het wettelijk kader. Het is van belang om de invulling van deze onderdelen van het wettelijk kader te consulteren met potentiële inschrijvers. Het is daarnaast belangrijk om de impact op de business case te onderzoeken van de bereidheid van de betrokken marktpartijen om te investeren in zowel wind op zee als elektrolyse. Daarnaast zou de impact op de operationele en financiële verantwoordelijkheden en risico's voor TenneT en voor de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee moeten worden onderzocht. Ervan uitgaande dat in Q1 2026 de eerste tenderprocedure zal worden uitgeschreven voor zowel de ontwikkeling van wind als voor waterstof op zee, zal het wettelijk kader in 2024-2025 ontwikkeld moeten worden, op basis van de gewenste technische configuratie.

Verdiepend stakeholder perspectief

Ten slotte zou nader onderzoek moeten worden gedaan naar de vraag of en, zo ja, hoe het ontwikkelkader voor windenergie op zee kan worden uitgebreid voor de waterstofinfrastructuur op zee.

Op dit moment is er nog geen sprake van een liquide waterstofmarkt, wat het voor marktpartijen moeilijk maakt om deel te nemen aan een tender waarbij de haalbaarheid van de businesscase nog onduidelijk is. Als er tenders moeten worden uitgezet voordat sprake is van een liquide waterstofmarkt, kan worden overwogen een 'captive' markt op te zetten (bijvoorbeeld via geïntegreerde tenders). Dit houdt in dat producent en afnemer met elkaar worden geïntegreerd, om aan te tonen hoe waterstof in de praktijk kan worden toegepast. Hierbij wordt gedacht aan het opzetten van een subsidieregeling voor vraag en aanbod, om zo de prijs- en de kostengrondslag dichter bij elkaar te brengen.

Het is raadzaam om te monitoren hoe de vraag naar en het aanbod van waterstof zich ontwikkelen, en welke impact dit zal hebben op de vorming van een meer liquide markt. Na een observatieperiode kan EZK dan een weloverwogen beslissing nemen over de tendersystematiek die het meest geschikt is in een liquide markt, gebaseerd op markttoetsing en/of op een diepgaande vervolgstudie. In de tussentijd wordt de Rijksoverheid geadviseerd te kijken naar de verschillende technische configuraties van energiehubs, in combinatie met de verschillende opties voor het tenderen van wind en elektrolyse op zee, in verschillende vraag- en marktscenario's.



7.4 Internationaal

Netbeheerders moeten een nauwe (Internationale) samenwerking onderhouden om op een efficiënte wijze te opereren en verbonden netwerken te beheren. Mede om deze reden moeten er wettelijke kaders worden opgericht voor het aanwijzen van TenneT als verantwoordelijke voor de offshore interconnectie, zoals reeds door de minister is aangegeven in een recente Kamerbrief over Wind Op Zee (WOZ).

Dit is vooral van cruciaal belang in gebieden met interconnectoren. De samenwerking is essentieel voor het waarborgen van de netbetrouwbaarheid, het optimale gebruik van de transmissie-infrastructuur en het effectief integreren van hernieuwbare bronnen.

Verdiepend stakeholder perspectief

Vanuit een economisch perspectief blijkt dat er kosten gemaakt moeten worden voor infrastructuur die niet alleen ten gunste komt aan Nederland. In de Europese Verordening voor trans-Europese Energie-infrastructuur ("TEN-E") is vastgelegd dat er op basis van de Europese Offshore netontwikkelingsplannen (ONDP's) inzicht wordt gegeven in de kosten- en batenverdeling van deze plannen (Artikel 15 van Verordening (EU) 2022/869). Deze methodiek is nog in ontwikkeling tot juni 2024. Hierdoor is het nog onduidelijk of de ontwikkelde methode van kostenverdeling en de begeleiding voor het uitvoeren hiervan voldoende zullen zijn, of dat lidstaten zelf het initiatief hiertoe moeten nemen.
Ten behoeve van het opstellen van duidelijke richtlijnen voor kosten-/batenanalyses en een mogelijke kostenverdeling van de zeeprojecten dient de Rijksoverheid in gesprek gaan met de Europese Commissie. Daarnaast moet de Rijksoverheid aansturen op gesprekken met de Europese Commissie en met de medelidstaten over de kostenverdeling van het zeenet, strevend naar bilaterale, multilaterale of Europese afspraken over de financiële bijdragen aan het Nederlandse net op zee.

Los van de kosten-en-batenverdeling bestaat er een aanzienlijke noodzaak voor internationale samenwerking op het gebied van subsidies, vergunningverleningsprocedures, participatie, kennisuitwisseling en capaciteitsopbouw.

7.4.1 Vormgeving van offshore biedingszones in relatie tot energiehubs

De offshore biedzones zijn volgens de huidige EU-regelgeving het enige geschikte marktontwerp voor energiehubs waarbij interconnectie een rol speelt. Een marktopzet moet leiden tot een efficiënte ontsluiting en capaciteitstoewijzing en tot het minimaliseren van maatschappelijke kosten. Uitgebreid onderzoek door diverse instanties, waaronder de Europese Commissie, de Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER), de Council of European Energy Regulators (CEER), het European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), NSPWH en PROMOTioN, onderstreept dat een offshore biedzone de beste keuze is voor het integreren van energiehubs in de Europese elektriciteitsmarkt.

De benodigde stappen richting het vaststellen van offshore bidding zones, zoals het implementeren, het wijzigen van de huidige situatie, maar ook de consequenties voor alle stakeholders moeten worden verduidelijkt (bijvoorbeeld in de vorm van een routekaart), ook in internationaal verband. EZK zou de besluiten inzake het marktontwerp verder moet uitwerken, om tijdig tot een volledig functionele marktstructuur te komen.

Er moet worden besloten of in de offshore bidding zones alleen elektriciteit of ook geproduceerde waterstof verhandeld zal worden. De wettelijke basis voor offshore bidding zones zou eind 2025 bekend moeten zijn. Rekening houdend met de verwachte doorlooptijd van de noodzakelijke wijzingen in de wet- en regelgeving moet dit proces uiterlijk halverwege 2024 in gang worden gezet. De voorbereidende werkzaamheden zullen dan ook op korte termijn moeten worden opgestart.

Marktpartijen dienen te worden meegenomen in de keuzes met betrekking tot het toekomstige energiesysteem die hun welwillendheid om te investeren wellicht raken: e.g. offshore bidding zones. Dit gebeurt al bij andere TSO's. Het is essentieel om te identificeren wat windparkontwikkelaars nodig hebben voor een uitvoerbare businesscase. Hier zal nader onderzoek naar gedaan moeten worden.

TSO's moeten proactief zijn in het verstrekken van informatie over marktveranderingen in de configuraties en biedzonegrenzen. Dit zal de transparantie en efficiëntie van de markt vergroten, wat uiteindelijk de betrouwbaarheid en de prestaties van het energienetwerk ten goede komt.

Tot slot heeft de modulariteit van de offshore infrastructuur een directe invloed op de offshore bidding zone. De eventuele samensmelting van meerdere offshore bidding zones heeft het potentieel voor een internationaal elektriciteits- of waterstofnetwerk. Deze ontwikkeling zou de energiemarkt kunnen transformeren, door het creëren van meer geïntegreerde en veerkrachtige energienetwerken. Dit onderstreept het belang van de beslissingen die nu worden genomen door beleidsmakers en de Europese Commissie, en de noodzaak van een proactieve informatievoorziening door TSO's.

8. Actiegenda

8.1 Introductie

Deze actieagenda is een essentieel instrument, dat is gericht op het samenbrengen van de actiepunten uit de verschillende inhoudelijke werkstromen: strategische visie, het hergebruik van bestaande offshore gasinfrastructuur, energiehubs en marktordening. De actieagenda is van belang omdat deze een geïntegreerd overzicht biedt van alle kernactiviteiten, en fungeert als een leidraad voor het bereiken van de Energie-infrastructuur op de Noordzee gerelateerde doelen tussen nu en 2050.

Onze methodologische benadering tijdens het ontwikkelen van deze actieagenda omvat een synthese van alle werkstromen, de plannen van de huidige Rijksprogramma's en het terugrekenen vanaf de geplande projecten die de doelen moeten waarmaken. De hieruit resulterende acties zijn vervolgens afgestemd met de direct betrokkenen (EZK, RVO, IenW, TenneT, Gasunie en EBN). Dit bewerkstelligt synchronisatie en synergie tussen de activiteiten, en zorgt er ook voor dat het onderzoek dat wordt geadviseerd zowel intern bij een stakeholder als extern door een adviseur kan worden uitgevoerd. Deze elementen van de actieagenda vormen gezamenlijk een effectief hulpmiddel in het kader van de projectbeheersing en strategische planning.

De actieagenda is ingedeeld in hoofdpaden die functioneel zijn ingericht, zodat elk gedeelte van het benodigde energiesysteem separaat wordt weergegeven. Per hoofdpad geeft de actieagenda weer welke activiteit (studie, besluit, etc.) wanneer moet plaatsvinden.
De hoofdpaden zijn gekozen langs de lijnen van de programma's en projecten:

- fundamentele planvorming
- elektriciteits- en waterstofproductie
- waterstofnetwerk op zee
- aanlandingen
- energiehub
- elektriciteitsnet op zee
- waterstofopslag (op zee)
- interconnectiecapaciteit

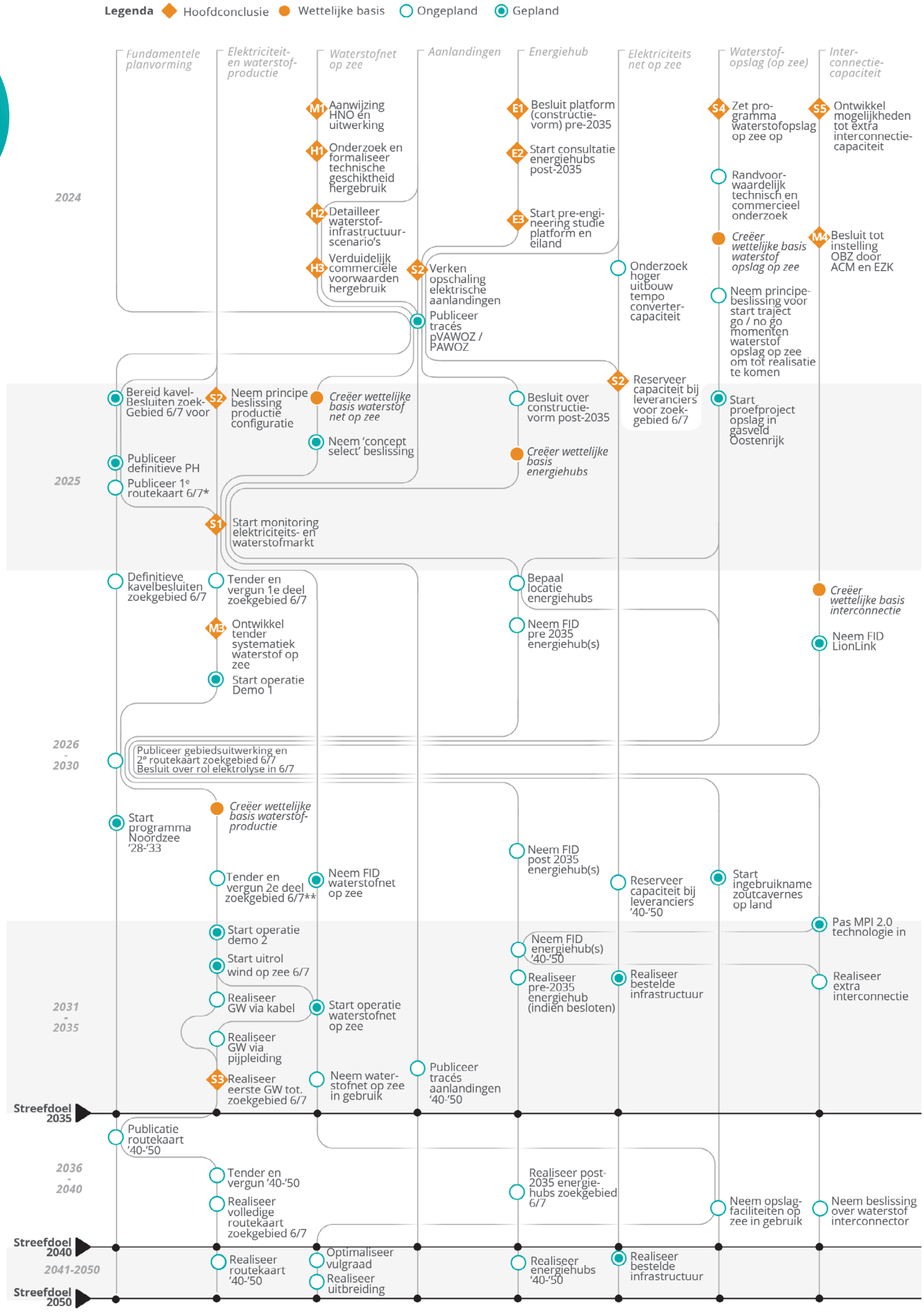
Hoe deze hoofdpaden globaal samenkomen richting het realiseren van de gestelde doelen is weergegeven in figuur samenvatting actieagenda. Nadere specificatie van acties is beschreven in bijlage IV.

In de figuur 'samenvatting actieagenda' wordt duidelijk dat er tussen de hoofdpaden afhankelijkheden bestaan. In de regel liggen de tijdlijnen van de onderling afhankelijke acties dicht op elkaar. Dit vereist oplettendheid, aangezien vertraging bij één actie al kan leiden tot het niet tijdig kunnen realiseren van een doel. Wat betreft deze afhankelijkheden, waarbij veelal samenwerking tussen departementen van de Rijksoverheid en uitvoerende partijen vereist is, zijn er verschillende knelpunten te identificeren:

- TenneT geeft aan 7-8 jaar voor realisatie kabels en platforms te moeten bestellen voor het net op zee. Dit knelt met de publicatieperiode voor kavelbesluiten van 6 jaar voorafgaand aan de realisatie, zoals gehanteerd door EZK. Ook knelt dit met de behoefte aan locatie- en aanlandingsinformatie (routekaart en pVAWOZ) in de tweede helft van 2025.
- Vanwege het moeten publiceren van een routekaart voor wind op zee 31-40 staat er druk op het tijdig opleveren van de resultaten vanuit PAWOZ en pVAWOZ. Het is dan ook niet wenselijk dat het verkennen van extra aanlandingsopties leidt tot vertraging in de publicatie van pVAWOZ. Indien een platform en een eilandoptie voor energiehubs na 2035 nu niet parallel worden ontwikkeld, kan de realisatie hiervan als gevolg van de lange ontwikkeltijd niet tijdig plaatsvinden.
- Begin 2025 moet er een besluit worden genomen over de locatie van een eerste energiehub (platform, pre 2035). Dit besluit is geen onderdeel van de partiële herziening, maar is wel afhankelijk van de keuzes in de definitieve PH uit Q3 2025.
- Om in 2032 te starten met de uitrol van wind op zee in Zoekgebied 6/7, ligt er druk op de tijdlijnen van de PH, kavelbesluiten en het uitgeven van de tender. Voor uitrol in 2032 moet de tender in Q1 2026 worden uitgegeven, wat mogelijk niet genoeg ruimte laat voor voorbereidingen en benodigde kavelbesluiten na het publiceren van de PH in Q3 2025. Om dit te mitigeren kan EZK al starten met de kavelbesluiten als het ontwerp van de PH er is vanaf Q1 2025.
- Er is behoefte aan een tijdige principebeslissing inzake waterstofopslag op zee, gezien ontwikkeltijdlijnen van 10-15 jaar. Deze beslissing is in het kader van ruimtebeschikking echter mede afhankelijk van de PH en van de volgende gebiedsuitwerking, zodat de tijdigheid hiervan onder druk staat.

Het is van belang hierbij te benoemen dat de adaptiviteit bij het uitrollen van de actieagenda moet worden geborgd. Dat wil zeggen dat er op dit moment nog sprake is van erg veel onzekerheden, waar de werkwijze voor de uitvoering op moet worden ingericht. Zo is er veel onzekerheid over de ontwikkeling van de energievraag en over de vraag hoe de productie daaraan gekoppeld moet worden. Ook kan het nodig zijn om langere tijd meerdere opties op tafel te houden en om deze op een gepast detailniveau uit te werken wanneer er daadwerkelijk onomkeerbare besluiten genomen moeten worden. Daarbij zullen er ook pragmatisch, in een samenwerking tussen de betrokken partijen, acties moeten worden voltooid. De adaptiviteit volgt hierbij uit het observeren van de ontwikkelingen in de externe omgeving en uit het omgaan met die factoren, zodat er niet alleen gebouwd kan worden aan het energiesysteem, maar dat systeem ook gestoeld kan worden op de laatste relevante informatie. Hierbij kunnen er logische momenten worden gecreëerd voor het politiek herijken van (delen van) het EIPN.

8.2 Samenvatting actieagenda



Voetnoten: *zoekgebied 6/7 mogelijk inclusief Doordewind indien het resterende deel na uitvoering van huidige routekaart wordt herbevestigd in de PH , ** mogelijk wordt zoekgebied 6/7 ook in meer dan twee delen uitgegeven

8.3 Fundamentele planvorming

Het Zoekgebied 6/7 heeft de interesse van de huidige en toekomstige gebruikers uit diverse energiesectoren. Daarnaast dient in dit gebied ook rekening te worden gehouden met de binnen het Noordzeeakkoord overeengekomen natuur- en voedseltransitie en met andere ruimtelijke belangen en ecologische waarden. Over de ruimtelijke inpassing van dit huidige en toekomstig gebruik binnen Zoekgebied 6/7 ontstaat stapsgewijs, en van grof naar fijn, meer duidelijkheid. De besluiten over de Energie-infrastructuur zullen ook zo moeten worden uitgewerkt.

Voor de PH is het streven dat er een totaal aantal GW wordt aangewezen voor het hele gebied, waarbij wordt bepaald met welk deelgebied het beste kan worden gestart tijdens het ontwikkelen van kavels voor de windparken. De locaties voor toekomstige energiehubs en waterstofopslag op zee worden niet bepaald in de PH. Deze en andere, ruimtelijk gezien complexere, besluiten voor Zoekgebied 6/7 zullen worden genomen tijdens de latere gebiedsuitwerking, zodat er meer tijd is om de benodigde kennis op te doen en meer zicht te hebben op een aantal onzekere ontwikkelingen. Bij de voorbereiding van de besluiten in de PH draagt IenW er zorg voor dat alle spelers hun belangen kunnen inbrengen.

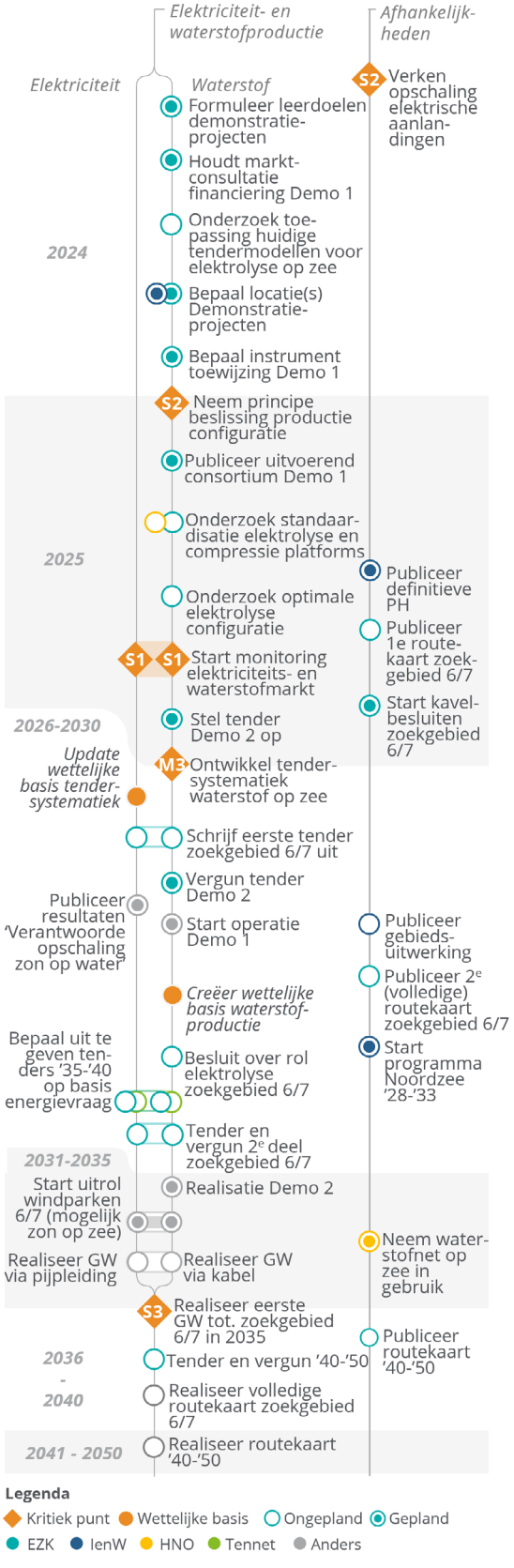
De ontwikkeling van het gebied moet mee groeien met de behoefte aan energie. Nu Nederland en de haar omliggende landen nog afhankelijk zijn van gas kan deze energiebron leveringszekerheid geven. Daarnaast zal ruimte moeten worden gemaakt voor de productie van hernieuwbare elektriciteit en waterstof op zee. Het modulair uitrollen zal bijdragen aan het maken van keuzes die zorgen voor leveringszekerheid en verduurzaming. De inrichting blijft adaptief en voorkomt daarnaast het knelpunt voor Gasunie, TenneT en de ontwikkelaars wat betreft het operationeel maken van projecten in de periode 2031-2033.

Om perspectief te bieden voor de uitrol van windenergiegebieden in Zoekgebied 6/7, moet er een routekaart voor wind op zee 31-40 worden uitgebracht. Dit is mogelijk na afronding van de lopende programma's PAWOZ, pVAWOZ, en PH. Omdat het zoekgebied in meerdere delen wordt uitgegeven zijn er meerdere routekaarten nodig. Er bestaat bij alle onderdelen van de infrastructuur op zee behoefte aan een ontwikkelkader zoals windenergie op zee dat nu kent. Het ontwikkelkader windenergie op zee stelt TenneT in staat de noodzakelijke anticiperende investeringen te doen op de markt en deze te verrekenen met de haar toegestane inkomsten.



8.4 Elektriciteit en waterstofproductie

De huidige windkavels worden via een tender in de markt gezet. Ook voor de windkavels in Zoekgebied 6/7 zullen er taken aan de markt worden toebedeeld via tendering. Er kan nog geen besluit worden genomen over de insteek van de tendersystematiek, omdat de rol van de opgeschaalde waterstofproductie op zee nog onbekend is en omdat er nog geen liquide markt bestaat voor waterstof. Vervolgacties betreffende de tendersystematiek gaan in op het betrekken van de markt bij het definiëren van wat nodig is om tendering, inclusief waterstof, mogelijk te maken, en hebben ook betrekking op studies naar de aantrekkelijkheid van de businesscase.



8.5 Waterstofnetwerk op zee

Er is op dit moment nog geen waterstofnetwerk op zee. Wat betreft het starten van het ontwerp hiervan zijn het aanwijzen van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en het bepalen van de rolverdeling (marktpartijen/ de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee) kritieke punten. Het kunnen beschikken over de juiste infrastructuur, zoals een waterstofnet, is een randvoorwaarde voor diverse activiteiten op de Noordzee.

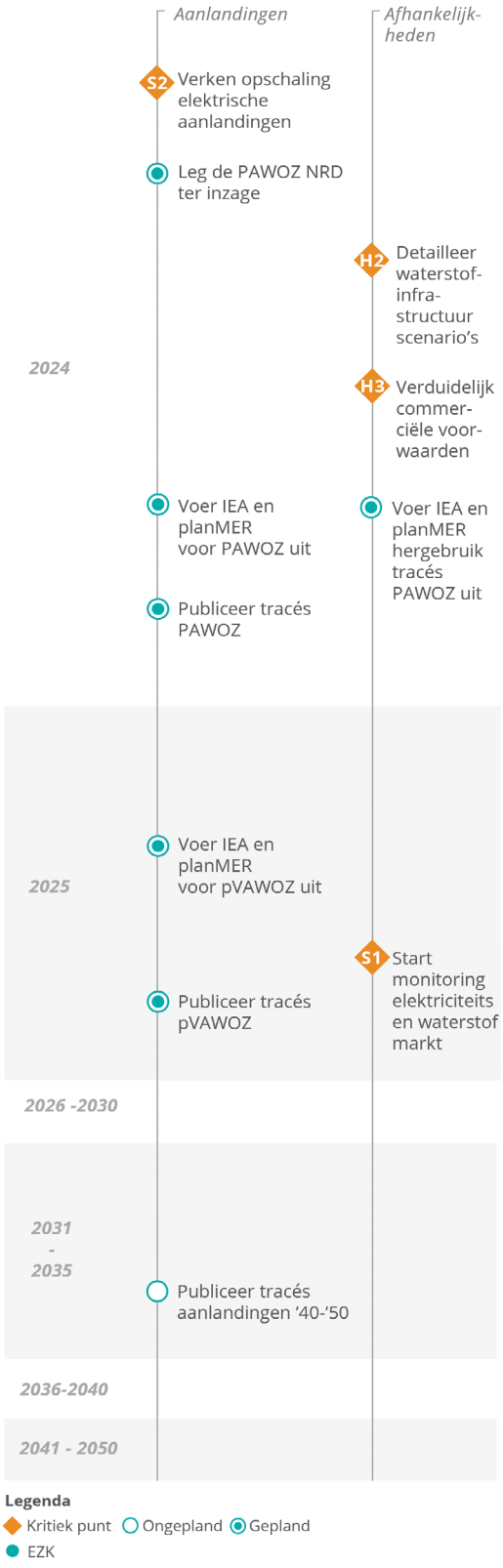
Hergebruik

Tot nog toe is er binnen pVAWOZ en PAWOZ gekeken naar onderzoek inzake nieuwbouwleidingen. Via de hergebruikscenario's, zoals ontwikkeld in werkstroom 2 van het EIPN, en met het verder trechteren daarvan, worden hieraan ook de tracés en aanlandingen voor hergebruik toegevoegd. Op dit moment liggen er leidingen in de Noordzee waardoor aardgas en olie worden getransporteerd vanaf de productielocatie tot en met de aanlanding in Nederland. Gezien de verduurzamingsdoelen kunnen de huidige aardgasleidingbeheerders ervoor kiezen om hun leidingen een herbestemming te geven, zoals bijvoorbeeld het transport van CO_2 of waterstof. Dit gebeurt in overleg met EZK en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee. Het in het EIPN binnen de werkstroom Gasinfrastructuur op Zee verrichte onderzoek geeft een eerste inzicht in de hergebruikscenario's. Om te kunnen besluiten tot het al dan niet hergebruiken van de bestaande aardgasleidingen zijn er vervolgwerkzaamheden nodig ten aanzien van: (1) het met de huidige eigenaren van aardgasleidingen, Gasunie, EBN en EZK doorgronden van de commerciële overwegingen, (2) het verdiepen van de besprekingen over de technische haalbaarheid met de huidige aardgasleidingeigenaren, Gasunie, EBN en EZK, (3) het certificeren van waterstofpijpleidingen, en (4) het onderzoeken van de ruimtelijke en ecologische aspecten, in samenspraak met PAWOZ en pVAWOZ.



8.6 Aanlandingen

Om de energie te kunnen aanlanden vanuit de kavels met een kavelbesluit en de toekomstige kavels in het Zoekgebied 6/7 moeten er tracés worden afgewogen. Naast een ruimtelijke component, waarin de details van de tracés worden beschreven, is ecologisch onderzoek hiervan ook een onderdeel. Hiertoe richten twee Rijksprogramma's zich op de aanlandingen in heel Nederland (pVAWOZ) en op die in Noord-Nederland (PAWOZ). Om de NPE-streefdoelen te realiseren, zal moeten worden nagegaan of er meer aanlandingen mogelijk zijn dan het huidige aantal dat is voorzien in pVAWOZ. Tegelijkertijd wordt opgemerkt dat er met betrekking tot de publicatie van een routekaart voor wind op zee 31-40 druk staat op het tijdig opleveren van de resultaten naar aanleiding van PAWOZ en pVAWOZ.

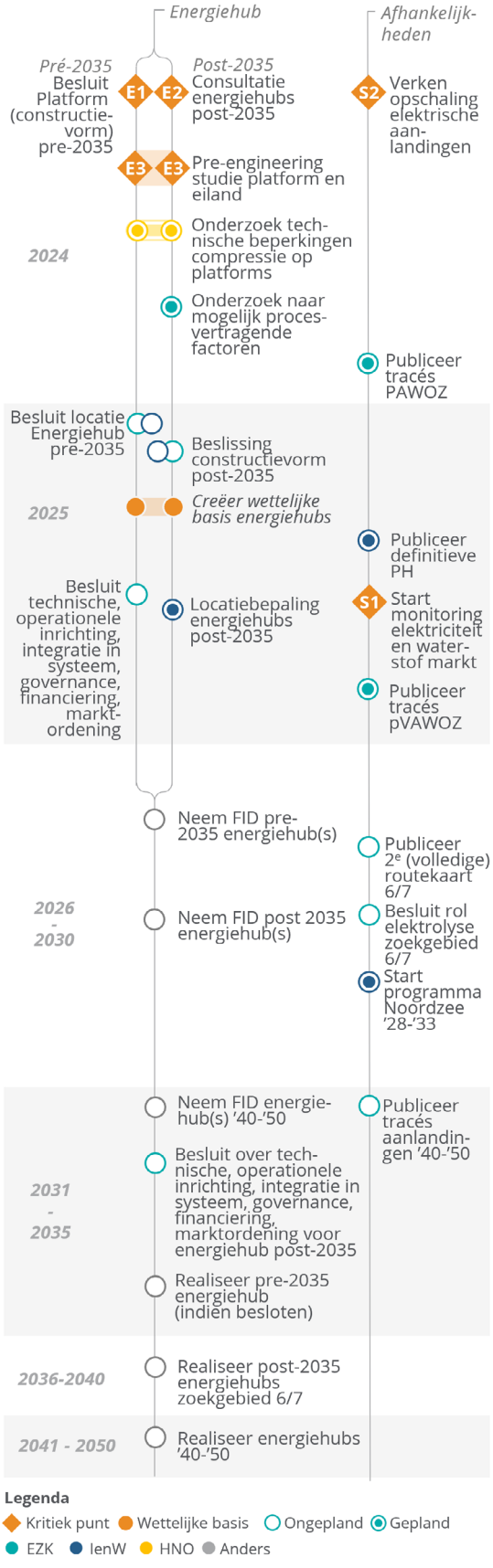


8.7 Energiehub

Er moet een keuze gemaakt worden voor het type hub, die tegelijkertijd een modulaire uitrol van Zoekgebied 6/7 mogelijk maakt. Daarbij zullen de concepten van energiehubs verder ontwikkeld moeten worden om juridische inpassing vorm te kunnen geven.

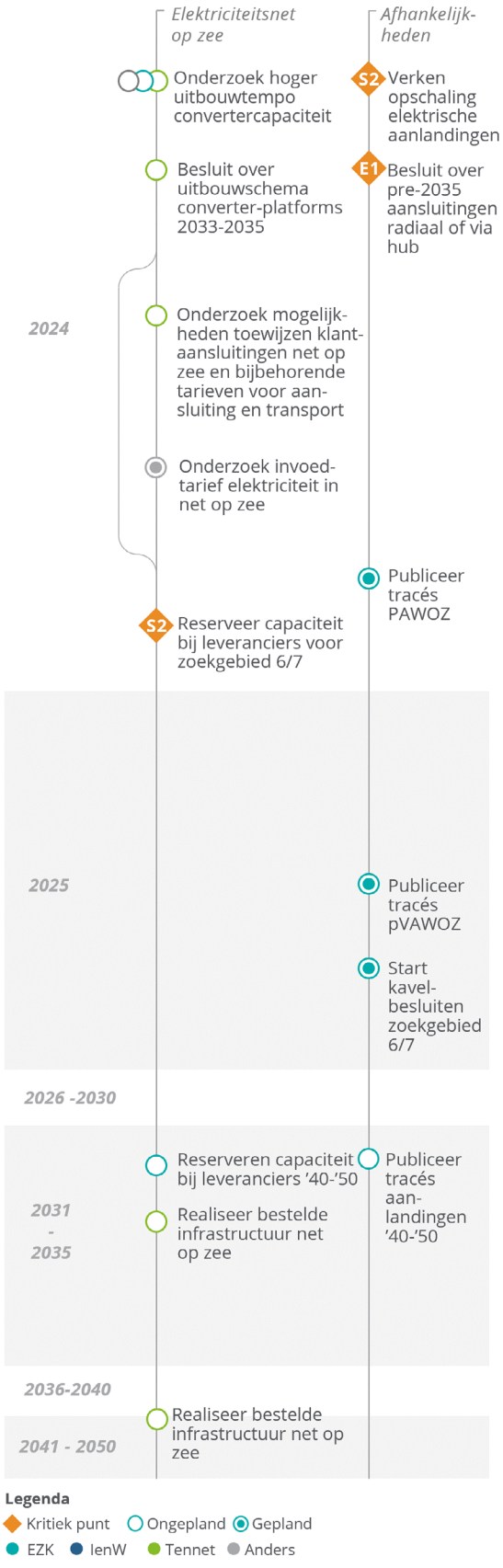
Bij de keuzes omtrent energiehubs bestaan er twee fases. In de eerste fase (pre 2035), is gezien de ontwikkeltijden alleen een platform energiehub-constructievorm mogelijk. Voor deze fase moet dus besloten worden over het radiaal of via een platform aanlanden van de pre 2035 te ontwikkelen kavels in Zoekgebied 6/7.

In de tweede fase (post 2035) moet er besloten worden welke energiehub-constructievorm er na 2035 toegepast zal worden. Bij een pre-engineering start voor zowel een eiland- als platform-constructie in 2024, is het mogelijk om tussen deze twee concepten te kiezen voor realisatie post 2035.



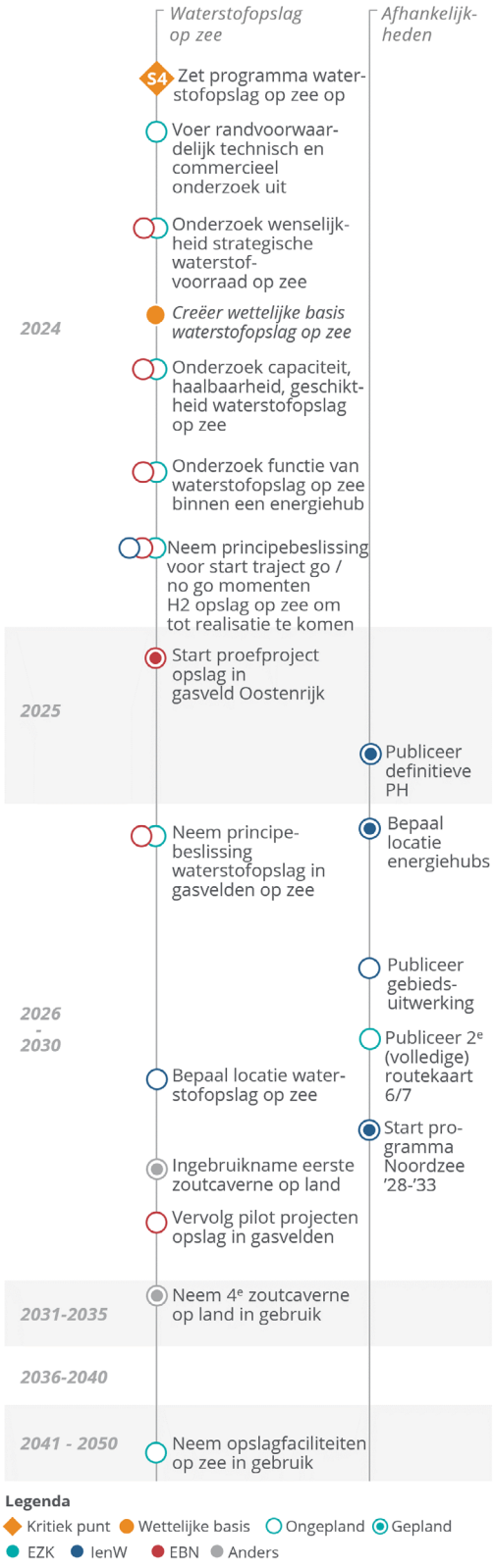
8.8 Elektriciteitsnet op zee

TenneT kan platforms bestellen na de publicatie van informatie in de partiële herziening en de routekaart; dit is onafhankelijk van het verlenen van een vergunning. Vanaf dat moment heeft TenneT nog 7 à 8 jaar nodig tot aan de operatie. Om na het ontwikkelen van gestandaardiseerde converterstations (HVDC) te kunnen overgaan tot het nemen van besluiten over investeringen (i.e. bestellingen bij toeleveranciers), is duidelijkheid gewenst wat betreft het ontwikkelen van de windenergiegebieden 31-40.



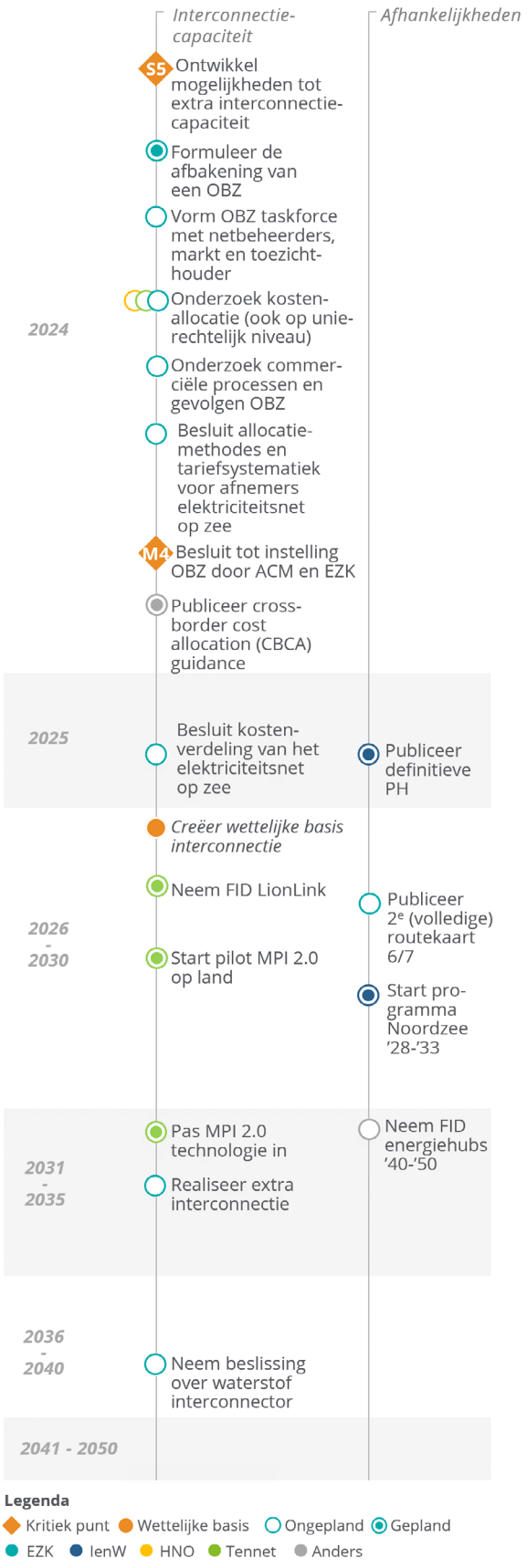
8.9 Waterstof opslag op zee

Op korte termijn is er waterstofopslag op land voorzien. Gezien de grootte en de schaal van de uiteindelijk benodigde opslag, is er wellicht ook waterstofopslag op zee nodig. Omdat deze technologie nog niet is bewezen, zal er vervolgonderzoek nodig zijn. Tegelijkertijd wordt opgemerkt dat hier nog tijd voor is tot aan de realisatie, en dat dit daarom geen kritieke factor is.



8.10 Interconnectiecapaciteit

Interconnectoren en offshore bidding zones moeten verder ontwikkeld worden om het juridisch inpassen hiervan te kunnen vormgeven.



Bijlage I Opdracht

I.1 Doelstellingen van het onderzoek

Op 20 april 2023 heeft Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, vertegenwoordigd door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland een opdracht gegund aan Deloitte en aan haar onder-opdrachtnemers Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright en Common Futures met als hoofddoel het schetsen van een richtinggevend beeld voor de Rijksoverheid, TSO's en marktpartijen wat betreft de vraag hoe de verdere doorgroei van het energiesysteem op de Noordzee er na 2030 kan uitzien ("de Adviesopdracht").

De doelstelling van de Adviesopdracht is het opstellen van de adviezen ten behoeve van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050 (EIPN), dat het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voornemens is op te stellen in 2024, en dat een richtinggevend beeld schetst van de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur voor windenergie op zee in de periode 2030 tot 2050. De voorziene inhoud van het EIPN en de reikwijdte van onze Adviesopdracht is nader toegelicht in Hoofdstuk 1 'Nut, noodzaak en scope van het EIPN'.

De opdracht is uitgevoerd in nauwe samenwerking met de stakeholders, zoals in de volgende paragraaf nader beschreven. De adviezen zijn opgesteld als input voor het EIPN, met daarin een voorgesteld tijdpad voor de noodzakelijke besluitvorming over rolverdeling, marktordening en wettelijk instrumentarium (Hoofdstuk 8 'Realisatieagenda').

I.2 Aanpak van het onderzoek

Voor het opstellen van de adviezen zijn op basis van inhoudelijke clustering vier werkstromen gecreëerd:

- Werkstroom 1: Strategische Visie onder leiding van Deloitte en Common Futures
- Werkstroom 2: Gasinfrastructuur op Zee onder leiding van Mott MacDonald
- Werkstroom 3: Proof of Concept Energiehub onder leiding van Mott MacDonald
- Werkstroom 4: Marktordening onder leiding van Norton Rose Fulbright en Deloitte

Elk van deze werkstromen verdiepte zich in eigen onderzoeksvragen en gebruikte inzichten uit reeds beschikbare studies en/of aanvullend onderzoek. Hierbij is nauw samengewerkt met vertegenwoordigers van de Ministeries van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en Infrastructuur en Waterstaat (IenW), en met RVO, EBN, Gasunie, TenneT (hierna: "direct betrokken partijen") en de betreffende adviseurs. Iedere werkstroom heeft zijn bevindingen samengevat in één of twee adviesnotities (zie paragraaf 1.10).

Een vijfde werkstroom op inhoudelijk gebied en met betrekking tot het procesprojectmanagement integreerde en waarborgde de voortgang, middels interactie met de andere werkstromen. Deze werkstroom zorgde voor het sparren met en voor de afstemming tussen de werkstromen. Het uitwerken van een samenvattend adviesrapport, met daarin de hoofdpunten van de door de inhoudelijke werkstromen opgeleverde adviesnotities, valt ook onder deze werkstroom inzake het projectmanagement.

Een zesde werkstroom ondersteunde bij de communicatie en bij het stakeholdersmanagement. Er zijn meerdere groepen stakeholders te onderkennen, te weten: de bovengenoemde direct betrokken partijen: EZK, IenW, RVO, EBN, Gasunie, TenneT, de vertegenwoordigers van samenhangende trajecten, zoals het NPE, PH, pVAWOZ en NL Energy Hub, en externe stakeholders, zoals NGO's, brancheorganisaties en marktpartijen (nader beschreven in de Colofon). Via directe interacties met enkele van deze partijen en via een publiek toegankelijk webinar zijn nieuwe inzichten of oplossingsrichtingen opgehaald, die zijn afgestemd met de inhoudelijke werkstromen. Deze inzichten zijn opgenomen in dit samenvattend adviesrapport en in de onderliggende adviesnotities hebben wij de belangrijkste conclusies gedestilleerd, die zijn gepresenteerd in Hoofdstuk 2.

I.3 Werkzaamheden en verloop onderzoek

Na een kick-off bijeenkomst in april 2023 met de bovengenoemde direct betrokken partijen, Deloitte en de onder-opdrachtnemers, zijn in de periode van mei tot augustus 2023 reeds beschikbare inzichten en onderzoeken verzameld.

Door middel van workshops en bilaterale gesprekken met de direct betrokken partijen is de informatie uit reeds beschikbare inzichten en onderzoeken gestructureerd, nader geduid en verwerkt tot een aantal eerste concept-adviesnotities.

Van augustus 2023 tot september 2023 hebben wij deze eerste conceptadviesnotities nader besproken en zijn deze van nieuwe inzichten voorzien, naar aanleiding van de tijdens workshops gegeven input van de direct betrokken partijen. Daarnaast is de input verwerkt van geselecteerde relevante kennisinstellingen, brancheorganisaties en samenhangende trajecten. Dit leidde tot tweede versies van de concept- adviesnotities.

Ten slotte hebben wij in de periode van oktober tot en met december 2023 de inzichten uit de tweede concept-adviesnotities op elkaar afgestemd, en zijn deze, waar relevant, verrijkt met nieuwe inzichten van de direct betrokken partijen en enkele brancheorganisatie, die werden geïnformeerd tijdens een webinar op 11 november 2023.

Gedurende onze werkzaamheden hebben wij ernaar gestreefd om de inbreng van zoveel mogelijk verschillende stakeholders in overweging te nemen, mede met het doel om een breed gedragen EIPN voor te bereiden. In voorkomende gevallen heeft dat soms tot gevolg gehad dat wij partijen langer de tijd hebben gegeven om informatie te verstrekken en/of te reageren, teneinde de zorgvuldigheid van het onderzoek te borgen en zoveel mogelijk relevante informatie te vergaren.

I.4 Grondslag van het onderzoek

Wij hebben het samenvattend adviesrapport en de adviesnotities gebaseerd op de verrichte onderzoekswerkzaamheden (zoals hiervoor toegelicht) en op de aan ons ter beschikking gestelde en door ons opgevraagde en verkregen documenten, evenals op de aan ons verstrekte (mondelinge en schriftelijke) toelichtingen. In de adviesnotities geven wij een overzicht van de voor het onderzoek benutte bronnen.

Bij aanvang van het onderzoek was er geen startdossier aanwezig van alle relevante documenten. Deloitte en haar onder-opdrachtnemers hebben in overleg met de direct betrokken partijen een selectie gemaakt van de relevante onderzoeken, studies en andere documenten.

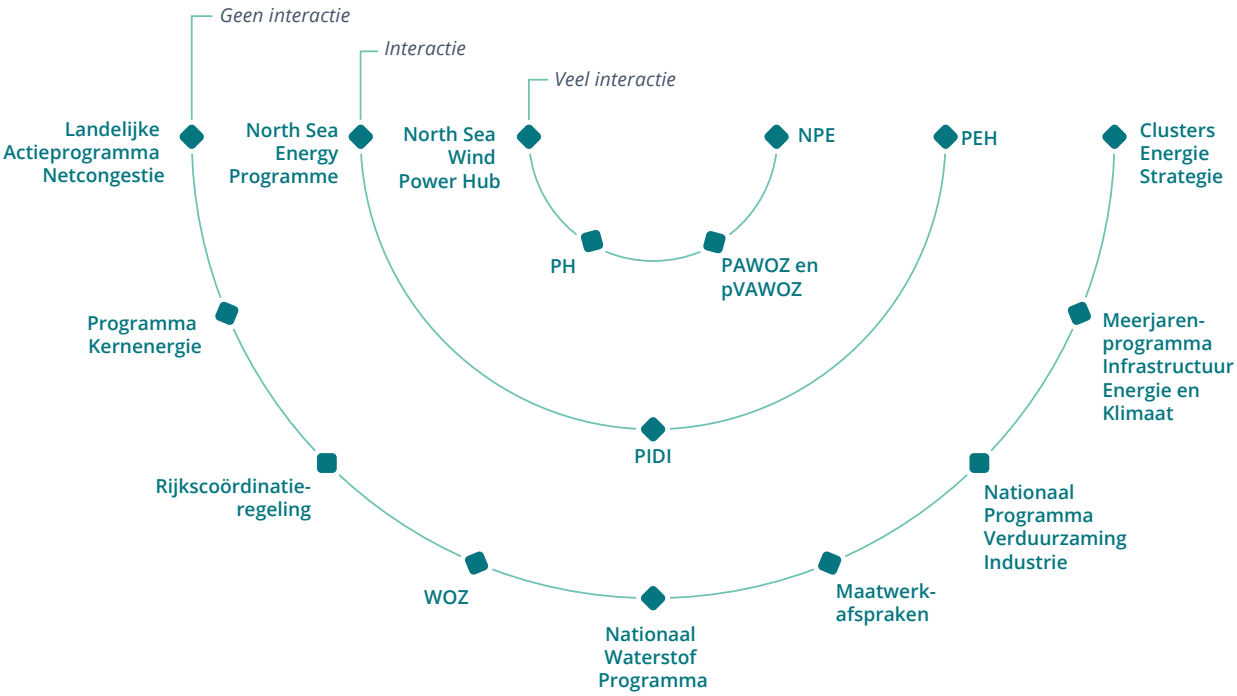
Voor het verkrijgen van onderzoeksinformatie waren wij mede afhankelijk van de juistheid en volledigheid van de toelichtingen van de geïnterviewde partijen en de door hen verstrekte informatie, en van informatie die openbaar verkrijgbaar is. Wij hebben niet zelfstandig de juistheid en/of de volledigheid van de voor de Adviesopdracht beschikbare informatie onderzocht. Dit impliceert dat de juistheid en/of de volledigheid van de in het samenvattend adviesrapport en de adviesnotities opgenomen informatie afhankelijk is van de kwaliteit van de ons gedurende het onderzoek ter beschikking gestelde (mondelinge, schriftelijke en digitale) informatie en van de informatie die openbaar verkrijgbaar is. Deloitte en haar onder-opdrachtnemers accepteren geen verantwoordelijkheid met betrekking tot de juistheid en de volledigheid van de aangeleverde en uit openbare bronnen verkregen informatie.

In de werkstroom Gasinfrastructuur op Zee hebben wij informatie ontvangen van marktpartijen, onder voorbehoud van een geheimhoudingsverklaring. Als onderdeel van deze vertrouwelijkheidsovereenkomst hebben deze marktpartijen de gelegenheid gekregen tot inzage in de voor hen relevante conceptbevindingen en in de conceptadviesnotitie en hebben zij ingestemd met publicatie van hetgeen is weergegeven in de adviesnotities met publicatie van hetgeen hierin is weergegeven in de adviesnotities.

I.5 Raakvlakken met andere trajecten

Het onderzoek ten behoeve van het EIPN is niet allesomvattend met betrekking tot de verdere ontwikkeling van het energiesysteem op de Noordzee. Er zijn diverse raakvlakken met andere Rijksprogramma's en met publieke en publiek-private projecten die van belang zijn voor het EIPN, maar die niet onder de Adviesopdracht vallen. Wij geven hieronder een overzicht van de belangrijkste raakvlakken met andere Rijksprogramma's en projecten.

Raakvlakken met andere programma's



I.5.1 Nationaal plan energiesysteem (NPE)

In het NPE is een realisatiepad voor windenergie op zee opgenomen tot 2050. Dit realisatiepad is geen 'in beton gegoten' eindvisie, maar meer een vanuit het energiesysteem bezien gewenste 'stip op de horizon', die richting geeft aan de keuzes die nu gemaakt moeten worden. Daarbij spelen o.a. de vragen in welke mate Nederland zelfvoorzienend moet zijn, en in welke mate de energie vanuit de Nederlandse Noordzee beschikbaar gesteld moet worden voor het verduurzamen van het achterland in Noordwest-Europa (met name Duitsland). Een eerste concept-NPE is aan het eind van het tweede kwartaal van 2023 gepubliceerd, op basis waarvan het EIPN uitgaat van ca. 50 GW windenergie op zee in 2040 en ca. 70 GW in 2050. Het definitieve NPE is in december gepubliceerd door de Minister voor Klimaat en Energie.[104]

Het NPE heeft daarnaast, in samenspraak met o.a. het Cluster Energiestrategieën (CES'en) uit het Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI), meer richting gegeven aan de toekomstige verhouding tussen elektriciteit en waterstof. Dit is echter nog met zeer veel onzekerheden omgeven.

I.5.2 Partiële herziening Programma Noordzee 2022-2027 (PH)

Wat betreft de verdere groei van wind op zee na 2031 treft het kabinet voorbereidingen voor het aanwijzen van nieuwe windenergiegebieden op zee. In dit verband is men gestart met een partiële herziening (PH) van het in maart 2022 vastgestelde Programma Noordzee 2022-2027. In de PH maakt het kabinet de benodigde integrale ruimtelijke afwegingen. De PH zal zich vooral richten op het aanwijzen van windenergiegebieden voor ten minste 23-26 GW voor de periode na 2030/2031. Het grootste deel van de ruimte die nodig is voor windenergie wordt gezocht in Zoekgebied 6/7, dat een samenstelling is van de eerder geïdentificeerde Zoekgebied 6/7 en het tussenliggende gebied. Het besluit in de PH gaat over het totale aantal GW in Zoekgebied 6/7 en in het deelgebied dat het eerst ontwikkeld wordt. Deels parallel en deels volgtijdelijk aan de PH is er een gebiedsuitwerking voorzien, om na te gaan welk resterende deel te ontwikkelen is en op welke plaatsen er ruimte nodig is voor andere functies. Na de PH is er een nieuw Programma Noordzee 2028-2033 voorzien. Hierin zijn, zo nodig en zo mogelijk, nieuwe windenergiegebieden voor de resterende opgave aan te wijzen.



[104] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat - Aanbieding van het Nationaal Plan Energiesysteem, 2023

I.5.3 Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 (pVAWOZ) en Programma Aansluiting Wind op Zee - Eemshaven (PAWOZ)

Het doel van deze programma's is het identificeren, onderzoeken en prioriteren van mogelijke aanlandlocaties en tracés, inclusief locaties voor converter- en waterstof-aanlandingsstations en grootschalige elektrolyse-installaties op het land, voor de verschillende verbindingen (elektrisch en waterstof) naar het Nederlandse vasteland vanuit de windenergiegebieden die tussen 2031 en 2040[105] worden ontwikkeld. Op basis hiervan starten vervolgens Rijkscoördinatieprocedures voor het ruimtelijk inpassen van en voor het verstrekken van vergunningen voor deze verbindingen.

Wat betreft het te ontwikkelen waterstoftransportnetwerk op zee hebben wij tijdens ons onderzoek bekeken waar de waterstofproductie op zee naar verwachting zal plaatsvinden en welk waterstoftransportnetwerk op zee daar mogelijk bij past, gezien de samenhang met het waterstofnetwerk op het land. De bevindingen worden betrokken bij de te maken keuzes ten aanzien van hergebruik of nieuwbouw (of een combinatie daarvan) en bij het bepalen welke leidingen noodzakelijk zijn. pVAWOZ en PAWOZ verzorgen de tracering van (delen van) nieuwe leidingen, de uitwerking van de specifieke aanlandlocatie(s) en de koppeling met het waterstofnetwerk op het land.

I.5.4 NL Energy hub

TenneT en Gasunie werken vanuit hun (beoogde) wettelijke taken als netbeheerder elektriciteits- en waterstofnetwerk op zee in 2023 en 2024 aan de verdere uitwerkingen die nodig zijn om de nieuwe functie van energiehubs in het energiesysteem op zee nader vorm te geven, op basis van integraal door de Rijksoverheid afgewogen beleidskaders. Het gaat enerzijds om conceptuele uitwerkingen en anderzijds om projectmatige/ specifieke uitwerkingen om tot hubs en internationale verbindingen te komen in specifieke gebieden/op specifieke locaties.

Zowel de conceptuele als de meer projectmatige activiteiten van TenneT en Gasunie geven voeding aan het EIPN, dat een hoger abstractieniveau kent. Andersom geeft de strategische visie van het EIPN richting aan de activiteiten van NL Energy hub.

I.5.5 Waterstoftransportnet op zee

Een groot onderdeel van de werkzaamheden van Gasunie in relatie tot de Noordzee betreft het ontwikkelen van een waterstoftransportnet op zee. Gasunie werkt momenteel aan de ontwikkeling van een transportsysteem op zee, waarbij een veelheid aan elementen wordt meegenomen. Parallel aan het opstellen van het EIPN vinden er nadere onderzoeken en gesprekken plaats, onder andere over de mogelijkheden van het hergebruik van de bestaande aardgasleidingen op zee. Dit hergebruik zal daarbij moeten worden afgewogen ten opzichte van het aanleggen van geheel nieuwe waterstofleidingen.

[105] Voor het waterstofnetwerk op zee zijn tevens van belang de locatie en de omvang van (een of meer van) de demonstratieprojecten voor de grootschalige productie van waterstof op zee, die in de periode tot 2030 gerealiseerd worden

I.5.6 Overige raakvlakken

- Het aanwijzen van windenergiegebieden, in het bijzonder Zoekgebied 6/7. Dit vindt plaats binnen het traject van de PH. Ook de ruimtelijke inrichting van windenergiegebieden valt niet onder de opdracht. Specifiek voor de ruimtelijke inrichting van het (nog aan te wijzen) Zoekgebied 6/7 geven EZK en IenW een deels parallel en deel volgtijdelijk proces vorm. Hoofdstuk 6 van dit samenvattend adviesrapport en Adviesnotitie 3 "Constructievorm van energiehubs" vormen de input voor een eerste grootschalige energiehub in Zoekgebied 6/7.
- Het bepalen van specifieke aanlandlocaties en tracés. Dit gebeurt binnen pVAWOZ.
- Het gedetailleerd ruimtelijk invullen van windenergiegebieden. Dit vindt voor de windparken plaats via kavelbesluiten en op basis van het daaraan voorafgaande interdepartementale verkavelingsoverleg. Voor het medegebruik van de ruimte tussen de windturbines ten behoeve van andere activiteiten (zoals aquacultuur, natuurherstel, etc.) stelt IenW overeenkomstig het Noordzeeakkoord, en in afstemming met andere ministeries en stakeholders, gebiedspaspoorten op.
- De mogelijke functies van een hub op zee, anders dan de energiehubfuncties[106], vallen buiten de scope van het EIPN. Deze mogelijke kansen voor medegebruik komen aan bod na het opstellen van het EIPN, wanneer het ontwerp voor de hub wordt uitgewerkt.
- Eén of meer demonstratieprojecten voor grootschalige waterstofproductie op zee. Met het oog op de realisatie in de periode tot 2030 vindt dit plaats middels een apart traject, via het Klimaatfonds. Er is wel sprake van raakvlakken met het EIPN en met VAWOZ 2040: de locatie van het demonstratieproject bepaalt mede het tracé van het waterstofnetwerk op zee. Daarnaast kunnen in de demonstratieprojecten de geleerde lessen inzake marktordening en governance input zijn voor (een toekomstige update van) het EIPN. Ook het opbouwen van technische kennis over en een toeleverketen voor waterstofproductie vallen onder de demonstratieprojecten.
- Olie- en gaswinning. Hoewel er naar verwachting ook na 2030 nog nieuwe olie- en gaswinningsprojecten ontwikkeld worden, zal er tussen 2030 en 2050 minder olie- en gaswinning op zee plaatsvinden. De voornaamste raakvlakken met het EIPN vormen de uitfasering van het aardgastransport op zee en de mogelijkheden en bijbehorende tijdlijnen voor het vrijspelen en hergebruiken van aardgasplatforms, aardgasleidingen en lege gasvelden ten behoeve van waterstoftransport en mogelijk ook -opslag. Dit aspect valt wel binnen de scope van het EIPN. Olie- en gaswinning op zee kennen daarnaast ruimtelijke aspecten, die worden opgepakt in de PH, in de nadere uitwerking voor Zoekgebied 6/7, en mogelijk in een nieuw Programma Noordzee 2028-2033. Elektrificatie van de olie- en gasplatforms via het net op zee wordt mogelijk gemaakt via het wetgevingstraject voor de Energiewet. De aanleg van solitaire turbines voor de elektrificatie van olie- en gasplatforms wordt opgepakt bij de voorgenomen wijziging van de Wet windenergie op zee.
- CO_2-opslag (CCS) op zee. Het voornaamste raakvlak met het EIPN is het al dan niet kunnen hergebruiken van de bestaande aardgasleidingen op zee en de lege gasvelden en waterhoudende grondlagen voor de opslag en het transport van CO_2. Hier zou CCS kunnen concurreren met het hergebruiken van de leidingen ten behoeve van een waterstoftransportnet op zee en ruimte voor opslag. De afname van elektriciteit binnen het net op zee door CCS-installaties op zee wordt, net zoals dat het geval is voor olie- en gasplatforms, voorzien in de Energiewet. Ruimtelijke raakvlakken zijn er enerzijds met kabel- en leidingtracés van de (toekomstige) netwerken op zee, die zijn afgestemd met pVAWOZ. Anderzijds zijn er ruimtelijke raakvlakken tussen de locaties, platforms en leidingen voor CO_2-opslag en -transport met het aanwijzen en verkavelen van windenergiegebieden. Hierover vindt o.a. afstemming plaats bij de PH, in de nadere uitwerking voor Zoekgebied 6/7, en mogelijk in een nieuw Programma Noordzee 2028-2033.
- De gewenste verdeling van elektriciteit/waterstof vanuit de energievraag op het land komt vanuit het Nationaal Programma Energiesysteem. Er is geen separate studie verricht naar de mogelijke ontwikkeling van de marktvraag.

[106] Onder de functies van een energiehub op zee wordt hier verstaan: het verzamelen van energie (uit omliggende windparken), het omzetten (van elektriciteit naar waterstof) en opslaan ervan en het verbinden met het vasteland en met (de energiehubs van) andere landen.

I.6 Reikwijdte en beperkingen

Dit rapport houdt rekening met de van 20 april 2023 tot 26 januari 2024 ontvangen informatie en gebeurtenissen, toen het voornaamste deel van onze werkzaamheden was afgerond. Wij dragen geen verantwoordelijkheid voor en zullen geen werkzaamheden verrichten met betrekking tot gebeurtenissen of informatie over de periode na deze datum.

Het samenvattend adviesrapport is niet bedoeld om allesomvattend te zijn, maar benadrukt slechts de meest belangrijke zaken die wij zijn tegengekomen tijdens ons werk. Dit samenvattend adviesrapport is niet bedoeld als vervanging van de onderliggende adviesnotities zoals die bij dit rapport zijn gevoegd, en kan – gezien de omvang en de aard van de samenvatting – niet dezelfde verdieping en nuances verstrekken zoals deze wel in de adviesnotities zijn opgenomen. Deze samenvatting moet daarom gelezen worden in samenhang met de onderliggende adviesnotities.

I.7 Gebruik rapport en openbaarmaking

Dit samenvattend adviesrapport en de adviesnotities zijn uitsluitend bestemd voor het Ministerie van EZK, aangezien anderen die niet op de hoogte zijn van het doel van de opdracht, de bevindingen op een onjuiste wijze kunnen interpreteren. Dit samenvattend adviesrapport en de adviesnotities zijn uitsluitend opgesteld ten behoeve van de doelstelling van het onderzoek (zie bijlage I.1). Wij accepteren geen enkele verplichting, verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid ten opzichte van derden die dit rapport inzien.

Bijlage II Afkortingen

Afkorting	Volledige naam	Paragraaf eerste vermelding
GW EBN	Gigawatt	1.1
GW	Gigawatt	1.1
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat	1.1
PH	partiële Herziening van het Programma Noordzee	1.1
EIPN	Energie-Infrastructuur Plan Noordzee	1.2
IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat	1.2
CES	Cluster Energie Strategie	1.3
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem	1.3
pVAWOZ	Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee 2031-2040	1.5
PAWOZ	Programma Aansluiting Wind Op Zee	1.5
HVDC	Hoogspanningsgelijkstroom	2
ISO	Independent System Operator, NL: onafhankelijke waterstofnetbeheerder	2
OBZ	Offshore Biedzone	2
EU	Europese Unie	2
NL	Nederland	2
TWh	terawattuur	3.1.1
MW	megawatt	3.1.3
NAT	Nationaal Leiderschap	3.1.3
II3050	Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050	3.1.3
DC	Gelijkstroom	3.1.3
TRL	Technology Readiness Level	3.1.4
AC	Wisselstroom	3.2.1
VK	Verenigd Koninkrijk	3.2.2
HHV	Higher Heating Value	3.3.2
SMR	Steam Methane Reforming	3.4
ATR	Autothermal Reforming	3.4
CCS	Carbon Capture and Storage	3.4
WGT	Western Gas Transmission	4
NOGAT	Northern Offshore Gas Transport	4
NGT	Noordgastransport	4
NSWPH	North Sea Wind Power Hub	5.1.2
MPI	Multifunctionele Interconnector	5.1.4

Afkorting	Volledige naam	Paragraaf eerste vermelding
EMAT	Electro Magnetic Acoustic Transducer	5.2.1
ILI	In-line Inspection	5.2.1
AWG	Ameland-Westgat	5.2.3
GTS	Gasunie Transport Services	5.2.7
LCA	Levenscyclusanalyse	6.2.3
Arbo	Arbeidsomstandigheden	6.2.4
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	7
HNS	Hynetwork Services	7.1
DAEB	Dienst van Algemeen Economisch Belang	7.1
ACM	Autoriteit Consument en Markt	7.1
ATO	Aansluitingsovereenkomst	7.3.3
REA	Realisatieovereenkomst	7.3.3
WOZ	Wind Op Zee	7.4
TEN-E	Trans-Europese Energie-infrastructuur	7.4
ONDP	Europese Offshore netwerkontwikkelingsplannen	7.4
ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators	7.4.1
CEER	Council of European Energy Regulators	7.4.1
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	7.4.1
PIDI	Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie	I.5.1
FID	Final Investment Decision	IV
IEA	Integrale Effecten Analyse	IV
PlanMER	Plan voor milieueffectrapportage	IV
NWA	Nationale Wetenschapsagenda	IV
CBCA	Cross-Border Cost Allocation	IV
DESNZ	Department for Energy Security and Net Zero	IV

Bijlage III Voorstudies

AACE International (2005). Cost Estimate Classification System - As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries.
ACER (2021). Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation.
ACER CEER (2022). Reflection on the offshore renewable energy strategy.
Aquaventus (2023)
Bareiβ et al. (2019). Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane waterelectrolysis in future energy systems.
Baumeister at al. (2023). Inspection solutions and their role in pipeline repurposing – How to safely manage the transition to net zero.
Bonou et al. (2016). Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy – from theory to application.
BNR (2023). Jetten wil van Nederland 'waterstofhub' maken.
Buljan, A., offshorewind.biz (2023). Danish Government Postpones Tender for North Sea Energy Island, Current Concept Found to be Too Expensive.
Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A. & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 45(11), 6793-6805.
CE Delft (2022). 50% Green Hydrogen for Dutch Industry, Analysis of Cosequences draft RED3.
C. Nieuwenhout (2020). Regulating Offshore Electricity Infrastructure in the North Sea.
Common Futures, Invest NL (2023). Integratie van duurzame bronnen op zee.
Crown Estate Scotland (2023). ScotWind leasing round.
Climate Change Committee (2023). Delivering a reliable decarbonized power system.
Deltares (2020). QuickScan nieuwe zoekgebieden WOZ na 2030.
Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). Digest of UK Energy Statistics Annual data for UK, 2021.
Deutsche Übertragungsnetzbetreibers (2023). Netzentwicklungsplan 2037/2045.
DNV (2023). Onderzoek naar hergebruik van mijnbouwlocaties en infrastructuur.
DNV (2023). Requalification of submarine pipeline systems for H2 transport.
EBN (2023). Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied 6/7.
EBN. History of EBN.
Ecorys en TNO (2018). Waterstoftransport – verkenning marktordeningsalternatieven.
Eerste Kamer der Staten-Generaal (2022). Naar een CO2-vrij elektriciteitssysteem in 2035.
EIGA (2014). Hydrogen Pipeline Systems.
Elia Group (2021). Roadmap to net zero.
Elia Group (2023). The Esbjerg Cooperation Expert Paper.
Elia Groep. Princess Elisabeth Island.
ENTSO-E (2021). Position on Offshore Development – Support Options for Renewable Generation.
ENTSO-E (2021). Position on Offshore Development – System Operation and Governance.
ENTSO-E (2022). Position on Offshore Development – Market and regulatory issues.
ENTSO-E (2022). Position on Offshore Development – Roles and Responsibilities.
ENTSO-E. HVDC Circuit Breakers
Esbjerg Declaration on the North Sea as a Green Power Plant of Europe (2022).
ESO (2022). NOA for Interconnectors.
European Commission (2016). The North Seas Energy Cooperation.
Expert Paper (2023). The Esbjerg Cooperation: Transforming the North Sea into Europe's green power plant.
Frontier Economics en Guidehouse (2021). Assistance to the impact assessment for designing a regulatory framework hydrogen.
Gasunie (2022). Gasunie Onderzoekt waterstofnetwerk op Noordzee.
Guidehouse (2020). Eindrapportage Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie.
Guidehouse (2022). Policy Options for Offshore Wind 2040.
Guidehouse en Berenschot (2021). Eindrapportage Systeemintegratie wind op zee 2030-2040.

HM Government (2020). Powering our Net Zero Future.

Intecsea (2022). PAWOZ H2 Eemshaven – Route- en Constructie Verkenning.

J. Juez-Larré et al (2019). Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands.

Memorandum of Understanding between The Netherlands and The Kingdom of Denmark on cooperation on offshore energy infrastructure (2022).

Memorandum of Understanding between the Ministry Of Climate, Energy And Utilities of the Kingdom of Denmark and the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy of The Netherlands on cooperation in the energy transition (2022).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2021). Kamerbrief over ontwikkeling transportnet voor waterstof, met bijlage Eindrapport voor het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat inzake HyWay.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2021). Voorgang uitrol windenergie op zee en vormgeving vergunningsverlening kabel VI en VII windenergiegebied Hollandse Kust (West).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Kamerbrief over aanvullende routekaart windenergie op zee 2030.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Kamerbrief over de voortgang van het waterstofbeleid.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022) Kamerbrief over voortgang ordening en ontwikkeling waterstofmarkt.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Ontwikkelkader windenergie op zee.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Samenvatting openbare consultatie marktordening waterstof.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Uitslag: vergunningsverlening windenergie op zee Hollandse Kust (West) kabel VI.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties (2023). Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur (concept).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). 2e Zonnebrief over ontwikkeling van zonne-energie.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Aanpassing in planning net op zee en tenders voor IJmuiden Ver Alpha en Beta.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Energiediplomatie en import van waterstof. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Programma Aansluiting Wind op Zee – Eemshaven Notitie Reikwijdte en Detailniveau.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Kamerbrief betreft Voorkeurslocaties demonstratieprojecten waterstof op zee.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Nationaal plan energiesysteem (concept).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Nationaal plan energiesysteem.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Nij begun: op weg naar erkenning, herstel en perspectief.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). pVAWOZ Uitgangspuntennotitie.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Regeling vergunningverlening windenergiegebied IJmuiden Ver kavel Beta.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Routekaart Energieopslag.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023). Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof.

Netbeheer Nederland (2023). Het Energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's.

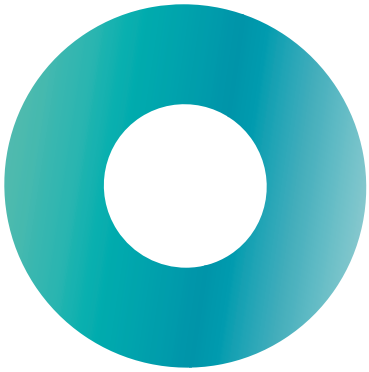
Netbeheer Nederland (2023). Scenario's investeringsplannen 2024.

Netbeheer Nederland (2023). Integrale infrastructuur- verkenning 2030-2050.

Nextstep (2023). Poshydon.

New Energy Coalition (2019). Offshore Reuse Potential for Existing Gas Infrastructure in a Hydrogen Supply Chain.

NOGAT. Slim accelereren richting grootschalige groene waterstofproductie op de Noordzee.



Noordgastransport (2022). Offshore hydrogen transportation through re-used natural gas pipeline on the North Sea.
North Sea Energy (2020). Carbon footprint of offshore structures.
North Sea Energy (2020). Energy Hubs and Transport Infrastructure v2.
North Sea Energy (2020). Exploration study on ecological values in relation to North Sea energy system.
North Sea Energy (2020). Regulatory Framework: Legal Challenges and Incentives for Developing Hydrogen Offshore.
North Sea Energy (2020). Safety Integrity Reliability of offshore hydrogen production installations.
North Sea Energy (2020). Standardisation.
North Sea Energy (2020). Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore.
North Sea Energy (2022). Legal Challenges for Offshore System Integration in Energy Hubs.
North Sea Energy (2022). Quick-scan Policy Analysis Offshore System Integration Options North Sea countries.
North Sea Summit II (2023). North Sea Gas TSOs Declaration.
North Sea Wind Power Hub Programme (2022). A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects (Discussion paper #3).
North Sea Wind Power Hub Programme (2022). CBA 1.6. Final reporting: North Sea Wind Power Hub Programme
North Sea Wind Power Hub Programme (2022). Economic and Financial Framework for Electrical infrastructure (Discussion paper #1).
North Sea Wind Power Hub Programme (2022). Governance Models for Hub-and-Spoke Projects (Discussion paper #1).
North Sea Wind Power Hub Programme (2023). Commercial Framework offshore bidding zone (Discussion paper #4).
North Sea Wind Power Hub Programme (2023). Hubs and spokes – viable beyond theory.
NWO (2022). Verantwoorde opschaling van 'Zon op Water'.
Ofgem (2023). Gas Interconnectors.
ONDP. Offshore Wind – Nodes 2050.
Onsaardags.nl. Porthos en Aramis: de grootste CCS-projecten in Nederland.
Ostend Declaration of Energy Ministers on the North Sees as Europe's Green Power Plan (2023).
Ostend Declaration of Transmission System Operators on the harmonious development of the North Sea Energy Resources (2023).
Planbureau voor de Leefomgeving, TNO en RVO (2022). Reflectie Op Cluster Energiestrategieën 2022 (Ces 2.0).
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2022). Verkenning Aanlanding Net op Zee 2030.
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2023). Programma Aansluiting Wind op Zee – Eemshaven Aanlanding Wind.
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2023). Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040.
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2023). Verkenning Aanlanding Wind op zee 2030.
Rijksoverheid (2021). Conceptvoorstel van wet houdende regels over energiemarkten en energiesystemen (Energiewet).
Rijksoverheid (2021). Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050.
Rijksoverheid (2022). Oranje Wind Power II wint tender windpark op zee Hollandse
Kust (west).
Rijksoverheid (2022). Programma Noordzee 2022 – 2027.
Rijksoverheid (2022). The Esbjerg Declaration.
Rijksoverheid (2023). Extra pakket maatregelen dicht gat tot klimaatdoel 2030.
Rijksoverheid (2023). Kernenergie in Nederland.
Rijksoverheid (2023). Klimaatbeleid.
Rijksoverheid (2023). Nederland en het VK breiden energie-samenwerking uit met nieuwe elektriciteitsverbinding.
Rijksoverheid (2022). Nederland maakt ambitie wind op zee bekend: 70 gigawatt in 2050.
Rijksoverheid (2023). Ostend Declaration on the North Sea as Europe's Green Power Plan.
Rijksoverheid (2023). Scherpe doelen, scherpe keuzes IBO aanvullend normerend en beprijzend nationaal klimaatbeleid voor 2030 en 2050; Annex 3. Maatregelfiches IBO-klimaat.
Rijksoverheid (2023). Windenergiegebied Doordewind.
Rijksoverheid (2023). Windpark boven Groningen beoordeeld als 's werelds grootste waterstof op zee productie in 2031.
RVO, Ministerie van Buitenlandse Zaken en Wind & water works (2022). Dutch offshore Wind Guide.

Scottish & Southern elektriciteitsnetwerken (2020). SSEN Transmission gets to work on HVDC Switching Station in Caithness.
Sluijters, S. (2023). Windpark "Ten noorden van de waddeneilanden" moet in 2031 offshore waterstof produceren.
Strategy& (2021). HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?
TenneT (2023). Adequacy outlook.
TenneT (2022). Investeringsplan Netopland.
TenneT (2022). Investeringsplan Netopzee.
TenneT (2022). Monitoring Leveringszekerheid 2022.
Tennet (2023). 29 terawattuur windopbrengst in de Nederlandse en Duitse Noordzee in 2022
TenneT (2023). Offshore projecten Nederland.
TenneT (2023). Samenwerking TenneT en National Grid met unieke Brits-Nederlandse elektriciteitsverbinding.
TenneT (2023). Target Grid, Het elektriciteitsnet van de duurzame toekomst begint vandaag.
TenneT (2023). The 2GW Program.
TenneT en Gasunie (2019). Infrastructure energy outlook.
TenneT en Gasunie (2022). NL Energy Hub – Voorverkenning – Hoofdboodschappen.
TenneT en Gasunie (2022). Conceptafwegingskader constructievormen.
TenneT en Gasunie (2023). Voorverkenning naar nut en noodzaak van energie hubs op de Nederlandse Noordzee.
The North Sea Summit (2023), Offshore renewable industry declaration.
TNO (2021). Ondergrondse energieopslag in Nederland 2030-2050.
TNO (2022). Waterstofopslag op zee lijkt haalbaar.
TNO (2023). Kennisdeling Noordzeelanden nodig om offshore waterstofproductie te versnellen.
TNO en EBN (2022). Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag.
TSO's DE/BE/DK/NL (2023). Esbjerg Cooperation Expert Paper.
Tweede Kamer (2022). Het verschil maken met strategisch en groen industriebeleid.
Universiteit van Berlijn. Digital tools for life-cycle assessment.
WindEurope (2023). Meshed grids the next frontier in leveraging the potential of offshore wind.
Witteveen + Bos (2022). Voorverkenning VAWOZ 2031-2040.

Bijlage IV Uitwerking Realisatieagenda

*Data in '[]' zijn door het EIPN geadviseerd, data zonder '[]' zijn al gepland of door stakeholders voorgesteld. Enkele datums tonen deadlines en perioden die duiden op de totale duur.

Besluiten ruimtelijke ordening Zoekgebied 6/7 vanuit het energiesysteem

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
IenW: Continueer gesprekken tussen huidige en toekomstige gebruikers uit verschillende sectoren en intensiveer waar nodig in het kader van de partiële herziening	Lopende	Heden – Q1.2025
IenW: Publiceer ontwerp en definitief besluit over de partiële herziening	Gepland	Q1.2025 (ontwerp) Q3.2025 (definitief)
EZK: Start van nemen kavelbesluiten, uiterlijk 6 jaar voor start commerciële ingebruikname	Gepland	Q4.2025 – QX.20XX Q1.2025 start voorbereiding
IenW: Publiceer gebiedsuitwerking Zoekgebied 6/7 voor het resterende deelgebied en zo nodig voor het eerste deelgebied (omdat de begrenzing mogelijk nog niet volledig is uitgewerkt)	Ongepland	[N.t.b.], is deels parallel en deels volgtijdelijk met PH
EZK: Start tweede deel kavelbesluiten	Ongepland	[Na gebiedsuitwerking]
EZK en IenW: Formuleer een visie op de na Zoekgebied 6/7 te ontwikkelen gebieden	Ongepland	[N.t.b.]

Routekaart

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Publiceer een gedeeltelijke routekaart op basis van de interactie met IenW en hun definitieve PH, de gezamenlijke gebiedsuitwerking voor Zoekgebied 6/7, waarbij ernaar wordt gestreefd om aan te geven welk eerste deel van Zoekgebied 6/7 moet worden ontwikkeld. Zo nodig wordt het eerste te ontwikkelen gebied nog gespecificeerd in een eerste gebiedsuitwerking voor Zoekgebied 6/7	Knelpunt	[Q4.2025]
EZK: Stel een ontwikkelkader op en maak een update voor elk type infrastructuur op zee (energiehubs, interconnectoren, waterstofopslag op zee, waterstofinfrastructuur op zee en elektriciteitsnet op zee)	Gepland	Q1.2024 t/m Q2.2025
EZK: Besluit of de eerste kavels in Zoekgebied 6/7 radiaal of via een energiehub worden aangeland	Gepland	Q2.2025
EZK: Publiceer een volledige routekaart op basis van interactie met I&W en de uiteindelijke gebiedsuitwerking	Lopende	[N.t.b]

Tijdig en toereikend publiceren van resultaten van PAWOZ en pVAWOZ

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Verken de mogelijkheid van het, zonder vertraging te veroorzaken, opschalen van de aanlandingen, ten behoeve van het behouden van verschillende opties in de aanlandcapaciteit wanneer waterstofproductie en -opslag op zee niet haalbaar blijken (dit vereist het aanpassen van de uitgangs¬punten en het opnemen van extra alternatieven)	Knelpunt	[Q1.2024]
EZK en pVAWOZ: Voer de Integrale effectanalyse (IEA) uit en stel de milieueffectrapportage (planMER) op	Gepland	Q1.2024 t/m Q2.2025
EZK en pVAWOZ: Leg de notitie reikwijdte en detailniveau (NRD) ter inzage	Gepland	Q2.2024
EZK en PAWOZ: Voer de integrale effectanalyse (IEA) uit en plan de milieueffectrapportage (planMER)	Lopende	Heden - Q3.2024
EZK en PAWOZ: Publiceer definitieve tracés PAWOZ (inclusief keuze hergebruik/ nieuwbouw voor waterstofleidingen)	Gepland	Q4.2024
EZK en pVAWOZ: Publiceer definitieve tracés pVAWOZ (inclusief keuze hergebruik/ nieuwbouw voor waterstofleidingen)	Gepland	Q4.2025

Scenario's voor hergebruik

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
Commerciële diepgang		
EZK en huidige eigenaren: Voer gesprekken over de verschillende opties onder het toekomstige regime voor de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en over verdienmodellen in een gereguleerde markt	Lopende	Heden – [N.t.b.]
EZK, huidige eigenaren en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Stel de scenario's vast en definieer punten voor een nadere uitwerking, op basis van gesprekken met de huidige eigenaren en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee	Gepland	[Q1.2024]
EZK, huidige eigenaren en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Start gesprekken tussen de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee en de huidige eigenaren, met EZK als regisseur	Ongepland	[N.t.b.]
EBN: Maak een gedetailleerde analyse van de aardgasproductie waarbij middels een studie wordt bekeken hoe snel en hoe kosteneffectief aardgas uit de Noordzee kan worden ontsloten, door te kijken naar gasproductieprofielen en gasevacuatieroutes (integreren in de vervolgwerkzaamheden inzake hergebruikscenario's)	Gepland	Q3.2024
Technische diepgang		
EBN en GTS: Onderzoek de gaskwaliteit van verschillende stromen, om de mogelijkheid van het herrouteren van aardgasstromen vanuit één bestaande pijpleiding naar een andere te bepalen. Eenzelfde analyse zal moeten plaatsvinden op basis van de gasevacuatie na de eventuele herroutering	Lopende	Heden-[Q1.2024]
EZK: Bepaal welke toekomstige scenario's voor hergebruik verder moeten worden onderzocht	Gepland	[Q1.2024]
EZK: Bepaal welke (inwendige) onderzoeken voor de pijpleidingen nodig zijn (verschillende typen inwendige inspecties zijn mogelijk via andere analyseapparatuur)	Gepland	[Q1.2024]
EZK: Breng de geselecteerde toekomstige scenario's voor hergebruik (zowel een verdieping als een verbreding van het technisch onderzoek) op hetzelfde niveau	Ongepland	[Q2.2024]
EBN, GTS en EZK: Onderzoek de voordelen van en overwegingen met betrekking tot gasmenging (aardgas en waterstof)	Ongepland	[N.t.b.]
Certificering		
EZK, de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, EBN, pijplijnbeheerders, certificeringsinstanties: Kom tot: een door de industrie gesteunde certificeringsmethodologie, een algemeen geaccepteerde standaard voor de geschiktheid van pijpleidingen, een herziening van de oorspronkelijke ontwerplimieten van offshore pijpleidingen, een beheersmethode met betrekking tot de technische integriteit en een certificering van pijpleidingen bij hergebruik	Ongepland	[Voor FID waterstofnetwerk op zee]

Scenario's voor hergebruik

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
Ruimtelijke en ecologische diepgang		
EZK: Bestudeer de details van de hergebruiktracés (routingstudies). Hierin moet de ruimtelijke planvorming worden meegenomen, in overleg met IenW	Gepland	[Q1.2024]
EZK: Start een Integrale Effectenanalyse (IEA) en een milieueffectrapport (PlanMER) en zet stappen voor het verlenen van een vergunning (onderdeel van pVAWOZ)	Gepland	Q2.2024
EZK: Voer de IEA en PlanMER uit, samen met pVAWOZ en PAWOZ, en zet stappen voor het verlenen van een vergunning	Gepland	Volgt tijdlijnen pVAWOZ en PAWOZ

Waterstof net op zee

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
Rolverdeling net op zee/toewijzen van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee		
EZK: Besluit over het netbeheermodel en de commerciële voorwaarden (in samenhang met het mogelijke hergebruik van de aardgasleidingen)	Gepland	Q1.2024
EZK: Neem een beleidsbeslissing inzake het aanwijzen van HNS of een andere partij als de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee op zee	Gepland	Q1.2024
EZK: Neem een besluit over de rolverdeling tussen de betrokken entiteiten, en neem hierbij een standpunt in over de gewenste mate van publiek eigendom en over 'volledige ontvlechting' versus onafhankelijke waterstofnetbeheerder	Ongepland	Q1.2024
EZK: Neem een besluit over de verantwoordelijkheid voor compressie naar operationele druk (tussen marktpartijen of de waterstofnetbeheerder)	Gepland	Q1.2024
EZK: Neem een DAEB-besluit over het aanwijzen van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, en over de financiering voor de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee, ter dekking van de kosten en vanwege het risico van 'vollopen'	Gepland	Q4.2024
EZK en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Sluit een overeenkomst over het mandaat, financieel raamwerk en de wet- en regelgeving van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee	Gepland	Q1.2025

Waterstof net op zee

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Implementeer het decarbonisatiepakket in het nationaal wettelijk en regelgevend kader en regel de wettelijke verankering van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee op zee	Gepland	Q4.2025
EZK: Wijs een toezichthouder aan voor de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee (na certificering van de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee)	Gepland	[2025]
Commerciële diepgang		
EZK: Stel de noodzakelijke contracten op, waarin wordt vermeld welke verschillende actoren actief zullen zijn in het energiesysteem op zee, waaronder modellen voor de ATO en de REA voor het waterstoftransport op zee	Gepland	[2024]
HNO: Besluit over het FID waterstofnetwerk op zee	Gepland	Q1.2028
Operationele/technische diepgang		
EZK: Neem een besluit over de gewenste capaciteit van het transport en over de ontwikkeling hiervan in de tijd	Besloten	Q4.2023
EZK: Neem een besluit over de coördinatie tussen de netbeheerders voor waterstof en elektriciteit	Gepland	Q4.2024
De beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Neem een beslissing over het te gebruiken concept voor het waterstofnetwerk op zee	Gepland	2025
EZK: Start de operatie van het waterstofnetwerk	Gepland	2031 - 2033

Elektriciteitsnet op zee voor aansluiting 2031-2040

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
TenneT: Onderzoek de mogelijkheid van een hoger uitbouwtempo van de convertercapaciteit (in samenwerking met pVAWOZ en de ontwikkeling van de elektriciteit op het land)	Ongepland	[N.t.b.]
TenneT en EZK: Neem een besluit over een uitbouwschema voor converter-platforms 2033-2035, in afstemming met TenneT, en de planning van pVAWOZ, en reserveer capaciteit bij de leveranciers. Vraag ACM om toestemming voor vooruitlopende investeringen en borg in de routekaart dat TenneT reserveringen mag doen	Ongepland	Q1.2024
TenneT en ACM: Onderzoek de mogelijkheden van het toewijzen van klantaansluitingen op het net op zee en de bijbehorende tarieven voor een aansluiting en voor het transport, met daarbij een prioriteringskader voor aansluitingen (met oog op toekomstige andere offshore klanten, zoals bestaande olie- en gasplatforms)	Ongepland	N.t.b.
ACM: Onderzoek het invoedtarief voor elektriciteit	Gepland	N.t.b.

Elektriciteits- en energiehubs

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK en IenW: Besluit of de pre 2035 te ontwikkelen kavels in Zoekgebied 6/7 radiaal of via een platform energiehub-constructievorm worden aangeland	Ongepland	[2024]
EZK en IenW: Initieer de pre-engineering van een eiland parallel aan die van een platform. Initieer de pre-engineering van een eiland parallel aan die van een platform. Dit biedt voldoende ontwikkeltijd voor de realisatie van een platform pre-2035 en behoudt verschillende opties voor de realisatie van een eiland of platform post-2035 Er moet minimaal gestart worden met: de principe keuze dat Nederland de keuze voor een eiland niet onmogelijk wil maken en het starten van een traject van nadere uitwerking met verschillende go-no-go momenten, het aanwijzen van een locatie (zoekgebied), het bepalen van de initiële scope het initiële budget en de benodigde milieu onderzoeken		[2024]
Parallel aan pre-engineering		
Gasunie: Onderzoek technische beperkingen compressie op platforms	Gepland	[Q2.2024]
EZK: Houdt een marktconsultatie naar de keuze tussen een eiland / platform constructievorm post-2035 (met betrokken partijen) om inzicht en diepgang te geven aan EIPN onderzoek	Gepland	Q1.2024
EZK: Start onderzoek naar mogelijke procesvertragende factoren bij bouw energiehub (eiland, platform of hybride). Hierbij specifieke aandacht voor: technologische-, materiaal-, materiaal-, vergunning-, MER-, financiering- en leveringbeperkingen en ontwikkelingen in technieken om het zomerweervenster te verruimen	Ongepland	[N.t.b.]
Richting realisatie energiehubs		
EZK (en IenW): Besluit tussen de realisatie van platforms of eilanden als constructievorm voor energiehubs post-2035 voor start 'Engineering Procurement and Construction-fase'. Indien een eiland noodzakelijk wordt geacht, is dat een gezamenlijk besluit met IenW		[2025]
EZK EN IenW: Beslis over de locatie van pre-2035 energiehubs / compressie	Ongepland	[Q3.2025] 7-8 jaar voor realisatie
EZK: Onderzoek de mogelijkheden en implicaties van het modulair aanleggen van energiehubs, met speciale aandacht voor offshore biedzones	Ongepland	N.t.b.
EZK: Onderzoek de toepasbaarheid van een compensatieregime zoals beschreven in Besluit schadevergoeding. en wettelijke basis voor de ontwikkeling van elektrische hubs en energiehubs	Ongepland	Q4.2025
EZK: Onderzoek de tariefsystematiek voor alternatieve klantaansluitingen op zee ten behoeve van innovatieve technologieën	Ongepland	N.t.b.

Elektriciteits- en energiehubs

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Besluitvorming over de technische en operationele inrichting, integratie in bestaand systeem, governance, financiering en marktordening ten aanzien van energiehubs	Ongepland	Pre-2035: [2025] Post-2035 [N.t.b.]
EZK: Beslis over energiehubs in toekomstige nog niet benoemde zoekgebieden	Ongepland	[Q1.2030]

Waterstofopslag op zee

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK, EBN en IenW: Neem principebesluit hoe het traject eruit gaat zien om via go / no go besluiten (indien wenselijk) tot realisatie van waterstofopslag in zoutcavernes op zee te komen. Dit is nauw verweven met de partiële herziening/ volgende gebiedsuitwerking, gezien het beslag op de ruimte in het gebied. Er wordt in PH niet besloten over zoutcavernes. Wel wordt geprobeerd ruimtebeslag hiervan in de afweging te betrekken, zodat de ontwikkeling niet onmogelijk wordt gemaakt.	Ongepland	[Q4.2024]
EZK en EBN: Neem een principebesluit over waterstofopslag in gasvelden op zee	Ongepland	Q1.2026
Marktpartijen: Start de ontwikkeling van zoutcavernes en/of gasvelden op zee	Ongepland	[10-15 jaar voor bouw]
EBN: Start een proefproject voor opslag in gasvelden EBN – Oostenrijk	Gepland	Q4.2025
Marktpartijen: Neem de eerste zoutcaverne op het land in gebruik	Gepland	Q1.2028
Marktpartijen: Start een pilot voor waterstofopslag in een gasveld (nauw verweven met de uitkomsten van andere pilots, e.g. EBN – Oostenrijk)	Ongepland	Q1.2028
Marktpartijen: Opereer vier zoutcavernes op het land in gebruik	Gepland	Q1.2031
Marktpartijen: Neem opslagfaciliteiten voor waterstof op zee in gebruik	Ongepland	[2040 – 2050]
Ruimtelijke verdieping		
EZK en EBN: Voer gesprekken met de regio's over de opslag op het land en over de wenselijkheid hiervan	Ongepland	Q3.2024
IenW: IEA en planMER waterstofopslag op zee (in combinatie met benodigde ruimte voor extra compressoren)	Ongepland	Volgend Programma Noordzee
Technische verdieping		
EZK en EBN: Onderzoek de verhouding opslagcapaciteit versus opvul- en uitzendcapaciteit	Gepland	Q4.2024

Waterstofopslag op zee

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK en EBN: Onderzoek de technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden op zee	Ongepland	Q4.2024 [snel, gezien lage TRL]
EZK en EBN: Onderzoek de mogelijke functies van waterstofopslag binnen een energiehub, ten behoeve van een efficiënt gebruik van de infrastructuur	Ongepland	Q4.2024 [snel, gezien lage TRL]
EZK en EBN: Onderzoek de wenselijkheid van het aanleggen van een strategische voorraad waterstof op zee	Lopende	2024
Juridische verdieping		
EZK, IenW en andere departementen: Werk het wet- en regelgevende kader voor waterstofopslag op zee nader uit, inclusief ruimtelijke sturing, vergunningverlening en goedkeuring voor de plannen voor winning en opslag	Ongepland	N.t.b.
Commerciële verdieping		
EZK: Onderzoek de economische haalbaarheid van offshore waterstofopslag en vergelijk deze met alternatieven	Ongepland	N.t.b.
EZK: Betrek marktpartijen en belanghebbenden (bijvoorbeeld door middel van een marktconsultatie) bij realiseren commerciële verdieping waterstof op zee	Ongepland	N.t.b.

Tendersystematiek

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Onderzoek de haalbaarheid van het toepassen van huidige tendermodellen voor onshore en offshore als basis voor elektrolyse op zee. Beoordeel de relevantie van de (herziene) kaders van de Europese elektriciteitsmarkt binnen deze context. Daarnaast moet het effect worden geëvalueerd van voorgestelde tendermodellen op de investeringsbereidheid, flexibiliteit en autonomie van de betrokken marktpartijen voor zowel wind op zee als elektrolyse. Ten slotte moet de impact van deze modellen worden beoordeeld op de operationele en financiële verantwoordelijkheden en risico's voor TenneT en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee	Ongepland	[2024]
EZK: Neem een besluit over de vraag welke tendersystematiek in een liquide markt het meest geschikt is, op basis van markttoetsing of een meer diepgaande vervolgstudie	Ongepland	N.t.b.
EZK: Implementeer een nieuw wet- en regelgevend kader (o.a. tenderregeling, kavelbesluit, publiekrechtelijke besluiten, aansluitvoorwaarden TenneT en eventuele leerpunten naar aanleiding van de demonstratieprojecten)	Gepland	Q4.2025/ Q1.2026

Windtenders

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
Wind		
EZK: Start voorbereiding van het nemen van kavelbesluiten, 5 jaar voor start van de commerciële ingebruikname	Knelpunt (ontwikkelen elektro-lyseplatform zal 6-8 jaar duren)	Q.2025 – QX.20XX
EZK: Definitieve kavelbesluiten nemen	Ongepland	[Q4.2026 – QX.20XX
EZK: Schrijf de eerste tender-procedure uit voor Zoekgebied 6/7 of Doordewind[107]	Gepland	Q4 2026
EZK: Maak de winnaar van de tender voor de eerste kavel bekend[102]	Gepland	Q4 2027
Operators op zee: Start de gebruiksfase van Zoekgebied 6/7[102]	Gepland	2032
EZK en TenneT: Maak de balans op voor de verwachte energievraag 2035-2040 en stem de hierop de uit te geven windtenders af	Ongepland	[N.t.b.]
Zon op zee		
RVO: Onderzoek de correlatie tussen zon en wind op zee	Gepland	Q4.2024
NWA: Publiceer de resultaten van de nationale Wetenschapsagenda; het (NWA-)programma Verantwoorde opschaling van 'Zon op water'	Gepland	Q2.2027
EZK: Opties verkennen van het opnemen van tenders zon op zee in wind op zee	Ongepland	Q4.2028

[107] Deze sequentie volgt voor iedere uit te geven tender in het zoekgebied

Elektrolysetenders

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
Vraagkantontwikkeling waterstof		
EZK: Monitor hoe de vraag naar en het aanbod van waterstof zich zullen materialiseren en welke impact dit heeft op het vormen van een meer liquide markt	Ongepland	[2024- N.t.b.]
EZK: Neem een besluit over de te tenderen volumes waterstof op zee en de bijbehorende aansluitingen, afgestemd op de vraag (beslissing elektrolysecapaciteit op zee 2032-2040, na duidelijkheid over marktvraag) Bepaal daarnaast de rol van deze waterstofproductie op zee, via fasering in het uitrollen, de verhouding elektriciteit/waterstof, de bereidheid tot langetermijn-afnamecontracten, en de randvoorwaarden per type tender op basis van de EU-wetgeving over de coördinatie van wind op zee	Ongepland	[Q4.2025]
Technische ontwikkeling		
EZK en IenW: Bepaal de definitieve locatie(s) van de demonstratieprojecten	Gepland	2024
EZK: Stel leerdoelen voor de demonstratieprojecten vast	Gepland	Q1.2024
EZK: Houdt marktconsultatie over de financiering van Demo 1	Gepland	Q1.2024
EZK: Maak het uitvoerend consortium bekend voor Demo 1	Gepland	Q1.2025
Ontwikkelaar: Realiseer Demo 1	Gepland	2028
EZK: Stel een tender voor Demo 2 op	Gepland	Q4.2025
EZK: Beoordeel de voorstellen en selecteer een tendervoorstel voor Demo 2	Gepland	Q1.2026
Ontwikkelaar: Realiseer Demo 2	Gepland	2031
EZK en Gasunie: Onderzoek standaardisatie van elektrolyseplatforms/ compressieplatforms op zee	Ongepland	Q2.2025
EZK: Onderzoek welke configuratie (dedicated elektrolyse en/of elektrolyse met systeemintegratie) tegen de minste kosten het grootste resultaat kan behalen door de tijd heen (gezien de verwachte hoge kosten van systeemintegratie aan het begin van de waterstofproductie op zee)	Ongepland	[Q2.2025]
Juridische inpassing		

Elektrolysetenders

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Onderzoek het inpassen en de ruimtelijke sturing van waterstofproductie en -transport in het huidige juridische kader nader	Gepland	Q3.2025 (voorafgaand aan Demo 2)
EZK: Onderzoek het mogelijk herzien van het congestiemanagementbeleid en/of andere beleidsopties (bijvoorbeeld non-firm ATO's), specifiek in het geval dat elektrolyse wordt ingezet om structurele congestie te voorkomen	Ongepland	N.t.b.
EZK: Neem een besluit over het wettelijk kader ten aanzien van de verantwoordelijkheid, mogelijke subsidieringen, de impact op marktefficiëntie en de regeling vertragingsschade waterstofproductie op zee (cf. voorbeeld windenergie op zee)	Ongepland	N.t.b.
EZK: Neem een besluit over het aanpassen van de wettelijke kaders voor wind op zee, elektriciteits- en waterstoftransport op zee	Ongepland	N.t.b.
Lidstaten: Reguleer de elektrolyseactiviteiten eventueel op unierechtelijk niveau (indien elektrolyse wordt aangeboden als een service door een derde partij)	Ongepland	N.t.b.

Interconnectoren

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
TenneT: Neem FID LionLink	Gepland	2026
TenneT: Voer een MPI 2.0 pilot op het land uit (om DC-fault separation device technologie te onderzoeken en technisch te bewijzen)	Gepland	Q1.2027
TenneT: Rol MPI 2.0 uit op zee (met bewezen DC-fault separation device technologie voor ~3GW)	Gepland	2031
Cost sharing/extra inzicht		
EZK, TenneT en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Onderzoek de kostenallocatie (mede met het oog op het exporteren en importeren van waterstof en/of elektriciteit)	Ongepland	[Q3.2024] [voor LionLink]
EZK, TenneT en de beoogd beheerder waterstofnetwerk op zee: Onderzoek op unierechtelijk niveau de kostenallocatie voor vermaasde netwerken op zee en energiehubs	Ongepland	[Q3.2024] [voor LionLink]
EZK en TenneT: Voer vervolgwerkzaamheden uit inzake de gevoeligheid van interconnecties (o.a. kosten-batenanalyse)	Ongepland	[Q4.2024]
Europese Commissie: Publiceer cross-border cost allocation (CBCA) guidance	Gepland	Q3.2024
ENTSO-E: Publiceer de resultaten van de CBCA-analyse	Gepland	Q2.2025
Juridisch kader		
EZK: Onderzoek het inpassen van elektrische interconnectie en de elektrische hub in het juridische kader van het net op land en het net op zee en kijk naar de rol van de landelijke netbeheerder	Ongepland	N.t.b.
EZK: Realiseer de wettelijke kaders die nodig zijn om TenneT te kunnen aanwijzen als verantwoordelijke voor de offshore elektrische interconnectie	Ongepland	[Zo snel mogelijk]
EZK: Implementeer de uitwerking van de unierechtelijke regelgeving in het nationaal wettelijk en regelgevend kader en werk dit verder uit	Ongepland	[voor LionLink]
EZK: Verwerk de wettelijke basis voor een hybride interconnector in de Energiewet en maak dit de wettelijke verantwoordelijkheid van TenneT. Als dit is geregeld kan TenneT de hybride interconnector ontwikkelen, bouwen, laten opereren en financieren, waarbij TenneT de kosten vergoed kan krijgen	Gepland	Q1.2025

Interconnectoren

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Neem een besluit over het eigendom van elektrische en waterstof interconnectoren op basis van het definitieve decarbonisatiepakket	Ongepland	[voor LionLink]
EZK: Neem een besluit over de vormgeving van het internationale (waterstof)net op zee, op basis van een visie voor elektrische en waterstof interconnectoren	Ongepland	[voor LionLink]
EZK: Leg een algemene wettelijke basis voor een OBZ met LionLink	Gepland	Q2.2025
EZK / ACM: Neem een besluit over een OBZ LionLink	Ongepland	Q4.2024
EZK: Onderzoek het inpassen van waterstof-interconnectie in het juridisch kader (tenzij dit al bij het implementeren van het Decarbonisation Package in de Nederlandse wetgeving gebeurt)	Ongepland	[2030 ->]
Politiek		
EZK: Ga in gesprek met de Europese Commissie, om goede richtlijnen op te stellen voor kosten-/batenanalyses en voor een mogelijke kostenverdeling inzake de plannen op zee	Ongepland	N.t.b.
EZK: Ga in gesprek met de Europese Commissie en met de medelidstaten over de kostenverdeling van het net op zee (hierbij merken de partijen op dat dit ook van toepassing is op het netwerk op het land, in díe gevallen waarin een netverzwaring nodig is om de interconnectoren te faciliteren), waarbij moet worden gestreefd naar het maken van bilaterale, multilaterale of Europese afspraken over de financiële bijdragen aan het Nederlandse net op zee (e.g. via het ex post of ex ante toewijzen van kosten)	Ongepland	N.t.b.
EZK: Onderhandel met de landen waarmee interconnectoren beoogd worden	Gepland	[2024-2026]
EZK: Voer ministerieel overleg met het Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), neem besluit over interconnectie boven LionLink	Gepland	Q2.2025
EZK met andere departementen in het kader vanNSEC en GNSBI: Onderzoek de tracékeuze voor interconnectoren	Ongepland	Q4.2027
EZK en TenneT: Zet de aanbesteding voor additionele interconnecties in gang	Ongepland	Q1.2029

Offshore bidding zones

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Publiceer de stappen die nodig zijn tot het realiseren van OBZ, zoals het implementeren en wijzigen van de regelgeving voor een offshore biedzone, die moet worden verduidelijkt	Ongepland	[N.t.b.]
EZK: Formuleer de afbakening van een OBZ (omvat technische aspecten die overweging vereisen)	Ongepland	[zo snel mogelijk]
EZK en ACM: Neem een besluit tot het instellen van OBZ door ACM en EZK	Onbekend	Q1/Q2 2024
Interactie met stakeholders		
EZK: Onderzoek de impact van modulariteit in de uitbouw van offshore infrastructuur op de marktpartijen en de netwerkbeheerder	Ongepland	[Zo snel mogelijk]
EZK: Geef een task force/praktijkstudie met (toekomstige) netbeheerders, marktpartijen en de toezichthouder vorm, om een brug te slaan tussen studies en de praktijk wat betreft risico-identificatie en –mitigatie met betrekking tot offshore biedzones (e.g. bepalen van de elektriciteitsprijs en mechanisme voor een langetermijnkoppeling met marktpartijen)	Ongepland	[Zo snel mogelijk]
Juridische verdieping		
ACM en TenneT: Verricht nader onderzoek naar de aanpassingen in codes die nodig zijn. Dit dient te hebben plaatsgevonden voorafgaand aan het publiceren van het materiaal voor de wind op zee tender	Onbekend	Q4.2025
[EZK]: Pas het huidige wettelijke en regelgevende kader aan op nationaal en unierechtelijk niveau wat betreft OZBs	Onbekend	2025 (Indien onderdeel tender)
Commerciële verdieping		
EZK, TenneT en ACM: Onderzoek de inrichting van OBZ op basis van de configuratie van energiehubs en de betrokken (niet-)EU-lidstaten, de impact van explicit market coupling en de te hanteren nettarieven en overige kostendeling van investeringen in het net	Ongepland	[Zo snel mogelijk]
EZK: Onderzoek de aansluiting van vraag en aanbod in een OBZ en de hierbij behorende interactie tussen waterstof en elektriciteit	Ongepland	[Zo snel mogelijk]
EZK: Onderzoek het inbouwen van garanties, om negatieve gevolgen teniet te doen, na te gaan hoe kan worden omgegaan met onvoldoende aansluitcapaciteit in het transmissiesysteem (congestie), en de balancerings- en operationele verantwoordelijkheden en mogelijkheden voor marktpartijen en netbeheerders in samenspraak met de netbeheerder elektriciteitsnet op zee ACM en marktpartijen uit te werken	Ongepland	[Zo snel mogelijk]

Offshore bidding zones

Actie	Status	Moment in tijd/ periode*
EZK: Onderzoek het mogelijke besluitvorming proces en de wellicht benodigde instrumenten voor het mitigeren van (financiële) risico's	Onbekend	Q4.2024
EZK: Onderzoek de tenderstructuur voor windparken op zee in een OBZ	Onbekend	Q4.2024
EZK: Onderzoek de consequenties van het instellen van OBZ's op de te tenderen activiteiten	Onbekend	[2024]

Deloitte.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), its global network of member firms, and their related entities (the “Deloitte organization”). DTTL (also referred to as “Deloitte Global”) and each of itsmember firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind eachother in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts andomissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte provides industry leading audit and assurance, tax and legal, consulting, financial advisory, and risk advisoryservices to nearly 90% of the Fortune Global 500® and thousands of private companies. Our professionals delivermeasurable and lasting results that help reinforce public trust in capital markets, enable clients to transform and thrive,and lead the way toward a stronger economy, a more equitable society and a sustainable world. Building on its 175 plus year history, Deloitte spans more than 150 countries and territories. Learn how Deloitte’s more than 345,000 people worldwide make an impact that matters at www.deloitte.com.

This communication contains general information only, and none of DTTL, its global network of member firms or theirrelated entities is, by means of this communication, rendering professional advice or services. Before making anydecision or taking any action that may affect your finances or your business, you should consult a qualified professional adviser. No entity in the Deloitte organization shall be responsible for any loss whatsoever sustained by any personwho relies on this communication.

©2024 For information, contact Deloitte Netherlands.