

Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie

Eindrapportage

30 september 2020

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting

Aanpak onderzoek

Hoofdstuk 1: Context

- I. Waterstofmarkt
- II. Elektriciteitsmarkt
- III. Windenergie op zee
- IV. Elektrolyse

Hoofdstuk 2: Tendermodellen

- I. Omschrijving
- II. Beoordeling
- III. Vergelijking
- IV. Marktvisie

Hoofdstuk 3: Aanbevelingen

- I. Aanbevelingen tenderontwerp
- II. Urgente acties



Management samenvatting (1/2)

Ontwikkelingen in de elektriciteits- en waterstofmarkt vragen om gecombineerde tenders

Waterstof is belangrijk voor het netto-nul-emissie energiesysteem van de toekomst

Dit onderzoek geeft invulling aan de aankondiging in de kabinetsvisie waterstof van maart 2020 om nut en noodzaak van gecombineerde tenders voor wind op zee en waterstofproductie in kaart te brengen. Waterstof zal een belangrijke rol spelen in het netto-nul emissie energiesysteem. Op dit moment wordt waterstof met name gebruikt als feedstock in industriële productieprocessen, waarbij het middels steam methane reforming (SMR) op locatie wordt geproduceerd. In de nabije toekomst zal groene waterstof een rol innemen als grondstof in industriële productieprocessen, maar ook als emissievrije energiedrager in industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en de elektriciteitssector. Er zijn, zowel voor de EU als voor Nederland, nadrukkelijke doelstellingen geformuleerd voor geïnstalleerde capaciteit aan elektrolyzers.

De kostprijs van groene waterstof zal concurreren met beschikbare alternatieven

De investeringskosten voor elektrolyse (compleet systeem) zullen in 2025 naar verwachting tussen 550 en 900 €/kW liggen. Deze kosten zijn sterk afhankelijk van de schaal van het project en locatie specifieke karakteristieken, zoals de aanwezigheid van koelwater. De marginale productiekosten voor waterstof zijn afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Bij een elektriciteitsprijsprofiel van 2019 kan waterstof in 2025 geproduceerd worden tegen een kostprijs van 2,2 tot 2,6 €/kg (exclusief nettarieven, zuivering, transport en opslag). De huidige groothandelsprijs voor waterstof in de industrie bedraagt 1,70 €/kg (inclusief CO₂ kosten). Voorlopig bestaat er nog een onrendabele top voor de productie van groene waterstof middels elektrolyse en is er nog geen liquide markt. Het op gang brengen van een markt voor groene waterstof heeft baat bij de ontwikkeling van een waterstof backbone.

De business case van windenergie op zee is afhankelijk van de elektriciteitsmarkt

Verschillende partijen verwachten op basis van marktmodellering dat de gemiddelde elektriciteitsprijs in de periode tot 2030 zal stijgen naar ca. 60 €/MWh. Tegelijkertijd zullen ontwikkelaars van hernieuwbare elektriciteitsbronnen minder waarde kunnen realiseren voor de geproduceerde elektriciteit. De marginale kosten zijn minimaal; wanneer een groot aanbod van hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is zal de marktprijs sterk dalen. Dit uit zich in lage capture prijzen voor onder andere offshore wind wat de business case in gevaar kan brengen.

Gecombineerde uitrol van wind op zee en waterstofproductie kent synergiën

Parallele ontwikkeling van waterstofproductie middels elektrolyse en windparken op zee komt beide onderdelen ten goede. Wanneer beide elementen binnen een tenderscope worden ontwikkeld kan er sprake zijn van risicomitigatie. Een ontwikkelaar zal namelijk bij lage elektriciteitsprijzen waterstof produceren en daarmee momentaan meer waarde uit waterstof halen dan uit elektriciteit. Wanneer de elektriciteitsprijs weer stijgt zal de elektrolyser terugschakeld worden naar de minimale basislast en zal het (resterende) aandeel windenergie verkocht worden op de elektriciteitsmarkt. Deze flexibiliteit in het af te zetten product en de risicomitigatie op de elektriciteitsprijs wordt door marktpartijen hoog aangeschreven als argument om tot gecombineerde projectontwikkeling over te gaan. Vanuit het perspectief van netontwikkelaars bieden gecombineerde tenders ook voordelen. Door de aanlandingslocatie af te stemmen met een grootschalige afnemer van elektriciteit in de vorm van een elektrolyser is optimalisatie mogelijk voor zowel het net op zee als het achterliggende net op land.

Grootschalige elektrolyse maakt meer wind op zee mogelijk en noodzakelijk

Grootschalige ontwikkeling van elektrolyzers in het Nederlandse energiesysteem heeft een directe impact op de doelstellingen van het Klimaatakkoord. Daarin is afgesproken dat de doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit (o.a. 49 TWh wind op zee in 2030) herzien moeten worden wanneer CO₂ reductie in andere sectoren gerealiseerd wordt door elektrificatie. Gecombineerde tenders voor wind op zee en waterstofproductie zullen daarom bovenop de huidige routekaart windenergie op zee moeten worden uitgevoerd.

Door de realisatie van een elektrolyser bij de aanlandingslocatie en de mogelijke netoptimalisaties die daaruit volgen, kan de combinatie van wind op zee en elektrolyse de realisatie van additionele wind op zee faciliteren.

Een gecombineerde tender voor wind op zee en waterstofproductie kan bijdragen tot snelle kostenreductie voor elektrolyse. Hierbij kan de succesvolle uitrol van wind op zee als voorbeeld worden genomen.

Management samenvatting (2/2)

Wind op zee en elektrolyse op land binnen een project heeft de voorkeur voor de korte termijn

Er zijn vier modellen beschouwd voor gelijktijdige uitrol van wind op zee en waterstofproductie

- Model 1: waterstofproductie op zee, waterstoftransport naar land
- Model 2: gedeeltelijke waterstofproductie op zee, elektriciteits- en waterstoftransport naar land
- Model 3: elektriciteitstransport naar land, waterstofproductie op land; gecombineerd getenderd
- Model 4: elektriciteitstransport naar land, waterstofproductie op land; apart getenderd

Op de korte termijn geniet wind op zee met elektrolyse op land de voorkeur

Voor de korte termijn (project realisatie voor 2030) heeft het derde model, waarin wind op zee en elektrolyse op land samen worden getenderd, de voorkeur. Dit model kent nadrukkelijke voordelen voor de business case, coördinatie tussen de ontwikkelingen van windenergie op zee en waterstofproductie en voor systeemoptimalisatie. Ontwikkelaars hebben de flexibiliteit over het af te zetten product (elektriciteit of waterstof). Daarmee kan het risico op hoge en lage elektriciteitsprijzen, respectievelijk voor de elektrolyser en het windpark op zee, afgedekt worden binnen een projectscope.

Offshore elektrolyse vergt onderzoek om grootschalige projecten mogelijk te maken

Grootschalige offshore elektrolyse binnen gecombineerde tenders, zoals toegepast in model 1 en model 2, wordt niet realistisch geacht voor de periode tot 2030 door technische beperkingen en onzekerheid over de kostenniveaus van elektrolyse op zee. Toch staan marktpartijen open voor elektrolyse op zee en kan het kostenvoordelen met zich meebrengen voor de infrastructuur. Daarom is er op korte termijn ruimte nodig voor demonstratieprojecten om nauwkeurig inzicht te krijgen in de obstakels voor grootschalige implementatie. Dergelijke projecten zouden onder tendermodel 2 op de markt gebracht kunnen worden.

Een gecombineerde tender vereist randvoorwaarden om de doelstellingen te realiseren

Een gecombineerde tender voor wind op zee en waterstof zal additioneel op de huidige routekaart windenergie op zee moeten worden uitgevoerd om de doelen van het

Klimaatakkoord te behalen. Om marktpartijen de gewenste flexibiliteit te bieden dient het te tenderen product een combinatie van elektriciteit en waterstof te zijn. Het ontkoppelen van de elektrolyse-installatie en het hoogspanningsnet wordt afgeraden. Het is voor (met name alkaline) elektrolyse-installaties nodig om een minimale basislast te realiseren, om versnelde degradatie te voorkomen. Toekomstbestendige infrastructuur kan enkel gerealiseerd worden wanneer er een netbeheerder voor het net op zee en een netbeheerder voor gedeelde waterstofinfrastructuur aangewezen wordt. Hierbij biedt een nationale waterstof backbone mogelijkheden om een liquide markt voor groene waterstof op gang te brengen. Aangezien er sprake is van een onrendabele top dient subsidie voor waterstof onderdeel te zijn van het tenderpakket. Guidehouse adviseert in het definiëren van het tenderproduct voor een gecombineerde tender parallellen te zoeken met de huidige windenergie op zee systematiek. In deze systematiek heeft de Rijksoverheid een regierol in de grootschalige realisatie.

Realisatie voor 2030 vraagt om enkele urgente acties

- Een nauwkeurige formulering van achterliggende doelen, prioriteiten en weegfactoren faciliteert transparante afweging tussen tendermodellen. De specificaties, locaties en kosten van de waterstofinfrastructuur (transport en opslag) dienen te worden bepaald.
- Een kosten-baten analyse in samenwerking met de netbeheerders is wenselijk om optimalisatie van het net op land en op zee te realiseren.
- Gezien de doorlooptijd van de kavelstudies en vergunningen is het nodig om op korte termijn geschikte kavels te selecteren voor aanvullende wind-op-zee capaciteit en waterstofproductie op land bij de aanlandingslocatie.
- Een beoordeling van het huidige wettelijke kader is noodzakelijk om vast te stellen of wijzigingen noodzakelijk zijn om gecombineerde tenders te kunnen realiseren.
- Voor een nadere beschouwing van de exploitatie van een elektrolyse-installatie en de verhouding tussen windenergie op zee en elektrolyse capaciteit is marktmodellering nodig.
- Nader onderzoek over risico's die gepaard gaan met een gesloten waterstofmarkt, zoals afhankelijkheid van 1 of een klein aantal afnemers, en de invloed die deze risico's kunnen hebben op gecombineerde tenders.

Aanpak onderzoek

Verkenning van de voor- en nadelen van gecombineerde tenders

Doelstellingen

De doelstellingen van het onderzoek naar gecombineerde tenders voor windenergie op zee en waterstofproductie, waar dit rapport invulling aan geeft, zijn als volgt:

- Inzicht geven hoe de business case van windenergie op zee en waterstofproductie elkaar versterken
- Inzicht geven in het vraagstuk hoe waterstofproductie ingezet kan worden om CO₂ emissie reductie te realiseren voor 2030
- Identificeren van de verschillen tussen de mogelijke tendermodellen

Aanpak van het onderzoek

Guidehouse heeft voor de uitvoering van dit onderzoek een aanpak gehanteerd die zich richt op het identificeren van de nut en noodzaak voor gecombineerde tenders, het in kaart brengen van grote verschillen tussen de alternatieve tendermodellen, het opstellen van onderbouwde hypothesen over de haalbaarheid van de modellen, en het toetsen van de bevindingen onder een brede groep marktpartijen middels interviews en een stakeholder workshop.

Ontwikkeling discussiedocument

Onderdeel van deze aanpak is een literatuuronderzoek naar de huidige staat en de toekomst van de waterstofmarkt en de elektriciteitsmarkt. Hierbij is gebruik gemaakt van systeemstudies van diverse partijen maar ook visiedocumenten van de Nederlandse en Europese overheid. In combinatie met een beschouwing van de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland worden synergiën tussen windenergie en waterstofproductie geïdentificeerd, welke leiden tot

een voorstel voor vier mogelijke tendermodellen. Deze modellen zijn in samenspraak met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) vastgesteld. In diverse werksessies met EZK is het discussiedocument aangevuld en aangescherpt.

Toetsing bij brede groep marktpartijen

Het discussiedocument vormde de basis voor interviews met negen marktpartijen, waaronder wind op zee ontwikkelaars, industriële partijen, netbeheerders en kennisinstituten. In deze (individuele) interviews van anderhalf uur is gesproken over de bevindingen over de waterstof- en elektriciteitsmarkt en konden partijen hun voorkeur (of afkeur) van de vier tendermodellen uitspreken. Deze inzichten zijn continu verwerkt in het discussiedocument.

Op 8 september 2020 heeft er een workshop plaatsgevonden waarin een bredere groep marktpartijen de gelegenheid kregen om hun visie op dit vraagstuk te introduceren. Meer dan 20 partijen hebben deelgenomen aan de virtuele workshop waarin de genodigde partijen de gelegenheid kregen om hun visie toe te lichten in een pitch van 1 minuut. Guidehouse heeft de inzichten uit het discussiedocument en de interviews gepresenteerd, waarna er in break-out sessies verder gesproken is over het ideale tendermodel.

Eindrapportage

De inzichten uit het literatuuronderzoek, interviews en de workshop vormen de basis voor de eindrapportage. Hoewel enkele onderdelen uit het discussiedocument ook terug komen in de eindrapportage is het doel van de twee documenten verschillend. Het discussiedocument heeft als doel het gesprek met marktpartijen aan te gaan. De eindrapportage bevat verdere inzichten van Guidehouse en adviezen voor het ministerie.

Executive summary (1/2)

Combined tenders align with developments in the electricity- and hydrogen markets

Hydrogen is an essential building block in the net-zero emission energy system

Following the announcement in the Dutch Government Hydrogen Vision of March 2020, this study intends to assess the benefits and necessity of combined tenders for offshore wind and hydrogen production. Hydrogen will play an important part in the net-zero emission energy system. It currently serves as feedstock in industrial production processes where it is produced on site with steam methane reforming (SMR). In the near future, green hydrogen will play a key role in industrial production processes and as emission-free energy carrier in industry, mobility, the built environment and the electricity sector. National and European targets have been defined for installed electrolysis capacity by 2030.

The production cost of green hydrogen must compete with the available alternatives

Investment costs for electrolysis (complete system) are expected to amount 550 to 900 €/kW in 2025. These investment costs rely heavily on the scale of the project and location specifics. Marginal production costs depend on the electricity price. Assuming a price profile similar to that of 2019, hydrogen can be produced for 2.20 to 2.60 €/kg in 2025 (excluding network tariffs, purification, transport and storage). Currently, the wholesale price of hydrogen in industry is 1.70 €/kg (including CO₂ costs). For the time being, an unprofitable gap exists for the production of green hydrogen and there is no liquid market. The development of a hydrogen backbone will support the creation of an open, accessible market for green hydrogen.

The business case for offshore wind relies on the wholesale electricity market

Based on energy market modelling carried out by Aurora Energy Research and Afry, the average baseload electricity price is expected to increase during the period up to 2030 towards 60 €/MWh. In the meantime, the obtainable value for electricity generated by wind farms is expected to decline. The marginal costs of these energy sources are low; when the electricity market is saturated by a large share of renewable energy, the wholesale value of electricity will decrease. This translates into low capture prices for offshore wind and other renewable energy sources, significantly affecting the business case of those projects.

Synergies to a combined rollout of offshore wind and hydrogen production

Parallel development of hydrogen production by electrolysis and offshore wind farms benefits both systems. Combining both elements within the scope of a single tender can result in risk mitigation. When the wholesale electricity price is low, an operator can choose to produce hydrogen with the generated wind energy, thereby obtaining more value than through the sale of electricity on the wholesale market. An increase in the wholesale electricity price means more value can be obtained for the generated electricity. The electrolyser can be scaled down to its minimum baseload capacity, and the (remaining) part of offshore wind energy is sold against wholesale electricity price. This flexibility in producing different commodities and the ability to mitigate risks of in- or decreasing electricity prices are arguments in favor of a combined roll-out. In addition, grid operators see the benefit of coordinating the landfall point of the export cable with an electrolyser, which serves a large-scale energy off taker. This enables optimization for both the offshore as well as the onshore grid.

Large scale electrolysis enables and requires an increased uptake of offshore wind

Realization of large scale electrolysers in the Dutch energy system directly impacts the goals set out in the Climate Agreement. The agreement states that the renewable electricity goals (such as 49 TWh offshore wind in 2030) must be re-evaluated when CO₂ emission reduction is achieved through electrification or energy conversion in other sectors. Combined tenders for offshore wind and hydrogen production must comprise of developments and capacity in addition to the existing roadmap.

Realisation of electrolysers at the point of land-fall, presents grid optimisation opportunities, which in turn may facilitate the realisation of additional offshore wind capacity.

A combined tender for offshore wind and hydrogen production can contribute to swift cost reduction of electrolyser technology. The approach can be mirrored to the successful roll-out of offshore wind energy in the Netherlands.

Executive summary (2/2)

Combined offshore wind energy and onshore electrolysis is the preferred option towards 2030

Four tender options are considered for a combined roll-out of offshore wind and hydrogen production

- Model 1: offshore hydrogen production, hydrogen transport to shore
- Model 2: offshore hydrogen production (partial), electricity and hydrogen transport to shore
- Model 3: electricity transport to shore, onshore hydrogen production, combined tender
- Model 4: electricity transport to shore, onshore hydrogen production, separate tender

Offshore wind with onshore electrolysis is the preferred option in the short term

Model 3, where offshore wind and onshore electrolysis is offered in a combined tender, is the most favorable option in the short term (project realization before 2030). This model offers significant advantages for the business case, for coordination between offshore wind and hydrogen production and for system optimization. Developers have flexibility in the commodity brought to market, both electricity as well as hydrogen. This enables mitigation of the risk of high and low electricity prices for the electrolyser and the offshore wind farm, respectively, within the scope of a single project.

Further research and development is required before offshore electrolysis can be applied at scale

Realisation of large-scale offshore electrolysis within combined tenders, as included in tender options 1 and 2, is not realistic prior to 2030. Technical challenges, such as meeting the minimum baseload capacity and the uncertainty in the cost levels for offshore electrolysis need to be resolved. However, developers are interested in the future possibilities of offshore electrolysis, and it can bring significant infrastructure cost benefits. This means pilot projects are required in the near future to provide insights in the cost levels and technical challenges in order to enable large scale implementation in the mid- to long term. Such pilot projects could be included in an adapted version of tender model 2.

Boundary conditions are required to achieve the objectives of combined tenders

A combined tender for offshore wind and hydrogen production must be executed on top of the current roadmap for offshore wind energy in the Netherlands to achieve the goals and objectives set out in the Climate Agreement. Both electricity as well as hydrogen need to be part of the tender product to offer developers the desired commodity flexibility. A system decoupled from the high voltage network is discouraged as electrolysers require a minimum baseload production that can not be achieved by an offshore wind profile alone. Future-proof development of infrastructure can only be realized if grid operators are appointed for the offshore electricity grid and the onshore hydrogen infrastructure. A national hydrogen backbone will enable the growth of an open hydrogen market. At the moment, the unprofitable margin of green hydrogen calls for a subsidy mechanism to be part of the tender. Guidehouse advises to mirror the approach of the current offshore wind roll-out in defining the tender product; thereby providing the government with a coordinating role in large scale realization

Urgent action is required for project realization before 2030

- A transparent evaluation of the tender options requires precise formulation of the goals, objectives and weight factors. The specifications, locations and costs of hydrogen infrastructure required for transport and storage must be determined.
- A cost-benefit-analysis in cooperation with the grid operators is required to optimize the grid infrastructure both on- and offshore.
- Concessions for additional offshore wind and onshore electrolysis at the point of land-fall need to be selected in the near future, given the lead time in site studies and permitting procedures.
- A legal review is required to determine whether current legislation allows for combined tenders.
- Additional market modelling is needed to gain insight in the operation of an electrolyser and the optimization of the ratio between offshore wind and electrolyser capacity.
- Further research into the risks of a closed hydrogen market, such as the dependency on a single or small number of off-takers, and the resulting impact on combined tenders.

Hoofdstuk 1: Context

- I. Waterstofmarkt
- II. Elektriciteitsmarkt
- III. Windenergie op zee
- IV. Elektrolyse



I. Waterstof in het Nederlandse energiesysteem

Ontwikkelingen 2020-2030

Verwachtingen ontwikkeling van waterstof, van 2020 tot 2030

Waterstof is nu al een belangrijke feedstock binnen de industrie, onder andere in raffinaderijen en kunstmestproductie. De waterstof vraag in 2019 was ongeveer 1,5 miljoen ton². Het overgrote deel van deze waterstof wordt met steam methane reforming geproduceerd (SMR). De koolstof uit aardgas wordt afgesplitst en uitgestoten als CO₂. De prijs van waterstof wordt daarom door een groot deel bepaald door de prijs van aardgas en de kosten van CO₂. Op korte termijn zal de grootste vraag naar waterstof in de industrie zijn, echter moet de prijs van groene waterstof concurreren met de vraag van grijze en blauwe waterstof. De vraag naar groene waterstof zal gestimuleerd moeten worden om de nationale en internationale elektrolyse doelstellingen te realiseren.

Europese trends en doelstellingen

De Europese Commissie geeft aan dat op de lange termijn ingezet moet worden op waterstofproductie uit hernieuwbare elektriciteit maar dat er op de korte en middellange termijn andere vormen van emissiearme waterstof nodig zijn, zoals waterstofproductie uit fossiele bronnen met afvang van CO₂. Tegelijkertijd is de ambitie om voor 2024 6 GW aan elektrolyse capaciteit te installeren in Europa voor de productie van 1 miljoen ton waterstof per jaar. In het tweede deel van het decennium is de doelstelling 40 GW aan elektrolysecapaciteit voor de productie van 10 miljoen ton per jaar^{1,*}.

Ontwikkelingen in Nederland

In de studie *Waterstof vraag en aanbod nu-2030* van Gasunie wordt in het centrale scenario een vraag van ongeveer 80 TWh/jaar (2,5 miljoen ton) verwacht voor 2030². Momenteel wordt CO₂ vrije waterstof gerealiseerd door productie van blauwe waterstof. Er zijn in Nederland verschillende projectinitiatieven (Porthos³, Athos⁴) in Nederland om CO₂ af te vangen, te transporteren en op te slaan (Carbon Capture and Storage, CCS). Tegelijkertijd zijn er meerdere plannen om op grote schaal groene waterstof te gaan produceren. Een van de

voorbeelden is het H₂ermes consortium, bestaande uit Nouryon, Port of Amsterdam en Tata Steel. H₂ermes ambieert een waterstoffabriek met een capaciteit van 100 MW voor de verduurzaming van staalproductie en tal van andere processen in de Amsterdamse haven.

In de periode tot 2030 zal ook de productie van groene waterstof toenemen. In het Klimaatakkoord is een ambitie vastgelegd van 500 MW operationeel vermogen in 2025 naar 3 tot 4 GW in 2030. Deze capaciteit resulteert op basis van 5000 vollasturen (windenergie op zee vollasturen + minimale basislast) tot een elektriciteitsvraag van 20 TWh, tegenover een hernieuwbare elektriciteitsproductie van ca. 84 TWh in 2030. Om deze doelstelling middels offshore wind te behalen is er 5 GW aan nieuwe windparken nodig bovenop de huidige routekaart. Er is tot 2030 nog niet vaak sprake van overschotten van variabele duurzame energie en gascentrales zullen vaak de marginale productie verzorgen. Wanneer fossiele centrales elektriciteit produceren leidt elektrolyse tot hogere CO₂ uitstoot. Door het EU-ETS systeem zijn de totale toegestane emissies overigens gelimiteerd. De toename in emissies door elektrolyse zullen via een hogere CO₂ prijs tot compensatie elders moeten leiden.

In november 2020 zal de eerste ronde van de nieuwe SDE++ subsidieregeling worden opengesteld. In de SDE++ regeling is het aantal subsidiabele vollasturen voor elektrolyse op 2000 uur vastgesteld om partijen te stimuleren elektrolyse toe te passen tijdens periodes van een groot aanbod hernieuwbare energie. Binnen de regeling kent CCS een betere positie dan waterstofproductie. De verwachting is dan ook dat dit instrument aanvankelijk de realisatie van blauwe waterstof (SMR gecombineerd met CCS) stimuleert.

Conclusies

Hoewel het aandeel hernieuwbare energie sterk zal stijgen tot en met 2030 zal er nog niet vaak sprake zijn van structurele overschotten. Om de Nederlandse ambities voor waterstofproductie tot 2030 te realiseren en daarna op te schalen is passende stimulering nodig. Waterstof projecten worden op dit moment ontwikkeld in samenwerking met specifieke afnemers. Het stimuleren van vraag is dus van belang voor het vergroten van aanbod.

¹ Europese Commissie, 2020, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, [\[link\]](#)

² Gasunie, 2019, Waterstof vraag en aanbod nu-2030 [\[link\]](#)

³ Porthos, CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee, [\[link\]](#)

⁴ Athos, 2019, CCUS-project Athos, [\[link\]](#)

⁵ H₂ermes, 2019, Nouryon, Tata Steel en Port of Amsterdam werken samen aan project H₂ermes, [\[link\]](#)

* De productiedoelen lijken niet haalbaar met de genoemde capaciteiten: volcontinue operatie van deze elektrolyzers resulteert in een productie van maximaal 7,4 miljoen ton per jaar bij 70% elektrolyser efficiency en 8760 vollasturen

I. Waterstof in het Nederlandse energiesysteem

Ontwikkelingen 2030-2050

Ontwikkeling waterstof van 2030 tot 2050

Waterstof zal een belangrijke rol spelen als grondstof in industriële productieprocessen, maar ook als emissievrije energiedrager in industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en de elektriciteitssector. Zowel in Europees als Nederlands verband worden door verschillende partijen analyses gedaan van vraag (eindverbruik verdeeld over de relevante sectoren) en aanbod (onder andere opgesteld elektrolyse vermogen) van waterstof tot aan 2050. Door de onzekerheid van de ontwikkeling in de relevante sectoren (electriciteit, mobiliteit, industrie en warmte) is er geen breed gedragen consensus over de vraagontwikkeling van 2030 tot 2050.

Europese trends en doelstellingen

De Europese Commissie schat dat een kwart van de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2050 ingezet moet worden om aan de vraag naar waterstof in de luchtvaart, scheepvaart, industrie en gebouwde omgeving te voldoen¹. Het Ten Year Network Development Plan 2020 (ENTSO-E) is gebaseerd op een drietal scenario's, waarin de vraag naar waterstof in Europa in 2040 tussen de 1000 en 1100 TWh per jaar bedraagt². Deze vraag zal bediend worden door een elektrolysecapaciteit van 35 – 280 GW. In de scenario's met hogere elektrolyse capaciteit binnen de ENTSO-E zijn gasimport reductie doelstellingen gedefinieerd. Het Gas for Climate consortium voorziet in zijn Accelerated Decarbonisation scenario een jaarlijkse Europese vraag naar waterstof in 2050 van 2270 TWh³.

Ontwikkelingen in Nederland

De Nederlandse vraag naar waterstof in 2050 wordt door het North Sea Energy onderzoeksprogramma geschat op 117 tot 244 TWh per jaar⁴. Tegen 2050 zal naar verwachting 43% - 49% van de geproduceerde wind op zee geconverteerd moeten worden naar waterstof om aan de vraag te voldoen. Pas na 2030 zal offshore conversie, bijvoorbeeld op 'energy islands', een sociaaleconomisch voordeel boeken ten opzichte van onshore

conversie. In de Klimaatneutrale energiescenario's in de studie I13050 wordt de Nederlandse waterstofvraag in 2050 geschat op 70 tot 165 tot TWh per jaar⁵. Deze vraag wordt bediend door nationaal geproduceerde groene waterstof in een regionaal en nationaal scenario maar ook door grote hoeveelheden import in de scenario's waar wordt uitgegaan van Europese en internationale sturing. Het NorthH2 consortium, bestaande uit Gasunie, Groningen Seaports en Shell, ambieert een jaarlijkse productie van waterstof van 800.000 ton in 2040. Dit dient bereikt te worden door een gelijktijdige uitrol van grootschalige windparken op zee (tot wel 10 GW in 2040) en ontwikkeling van grootschalige elektrolysecapaciteit in de regio Noord Nederland⁶. Binnen dit project wordt ook offshore conversie naar waterstof beschouwd als één van de opties.

Conclusies

De verwachte vraag naar waterstof in de periode 2030 – 2050 gaat parallel aan de ambitie om elektrolyse-capaciteit op zowel Europees als Nederlands niveau op te schalen. Bij lokale productie van waterstof zou bijna de helft van de verwachte offshore wind productie geconverteerd moeten worden naar waterstof om aan de vraag te voldoen. Het echter te verwachten dat import uit andere regio's een aanzienlijke rol kan gaan spelen. Deze verwachting is gebaseerd op de beperkte volumes van overschotten duurzame elektriciteit in het elektriciteitsnet, welke niet voldoende zouden zijn om te voldoen aan de Nederlandse waterstofvraag. Gecombineerd met de mogelijke ontwikkeling van een Europese waterstofbackbone en zeer goedkope zonnestroom in Zuid-Europa maakt dat import een belangrijke rol kan spelen om aan de Nederlandse vraag te voldoen. Gezien de grote verwachte vraag naar waterstof en de uitgesproken ambities van marktpartijen om grootschalige elektrolyse toe te passen zullen de synergiën tussen offshore wind en waterstofproductie baat hebben bij nauwkeurige afstemming tussen beleidsinstrumentaria, zoals bijvoorbeeld gecombineerde tenders.

¹ Europese Commissie, 2020, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, [\[link\]](#)

² ENTSO-E, 2020, TYNDP Scenario Report, [\[link\]](#)

³ Gas for Climate, 2020

⁴ North Sea Energy, 2020, A vision on hydrogen potential from the North Sea, [\[link\]](#)

⁵ Berenschot, 2020, Klimaatneutrale energiescenario's 2050, [\[link\]](#)

⁶ NorthH2, 2020, Grootste groene waterstofproject van Europa start in Groningen, [\[link\]](#)

I. Waterstof in het Nederlandse energiesysteem

Stimulering van vraag naar groene waterstof is nodig om doelen te halen

Markt voor groene waterstof

De doelstelling in het Klimaatakkoord van 3 tot 4 GW aan geïnstalleerd elektrolyse vermogen in 2030 komt overeen met een maximale groene waterstofproductie van 24,5 TWh, ofwel 740.000 ton per jaar*. Dit is minder dan de totale beoogde waterstofvraag in 2030 (zie slide 3 en 4). Echter, kan de beoogde vraag ook bediend worden door grijze en blauwe waterstof. De markt voor groene waterstof is nieuw, en met de huidige investerings- en marginale kosten kan groene waterstof nog niet concurreren met grijze en blauwe waterstof. In 2020 wordt in Europa slechts 15% van de waterstof centraal geproduceerd en getransporteerd naar afnemers ("merchant" waterstof), de meeste productie is on-site bij industriële processen¹. Om elektrolyse projecten van de grond te krijgen en daarmee de doelstellingen te bewerkstelligen zal de afzetmarkt voor groene waterstof een significante ontwikkeling moeten doormaken. Een ontwikkeling die wellicht, gezien de onrendabele top van groene waterstof, niet uit zichzelf zal ontstaan.

De vraag naar groene waterstof wordt in de mobiliteitssector gestimuleerd door de bijmengverplichting onder REDII. De waarde van waterstof Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) is dusdanig hoog dat dit op korte termijn tot een sluitende businesscase kan leiden. Op de middellange tot lange termijn zal groene waterstof kunnen bijdragen aan verduurzaming van moeilijk te elektrificeren processen, hoge temperatuur industrie en feedstock in industrie (bijvoorbeeld de productie van ammoniak/kunstmest, synthetische brandstoffen en staal). In de elektriciteitssector kan groene waterstof een belangrijke buffer rol spelen om verschillen tussen vraag en aanbod te mitigeren. Echter, vanuit emissieperspectief is het inzetten van waterstof in gascentrales is niet aan te raden op de korte- tot middellange termijn, maar enkel wanneer er aanzienlijke momentane verschillen ontstaan tussen vraag en aanbod. Voor die tijd zal inzet van groene waterstof in gascentrales netto tot hogere CO₂ emissies leiden door conversieverliezen. Tenslotte, indien groene waterstofproductie het productieprofiel van een windpark volgt, zal er flexibiliteit aan de vraagkant of opslag nodig zijn.

Vraagstimulering

Waar er voor de mobiliteitssector al vraagstimuleringsmaatregelen voor hernieuwbare brandstoffen bestaan middels de bijmengverplichting en HBE's, zijn er voor industriële processen nog geen directe of indirecte maatregelen die tot een sterke groei van de vraag naar groene waterstof zullen leiden. Mogelijke maatregelen ter stimulering van een groene waterstofmarkt zijn:

- Quota's voor de productie van kunstmest, staal, synthetische brandstoffen (bijv. in de luchtvaart) en andere producten
- Bijmengverplichting in het gasnet voor verwarming van de gebouwde omgeving of toepassingen in de industrie
- Aanscherping van bestaande CO₂ beprijzing mechanismen
- Exploitatiesubsidies voor gebruik van groene waterstof

Internationale marktontwikkeling

Er dient ook gekeken te worden naar marktontwikkelingen in het buitenland. Een groene waterstofmarkt zal niet alleen op nationaal niveau ontstaan, maar buurlanden kunnen ook een afzetmarkt betekenen voor in Nederland gebaseerde industrie. In Duitsland heeft de overheid 'Carbon Contracts for Difference' geïntroduceerd, waarbij ontwikkelaars een gegarandeerde prijs krijgen voor de bespaarde CO₂ (gecorrigeerd met de ETS-prijs)¹. Agora Energiewende adviseert ook een CO₂-neutraal waterstof quotum voor gashandelaren, van 0,5% van de totale afzet op korte termijn naar 10% in 2030².

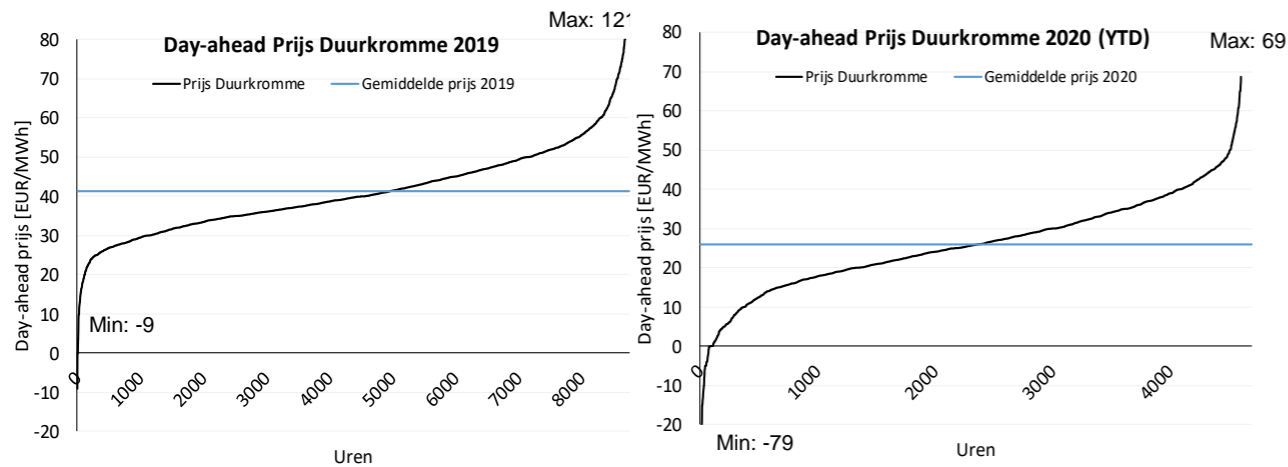
II. Ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt in Nederland

Ontwikkelingen 2020-2030

De huidige Nederlandse elektriciteitsmarkt

In de eerste helft van 2020 had duurzame elektriciteit een aandeel van 26% in de totale mix, het aandeel wind op land en zee was 12%¹. Gedurende 2020-2021 worden de windparken op zee in het Borssele-gebied geleidelijk operationeel; hiermee stijgt de wind op zee capaciteit van 1 GW naar 2,5 GW.

In 2019 was de gemiddelde day-ahead elektriciteitsprijs 41 €/MWh. Periodes met zeer lage prijzen waren zeldzaam, slechts 1,3% van de uren was de prijs lager dan 20 €/MWh en er waren slechts 3 uur met negatieve prijs. De prijzen in 2020 laten tot het moment van schrijven een ander beeld zien. Het gemiddelde was 26 €/MWh, 29% van de uren hadden een prijs lager dan 20 €/MWh en er waren 81 uur met een negatieve prijs². Belangrijke factoren voor deze verschillen zijn de tijdelijk gereduceerde vraag door COVID-19 en de lage gasprijs. Voor de prijs van elektriciteit uit fossiele brandstoffen is daarnaast de CO₂ prijs (onder het EU-ETS) van belang. In het geval dat gascentrales de marginale optie zijn, vertaalt een CO₂ prijs van 25 €/t zich in een opslag van ongeveer 10 €/MWh_e en een CO₂ prijs van 50 €/t in ongeveer 20 €/MWh_e.

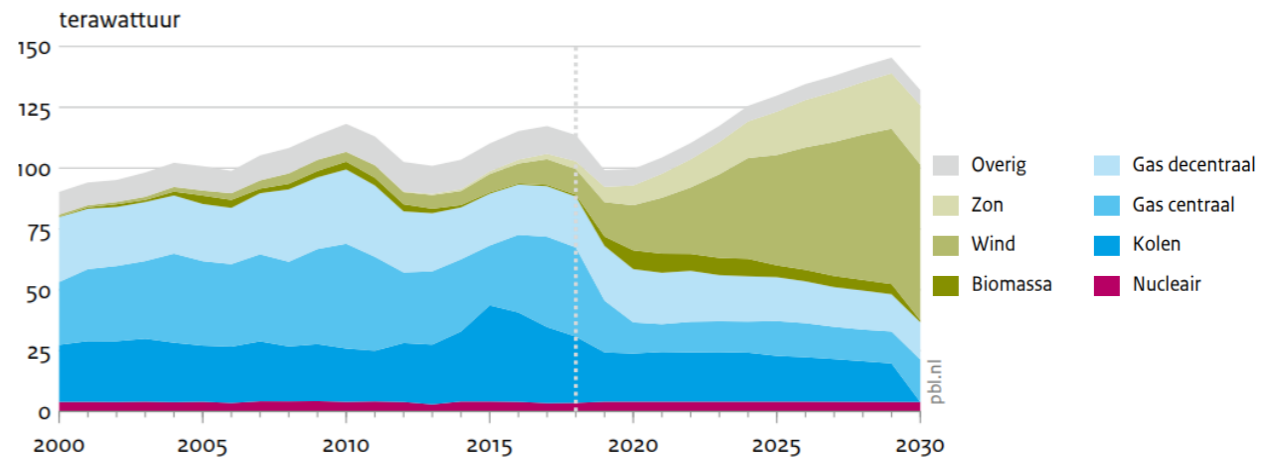


Ontwikkelingen tot 2030

In het Klimaatakkoord is de doelstelling vastgelegd om in 2030 70% van elektriciteitsvraag te bedienen (84 TWh) met de combinatie wind op zee, wind op land en zon-PV. De totale bijdrage van wind op zee aan de doelstelling is 49 TWh, uit een totale capaciteit van 11,5 GW. Indien emissiereductie doelstellingen middels elektrificatie gerealiseerd worden dienen de doelstellingen voor hernieuwbare energie volgens het Klimaatakkoord aangescherpt te worden. De Klimaat- en Energieverkenning 2019 beraamt dat in 2030 25% van het elektriciteitsaanbod in Nederland door gascentrales verzorgd zal worden. Op tijden dat gascentrales de marginale optie zijn, zal de elektriciteitsprijs worden bepaald door de marginale productiekosten en de CO₂ prijs.

Op basis van eerdere studies verwacht Guidehouse dat de volumes van duurzame elektriciteit overschotten nog gering zullen zijn in 2030. Echter zal het aantal uren waarop variabele duurzame elektriciteit de marginale productieoptie is sterk toenemen ten opzichte van 2020. Op tijden dat variabele duurzame elektriciteit de marginale optie is, zal de elektriciteitsprijs laag zijn, door de zeer geringe marginale productiekosten en nul kosten voor CO₂ uitstoot.

KEV 2019: Ontwikkeling elektriciteitsproductie in Nederland tot 2030



II. Ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt in Nederland

Ontwikkelingen tot 2050

Ontwikkelingen van 2030 tot 2050

Tussen 2030 en 2050 zal de groei van variabele duurzame elektriciteit doorzetten. Om tot een netto CO₂-vrij energiesysteem te komen zal er vergaande elektrificatie moeten plaatsvinden. Guidehouse verwacht een groei van de elektriciteitsvraag in Europa van +124% ten opzichte van 2020¹. Hierbij zijn wind en zon dominant met een aandeel van ordegrootte 70%. Ook Eurelectric ziet in een scenario met 95% emissiereductie een ruime verdubbeling van de vraag in de periode 2015-2050, met ruim 60% zon en wind².

Door de sterke groei in het aanbod wind en zon, is de verwachting dat periodes van overschotten zullen toenemen. Tijdens periodes van overschotten zal de Day-Ahead marktprijs laag zijn. Door deze groei zal mogelijk het aantal vollasturen van gascentrales en het geïnstalleerde vermogen afnemen.

Elektriciteitsprijs prognoses

Aurora Energy Research voorspelt in haar halfjaarlijkse marktanalyse van de Nederlandse markt een stijgende elektriciteitsprijs van 40 €/MWh in 2020 tot 64 €/MWh in 2040, onder andere door toenemende gasprijzen (van 10 €/MWh in 2020 naar 28 €/MWh in 2040), stijgende CO₂ prijzen (van 23 €/t in 2020 naar 50 €/t in 2040) en uitfasering van kolencentrales. Vanaf 2035 zullen toenemende aandelen hernieuwbare elektriciteit (meer dan 66% van de totale opwek) de marktprijs drukken door de geringe marginale productiekosten. Deze toename leidt tegelijkertijd tot een hogere frequentie van hoge elektriciteitsprijzen en een hogere mate van prijsvolatiliteit. Afry voorspelt een stijging van de elektriciteitsprijs van 44 €/MWh in 2020 naar 58 €/MWh in 2030 tot 65 €/MWh in 2050.

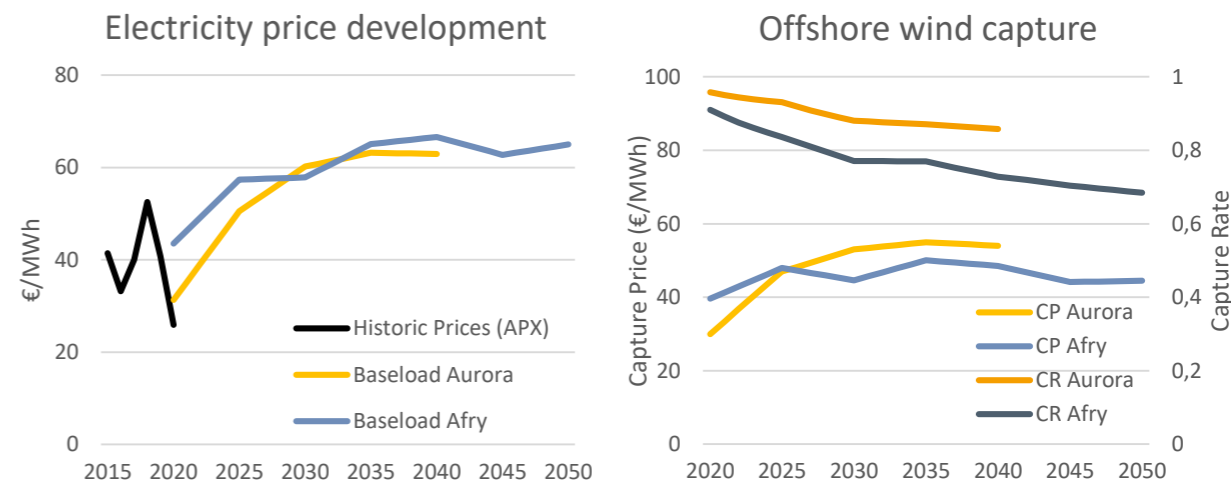
Capture prijs en rate wind op zee

De gemiddelde prijs van de verkoop van wind-elektriciteit wordt ook wel de “capture price” genoemd. Deze prijs kan afwijken van de gemiddelde elektriciteitsprijs doordat de elektriciteitsprijs laag is op de momenten waarop windenergie voornamelijk op de markt wordt

gebracht. De verhouding tussen de capture price en de gemiddelde elektriciteitsprijs wordt ook wel de capture rate genoemd.

De analyses door Aurora Energy Research en Afry laten beiden een dalende “capture rate” zien: Aurora van 95% naar 85% in 2040, en Afry van van 90% naar 72% in 2040 tot 68% in 2050). De resulterende capture price voor wind op zee stijgt in geval van Aurora van 30 €/MWh (2020) naar ongeveer 53 tot 55 €/MWh (2030 tot 2040) en in geval van Afry van 40 €/MWh naar een niveau variërend tussen ongeveer 45 en 50 €/MWh (2030 tot 2050).

Ontwikkelaars van wind op zee projecten verwachten een sterker dalende capture prijs door de stijgende aandelen hernieuwbare elektriciteit tegen lage marginale kosten. Dit effect staat bekend als kannibalisatie: door toename van de totale capaciteit windenergie op zee wordt de business case voor windenergie op zee minder gunstig.



Figuur op basis van 5-jaarlijkse waarden, lineair geïnterpoleerd (alles in 2018 €, reëel)

¹ Gas for Climate, 2020, Gas Decarbonisation Pathways, [\[link\]](#)

² Eurelectric, 2018, Decarbonisation Pathways, [\[link\]](#)

³ Afry, 2020, *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*

II. Ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt in Nederland

Elektrolyse kan de business case van windenergie op zee versterken

De relatie tussen elektriciteitsvraag, aanbod en prijs en offshore wind

Naarmate het aandeel windenergie groeit, zal er een grotere negatieve correlatie zijn tussen windproductie en elektriciteitsprijs. Dit betekent dat op momenten van hoge elektriciteitsproductie uit windenergie de prijs sterker daalt. Indien er een overschot ontstaat, kan de prijs inzakken of negatief worden.

In de figuur is een hypothetische productiecurve weergegeven voor het Nederlandse vermogen aan wind op zee; in dit vereenvoudigde model gaan we er vanuit dat dit de enige vorm van variabele duurzame energie is. Op de x-as staan de cumulatieve uren in een jaar en op de y-as het genormaliseerde vermogen. De rode horizontale lijn staat voor de nationale vraag, die 10% lager wordt aangenomen dan de maximale windproductie. Verder is de vraag in dit statische voorbeeld constant en onafhankelijk van de productie. Voor dit versimpelde voorbeeld wordt de hernieuwbare productiecurve volledig vertegenwoordigd door wind op zee.

Indien de vraag groter is dan het vermogen van windproductie, wordt het verschil geproduceerd met gascentrales. In deze situatie zijn de gascentrales prijsstellend. Wanneer de vraag kleiner is dan het vermogen van windproductie, is er sprake van een overschot en wordt de prijs bepaald door de marginale productiekosten van windenergie. Omdat deze gering zijn, zal op deze momenten de prijs laag zijn.

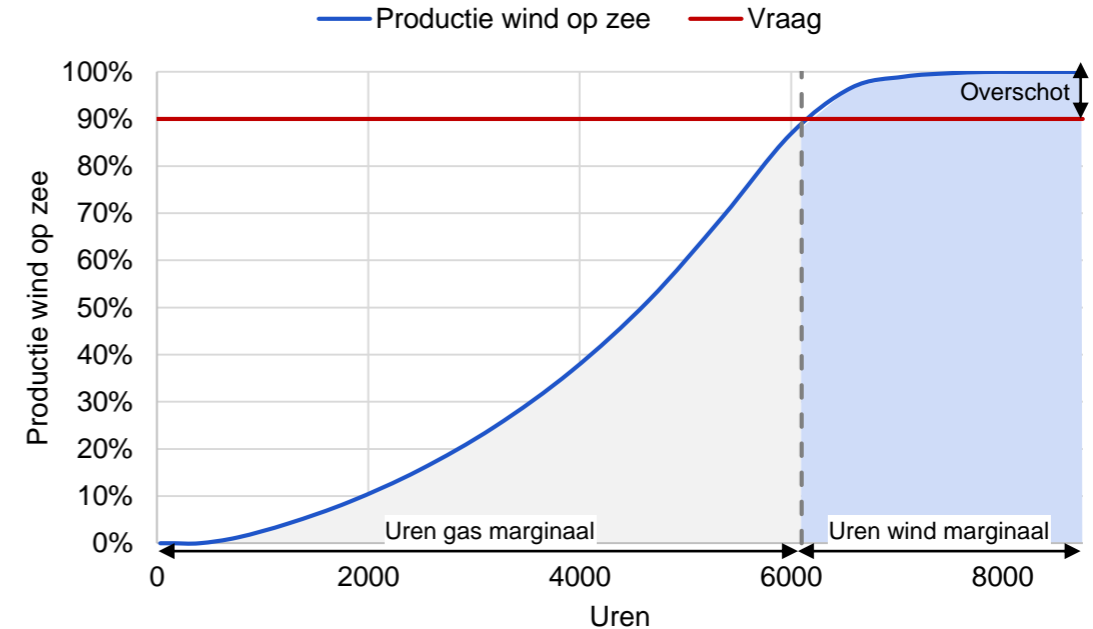
Het oppervlak onder de curve representeert de energieproductie. In dit voorbeeld verzorgt wind 30% van de tijd de marginale productie. Tijdens deze uren wordt ongeveer 60% van de totale jaarlijkse windenergie opgewekt. Bij een aangenomen elektriciteitsprijs van 10 €/MWh (wind marginaal) en 40 €/MWh (gas marginaal) is in dit voorbeeld de capture price 22 €/MWh en de capture rate 71%, bij een gemiddelde elektriciteitsprijs van 31 €/MWh. Het totale overschot aan energie is 5%.

Dit voorbeeld illustreert waarom de relatie tussen overcapaciteit en gemiddelde prijs verre van lineair is. Een 10% hogere capaciteit dan de vraag heeft als resultaat dat in 30% van het jaar de prijs wordt gesteld door de marginale windenergiekosten. In deze periode wordt zelfs 60% van de totale energie opgewekt.

Conclusies

Bij een groter aandeel variabele duurzame elektriciteit kan het verdienenmodel van wind op zee onder druk komen te staan. Dit wordt uitgedrukt in capture prijzen; de ontwikkeling hiervan is afhankelijk van de tijdsduur van overschotten, de elektriciteitsproductie en prijs tijdens deze overschotten, en de mate van flexibiliteit van vraag en aanbod. Naarmate de capture prijzen lager zijn, wordt de toevoeging van elektrolyse in een wind op zee business case interessanter.

Op basis van de marktmodellering van Aurora en Afry nemen de capture rates van offshore wind af, echter wordt dit gecompenseerd door een stijgende elektriciteitsprijs, wat leidt tot capture prijzen in tussen 40 en 45-50 €/MWh).



III. Windenergie op Zee

Gecombineerde tenders kunnen het succes van windenergie op zee volgen

Het succes van de Routekaart Windenergie op Zee

De Routekaart Windenergie op Zee is het programma waarin de locaties, capaciteiten en tijdlijnen van de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland is vastgelegd. Van het totaal van 6 ontwikkelzones, zijn tot dusver 3 zones getenderd. In 2020 zullen de Borssele windparken worden opgeleverd, met een totale capaciteit van ongeveer 1,5 GW. De (geplande) realisatie van de wind-op-zee capaciteit staat in de rechterfiguur beschreven.

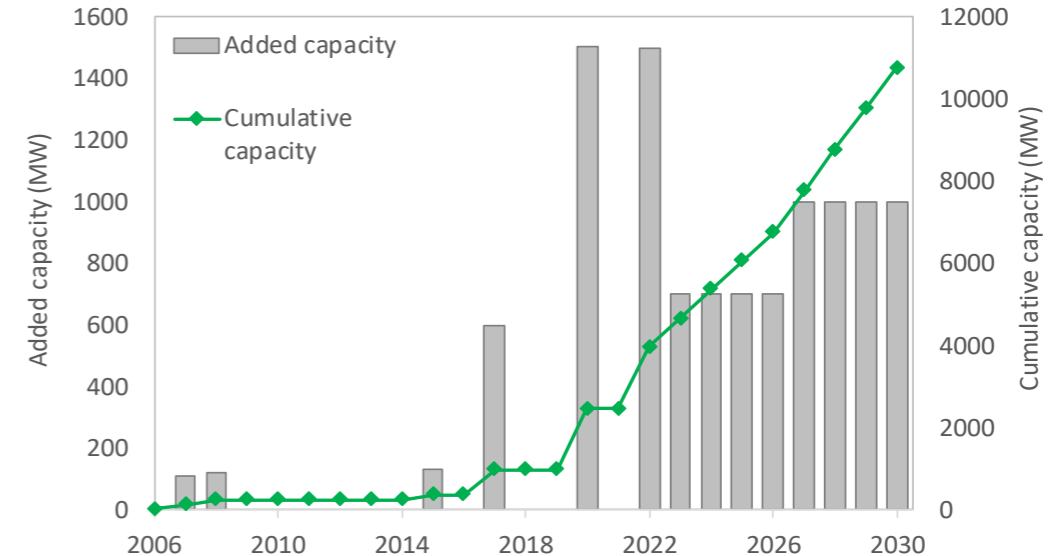
De uitrol is tot nu toe succesvol, dankzij de regierol van de Rijksoverheid en het one-stop-shop principe waarbij de succesvolle partij de rechten op een kavel, de vergunningen, subsidie (in geval van een tender met subsidie) en net-op-zee verbinding krijgt toegewezen. Daarnaast is er een vastgelegde, voorspelbare pipeline met periodieke tenders.

Stappenplan realisatie windenergie op zee

Samengevat kent de realisatie van windenergie op zee het volgende stappenplan:

1. Rijksoverheid reserveert gebieden voor windenergie via het Nationaal Waterplan (op termijn: Omgevingswet)
2. Kabinet stelt 'routekaart windenergie op zee' op
3. Rijksoverheid onderzoekt windgebied (MER, windsnelheid, waterdiepte etc.)
4. TenneT ontwikkelt de netaansluiting
5. Kavelbesluit (coördinaten, bindende voorschriften en maatregelen)
6. Tenderpakket, uitvoering en gunning
7. Bouw netaansluiting (TenneT) en windpark (vergunninghouder)
8. Rijkswaterstaat houdt toezicht op de voorbereiding, bouw en exploitatie
9. Exploitatie: vergunning 40 jaar geldig (26 mei 2020)

Offshore wind pipeline in the Netherlands



Inpassing van aanvullende windenergie op zee

Grootschalige elektrificatie en toepassing van groene waterstof vraagt om aanscherping van de hernieuwbare elektriciteit doelstellingen. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat ingeval van realisatie van windenergie op zee bovenop de Routekaart, er gekeken moet worden naar slimme inpassing. Er moet worden gezocht naar aansluitlocaties met voldoende vraag naar elektriciteit of gekeken naar conversie, om uitbreidingen van het landelijke hoogspanningsnetwerk zo veel mogelijk te voorkomen. Hiervoor is de combinatie van windenergie op zee met elektrolyse een mogelijke oplossing.

IV. Elektrolyse

Economische en technische beschouwing

Introductie

In elektrolyse van water wordt in een chemisch proces water gesplitst met elektrische stroom in (groene) waterstof en zuurstof. Dit proces is 200 jaar oud, en werd in het midden van de 20^e eeuw al op grote schaal (tot 165 MW) toegepast met energie uit waterkracht, bijvoorbeeld in de productie van ammonia. Na jarenlang stil te hebben gestaan door de introductie van goedkopere fossiele alternatieven, is er de afgelopen jaren significante technologische vooruitgang geboekt om hoge investeringskosten en lage efficiëntie te overkomen.

Technologieën

Alkaline elektrolyse (AEL) is de gevestigde technologie, en in de jaren 60 is PEM elektrolyse (PEMEL) geïntroduceerd als alternatief om de nadelen van alkaline te overkomen, zoals stroom invoer flexibiliteit. Echter, nieuwe ontwikkelingen in alkaline technologie in de afgelopen jaren hebben er voor gezorgd dat meeste experts een leidende rol voorzien voor Alkaline systemen. Meer recentelijk is de opkomst van hoge temperatuur elektrolyse (SOEL) welke een substantieel hogere efficiëntie levert en daarbij ook toepasbaar is voor co-elektrolyse met CO₂ om synthetische brandstoffen te produceren. Deze technologie ondervindt echter nog een hoge systeemdegradatie, en daarom focust dit rapport zich op AEL en PEMEL.

Kosten

PEM elektrolyse heeft relatief veel edele metalen nodig en daarom zijn de investering kosten (CAPEX) van alkaline elektrolyse lager, waarbij sommige industrie experts en rapporten zelfs voorspellen dat prijzen onder de 300 €/kW realistisch zijn voor 2025 voor elektrolyse op gigawatt schaal. Zulke lage investeringskosten leiden ertoe dat in veel gevallen 70 tot wel 90% van de kosten van groene waterstof elektriciteitskosten zijn. Een logisch gevolg hiervan is de significantie van de voltijd uren en de elektriciteitsprijs in de totale levelised costs of hydrogen (LCOH). Daarom is het van groot belang verder te kijken dan investeringskosten alleen.

In de volgende tabel worden de belangrijkste KPI's samengevat, met het doel van deze studie in acht genomen.

Parameter	Eenheid	AEL	PEMEL
CAPEX	€/kW	550-900	750-1350
OPEX + REPEX	% van CAPEX	3	3
Efficiëntie	%	70	61
Efficiëntie degradatie	% per 1000 uur	0,12	0,19
Start-up tijd	s	30	1
Basislast	% van nominale last	10-20	0-10

Verder kijken dan investeringskosten: efficiëntie en flexibiliteit

De belangrijkste factoren die invloed hebben op de totale elektriciteitskosten zijn efficiëntie, efficiëntie degradatie en de flexibiliteit (start-up tijd, invoer flexibiliteit en vereiste basislast). Het belang van efficiëntie spreekt voor zich, maar de degradatie van efficiëntie is vaak onderbelicht, deze wordt tegengaan door het vervangen van de stacks (hier inbegrepen in de REPEX), wat meestal elke 10 jaar gebeurt. Voor beide KPI's presteert AEL het beste, ook in de meeste voorspellingen voor de toekomst. Daarbij is het vervangen van de stacks bij AEL ook goedkoper. In de voorziene rol van elektrolyse gekoppeld aan een hernieuwbare energiebron, is het vermogen van het elektrolyse systeem om de fluctuaties van de energie uitvoer van de hernieuwbare energiebron te volgen van belang. Uit de literatuur en interviews komt dat PEMEL de flexibele invoer van elektriciteit beter aankan, en dat AEL bij langere periodes van lage invoer van elektriciteit meer last heeft van degradatie van de efficiëntie in de stack. Daarbuiten is er ook een optie om stacks vaker te vervangen, wat steeds aantrekkelijker wordt met de grote kostenreducties, die verwacht worden door automatisering van de productie van stacks.

IV. De prijs van waterstof

Groene waterstof moet concurreren met alternatieve productievormen

Relevantie van de prijs van waterstof

In geval van een gecombineerde tender wordt de productie van waterstof een onderdeel van de business case van de wind-ontwikkelaar. Het projectrendement is daarmee afhankelijk van de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en waterstof. De waarde van waterstof is leidend in:

1. Het dimensioneren van de elektrolyse capaciteit ten opzichte van de offshore wind capaciteit.
2. Het bepalen van het aantal vollasturen van elektrolysers.

Huidige markt en prijs waterstof in Nederland

Waterstof is een verhandelbaar product, waarbij vraag en aanbod de prijs bepalen. De geschatte gemiddelde groothandelsprijs van grijze waterstof in de industrie is 1,70 €/kg², bij een gasprijs van 22 €/MWh en een CO₂ prijs van 22,70 €/ton. De geschatte kosten van blauwe waterstof zijn ongeveer 2 €/kg. Indien het aantal van elektrolyse gelijk is aan het de vollasturen van wind op zee en de minimaal benodigde basislast van elektrolysers (5000 uur), schat Guidehouse de kosten in op 2,2 – 2,6 €/kg (end-of-cell, d.w.z. exclusief zuivering, compressie en opslag). Voor transport tot de afnemer en eventuele opslag moeten aanvullende kosten worden gerekend. Op basis van deze schattingen is er ten opzichte van de huidige groothandelsprijs van 1,70 €/kg sprake van een onrendabele top. De prijs van grijze en blauwe waterstof is sterk afhankelijk van de gasprijs, terwijl de prijs van groene waterstof sterk afhankelijk is van de elektriciteitsprijs¹.

Toekomstige prijs van waterstof

In de periode tot 2030 zal de prijs van waterstof naar verwachting voornamelijk door vraag en aanbod op nationaal niveau worden bepaald. In de periode 2030 tot 2050, verwacht Guidehouse dat de realisatie van een internationale transportinfrastructuur waterstof tot internationale commodity kan maken³.

In de studie *European Hydrogen Backbone* beargumenteert Guidehouse samen met elf Europese gas TSOs wat de kosten en baten zijn van een dergelijke infrastructuur³. Een internationale “backbone” kan worden gerealiseerd door de nationale netwerken met elkaar te verbinden. In de studie wordt onder andere de combinatie van de backbone met grootschalige uitrol van zon-PV en elektrolyse in Zuid-Europa benoemd. De geproduceerde waterstof kan via de backbone naar andere delen van Europa worden getransporteerd. De kosten van dergelijk transport zitten volgens het onderzoek in de orde 0,09 – 0,17 €/kg per 1000 km.

Zon-PV in landen als Spanje en Portugal heeft de potentie om grote capaciteiten te realiseren tegen zeer lage prijzen per MWh. In 2019 waren bij zon-PV tenders in Portugal al prijzen tot ongeveer 15 €/MWh zien⁴. Guidehouse verwacht dat de daling in prijs van zon-PV doorzet richting 2050. Dit tezamen met een daling van de kosten van elektrolyse kan leiden tot een prijs van waterstof-productie van orde grootte 20 €/MWh (0,67 €/kg). Op termijn zou dit potentieel kunnen betekenen dat deze bron van waterstof prijzsettend wordt in Europa.

Kosteninschatting³		2025	2050
Zonne-energie	€/MWh	~15	6
Elektrolyser (inclusief balance-of-plant)	€/kW	550 – 900*	70-180
Groene waterstof productie	€/MWh	~50	14-22

Rol van regionaal geproduceerde waterstof

In de studie *Integration routes North Sea offshore wind 2050* voor het North Sea Wind Power Hub consortium laat Guidehouse zien⁵ dat waterstof-productie, -opslag en –transport een belangrijke rol speelt bij het integreren van 180 GW offshore wind in het Noordwest-Europese energiesysteem. Daarbij zou de waarde van de geproduceerde waterstof mede bepaald kunnen worden door de prijs van geïmporteerde waterstof.

¹ Machiel Mulder, Peter Perey and José L. Moraga, 2019, Outlook for a Dutch Hydrogen market

² Europese Commissie, 2020, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, [\[link\]](#)

³ Gas for Climate Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050, global climate action scenario [\[link\]](#)

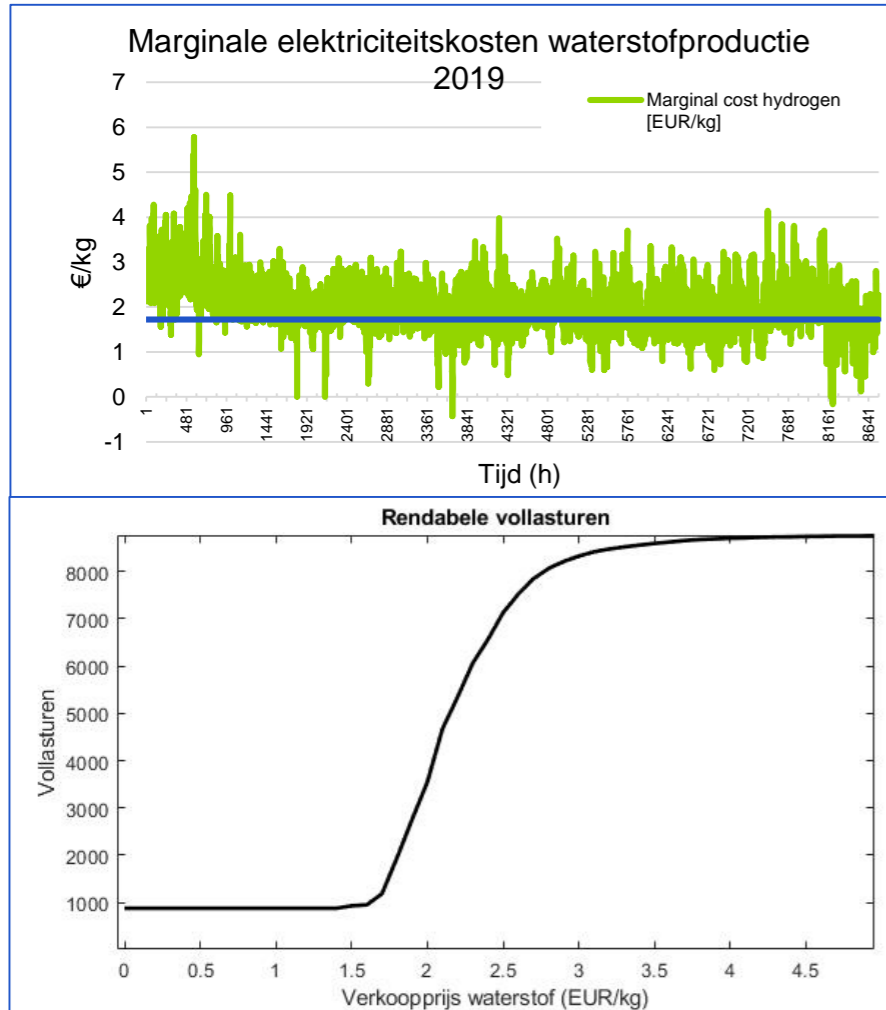
⁴ J.R. Martin, 2019, [\[link\]](#)

⁵ North Sea Wind Power Hub, 2020, Integration Routes North Sea Offshore Wind 2050, [\[link\]](#)

* 550 €/kW voor een 1 GW systeem en 900 €/kW voor een 20 – 100 MW system: schaal is een bepalend factor voor de investeringskosten per kW. Prijzen bevestigd aan de hand van marktinterviews met fabrikanten.

IV. De kosten van waterstof productie

Marginale kosten van waterstofproductie op land



Vollasturen en capaciteit elektrolyse

Het aantal rendabele vollasturen van elektrolyzers (groothandelsprijs boven kostprijs) wordt bepaald door (1) de waterstofprijs op een liquide markt, (2) de elektriciteitsprijs en (3) ondersteuning om de onrendabele top te dekken.

1. Waterstofprijs

De groothandelsprijs voor waterstof in de industrie wordt aangenomen op 1,70 €/kg¹; dat is bij een gasprijs van 22 €/MWh_{th} en een CO₂ prijs van 23 €/ton. Deze prijs is gebaseerd op de investeringskosten voor SMR, de marginale productiekosten met aardgas en de kosten voor CO₂. Door stijgende aardgas- en CO₂-kosten zal de prijs voor grijze waterstof stijgen, terwijl de prijs voor groene waterstof zal dalen door technologische vooruitgang en ontwikkeling op schaal.

2. Elektriciteitsprijs

De gemiddelde elektriciteitsprijs op de Day-Ahead markt bedroeg 41,20 €/MWh in 2019. De marginale elektriciteitskosten voor waterstofproductie zijn te berekenen met de efficiëntie van elektrolyzers (70%) en de lower heating value van waterstof (LHV, 33,3 kWh/kg). De gemiddelde marginale elektriciteitskosten voor waterstofproductie in 2019 zijn daarmee 1,96 €/kg waterstof². In 2019 waren er 2991 uren waarin de Day-Ahead prijs laag genoeg was om tegen lagere marginale elektriciteitskosten waterstof te produceren dan de groothandelsprijs van 1,70 €/kg.

3. Onrendabele top

Op basis van enkel de marginale kosten van elektrolyse is vast te stellen dat er het grootste deel van het jaar sprake is van een onrendabele top. Er bestaan meerdere mechanismen om deze te dekken, waaronder een productiesubsidie vergelijkbaar met SDE++. Indien er een subsidiemechanisme wordt geïntroduceerd waarmee een vaste prijs voor groene waterstof wordt gegarandeerd zal het aantal rendabele uren toenemen. In het figuur aan de linkerzijde wordt de invloed van de verkoopprijs van groene waterstof op het aantal rendabele vollasturen geschetst. Op basis van de marginale elektriciteitskosten 2019 is er een sterke gevoeligheid tussen rendabele vollasturen en de verkoopprijs van waterstof.

¹ Europese Commissie, 2020, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, [link](#)

² Indien waterstof geproduceerd wordt middels een netaansluiting dienen certificaten aangekocht te worden om als 'groen' geklassificeerd te worden. De huidige handelsprijs voor Nederlandse GVO's is 10,70 €/MWh, ofwel 0.25 €/kg waterstof. [link](#)

IV. De kosten van waterstof productie

Totale kosten waterstof productie op land in 2025

De totale kosten voor waterstofproductie op land bestaan uit de Levelised Investment Costs van elektrolyse en de marginale elektriciteitskosten voor waterstofproductie. Deze kosten zijn afhankelijk van het aantal vollasturen dat het systeem draait.

$$\text{Total production cost} = \text{Levelised Investment Cost} + \text{Marginal Electricity Cost}$$

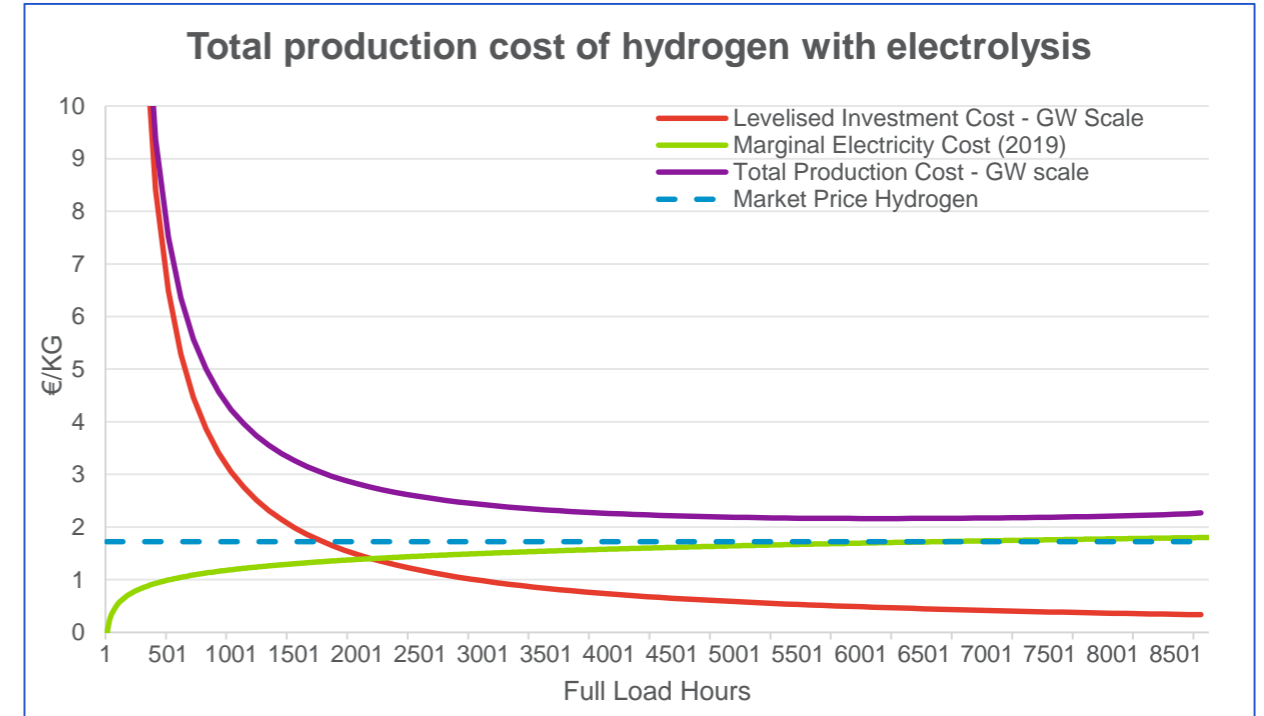
Levelised Investment Cost van elektrolyse

De Levelised Investment Cost van elektrolyse bestaat uit de initiële investeringskosten (CAPEX), de operationele kosten (OPEX, exclusief elektriciteitsverbruik) en de replacement costs (REPEX); allen voor een economische levensduur van 20 jaar. Voor de curve hiernaast is uitgegaan van een alkaline elektrolyser gezien de lage kosten en hoge efficiëntie. Op basis van interviews met de industrie en publieke data zijn de investeringskosten voor dit type elektrolysers vastgesteld op 550 – 900 €/kW inclusief OPEX en REPEX voor respectievelijk grootschalige (0,5 – 1 GW) en kleinschalige systemen (20 – 100 MW). De OPEX en REPEX bedragen samen 3% van de CAPEX. Een hoger aantal vollasturen resulteert in hogere totale productie van waterstof en daarmee lagere kosten per kilogram geproduceerde waterstof.

Marginale kosten waterstofproductie

De marginale elektriciteitskosten van waterstofproductie zijn hier rechts weergegeven op basis van het lopend gemiddelde van 2019. Indien het systeem 5000 vollasturen draait, dan zijn de marginale kosten gelijk aan het gemiddelde van de 5000 goedkoopste uren (lage elektriciteitsprijs). In dit geval bedragen de totale productiekosten 2,2 – 2,6 €/kg (end-of-cell, d.w.z. exclusief zuivering, compressie en opslag), voor respectievelijk een grootschalig en een kleinschalig systeem.

In het figuur zijn de Levelised Investment Cost, de marginale elektriciteitskosten en de totale productiekosten weergegeven ten opzichte van de aangenomen groothandelsprijs van 1,70 €/kg.



Omslagpunt

Bij het elektriciteitsprijsprofiel van 2019 zijn de marginale productiekosten ondergeschikt aan de investeringskosten tot 2200 vollasturen. Boven dat aantal uren is het voortschrijdend gemiddelde van de elektriciteitsprijs hoger dan de Levelised Investment Cost.

IV. De kosten van waterstof productie

De kosten van waterstofproductie op zee

Productie van waterstof op zee

Elektrolyzers kunnen zowel op land als op zee worden geplaatst. De voornaamste investeringskostenverschillen tussen elektrolyse op land en op zee zijn de kosten van elektrolyzers en randapparatuur, van het offshore station, de elektrische infrastructuur en de kosten van de verbinding naar de kust (pijpleiding of elektrische exportkabel). Onderhoudskosten en stack replacements zullen offshore ook hogere kosten met zich meebrengen dan onshore.

In het rapport *An analysis of the value of offshore hydrogen production in relation to alternatives* door North Sea Energy¹ is er een marktmodel gebruikt om te bepalen wat de rol van offshore elektrolyse kan zijn onder verschillende aannamen. In het basisscenario concluderen de auteurs dat in 2030 en 2040 nog geen offshore waterstof productie zal plaatsvinden en in 2050 45 TWh/jaar. In het onderzoek is gekeken naar omslagpunten tussen onshore en offshore elektrolyse. Hierbij is aangenomen dat offshore elektrolyse en offshore waterstof pijpleidingen respectievelijk 1,25x en 2,0x (875 €/kW en 0,64 k€/(MW*km)) zo duur zijn dan onshore. In de analyse van gevoeligheden resulteert een duurdere offshore electrolyse of een goedkope importprijs van waterstof (1,50 €/kg) in het wegvallen van offshore waterstof productie in 2050. De verhouding van de kosten voor onshore en offshore elektrolyse is echter nog zeer onzeker. Ter vergelijking, TenneT schat dat de kosten voor een offshore HVDC station wel 3 keer hoger kunnen zijn dan een onshore station.

De voornaamste verwachte kostenvoordelen van elektrolyse op zee zijn vervanging van de elektrische exportkabel door een waterstofpijpleiding.

Dit moet worden afgezet tegen de kostennadelen:

- Hogere kosten voor elektrolyser
- Hogere kosten voor randapparatuur
- Hogere onderhoudskosten en stack replacement kosten

Potentiele kostenvoordelen door goedkopere offshore infrastructuur

Om een gevoel te krijgen voor de orde grootte van de potentiële kostenvoordelen beschouwen we een simpele vergelijking tussen de kosten van een elektrische exportkabel en een offshore waterstofpijpleiding.

De casus is gebaseerd op een windpark van 1 GW met een offshore tracé van 100 km. De kosten voor de (AC) offshore exportkabel zijn gebaseerd op de data uit de studie *Connecting Offshore Wind Farms (Navigant, 2019)*², waar de genormaliseerde kabelkosten zijn berekend op 4,6 M€/(GW*km). De kosten van de offshore waterstofpijpleiding zijn gebaseerd op de studie van North Sea Energy¹ waar er wordt gerekend met 0,64 M€/(GW*km).

Dit resulteert in investeringskosten voor de offshore exportkabel van €460 miljoen en voor de offshore waterstofpijpleiding van €45 miljoen (hierin is een elektrolyse efficiëntie van 70% aangenomen), een daarmee verschil van €415 miljoen.

Puur op basis van de kosten van de offshore verbinding biedt offshore elektrolyse significant lagere infrastructuurkosten. Echter, verder onderzoek moet laten blijken of dit kostenvoordeel opweegt tegen de hogere investerings- en onderhoudskosten voor elektrolyse op zee. Marktpartijen verwachten dat elektrolyse op zee significant duurder kan zijn dan op land, maar nauwkeurige berekeningen of ijkpunten zijn momenteel niet beschikbaar. Er is nog onduidelijkheid hoeveel elektrolysecapaciteit op één offshore platform kan worden gerealiseerd. Daarnaast moet het kostenvoordeel worden afgezet tegenover het waardeverlies omdat de flexibiliteit om elektriciteit te verkopen afneemt.

IV. Opbrengsten

De opbrengsten bestaan uit elektriciteit en waterstof verkoop

Opbrengsten uit verkoop elektriciteit wind op zee

De opbrengsten van de verkoop van elektriciteit zijn afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en de capture prijs van wind op zee.

De aannames voor het windpark zijn als volgt:

- Een totale capaciteit van 1 GW
- Vermogenscurve: op basis van een moderne wind turbine en gebruikelijke verliezen
- Windklimaat: op basis van toekomstige windgebieden in Nederland

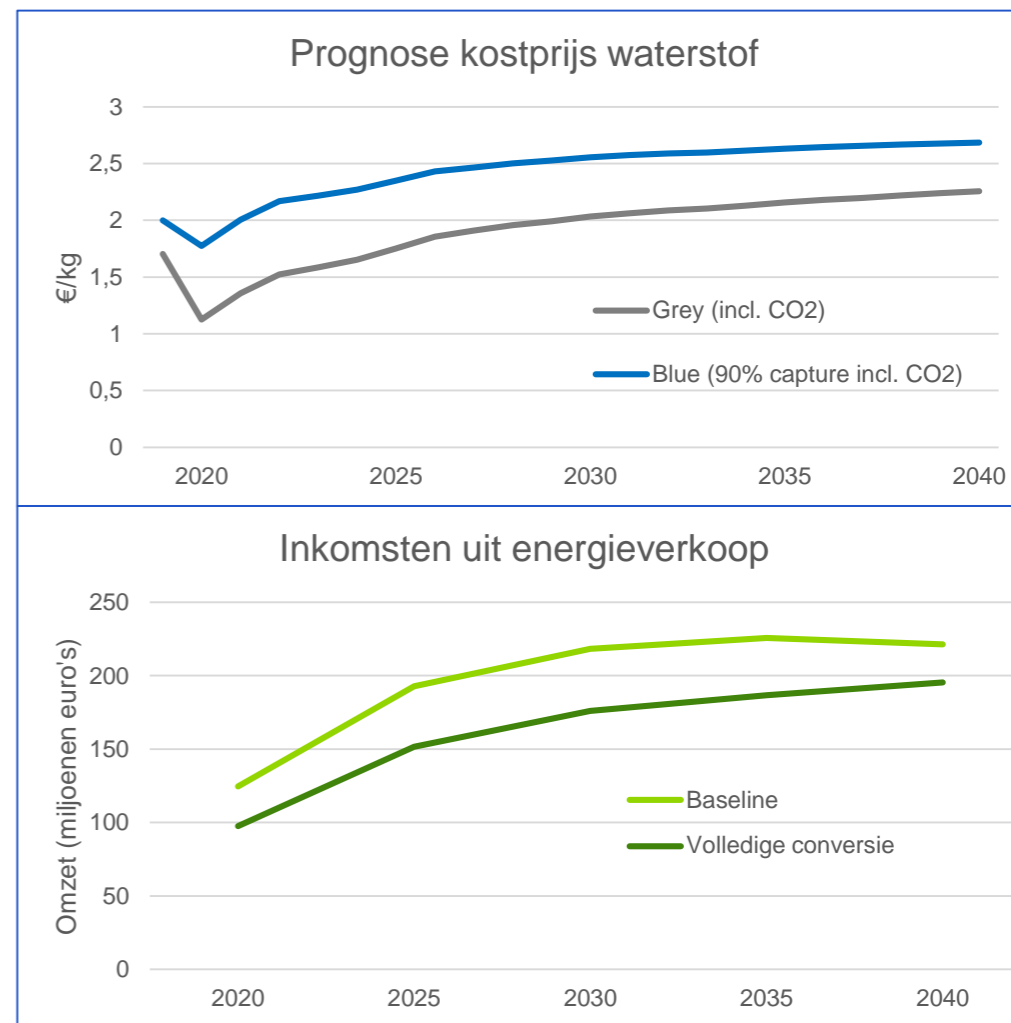
Op basis van deze aannames is een capaciteitsfactor van 47% berekend. Voor de berekening van opbrengsten is de capture price curve (2025-2040) van wind op zee, zoals opgesteld door Aurora. In de **baseline** casus worden de inkomsten van enkel elektriciteitsverkoop bepaald.

Opbrengsten uit verkoop waterstof

Voor de groothandelsprijs van waterstof is uitgegaan van de productiekosten van grijze waterstof. Deze bedroeg in 2019 1,70 €/kg op basis van een gasprijs van 22 €/MWh en een CO₂ prijs van 23 €/ton. Zowel de gasprijs als de CO₂ prijs zal echter over de komende jaren stijgen. Deze stijging is weergegeven in de bovenste van de twee figuren. Dit resulteert in een stijgende referentie voor de groothandelsprijs van grijze waterstof, die op termijn wellicht boven de waarde van windenergie op zee zal uitkomen. In het geval van blauwe waterstof is de invloed van de CO₂ prijs minder nadrukkelijk, maar is er sprake van een premie voor de investeringskosten van CO₂ opslag infrastructuur. Er is een casus doorgerekend waarin het volledige volume van wind op zee geconverteerd wordt naar waterstof met een alkaline elektrolyser met een efficiëntie van 70%, en wordt verkocht tegen de prijs van grijze waterstof.

Inkomstenvergelijking

De inkomsten van de twee casussen ('baseline' en 'volledige conversie') worden vergeleken in de onderste figuur aan de rechterzijde. Op basis van de gedane aannames voor de capture prijzen en de ontwikkeling van de gasprijs en CO₂ prijs is te concluderen dat de inkomsten convergeren, maar elkaar niet kruisen voor 2040.



Hoofdstuk 2: Tendermodellen

- I. Omschrijving
- II. Beoordeling
- III. Vergelijking
- IV. Marktvisie
- V. Indicatie planning gecombineerde tender



I. Model omschrijving

Vier modellen voor het op de markt brengen van wind op zee en waterstofproductie

Model 1

Windturbines produceren elektriciteit. Het volledige volume elektriciteit wordt middels elektrolyse op een of meerdere offshore platformen omgezet naar waterstof. Beide elementen (windpark en offshore elektrolyser) worden onder een tender in de markt gezet. Een waterstof pijpleiding verzorgt de verbinding naar de kust. Hierbij wordt aangenomen dat windturbines met geïntegreerde waterstofproductie een te lage 'Technology Readiness Level' hebben om voor 2030 op grote schaal toe te passen. Dergelijke systemen worden in deze beschouwing achterwege gelaten.

Conversie naar waterstof zal plaatsvinden op platformen. Deze bevatten elektrolyzers, met een cumulatieve elektrische capaciteit gelijk aan de capaciteit van het windpark, een compressor, koelsysteem, ontziltingsysteem en andere randapparatuur. Er is een conversiestap nodig van de output van het windpark naar de input spanning van de elektrolyzers (transformatoren en gelijkrichters). Het hoogspanningsstation op land wordt vervangen door een waterstof-ontvangststation en mogelijk aanvullende infrastructuur om de geproduceerde waterstof bij een toekomstige waterstof backbone te krijgen.

Model 2

Windturbines produceren elektriciteit. Slechts een deel van het volume elektriciteit wordt middels elektrolyse op offshore platformen omgezet naar waterstof. Een elektrische exportkabel en een waterstofpijpleiding verzorgen de verbinding naar de kust. Om kostenoptimalisatie te realiseren kan de capaciteit van elektrische transmissie infrastructuur worden gereduceerd.

Dimensionering van de elektrische exportkabel en waterstofpijpleiding is afhankelijk van de verhouding tussen het vermogen van het windpark en de elektrolyzers. De capaciteit van de on- en offshore hoogspanningsstations alsmede de exportkabel kunnen worden gereduceerd. Een kosteneffectieve verhouding tussen de elektrische capaciteit en elektrolyse capaciteit moet nader worden onderzocht op basis van marktmodellering.

Model 3

Windturbines produceren elektriciteit, de elektriciteit wordt na transformatie op een offshore platform met een exportkabel naar de kust gebracht. Aan de kust wordt een waterstoffabriek gerealiseerd die aangesloten is op het landelijke hoogspanningsnet. Het windpark op zee en de waterstoffabriek worden onder een tender op de markt gebracht. Hierbij wordt aangenomen aan dat de elektrolyser een eigen verbinding naar het landelijke hoogspanningsnet heeft en dus niet enkel verbonden is met het offshore windpark.

Door de locatie van elektrolyse af te stemmen met de aanlandingslocatie van het offshore windpark is het mogelijk om het achterliggende elektriciteitsnet te ontlasten. Dit achterliggende net hoeft niet te worden versterkt om de windenergie te kunnen ontvangen omdat dit afgenomen wordt door de elektrolyser. Daarnaast kan het offshore tracé mogelijk verkort worden omdat het niet nodig is om bij een reeds bestaande load center te ontsluiten.

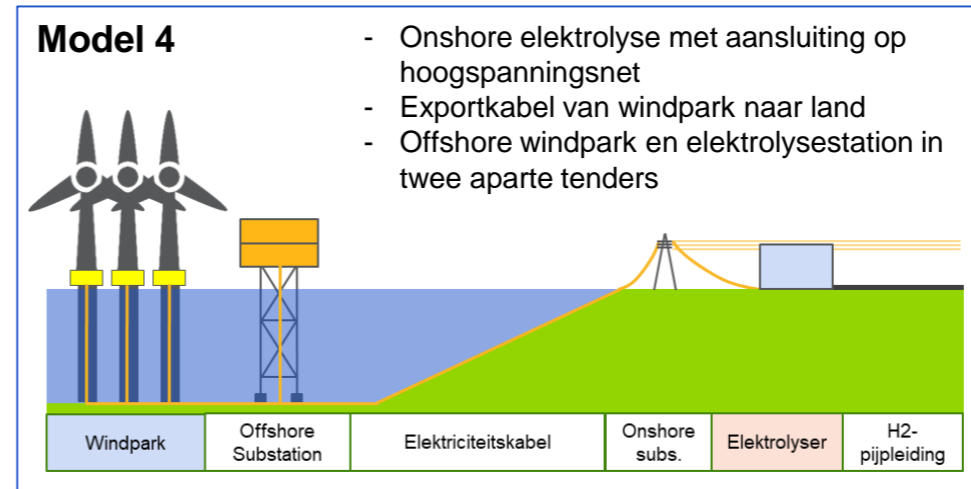
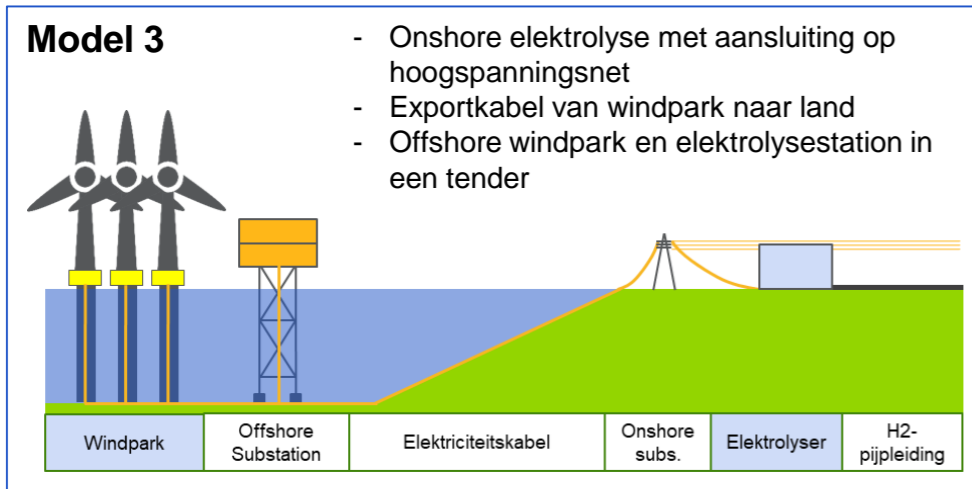
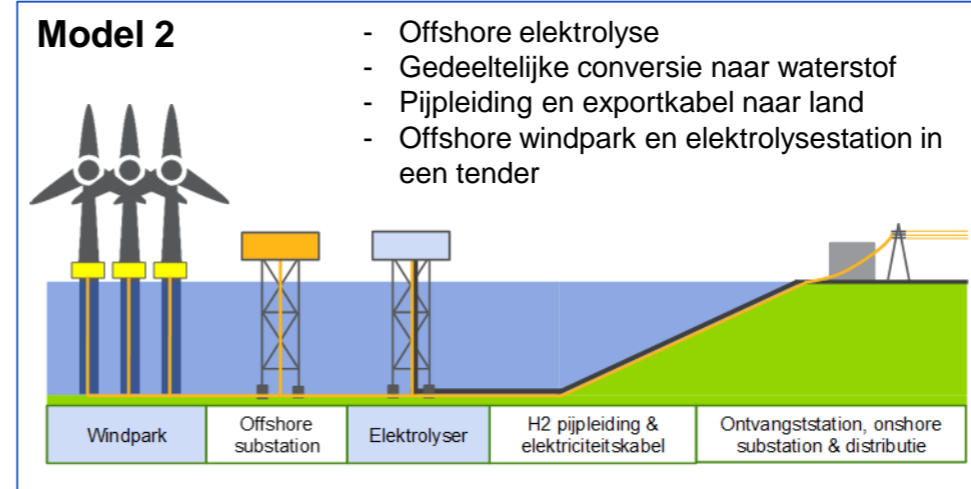
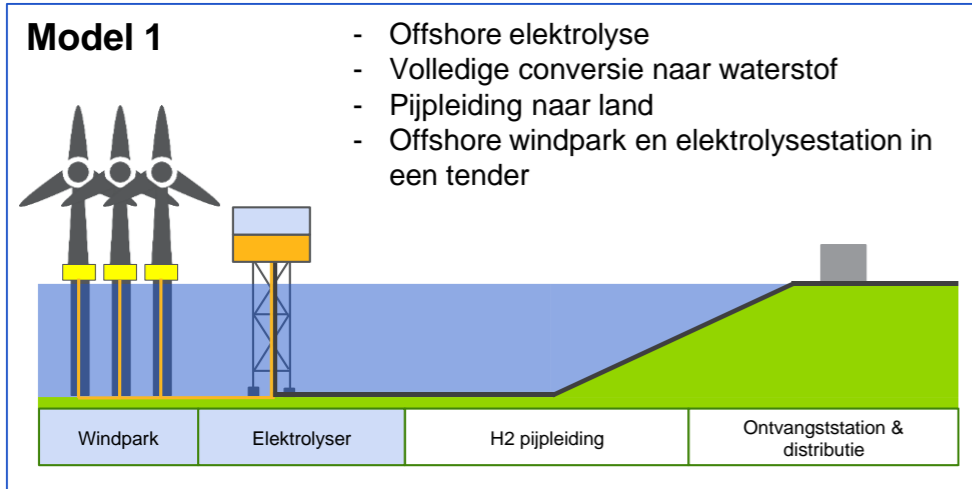
Model 4

Windturbines produceren elektriciteit, de elektriciteit wordt na transformatie op een offshore platform met een exportkabel naar de kust gebracht. Aan de kust wordt een waterstoffabriek gerealiseerd die aangesloten is op het landelijke hoogspanningsnet. De installaties worden onder twee separate tenders op de markt gebracht. Hierbij wordt aangenomen dat de elektrolyser een eigen verbinding naar het landelijke elektriciteitsnet heeft en dus niet enkel verbonden is met het offshore windpark.

Net als in model 3 is er potentie om de kosten voor de netverbinding naar de kust te reduceren, door een aanlandingslocatie te realiseren met een zo kort mogelijk offshore kabeltracé. De elektrolyse capaciteit wordt vervolgens dicht bij de aanlanding gerealiseerd. Mogelijk is er meer regelgeving nodig om deze afstemming te realiseren wanneer er sprake is van twee separate tenders.

I. Model omschrijving

Vier modellen voor het op de markt brengen van wind op zee en waterstofproductie



Legenda

De te tenderen scope is aangegeven in de tekstvakken onder de figuren.

- Tender scope
- Scope separate tender
- Out-of-scope

II. Model beoordeling

Scorematrix tendermodellen

Interpretatie van de scorematrix

De vier modellen zijn op dertien criteria beoordeeld ten opzichte van elkaar in de context van realisatie voor 2030. Een hoge score geeft aan dat een model gunstig scoort op een enkel criterium, een lage score is ongunstig. Een totale score van de modellen is afhankelijk van de weging die aan de criteria wordt gegeven. De scores van de tendermodellen in de tabel kunnen enkel op individuele criteria ten opzichte van elkaar gebruikt worden.

Uit deze analyse volgt dat model 3 voor de periode tot 2030 op vrijwel alle criteria de voorkeur geniet, boven model 4 en model 2. Model 1 blijkt voor 2030 niet realistisch, maar zal na die periode beter uit de vergelijking komen.

De volgende pagina's geven per model toelichting op de score.

Model 1: Wind op zee en offshore elektrolyse gecombineerd getenderd, volledige conversie naar waterstof, pijpleiding naar de kust.

Model 2: Wind op zee en offshore elektrolyse gecombineerd getenderd, gedeeltelijke conversie naar waterstof, exportkabel en pijpleiding naar de kust.

Model 3: Wind op zee en onshore elektrolyse gecombineerd getenderd, elektrolyser aangesloten op hoogspanningsnet bij aanlandingslocatie wind op zee.

Model 4: Wind op zee en onshore elektrolyse apart getenderd, elektrolyser aangesloten op hoogspanningsnet bij aanlandingslocatie wind op zee.

De criteria zijn onafhankelijk van elkaar beoordeeld. Dat wil zeggen dat er bij het ontwerpen van een tender een hogere prioriteit aan een van de criteria gegeven kan worden. Er moet in sommige gevallen een afweging worden gemaakt tussen criteria.

Criteria	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
Kosten offshore infrastructuur	4	3	2	2
Kosten onshore infrastructuur	4	2	3	3
Kosten windpark op zee	3	3	3	3
Kosten elektrolyser	1	2	3	3
Risico ontwikkeling elektriciteitsprijs	3	4	4	2
Beschikbaarheid technologie	1	1	3	3
Optimalisatie mogelijkheden net-op-land	N.v.t.	3	3	2
Optimalisatie mogelijkheden net-op-zee	N.v.t.	3	3	2
Flexibiliteit	1	3	4	2
Systeemintegratie	1	2	4	2
Inpassingsbeleid ruimtelijke ordening	2	2	2	2
Emissiereductie	2	3	3	3
Marktbereidheid	1	1	3	3
Concurrentie	1	1	3	4

1 = Model scoort slecht op criterium

2 = Model scoort ongunstig op criterium

3 = Model scoort gunstig op criterium

4 = Model scoort goed op criterium

II. Model beoordeling

Toelichting op scorematrix - Tendermodel 1

Parameter		Toelichting
Kosten offshore infrastructuur	4	Lagere investeringskosten voor energietransport middels moleculen dan middels elektronen. Hergebruik gasinfrastructuur op termijn mogelijk.
Kosten onshore infrastructuur	4	Lagere onshore kosten door waterstof ontvangstation en gasinfrastructuur op land, zonder elektrisch substation
Kosten windpark op zee	3	Geen significante kostenvoordelen ten opzichte van alternatieve tendermodellen voor het windpark op zee
Kosten elektrolyser	1	Hogere CAPEX en OPEX voor elektrolyse offshore dan voor elektrolyse onshore, door o.a. platform en logistieke kosten.
Risico ontwikkeling elektriciteitsprijs	3	Volledige ontkoppeling van de elektriciteitsmarkt, maar wel een risico dat elektriciteit meer waarde heeft dan waterstof
Technology maturity	1	Uitdagingen om grootschalige offshore elektrolyse toe te passen, o.a. basislast, robuustheid, koeling, zuivering, aanvoer demiwater.
Optimalisatie net-op-land	N.v.t.	Volledige ontkoppeling elektriciteitsnetwerk op land, geen optimalisatiemogelijkheden om netcongestie te voorkomen
Optimalisatie net-op-zee	N.v.t.	Volledige ontkoppeling elektriciteitsnetwerk op zee
Flexibiliteit	1	Geen flexibiliteit in het product, enkel waterstofproductie.
Systeemintegratie	1	Beperkte integratiemogelijkheden, niet mogelijk om waarde te creëren uit restproducten zuurstof en warmte
Inpassingsbeleid ruimtelijke ordening	2	2 tot 3 offshore platformen nodig voor 1 GW aan elektrolyse capaciteit. Onshore impact op ruimtelijke ordening beperkt.
Emissiereductie	2	Garantie op 'groene' waterstof door koppeling met windpark. Geen mogelijkheid tot emissiereductie van de elektriciteitsvoorziening.
Marktbereidheid	1	Groot aantal partijen zien offshore elektrolyse als een oplossing voor de toekomst, maar over het algemeen niet voor 2030.
Concurrentie	1	Er zijn weinig partijen die aangeven bereid te zijn om op korte termijn grootschalige offshore elektrolyse te ontwikkelen

II. Model beoordeling

Toelichting op scorematrix - Tendermodel 2

Parameter		Toelichting
Kosten offshore infrastructuur	3	Optimalisatie mogelijk van infrastructuur, maar elektrische infrastructuur in verhouding duurder. Hergebruik gasinfrastructuur op termijn mogelijk.
Kosten onshore infrastructuur	2	Hogere onshore kosten door waterstof ontvangststation, onshore substation en verder elektrische en gas -infrastructuur op land.
Kosten windpark op zee	3	Geen significante kostenvoordelen ten opzichte van alternatieve tendermodellen voor het windpark op zee
Kosten elektrolyser	2	Hogere CAPEX en OPEX t.o.v. onshore, door o.a. platform en logistieke kosten; maar lagere elektrolyse capaciteit dan model 1
Risico ontwikkeling elektriciteitsprijs	4	Flexibiliteit van twee producten maakt dat er optimaal gebruik gemaakt kan worden van een volatiele elektriciteitsmarkt
Technology maturity	1	Uitdagingen om grootschalige offshore elektrolyse toe te passen, o.a. basislast, robuustheid, koeling, zuivering, aanvoer demiwater.
Optimalisatie net-op-land	3	Optimalisatie tussen ontsluiting elektriciteit en waterstof mogelijk, kan leiden tot lagere congestie impact op net-op-land.
Optimalisatie net-op-zee	3	Optimalisatie tussen ontsluiting elektriciteit en waterstof mogelijk, lagere e-infra capaciteit maakt aanvullende aanlandingslocaties mogelijk.
Flexibiliteit	3	Hoge mate van flexibiliteit, maar wel beperkt door capaciteit van elektrische en gas infrastructuur offshore
Systeemintegratie	2	Systeemintegratie mogelijk door flexibiliteit in product en lagere impact op net-op-land; maar geen waarde voor zuurstof en warmte
Inpassingsbeleid ruimtelijke ordening	2	2 tot 3 offshore platformen nodig voor 1 GW aan elektrolyse capaciteit. Onshore impact op ruimtelijke ordening beperkt.
Emissiereductie	3	Garantie op 'groene' waterstof door koppeling met windpark; emissiereductie van de elektriciteitsvoorziening beperkt door capaciteit exportkabel.
Marktbereidheid	1	Groot aantal partijen zien offshore elektrolyse als een oplossing voor de toekomst, maar over het algemeen niet voor 2030.
Concurrentie	1	Er zijn weinig partijen die aangeven bereid te zijn om op korte termijn grootschalige offshore elektrolyse te ontwikkelen

II. Model beoordeling

Toelichting op scorematrix - Tendermodel 3

Parameter		Toelichting
Kosten offshore infrastructuur	2	Er zijn geen ontwerp- en kostenwijzigingen in de offshore netverbinding, er is echter potentie voor optimalisatie.
Kosten onshore infrastructuur	3	Elektriciteitsnet hoeft niet te worden versterkt, maar elektrisch substation en gasinfrastructuur moet worden ontwikkeld
Kosten windpark op zee	3	Geen significante kostenvoordelen ten opzichte van alternatieve tendermodellen voor het windpark op zee
Kosten elektrolyser	3	Onshore elektrolyse eenvoudiger toe te passen dan offshore door lagere investerings-, ontwikkelings-, en onderhoudskosten
Risico ontwikkeling elektriciteitsprijs	4	Door wind op zee en elektrolyse binnen een projectscope te realiseren wordt dit risico (deels) gemitigeerd
Technology maturity	3	Technologie toegepast op kleine schaal (10MW), o.a. automatisering zal op korte termijn tot schaalvergroting leiden
Optimalisatie net-op-land	3	Het is mogelijk om het achterliggende elektriciteitsnet te ontlasten door afstemming aanlandingslocatie en elektrolyse locatie
Optimalisatie net-op-zee	3	Geen wijzigingen in de offshore netverbinding; gegarandeerde afname bij de aanlanding maakt aanvullende aanlandingslocaties mogelijk.
Flexibiliteit	4	Hoge mate van flexibiliteit door beschikbaarheid over twee producten; basislast elektrolyser vraagt om aansluiting net-op-land
Systeemintegratie	4	Hoge mate van systeemintegratie mogelijk door afzet elektriciteit, waterstof, warmte en zuurstof
Inpassingsbeleid ruimtelijke ordening	2	Elektrolyse op grote schaal vergt veel ruimte: 10-17 ha voor 1 GW alkaline elektrolyser
Emissiereductie	3	Door aansluiting op net-op-land geen garantie voor groene waterstofproductie. Emissiereductie van de elektriciteitsvoorziening mogelijk.
Marktbereidheid	3	Dit model heeft de voorkeur van verschillende marktpartijen door technische mogelijkheden en flexibiliteit in af te zetten product
Concurrentie	3	Diverse ontwikkelaars geven aan bereid te zijn windenergie op zee en elektrolyse op land binnen een project te ontwikkelen

II. Model beoordeling

Toelichting op scorematrix - Tendermodel 4

Parameter		Toelichting
Kosten offshore infrastructuur	2	Er zijn geen ontwerp- en kostenwijzigingen in de offshore netverbinding, er is echter potentie voor optimalisatie.
Kosten onshore infrastructuur	3	Elektriciteitsnet hoeft niet te worden versterkt, maar elektrisch substation en gasinfrastructuur moet worden ontwikkeld
Kosten windpark op zee	3	Geen significante kostenvoordelen ten opzichte van alternatieve tendermodellen voor het windpark op zee
Kosten elektrolyser	3	Onshore elektrolyse eenvoudiger toe te passen dan offshore door lagere investerings-, ontwikkelings-, en onderhoudskosten
Risico ontwikkeling elektriciteitsprijs	2	Geen risicomitigatie mogelijk zonder sterke mate van coördinatie tussen windpark ontwikkelaar en elektrolyser ontwikkelaar
Technology maturity	3	Technologie toegepast op kleine schaal (10MW), o.a. automatisering zal op korte termijn tot schaalvergroting leiden
Optimalisatie net-op-land	2	Door gebrek aan coördinatie lastiger om het achterliggende elektriciteitsnet te ontlasten middels afstemming aanlandings- en elektrolyse locatie.
Optimalisatie net-op-zee	2	Geen ontwerp wijzigingen in de offshore netverbinding, het is lastiger de aanlandingslocatie te optimaliseren door gebrek aan coördinatie.
Flexibiliteit	2	Lage mate van flexibiliteit bij ontwikkelaar van windpark en ontwikkelaar van elektrolyser. Elektrolyser vergt aansluiting net-op-land.
Systeemintegratie	2	Systeemintegratie alleen mogelijk door sterke mate van coördinatie tussen windpark ontwikkelaar en elektrolyser ontwikkelaar
Inpassingsbeleid ruimtelijke ordening	2	Elektrolyse op grote schaal vergt veel ruimte: 10-17 ha voor 1 GW alkaline elektrolyser
Emissiereductie	3	Door aansluiting op net-op-land geen garantie voor groene waterstofproductie. Emissiereductie van de elektriciteitsvoorziening mogelijk.
Marktbereidheid	3	Verschillende partijen opteren voor dit model op korte termijn als transitie naar model 3 op middellange termijn
Concurrentie	4	Door elektrolyse individueel te tenderen zijn er mogelijk meer partijen die op dit onderdeel kunnen inschrijven

III. Tendermodel vergelijking

Offshore elektrolyse: Model 1 en 2 – technische uitdagingen

Haalbaarheid offshore elektrolyse

De toepassing van grootschalige offshore elektrolyse voor 2030 wordt als onhaalbaar beschouwd. Dit is omwille van de onopgeloste technische uitdagingen en onzekerheden over het ontwerp en kosten van offshore elektrolyse op schaal.

Minimale basislast & flexibiliteit

Om vroegtijdige degradatie te voorkomen dienen elektrolyzers een minimale basislast te draaien. Deze voorwaarde geldt met name voor alkaline elektrolyzers, en in mindere mate voor PEM systemen. De minimale basislast voor een alkaline systeem bedraagt 10% tot 20% van het maximale vermogen. Deze basislast alleen al leidt tot 876 tot 1752 equivalente vollasturen. In model 1 is de elektrolyser ontkoppeld van het elektriciteitsnet, hierdoor ontstaat er een noodzaak voor een back-up elektriciteitsvoorziening; bijvoorbeeld door een lagere capaciteit aansluiting op het elektriciteitsnet, of een opslagsysteem. Opslag middels batterijen is uitdagend, uitgaande van een basislast van 100 MW en een minimale overbruggingsduur van 48 uur, is een batterijcapaciteit van 4800 MWh vereist. Dergelijk opslagvermogen lijkt niet kosteneffectief.

Daarnaast kent alkaline technologie beperkingen in de flexibiliteit om output te wijzigen. Momenteel kan dit op minutenschaal, daarom is er mogelijk op korte termijn elektrische opslag nodig (bijvoorbeeld middels capacitors) om het productieprofiel van wind te volgen. In geval van model 2 zijn deze technische uitdagingen te omzeilen door de elektrolyser te verbinden met het net.

Restproducten

Productie van waterstof middels elektrolyse levert twee significante restproducten op, warmte en zuurstof. Beide producten kunnen waardevol zijn in industriële processen¹. Zuurstof kan ingezet worden in hoge temperatuur fornuizen, boogovens en elektriciteitscentrales. Verkoop

van zuurstof aan dergelijke industriële partijen kan leiden tot hogere inkomsten en daarmee een gunstigere business case. Een alkaline elektrolyser heeft een efficiëntie van 70%. Indien de restwarmte bij waterstofproductie ingezet kan worden in een warmtenet, zal de bruto energie-efficiëntie verder toenemen. Wanneer offshore elektrolyse wordt toegepast zullen deze producten geen waarde hebben. Er moet bovendien significante koeling worden gerealiseerd voor de restwarmte.

Footprint

De footprint van elektrolyse wordt door fabrikanten geschat op 0,05 – 0,10 m²/kW. Echter, het is aannemelijk dat deze waarde enkel geldt voor de stack en 'balance-of-plant' elementen ("MV/LV" elektrische infrastructuur, gelijkrichters). Overige noodzakelijke onderdelen zijn onder andere hoogspanningsinfrastructuur, koelsystemen, aanvoer van demi water of ontzilting in geval van offshore conversie, compressoren en pijpleidingen. Het ISPT schat op basis van conceptontwerpen dat een compact ontworpen (onshore) 1 GW alkaline-installatie minimaal 10 hectare vereist (316x316 meter), met een bovengrens van 17 hectare (412x412 meter)².

Voor de toepassing offshore is dit ruimtebeslag een uitdaging. TNO verwacht dat een offshore platform tussen 250-400 MW aan elektrolyse capaciteit kan huisvesten. Grotere systemen zullen offshore dus gebruik moeten maken van meer dan één platform, of een eilandoplossing.

Degradatie van stacks

Naarmate elektrolyzers meer waterstof produceren gaat de efficiëntie achteruit. Dit wordt degradatie genoemd. Voor onshore elektrolyzers kan de eigenaar er voor kiezen om de stacks na verloop van tijd te vervangen. Dit is echter bij offshore elektrolyse op grote schaal veel lastiger; het is een enorme logistieke operatie om dit op zee uit te voeren. Het gaat gepaard met de inzet van dure schepen en restricties in werkbaar weer. Daarnaast zou er in het ontwerp van het platform rekening mee moeten worden gehouden.

III. Tendermodel vergelijking

Offshore elektrolyse: Model 1 en 2 – Variant en randvoorwaarden

Tendermodel 2 in demonstratievorm

Tendermodel 2 (hybride offshore verbinding elektriciteit en waterstof) kan op termijn worden ingezet om offshore elektrolyse demonstratieprojecten te realiseren. Elektrolyse op kleine schaal zal nog weinig voordelen bieden wat betreft systeemkosten en synergiën in de business case. Echter kan middels dit tendermodel een proeftuin worden gerealiseerd in het windpark op zee, met het doel om technische uitdagingen op te lossen en onzekerheden weg te nemen. Hier passen andere gunningscriteria en ondersteuning bij dan in geval van een gecombineerde tender met grootschalige elektrolyse.

Randvoorwaarden

Voordat grootschalige elektrolyse op zee kan worden toegepast moet aan de volgende randvoorwaarden worden voldaan:

- Opdoen ervaring met grootschalige elektrolyse onshore: door meer operationele ervaring met grootschalige elektrolyzers onshore kunnen problemen worden vermeden in toekomstige elektrolyzers offshore, waar onderhoud veel duurder is.
- Aanpassingen stacks en balance of plant voor offshore situatie: op basis van demonstratieprojecten en R&D moeten benodigde aanpassingen voor de offshore toepassing van elektrolyzers duidelijk worden. Resultaten van projecten zoals PosHYdon kunnen waardevolle inzichten geven.
- Technische uitdagingen moeten worden opgelost, zoals de minimale basislast van elektrolyzers, de limieten aan flexibiliteit om met wisselende vermogens om te gaan, degradatie van de stacks, de koellast en het veilig verwerken van geproduceerde zuurstof.
- Een geïntegreerd ontwerp van de elektrische en waterstof gerelateerde systemen en offshore platforms moet worden gemaakt. Op basis hiervan moet een gedetailleerde kostenberekening worden uitgevoerd.
- Volledige offshore elektrolyse wordt vooral een interessante oplossing indien de elektriciteit van het windpark niet meer wenselijk is in de elektriciteitsmarkt. Voor die tijd is het waardevol om flexibel te zijn in het leveren van waterstof of elektriciteit.

III. Tendermodel vergelijking

Onshore elektrolyse: Model 3 en 4 - Verschillen en overeenkomsten

De toepassing van tendermodel 3 (gecombineerde tender, onshore elektrolyse) en tendermodel 4 (separate tender, onshore elektrolyse) worden als haalbaar beschouwd. Het verschil tussen model 3 en 4 is of windenergie op zee en elektrolyse gecombineerd of separaat wordt getenderd. Hierdoor bieden de modellen verschillende kansen.

Mitigeren van elektriciteitsprijrisico's

Het gecombineerd tenderen maakt het mogelijk om elektriciteitsprijrisico's te mitigeren binnen één business case. Wanneer er sprake is van een lage elektriciteitsprijs kan de geproduceerde windenergie op zee elektriciteit worden ingezet voor waterstofproductie. De mate waarin dit kan is afhankelijk van de ratio elektrolyse capaciteit en wind-op-zee capaciteit. Hiermee kan de business case van windenergie op zee worden ondersteund en het effect van kannibalisatie worden verkleind.

Het andere woorden, het biedt flexibiliteit om elektriciteit en waterstof te verkopen. De operator kan op basis van de elektriciteitsprijs het vermogen van elektrolyse aanpassen.

Faciliteren van optimalisaties

Gecombineerd tenderen faciliteert een aantal technische optimalisaties. TenneT geeft aan dat gecombineerde tenders nodig zijn om netoptimalisaties te realiseren.

Optimalisatie van het offshore exportkabel-tracé kan mogelijk zijn wanneer een aanlandingspunt dicht bij het windpark kan worden gekozen. Door bij de aanlanding elektrolysecapaciteit te realiseren kan er aangeland worden op locaties waar zonder de elektrolyser onvoldoende vraag of transmissiecapaciteit is. Anderzijds zou dit benodigde net-op-land verzwaringen kunnen reduceren.

In geval van separate tenders zou mogelijk middels het stellen van operationele randvoorwaarden (wanneer mag er aan het net worden geleverd, wanneer moet elektrolyse plaatsvinden) een zelfde optimalisatie worden mogelijk gemaakt. De uitvoerbaarheid daarvan zou echter met onder andere TenneT en marktpartijen moeten worden getoetst.

Concurrentie

Het separaat tenderen van elektrolyse kan het aantal concurrerende partijen voor de realisatie van elektrolyse vergroten, omdat het een significant lagere investering betreft dan windenergie op zee en de kennis en kunde bij andere partijen present is. Dit neemt niet weg dat elektrolysepartijen zich als consortiumpartner kunnen opstellen bij een gecombineerde tender. Indien er slechts enkele partijen zijn die het afname risico voor de geproduceerde waterstof kunnen dragen, kan een gecombineerde tender ook concurrentie voor de realisatie van windenergie op zee verkleinen.

Additionaliteit en emissiereductie

In geval van een gecombineerde tender, wordt de realisatie van elektrolyse afhankelijk gemaakt van de realisatie van windenergie op zee. Dit maakt het eenvoudiger om additionaliteit te bewijzen, wat vervolgens ten goede komt voor de certificering van groene waterstof. Dit kan een voorwaarde zijn voor de subsidiëring van groene waterstof.

Coördinatie

Het opschalen van elektrolyse vergt coördinatie, om bij te dragen aan emissiereductie en de sociaal-economische baten te maximeren. De uitrol moet passen binnen de doelstellingen, elektrische netontwikkeling, en mogelijk een landelijke waterstofinfrastructuur.

III. Tendermodel vergelijking

Onshore elektrolyse: Model 3 en 4 - Varianten en implicaties

Flexibele tender

Het is mogelijk om partijen flexibiliteit te bieden, om in een tender in te schrijven op de realisatie van windenergie op zee, elektrolyse of de combinatie van die twee. In deze tendervariant wordt de keuze om te combineren bij marktpartijen gelegd. Het voordeel van dit model is dat er niet op voorhand gekozen hoeft te worden tussen gecombineerd of separaat tenderen en dat de markt zelf haar voorkeur uitsprekt. Het nadeel is dat de mogelijke voordelen van tendermodel 3 wellicht niet gerealiseerd worden. Daarnaast geeft deze tender variant pas later duidelijkheid aan belanghebbenden zoals de netbeheerders. Bovendien bestaat er een risico dat er onvoldoende enkelvoudige biedingen zijn om beide kavels te vergunnen*. In dat geval is een gecombineerde bieding nadrukkelijk in het voordeel. Daardoor kan deze flexibele variant leiden tot een complexer tender- en selectieproces.

Aanvullende capaciteit bovenop de bestaande Routekaart windenergie op zee 2030

De toevoeging van grootschalige waterstofproductie leidt tot een toename van de elektriciteitsvraag. Het Klimaatakkoord van 2019 schrijft voor dat er 49 TWh aan elektriciteit opgewekt dient te worden door wind op zee in 2050. Indien er verdere elektrificatie plaatsvindt zal het aanbod van CO₂ vrije elektriciteit moeten groeien met de vraag, anders komt de doelstelling van 70% duurzame elektriciteit in 2030 in gevaar.

Daarnaast zijn de net-op-zee projecten van de bestaande Routekaart al dermate vergevorderd dat ontwerpwijzigingen (bijvoorbeeld in de exportkabel route, of aanlanding) niet meer mogelijk zijn. Dit beperkt de optimalisatiemogelijkheden en daarmee de waarde van de elektrolyser installatie.

Verantwoordelijkheden infrastructuur

De verantwoordelijkheid voor de elektrische- en waterstofinfrastructuur gerelateerd aan de gecombineerde uitrol kan bij verschillende typen partijen worden belegd. In de huidige windenergie op zee uitrol is TenneT verantwoordelijkheid voor de ontwikkeling, realisatie en operatie van de elektrische infrastructuur. De aanwijzing van TenneT faciliteert standaardisatie en inpassing van wind op zee in het net.

Er bestaat nog geen openbaar waterstofnet in Nederland. Een zogenaamde hydrogen-backbone wordt onderzocht door Gasunie, TenneT het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat in de aangekondigde *Hyway 27* studie. Een gedeelde waterstof infrastructuur (transport, opslag) kan kosten efficiënter zijn dan project specifieke infrastructuur. Het is bijvoorbeeld slechts marginaal duurder om een pijpleiding met hogere capaciteit te realiseren dan een pijpleiding voor de output van 1 elektrolyser. Daarnaast biedt het kansen om waterstof-vraag te bedienen die verder uit de kust ligt. Indien een openbaar waterstofnet wordt gerealiseerd zullen afspraken moeten worden gemaakt over o.a. de puurheid van de waterstof.

Kavels en vergunningen

Het voorbereiden van elektrolyse kavels en vergunningen kan bij de Rijksoverheid of marktpartijen worden belegd. De voordelen van het beleggen bij de Rijksoverheid zijn het versnellen van de doorlooptijd van realisatie, een sterkere regierol en het wegnemen van risico's voor ontwikkelaars (wat zich kan vertalen in lagere kosten). Een nadeel is dat in de locatiekeuze voor een elektrolyser er direct afnemers worden bevoorreed. Een openbaar waterstofnet kan dit nadeel wegnemen.



Figuur: illustratie van mogelijk waterstof gasnet, bron beeld: Ministerie van EZK

IV. Uitkomsten marktonderzoek

De markt is overwegend klaar voor gecombineerde tenders

Inleiding marktonderzoek

De beschreven tendermodellen zijn voorgelegd aan de markt middels interviews met negen marktpartijen en een workshop voor een bredere groep stakeholders. Tijdens de interviews hebben marktpartijen uitgebreid hun voorkeur voor de tendermodellen (of geen enkel tendermodel) kunnen onderbouwen. Tijdens de workshop was er ruimte voor de partijen om in te gaan op het 'ideale tendermodel'. De breed gedragen bevindingen zijn hier samengevat.

Markt is overwegend klaar voor gecombineerde tenders

De voorkeur van de markt voor de tendermodellen is verdeeld tussen gecombineerde tenders en separate tenders (onshore elektrolyse). Hoewel sommige partijen een voorkeur uitspreken voor separate tenders, lijkt de markt overwegend klaar voor gecombineerde tenders. Risicomitigatie in de onzekerheid van de elektriciteitsprijs en flexibiliteit in verkoop van energie worden als belangrijke voordelen benoemd.

Lange termijn potentieel offshore elektrolyse

De markt is nog niet klaar voor grootschalige offshore elektrolyse door technische barrières en grote onzekerheid in de kostenniveaus. De markt adviseert eerst onshore elektrolyse op te schalen. De potentie voor kostenreductie van infrastructuur en systeemintegratie moet verder worden onderzocht en demonstratieprojecten moeten gerealiseerd worden.

Tender als middel, niet als doel

De tender is geen doel op zich, maar het middel. De markt vraagt naar flexibiliteit in het realiseren en opereren van elektrolyzers en waarschuwt voor overmatige randvoorwaarden. Dit kan in de weg staan voor de optimalisatie en innovatie.

Overheid als regisseur

Marktpartijen zien nadrukkelijk een coördinerende en regisserende rol voor de overheid. Er dient duidelijkheid te komen over de verdeling van verantwoordelijkheden over de gehele keten, van het windpark tot aan de afnemers, waarbij competitiviteit gestimuleerd moet worden.

Succesvolle windenergie op zee tenders als voorbeeld

De uitrol van wind op zee onder de Routekaart is een voorbeeld van een effectieve tendersystematiek. Verschillende marktpartijen spraken een voorkeur uit voor een equivalente, en ook een brede, tender scope (vergunningen, kavels, infrastructuur, ondersteuningsmechanisme), met heldere selectievoorwaarden zoals laagst mogelijke kosten of subsidiebehoefte.

Realiseren van een open waterstofmarkt

Marktpartijen benadrukken dat er zorgvuldig moet worden gekeken naar de afname van geproduceerde waterstof. Momenteel worden installaties gerealiseerd voor een specifieke afnemer. Hierdoor is de business case afhankelijk van het voortbestaan van de afnemer, voor dit risico wordt typisch een garantie afgegeven door de afnemer. Gezien de grootte van de investering, kan er een onbalans ontstaan tussen de (financiële) balans van de afnemer en een dergelijke garantie. Dit kan beperkend zijn voor de concurrentie in een gecombineerde tender.

De markt benadrukt dat er zorgvuldig moet worden gekeken naar dit afnamerisico en het belang van een waterstof-backbone, wat een voor de marktpartijen noodzakelijke liquide en open markt en constante toevoer kan faciliteren.

Additionele wind op zee

De markt pleit voor additionaliteit: Wind op zee gebruikt voor de productie van groene waterstof moet bovenop de routekaart windenergie op zee komen.

Centrale gecoördineerde infrastructuur

Zowel de waterstof als elektrische infrastructuur moet volgens een meerderheid van de marktpartijen gecentraliseerd en gesocialiseerd worden, om een algemeen gedeelde en toegankelijke transport- en opslagcapaciteit te creëren. Marktpartijen benadrukken het belang van het realiseren van een 'hydrogen backbone'.

V. Indicatie planning gecombineerde tender

Tijdslijn gecombineerde tender in context van huidige roll-out

Analogie met IJmuiden Ver

De tender voor het windgebied IJmuiden Ver bestaat uit twee delen: 4 GW aan offshore wind capaciteit zal in twee delen van 2 GW worden aangeboden. De aanvraagperiode van het eerste deel (kavel I en II) is gepland voor 2023 en van het tweede deel (kavel III en IV) voor 2025. TenneT zal voor het gehele gebied de netaansluiting realiseren middels twee platforms van elk 2 GW, de voorbereidingen hiervoor zijn reeds in 2019 gestart.

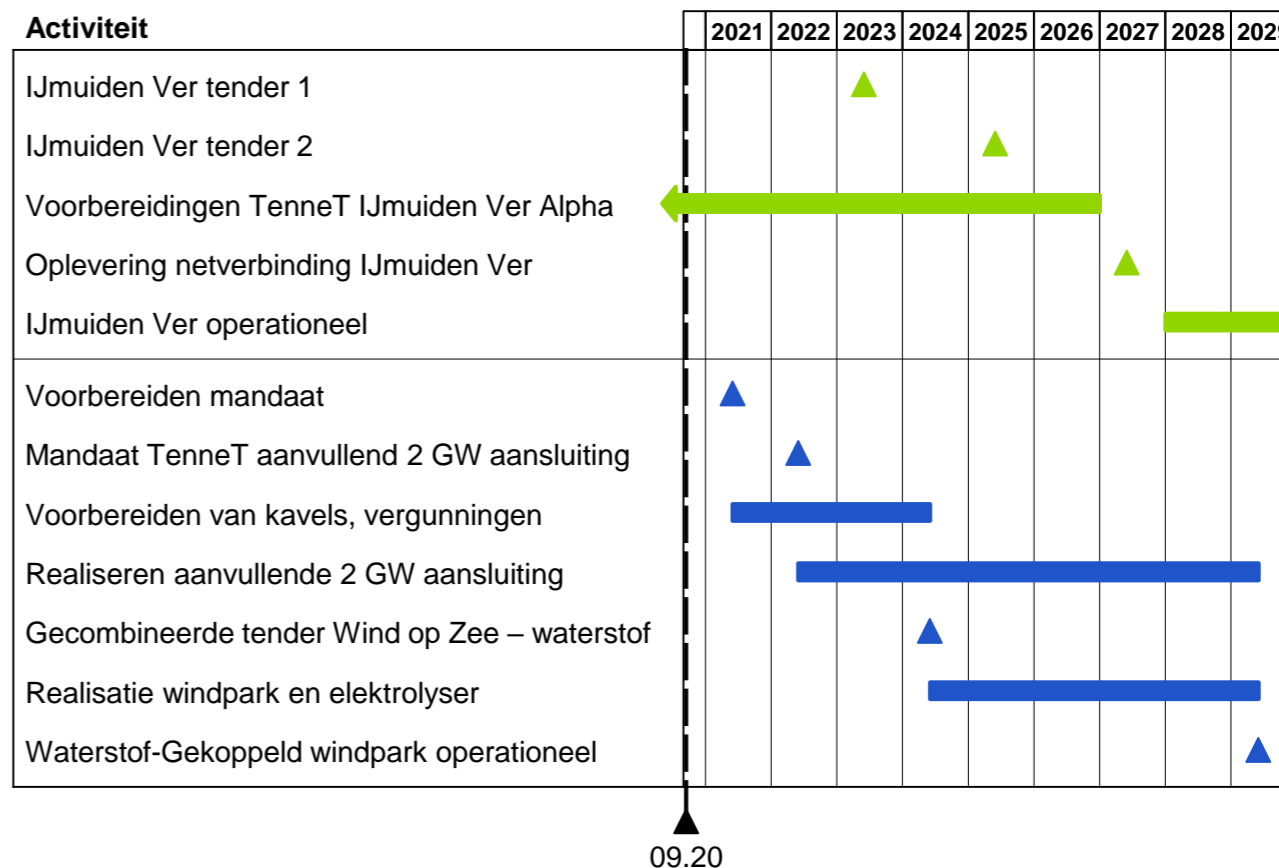
Aannamen gecombineerde tender

Voor de indicatieve planning van een gecombineerde tender windenergie op zee en waterstofproductie wordt er uitgegaan van eenzelfde netverbinding als voor IJmuiden Ver, dat wil zeggen, 2 GW High Voltage Direct Current (HVDC). Voorgaande tenders hebben aangetoond dat de benodigde tijd tussen het mandaat voor ontwikkeling en het opleveren van het net op zee zeven jaar bedraagt. Op basis van gerealiseerde en geplande windparken op zee wordt er voor realisatie van een gecombineerd project (windpark en elektrolyse) uitgegaan van een ontwikkelingstijd van vijf jaar.

Activiteiten voorafgaand aan realisatie

Om een gecombineerde tender mogelijk te maken voor realisatie voor 2030 dienen de volgende activiteiten te zijn uitgevoerd door de Rijksoverheid voordat de bouw kan starten:

1. Voorbereiding en toewijzing mandaat net op zee
2. Kavelselectie voor zowel wind op zee als elektrolyse op land
3. Site studies voor beide kavels
4. Kavelbesluit en vergunningstrajecten
5. SDE++ regeling voorbereiden op basis van maatwerkregeling onder het SDE besluit
6. Tender ontwerp en consultatie
7. Tender procedure en toewijzing



Hoofdstuk 3: Aanbevelingen

- I. Aanbevelingen tenderontwerp
- II. Urgente acties



I. Aanbevelingen tenderontwerp (1/2)

Gecombineerd of separaat tenderen windenergie op zee en elektrolyse op land

Guidehouse adviseert om tendermodel 3 als startpunt te nemen voor de gecombineerde uitrol van windenergie op zee en elektrolyse. Dit model heeft de voorkeur vanuit de doelstelling om systeemkosten te minimaliseren. Daarnaast kent het model voordelen van risicomitigatie (elektriciteitsprijs) en kan het ondersteuning bieden voor de windenergie op zee business case.

Eén van de argumenten van voorstanders van tendermodel 4 (separate tender windenergie op zee-elektrolyse) is een hogere mate van concurrentie dan in geval van model 3. Guidehouse verwacht dat dit argument voornamelijk geldt voor de elektrolyser. Indien model 4 wordt gekozen zouden er randvoorwaarden kunnen worden gedefinieerd om toch de laagste systeemkosten te realiseren. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan restricties voor het windpark op zee voor het invoeden van stroom op het net en operationele criteria voor de elektrolyser operator (bijvoorbeeld: hernieuwbare elektriciteit moet de marginale optie zijn ten tijde van waterstofproductie en elektrolyser dient beschikbaar te zijn als flexibele last indien nodig). Deze voorwaarden moeten verder uitgewerkt worden in samenwerking met TenneT.

Elektrolyse op zee

Grootschalige offshore elektrolyse zal door technische uitdagingen en onzekerheid in de kostenniveaus naar verwachting niet realistisch zijn voor 2030. De eerste gecombineerde tenders voor wind op zee en waterstofproductie dienen gericht te zijn op elektrolyse op land. Verder onderzoek en demonstratieprojecten zijn nodig om elektrolyse op zee op langere termijn toe te kunnen passen. Hiervoor zou model 2 gebruikt kunnen worden waarin ontwikkelaars de ruimte krijgen om een deel van de windenergie om te zetten naar waterstof middels een kleinschalige offshore installatie.

Additionele windenergie op zee bovenop Routekaart

Gecombineerde tenders voor wind op zee en waterstofproductie zullen uitgevoerd moeten worden bovenop de bestaande *Routekaart windenergie op zee 2030*. De toevoeging van grootschalige waterstofproductie leidt tot een toename van de elektriciteitsvraag. Het Klimaatakkoord van 2019 schrijft voor dat er 49 TWh aan elektriciteit opgewekt dient te worden door wind op zee in 2030. Indien de doelen in andere sectoren bereikt worden door verdere elektrificatie zal het aanbod CO₂ vrije elektriciteit moeten groeien met de vraag. Daarnaast zijn de vergunningstrajecten en studies voor de bestaande routekaart reeds gestart, dit beperkt de optimalisatiemogelijkheden.

Aansluiting op het hoogspanningsnet

Het ontkoppelen van de elektrolyse-installatie en het hoogspanningsnet wordt afgeraden. Het is voor (met name alkaline) elektrolyse-installaties nodig om een minimale basislast te realiseren, om versnelde degradatie te voorkomen. Deze basislast kan niet gegarandeerd worden als er enkel een aansluiting met een windpark is gerealiseerd. Ook batterijen bieden hier weinig soelaas gezien de grote benodigde volumes om windstille periodes te overbruggen. Bovendien is het mogelijk om de elektrolyser in te zetten als flexibele vraag om het net te ontlasten. Daarnaast is flexibiliteit (om waterstof én elektriciteit te leveren) van waarde voor de business case en resulteert het in een hogere potentie voor emissiereductie door prikkels op de elektriciteitsmarkt. Dit laatste is één van de hoofddoelstellingen voor gecombineerde tenders.

I. Aanbevelingen tenderontwerp (2/2)

Infrastructuur

Het integreren van windenergie op zee bovenop de capaciteit van de bestaande Routekaart is uitdagend. Indien het doel is om systeemkosten te minimaliseren moet er integraal gekeken worden naar het net-op-land en nieuwe net-op-zee verbindingen. Door TenneT aan te wijzen als netbeheerder op zee voor aanvullende capaciteit, blijft deze verantwoordelijkheid bij 1 partij die in staat is te optimaliseren. Waterstofinfrastructuur is een vereiste om een open, liquide waterstofmarkt te creëren. Guidehouse adviseert een netbeheerder aan te wijzen voor deze verantwoordelijkheid zodat er project overstijgend gewerkt kan worden. Hiermee kunnen de eerste stappen worden gezet naar een publiek waterstofnet, waarop meerdere partijen kunnen aansluiten. Het alternatief is dat infrastructuur onderdeel wordt van de tender en wordt ontwikkeld door individuele marktpartijen. Voorstanders noemen optimalisatiemogelijkheden binnen een project als voordeel. Dit brengt echter de beperking met zich mee dat deze project-infrastructuur niet openbaar is. Dit komt de maatschappelijke kosten en de systeemefficiëntie niet ten goede.

Ondersteuning van onrendabele top

Er is voorlopig nog sprake van een significante onrendabele top voor waterstofproductie. Correcte ondersteuning en minimalisatie van de risico's dient dus onderdeel te zijn van het tenderpakket. Het dekken van de onrendabele top kan bijvoorbeeld middels een maatwerkregeling binnen SDE++. Door aangepaste gunningscriteria kunnen marktpartijen concurreren op de laagste subsidiebehoefte die nodig is om waterstof te produceren binnen het project. Voor iedere subsidieregeling geldt dat deze moet passen binnen de Europese staatssteuntoets en dat projecten bijdragen aan emissiereductie.

Tenderproduct

Guidehouse adviseert in het definiëren van het tenderproduct voor een gecombineerde tender parallellen te zoeken met de huidige windenergie op zee systematiek. Het one-stop-shop principe heeft geleid tot snelle doorlooptijden, gereduceerde onzekerheid en risico's voor aanbieders, en een gelijk speelveld. In deze systematiek heeft de Rijksoverheid een regierol in de grootschalige realisatie van windenergie op zee.

In geval van een gecombineerde tender kunnen soortgelijke maatregelen risico's wegnemen bij ontwikkelaars:

- Kavelselectie en voorbereidende studies voor onshore elektrolyser uitgevoerd door de overheid
- Aansluiting van windpark en elektrolyser worden gerealiseerd door netbeheerder
- Vergunningentrajecten worden doorlopen door de overheid en de vergunningen worden toegekend aan de succesvolle aanbieder
- In geval van een onrendabele top voor elektrolyse, kan productiesubsidie worden toegekend aan de succesvolle aanbieder

Deze wijze van tenderen komt ten gunste van een gelijk speelveld voor elektrolyse installaties. Indien ontwikkelaars eigen kavels moeten voorbereiden hebben partijen met een bestaande locatie een groot voordeel.

II. Urgente acties

De doelstelling om met behulp van gecombineerde tenders voor 2030 projecten te realiseren vraagt om actie op de korte termijn. Indien een soortgelijke doorlooptijd als de IJmuiden Ver projecten wordt gehanteerd zullen voorbereidende werkzaamheden al in de tweede helft van 2021 moeten starten. Dit impliceert dat er op korte termijn activiteiten moeten worden gestart.

Heldere formulering van doelstellingen tender

Een tender is een middel om specifieke doelstellingen te bereiken. In de afweging tussen tendermodellen en ontwerpvarianten is het van belang wat de prioriteiten of weegfactoren zijn tussen verschillende doelen. Een nauwkeurige formulering van deze doelen faciliteert transparante afweging tussen tendermodellen.

Kosten-baten analyse

Een van de belangrijkste potentiële voordelen van gecombineerd tenderen is optimalisatie van het hoogspanningsnet, offshore kabel tracés, en het aanlandingspunt. Om de kosten en baten van een dergelijke optimalisatie te berekenen, is het noodzakelijk om specifieke locaties te beschouwen. Dit wordt onder andere gedaan in een reeds lopend traject van het Minister van Economische Zaken en Klimaat. Daarnaast kan het vereist zijn om een analyse van het hoogspanningsnet (load flow analyse) uit te voeren. Een dergelijke kosten-baten analyse moet worden uitgevoerd in samenwerking met de netbeheerder.

Uitwerken waterstofinfrastructuur

De specificaties, locaties en kosten van de waterstofinfrastructuur (transport en opslag) moeten worden bepaald. Hierbij kan een onderscheid worden gemaakt tussen een project-specifieke of project-overstijgende infrastructuur.

Kavelselectie en kabeltracés

Gezien de doorlooptijd van de kavelstudies, surveys en vergunningen dient er op korte termijn een geschikt kavel geselecteerd worden voor de aanvullende wind-op-zee capaciteit. Voor de selectie van een onshore elektrolyse kavel bij de aanlandingslocatie is mogelijk meer tijd, omdat de realisatie minder lang duurt. Er geldt een andere doorlooptijd voor het vergunningentraject van de installaties en infrastructuur op land. Het voor aanlandingslocaties is reeds gestart door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, in samenwerking met TenneT en Gasunie.

Beoordeling van het wettelijke kader

Een beoordeling van het huidige wettelijke kader is noodzakelijk om vast te stellen of wijzigingen noodzakelijk zijn, om gecombineerde tenders te realiseren. Hierbij kan gedacht worden aan de Wet Windenergie op Zee en de Gaswet.

Marktmodellering

Voor een nadere beschouwing van het gedrag van een elektrolyse-installatie en de verhouding tussen windenergie op zee en elektrolyse capaciteit is het nodig om marktmodellering uit te voeren. Hierin dienen ook de gevoeligheden voor mogelijke subsidieprikkels getoetst te worden.

In kaart brengen risico's afname

Risico's die gepaard gaan met een gesloten waterstofmarkt en de afhankelijkheid van één of enkele afnemers kunnen verder in kaart worden gebracht. Gelijksortige risico's bestaan bijvoorbeeld bij warmtenetten. Nader onderzoek over hoe deze type risico's worden gealloceerd tot nu toe (bijvoorbeeld met garanties) en de vertaling naar gecombineerde tenders kan helpen bij het vormgeven van de tenders.

Auteurs

Kees van der Leun

Bob Prinsen

Lennard Sijtsma



©2020 Guidehouse Inc. All rights reserved. This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

