

Informatie respondent

Kunt u in uw reactiedocument beknopt aangeven: 1) wat uw bestaande rol is in de energiesector, en 2) welke rol u voor uw organisatie voorziet in de waterstofsector?

Het Havenbedrijf Rotterdam N.V. (HbR) heeft als opdracht het creëren van economische en maatschappelijke waarde en het realiseren van duurzame groei t.b.v. het behouden van de directe en indirecte toegevoegde waarde van het Haven en Industrieel Complex (HIC). In totaal levert het HIC een bijdrage van € 63 mrd., ruim 8% van het BBP.

Vanuit deze rol werkt HbR met partners aan diverse projecten en ontwikkelingen om de transitie van het HIC te realiseren. De strategie bouwt voort op programma's zoals het "in 3 stappen naar een duurzaam industrieel cluster" (het aanbod van Rotterdam-Moerdijk voor het Nationaal Klimaatakkoord) en de Cluster Energie Strategie (CES Rotterdam-Moerdijk). Hierin wordt de clusteraanpak op basis van concrete projecten uitgewerkt.

Bij de verduurzaming van het HIC is een grote rol voorzien voor waterstof als brandstof en grondstof in de industrie en chemie alsmede in de logistieke ketens. Vanuit de rol in het ARRRRA-cluster (Antwerpen Rotterdam Rijn-Ruhrgebied) werkt HbR aan de ontwikkeling van Rotterdam als Europese waterstofhub. Hier komen alle delen van de keten samen: import, productie, afname, opslag en transport. Dit zorgt voor een versterking van het vestigingsklimaat en het faciliteert bedrijven om te kunnen verduurzamen en hun leveringszekerheid van energie en grondstoffen te garanderen. HbR werkt daarom bijvoorbeeld aan de ontwikkeling van het 2 GW conversiepark op de Maasvlakte en het mogelijk maken van waterstofimport alsmede de Delta Corridor. Dit laatste project is in het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) gemarkeerd als project van nationaal belang.

De opbouw en ombouw van de industrie in Nederland en de industrie in Noordwest Europa, waarmee we verbonden zijn, vraagt om beleidsmatige randvoorwaarden om dit tijdig te kunnen realiseren.

1. Productie/elektrolyse

1.1 Zijn er omstandigheden waaronder u het wenselijk acht dat netwerkbedrijven of netbeheerders in de toekomst een rol hebben bij de ontwikkeling van elektrolyse installaties? Zo ja, onder welke voorwaarden? Zie in dit kader ook: ACM, 'Leidraad netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers'.

In principe elektrolyse zoveel mogelijk aan de markt overlaten, in lijn met de algemene uitgangspunten voor marktwerking die EZK ook hanteert ten aanzien van productie van energiedragers en grondstoffen. Zoals in de analyse van de Cluster Energiestrategieën door de kennisinstellingen is geconcludeerd, zijn er ruimschoots concrete plannen voor productiecapaciteit in de clusters aanwezig. We zien ook in Rotterdam dat de markt dit al in een vroeg stadium goed oppakt en er dus geen reden is om netwerkpartijen hier een rol in te geven. Zo zijn er momenteel al vier verschillende partijen die een electrolyser in het havengebied ontwikkelen.

Het inzichtelijk maken van buffer- en flexcapaciteit is een onderwerp dat in het kader van de CES wordt onderzocht. Hierbinnen zou een suggestie kunnen zijn om (netwerk)bedrijven de mogelijkheid te bieden om buffer- en flexcapaciteit te ontwikkelen tijdens de uitbouw van het waterstofsysteem. Dit zou uiteraard strikt gescheiden van de netbeheerdersrol moeten gebeuren. En ook marktpartijen die hier interesse in hebben, dienen de ruimte te krijgen.

1.2 Acht u het wenselijk dat de overheid en/of netbeheerders actief gaan sturen op de locatie van elektrolyse-installaties? Denk bijvoorbeeld aan het aanwijzen of identificeren van kavels/locatie middels ruimtelijk instrumentarium of in netwerkontwikkelingsplannen. In welke situaties is sturing volgens u meer of minder gewenst?

Meer algemeen zou het goed zijn om niet alleen de systeemrol en locatie van electrolyzers te beschouwen maar alle bouwstenen in het toekomstige elektriciteits-, waterstof-, brandstoffen- en grondstoffsysteem. Naast infrastructuur en opslag, gaat het bijvoorbeeld ook om conversie-installaties, aanlanding wind op zee en opwek. Hierbij kun je differentiëren naar verschillende fases van ontwikkeling: initiatie, opschaling en eindfase. En dan per fase bepalen wat de rollen zijn voor private en publieke sector. Dit dient vanuit de vragende partijen te worden beredeneerd.

Een andere in onze ogen wezenlijke vraag is hoe de marktordening van waterstof binnen de marktordening van het complete energie- en grondstoffsysteem past, inclusief import en opslag. Een heldere visie hierop is nog in ontwikkeling en de concrete MIEK-projecten geven hier richting aan. Dit kan voor de clusters worden uitgewerkt in de CES 2022 en zo als input dienen voor het Programma Energie Systeem (PES).

In antwoord op de hier specifiek gestelde vraag: beschikbaarheid van kavels dient te worden gezien in samenhang met het systeem van aanlanding wind op zee, elektrolyse, import, opslag, doorvoer en gebruik van waterstof. Direct aanwijzen is niet noodzakelijk, wel dient een integrale planvorming met alle belanghebbende partijen te worden afgestemd.

2. Ontwikkeling en beheer van waterstoftransportnetten

2.1 Regels rondom derden-toegang moeten verzekeren dat (potentiële) gebruikers van energie infrastructuur op basis van transparante en non-discriminatoire voorwaarden effectief toegang krijgen tot deze infrastructuur. Hieronder vallen ook de kaders waarbinnen redelijke tarieven tot stand moeten komen. De Europese Commissie stelt voor dat lidstaten tot 2031 de keuze hebben tussen de invoering van een onderhandelde of gereguleerde systematiek van derden-toegang tot waterstofnetwerken (artikel 31 Gasrichtlijn). Bij gereguleerd derden-toegang stelt de toezichthouder de methoden vast op basis waarvan de tarieven tot stand moeten komen en keurt de tariefvoorstellen van netbeheerders goed. Een directe invoering van dergelijke gereguleerde toegangssystematiek lijkt zich momenteel minder goed te lenen voor waterstoftransport per leiding omdat het net in ontwikkeling is en er sprake is van een zekere overdimensionering en aanloop- en vollooproisico. Dit bemoeilijkt de vaststelling van volumes, efficiënte kosten en efficiëntieprikkels om tot een gereguleerd tarief te komen. Daarnaast zullen maatstaf of benchmark vergelijkingen tussen netbeheerders zoals bij gas en elektriciteit niet gelijk mogelijk zijn. Ook kost de ontwikkeling van gereguleerde toegangssystematiek, inclusief methode- en tariefbesluiten, veel tijd. Bij onderhandelde derden-toegang vindt er onderhandeling plaats tussen de netbeheerder en een potentiële gebruiker van het net. Deze onderhandelingen dienen ter goede trouw plaats te vinden op basis van indicatieve voorwaarden en tarieven vanuit de netbeheerder. Als de overheid of toezichthouder hier geen aanvullende regels voor vaststelt, spreekt men van 'zuivere onderhandelde toegang'. Tot juli 2004 kende Nederland een systeem van 'hybride onderhandelde toegang' tot gastransportnetten waarbij de toezichthouder, destijds de DTe, richtlijnen vaststelde op basis waarvan de netbeheerders hun indicatieve voorwaarden en tarieven moesten vaststellen. Deze richtlijnen hadden o.a. betrekking op het type dienstverlening, type transportcontracten en (kosten)basis waarop de tarieven tot stand moesten komen, zie bijvoorbeeld 'Toelichting Richtlijnen Gastransport 2003'. Welk systeem van derden-toegang (gereguleerd, zuiver- of hybride onderhandelde toegang) is volgens u op korte- en

middellange termijn het meest wenselijk voor het landelijke transportnet dat door Gasunie wordt ontwikkeld?

In de toelichtende tekst bij deze consultatie schrijft u dat het een gegeven is welke partij het landelijke transportnet gaat ontwikkelen. Deze consultatie gaat vervolgens over de voorwaarden waarbinnen dit transportnet ontwikkeld moet worden. Wij maken van deze gelegenheid gebruik om hier toch kort iets over op te merken. HbR heeft een onafhankelijke externe partij laten toetsen in hoeverre de concept EU regelgeving ruimte laat voor de ontwikkeling van private transportnetten naast een landelijk transportnet. Uit deze analyse blijkt dat die mogelijkheden er voldoende zijn (zoals wij in antwoord op vraag 2.3 uiteenzetten). Tegelijkertijd blijkt er een aantal kanttekeningen te plaatsen bij de manier waarop de Nederlandse overheid de marktordening wil vormgeven, met name rondom de regulering van het landelijk transportnet. Deze analyse kunnen we op verzoek met u delen en bespreken.

In antwoord op de gestelde vraag: voor het havengebied is het belangrijk dat het systeem in de haven (HyTransport) onafhankelijk wordt ontwikkeld van het landelijk waterstofnet en afgestemd wordt op het lokale gebruik. Het is een zelfstandig Rotterdams netwerk dat het beginpunt is van zowel de waterstofbuisleiding in de internationale Delta Corridor (voor de industrie in Noordwest-Europa), als de nationale backbone. De toepassingen van deze beide infrastructuren zijn verschillend en kunnen ook qua specificaties (kwaliteit, druk, e.d.) afwijken. Het is belangrijk dat er non-discriminatoir wordt gehandeld binnen de haven, dus gelijke tarieven voor gebruikers, waarna tariefopslagen voor het gebruik van het landelijk net (buiten de haven) of Deltacorridor kunnen worden toegevoegd. Gereguleerde tarieven voor gebruikers van waterstof in de haven, die gebaseerd zijn op de kosten voor de ontwikkeling van een landelijk dekkend waterstoftransportnetwerk zijn onwenselijk. Een systeem van onderhandelde toegang, met of zonder voorwaarden, is gewenst. Laat infrastructuur ontstaan op basis van natuurlijke marktontwikkeling. Vervolgens groeit de infrastructuur en ontstaan er verbindingen, zodat er een landelijk dekkend netwerk ontstaat. Op dat moment kan opnieuw bekeken worden of er (andere) eisen noodzakelijk zijn voor de toegangs- en tariefsystemen.

2.2 Als u bij vraag 2.1 heeft gekozen voor een systeem van (hybride) onderhandelde toegang, waar zouden de richtlijnen/voorwaarden vanuit de overheid en/of toezichthouder in elk geval betrekking op moeten hebben?

In ieder geval zou er, naast regels voor de kostprijs, ook aandacht moeten zijn voor het volloopriscio om te voorkomen dat er een nadeel ontstaat voor *first movers*. En specifiek voor industrie is het van belang om de competitiviteit ten opzichte van concurrerende regio's in ogenschouw te nemen.

2.3 In de kamerbrief van 10 december 2021 (p. 4) zijn meerdere redenen genoemd waarom het volgens het kabinet noodzakelijk is dat het landelijk transportnet voor waterstof als één integraal landelijk netwerk wordt ontwikkeld en gaat functioneren, zowel technisch, operationeel als functioneel. Hetzelfde is al het geval bij de landelijke transportnetten voor elektriciteit en gas. De beheerders hiervan, TenneT en GTS, hebben een exclusieve wettelijke taak. Dit zorgt er onder andere voor dat er socialisering van de kosten kan plaatsvinden, zonder dat andere partijen de meest rendabele leidingen of kabels commercieel ontwikkelen, zgn. 'cherry picking'. Bij elektriciteit en gas kennen we naast deze gereguleerde netten ook directe lijnen en gesloten distributiesystemen waarbij de eigenaar kan worden ontheven van de plicht om een netbeheerder aan te wijzen. In beide gevallen gaat het om de uitwisseling van energie tussen een beperkte groep aangeslotene in een vaak commerciële of industriële context. Voor wat betreft mogelijke vrijstellingen voor commerciële private waterstofnetten, heeft Nederland eerder in het gezamenlijke position paper van het Pentalateraal

Energieforum pleit voor strikte uitzonderingen van regulering voor nieuwe commerciële private netten, terwijl voor bestaande netten een soepeler overgangsregime kan gelden. De Europese Commissie kiest in haar voorstellen voor uitzonderingen voor zowel bestaande waterstofnetwerken als voor geografisch afgebakende waterstofleidingen. In het laatste geval gaat het om waterstofleidingen die waterstof transporteren van één entry punt naar een gelimiteerd aantal exit punten binnen een geografisch afgebakend industrieel of commercieel gebied (artikel 48 van de Gasrichtlijn). De beheerder van een dergelijke leiding hoeft dan niet te voldoen aan de eisen voor verticale ontvlechting (artikel 62 i.c.m. artikel 54 van de Gasrichtlijn. NB. De verwijzing naar artikel 56 in artikel 62, eerste lid, is incorrect en moet artikel 54 zijn) maar is niet vrijgesteld van voorwaarden rondom derden-toegang en totstandkoming van tarieven. Hoe kijkt u aan tegen eventuele wettelijke ruimte voor de ontwikkeling en beheer van commerciële waterstofnetwerken door private marktpartijen met uitzonderingen van regulering naast een gereguleerd landelijk publiek transportnet? Welke voorwaarden moeten hiervoor gelden? Hoe kan ongewenste ‘cherry picking’ worden voorkomen t.o.v. een publiek landelijk waterstofnet?

Vooropgesteld, HbR is uitdrukkelijk voorstander van een én-én benadering. We zien de toegevoegde waarde van het ontwikkelen van een landelijk waterstofnet door Gasunie met gebruikmaking van reeds bestaande aardgasbuisleidingen. Daarnaast zijn private netwerken nodig voor de *business-to-business* plannen en behoeften van de industrie. Wij zullen dit standpunt hier verder uiteen zetten.

Om te beginnen is hierbij van belang welke visie het Rijk hanteert voor de benodigde energie- en grondstoffentransitie, de rol van infrastructuur daarbinnen en de gewenste en noodzakelijke snelheid om ontwikkelingen op gang te brengen.

In de Kamerbrief van 15 mei 2020 wordt in dit kader onder meer het volgende opgemerkt:

“Eerder, niet strenger. Wachten met het inzetten van de voor de aanpak van klimaatverandering benodigde transitie leidt tot meer onzekerheid en hoger gepercipieerde risico’s voor grote investeringen in duurzame basisindustriële productie in Nederland. Zoals het Klimaatakkoord aangeeft, kiest Nederland ervoor om sneller met ambitieuzer klimaatbeleid te starten dan de rest van de EU, niet om strenger te zijn. Door eerder dan andere landen de transitie te starten die internationaal noodzakelijk is voor een duurzame toekomst, kunnen bedrijven een koploperpositie innemen bij het duurzaam produceren.”

Dit beschrijft exact waarvoor de Delta Corridor nodig is en het goed is dat deze aangelegd wordt door commerciële partijen. Niet alleen voor Nederlandse CO₂-reductie, maar ook om koploper (snelheid) te zijn, internationaal de duurzame toekomst te kunnen regisseren (met extra impact op CO₂-reductie) en voor het verdienmodel van Nederland. Het *Fit-for-55* pakket van de EU verhoogt de druk maar daarmee ook de kansen voor Nederland op dit gebied. Door snel en ambitieus aan de slag te gaan, vergroten we de kansen op succes op bovengenoemde terreinen. Hierbij dient een schaa sprong te worden gemaakt op het gebied van productie en aanvoer van groene waterstof om de industrieën daadwerkelijk te laten vergroenen.

De Minister voor Klimaat en Energie erkent het belang van een schaa sprong en het belang van de timing in de Kamerbrief van 18 februari 2022 en merkt in dit kader het volgende op: *“De Delta Corridor biedt kansen voor modal shift van transport en verbetering van de externe veiligheid op en langs bovengrondse spoor-, water- en snelwegen. Dit leidt in potentie tot minder CO₂ en stikstof uitstoot door minder transportbewegingen en mogelijkheden voor woningbouw nabij het spoor bij de betrokken Brabantse steden. De Delta Corridor is aangemerkt als project van nationaal belang vanwege kansen die het project biedt voor Nederland. Het is een strategisch project met de potentie om de noodzakelijke schaa sprong te creëren voor de realisatie van klimaat- en*

duurzaamheidsdoelstellingen. Tegelijkertijd kan het de concurrentiepositie van de bestaande industrie op de route Rotterdam-Chemelot en de Rotterdamse haven versterken en daarmee bijdragen aan het vestigingsklimaat voor nieuwe spelers die op zoek zijn naar een toekomstige infrastructuur. Een tijdige aanleg biedt ons land een 'first mover'-voordeel. Tot slot biedt dit project kansen om de samenwerking voor klimaat en economie met de buurlanden te versterken, passend bij de EU-ambities."

De noodzaak van een schaa sprong is zeer recent nog pregnanter naar voren gekomen door de Russische invasie van Oekraïne. In reactie hierop heeft de Europese Commissie het *REPowerEU* plan gepubliceerd. Hierin benadrukt de EU het belang van import naast eigen productie. Concreet voorziet de Commissie tegen 2030 een aanvullende 10 mln. ton aan import van groene waterstof plus een aanvullende 5 mln. ton aan eigen productie van groene waterstof. Deze 15 mln. ton komt bovenop de 5,6 mln. ton uit het *Fit-for-55* pakket. Dit is dus een enorme verhoging van de eerdere EU ambities. De Commissie onderstreept hierbij de noodzaak van snelle realisatie van (grensoverschrijdende) infrastructuur en wijst op de belangrijke rol die havens in deze ontwikkeling spelen.

De industrie heeft zekerheid nodig over tijdige, betrouwbare (hoge leveringszekerheid) en voldoende aanleg van infrastructuur die nodig is om de verduurzamings slag te maken met de juiste specificaties. Een deel van de industrie slaat daarom de handen ineen om zelf initiatief te nemen een waterstofleiding aan te leggen, in combinatie met o.a. een CO₂-leiding, als onderdeel van het Delta Corridor project. Dit is zoveel mogelijk privaat gedreven en van groot belang voor de verduurzaming en de competitiviteit van de clusters Chemelot, Rotterdam en Moerdijk. Bovendien kloppen Duitse partijen nadrukkelijk op de deur om mee te doen aan de private ontwikkeling van de Delta Corridor. Het systeem biedt namelijk ook een oplossing voor de verduurzaming van industrie net over de grens.

Het belang van dit project is door het Rijk en de politiek erkend door opname in het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) als een van de negen projecten van nationaal belang.

Hiermee is de Delta Corridor ook een instrument voor de Rijksoverheid om klimaatdoelstellingen, inclusief CO₂- en stikstofreductie, te realiseren. Tegelijkertijd draagt het bij aan versterking van het Nederlandse vestigingsklimaat en de internationale concurrentiepositie van de industrie in Nederland, behoud van werkgelegenheid en ontwikkeling van nieuwe kennis en innovaties. Vanuit dit perspectief steunt bijvoorbeeld de provincie Limburg dit project dan ook volmondig. De toekomst van de (basis)industrie in Nederland zal in belangrijke mate worden bepaald door de snelheid waarmee Nederland erin slaagt om de vervuilende activiteiten af te bouwen en nieuwe duurzame waardeketens op te bouwen, terwijl leveringszekerheid te allen tijde gegarandeerd blijft. Hiervoor is de tijdige realisatie en een snelle schaa sprong van de daarvoor benodigde infrastructuur cruciaal, waaronder buisleidingen voor het transport van groene waterstof (en ook CO₂).

De waterstofleiding van de Delta Corridor wordt zo gedimensioneerd dat deze kan voldoen aan de groeiende vraag naar waterstof en zodoende de gewenste schaa sprong mogelijk maakt. HbR benadrukt het belang van een vraaggedreven aanpak die grotendeels zal worden gestuurd door de import van groene waterstof en het transport daarvan naar de industrieclusters in Noordwest-Europa. De industriële clusters in het achterland hebben aangegeven voor de periode 2026-2030 reeds een vraag te hebben naar ongeveer 1,5 miljoen ton waterstof per jaar. De verwachting is dat deze vraag alleen maar zal toenemen, zodra vaststaat dat er een waterstofleiding in de Delta Corridor tijdig gerealiseerd zal worden die voldoet aan de specificaties die de industrie nodig heeft.

Een ander wezenlijk punt voor de besluitvorming over marktordening is dat de waterstofmarkt nog maar net in ontwikkeling is. Het zou ons zeer bevreemden als in deze prille fase van marktontwikkeling, het Rijk kiest voor hele strikte regulering van de benodigde infrastructuur. Regulering zou een sluitstuk moeten zijn van een verder ontwikkelde markt waar sprake is van marktfalen met bijbehorende ongewenste uitkomsten. De gasregulering waar veelvuldig naar verwezen wordt, is de uitkomst van 50 à 60 jaar gastransport en gasmarktontwikkeling. Dat is een totaal andere situatie dan waarin waterstof zich op dit moment bevindt. Bovendien zijn er nog vele vragen bij de exacte ombouw van het gasnetwerk naar een waterstofnetwerk, die met name ook van belang zijn voor klanten en afnemers in het achterland van de Rotterdamse haven. Hoe zeker is de snelheid van de ombouw van het gasnet? Hoe verhoudt dit zich tot de nog langjarige noodzaak van gastransport, zowel voor grootverbruikers als voor kleinverbruikers, die samen moet gaan met waterstoftransport? Waar zitten bottlenecks in het landelijk gasnet waar de ombouw gaat knellen? Is het wel mogelijk om een waterstofkwaliteit te bepalen voor alle verschillende vormen van gebruik? Kunnen er garanties af worden gegeven op het tijdig ombouwen en geschikt maken van het gasnetwerk? Kortom, hoe ziet het uitrolplan er precies uit? Dit is te meer relevant met het oog op de recente geopolitieke ontwikkelingen en de noodzaak om meer LNG te gaan importeren in zowel Nederland (via Rotterdam) als twee nieuw aangekondigde LNG importterminals in Noord-Duitsland. Hierdoor zal een deel van de gasleidingen waarschijnlijk langer worden gebruikt dan eerder voorzien.

Hierbij mag ook niet uit het oog verloren worden dat infrastructuur een middel is om iets te bereiken en niet een doel an sich. Een aantrekkelijk vestigingsklimaat voor het bedrijfsleven is een belangrijke doelstelling, ook om uitvoering te geven aan de Kamerbrief over de verduurzaming van de basisindustrie. Bovendien hebben bestaande partijen, zoals Air Liquide en Air Products in Rotterdam industriële netwerken voor waterstof, die onderdeel zijn van een integraal systeem. Dit moet kunnen blijven bestaan. Verder zijn er nieuwe private initiatieven, zoals de genoemde Delta Corridor, die noodzakelijk zijn om de positie van Nederland in de energie- en grondstoffenstromen te behouden. Ook bij de Delta Corridor spelen publieke belangen nadrukkelijk een rol, zoals decarbonisatie, concurrentievermogen en leveringszekerheid voor de industrie. Dit kan heel goed hand in hand gaan met het publieke belang dat iedereen toegang moet kunnen krijgen tot een waterstofnetwerk, dat bij Hyway27 een centrale rol speelt. Heeft de overheid in dit licht ook nagedacht over het laten bestaan van separate netwerken op basis van sectoren of kwaliteit van de waterstof?

Gezien de vele onzekerheden en ontwikkelingsvragen die er zodoende nog zijn over de tijdige aanleg van infrastructuur, maar ook over het precieze pad van verduurzaming en het tempo waarmee (groene) waterstof zich daarbinnen zal ontwikkelen, is het onwenselijk/onverstandig als het Rijk nu al op één paard gaat wedden en andere initiatieven geen ruimte biedt. Overigens heeft de ACM recent een vergelijkbaar standpunt gepubliceerd, inclusief het gebrek aan noodzaak van regulering. Uw Minister voor Klimaat en Energie heeft daarnaast zeer recent (8 februari 2022) in antwoorden op Kamervragen laten weten dat een leidend principe bij de afbakening van activiteiten door netwerkbedrijven is dat activiteiten die door de private sector kunnen worden uitgevoerd aan de markt moeten worden overgelaten.

Het Havenbedrijf Rotterdam is niet zozeer kritisch over de idee van de landelijke waterstofbackbone, integendeel zelfs. Maar we zijn wel kritisch over de aanname dat dit netwerk als één integraal geconverteerd netwerk (bestaande aardgasnetten moeten alleen worden geconverteerd daar waar dat zinvol is) en door slechts één partij zou moeten worden ontwikkeld. HbR ziet zoals hierboven gemeld juist een én-én ontwikkeling als gewenst en noodzakelijk. Hiermee bedoelen we dat er ruimte dient te zijn voor private *business-to-business* initiatieven zoals de bestaande

waterstofnetwerken en de Delta Corridor, naast de ontwikkeling van een (gereguleerd) landelijk waterstoftransportnetwerk door Gasunie met gebruik van een deel van het huidige aardgasnetwerk.

Het is uit talrijke studies overduidelijk dat er een enorme behoefte aan waterstof is in alle sectoren, waaronder uiteraard de industrie, om de doelen in 2050 te kunnen halen. Hoe eerder er duidelijkheid is over de beschikbaarheid van infrastructuur, hoe eerder bedrijven investeren in verduurzaming van hun faciliteiten, hoe eerder CO₂-reductie wordt bereikt etc. Het *REPowerEU* plan dringt aan op versnelling van import en productie. In dit plan gaat de EU uit van aanvullende import van 10 mln. ton waterstof in 2030 en 5 mln. ton aanvullende EU productie, bovenop de eerdere voorziene 5,6 mln. ton waterstof uit eigen productie en import. Aanleg van infrastructuur geldt hierbij als noodzakelijke randvoorwaarde. HbR gaat uit van 20 mln. ton waterstof per jaar in het Rotterdamse havengebied in 2050 (import en productie). Voor het transport van dit volume naar de afnemers zijn naar inschatting tien stuks 36" of zes stuks 48" buisleidingen nodig. Deze infrastructuur wordt bovendien aangelegd met een levensduur van minimaal 50 jaar. Vanuit die optiek zouden mogelijke vollooprisico's, die voortkomen uit het feit dat niet vanaf dag één alle waterstofinfrastructuur gegarandeerd volledig benut wordt, niet een leidende rol mogen spelen bij de netwerkontwikkeling.

Waterstofnetten kunnen ook organisch uitgroeien tot één landelijk netwerk. De Nederlandse wetgever kan in dat kader kwaliteitsstandaarden en derdentoegang verplichten. Hier is geen integraal uitrolplan voor rekening van één partij voor nodig. Sterker nog, HbR vreest dat deze voorgestelde aanpak zal zorgen voor een aanzienlijke vertraging van de opschaling van de waterstofmarkt en daarmee van de decarbonisatie van de industrie in Nederland en de overige clusters in Noordwest-Europa. Een groot deel van de bedrijven in de industrieclusters valt onder de EU ETS, en onder de extra Nederlandse CO₂-heffing. De voorstellen van de EU als onderdeel van het *Fit-for-55* pakket vragen eveneens om vergaande vergroening van de te gebruiken waterstof, zoals blijkt uit een recente studie van CE/TNO voor VNCI. Tijdige toegang tot waterstofinfrastructuur (en CO₂-afvoer) is een randvoorwaarde voor de continuïteit en de internationale concurrentiepositie van deze bedrijven. Dit gegeven zou als uitgangspunt moeten worden genomen voor de aanleg van waterstofinfrastructuur voor de industrie en niet zozeer de timing van het aanbod van de geconverteerde aardgasnetten.

Laten we ook leren van de huidige problemen bij de elektriciteitsnetten, waar te laat geanticipeerd is op de snelle groei van de productie van duurzame elektriciteit. Pas besluiten om infrastructuur aan te leggen als volledig zeker is dat de productie er komt, is het paard achter de wagen spannen. Aanleg van grootschalige infrastructuur zoals de Delta Corridor vergt nu eenmaal langere tijd dan (als het goed is) de ontwikkeling van groene waterstofproductie. Op die manier zijn netwerken meestal te laat op orde, wat weer tot gevolg heeft dat verdere productie van duurzame energie en grondstoffen gefrustreerd wordt.

Ook de kwaliteit van de benodigde waterstof speelt een cruciale rol. De voorgestelde Nederlandse marktordering lijkt het primaat bij waterstof voor verbranding als alternatief voor aardgas te leggen. Binnen onder meer de chemische industrie wordt groene waterstof echter ook in grote hoeveelheden als grondstof gebruikt. Dit maakt dat er grote behoefte is aan het transport van meer dan 99,9% zuivere groene waterstof. Onderzoek in het kader van HyWay27 heeft uitgewezen dat doordat bestaande gasleidingen verontreinigingen bevatten, transport van 99,9% zuivere waterstof door geconverteerde gasnetten niet mogelijk is en een zuiverheid van 98% het maximaal haalbare zou zijn.

De door elektrolyse geproduceerde waterstof in Rotterdam is voor meer dan 99,9% zuiver. Dit geldt ook voor een deel van de geïmporteerde waterstof. De waterstofleiding van de Delta Corridor wordt ontworpen om wél meer dan 99,9% zuivere waterstof transporteren, waardoor nazuivering (centraal of bij de afnemer) niet meer nodig is. Dit zorgt voor lagere kosten voor de afnemer.

Reinigingsystemen zijn zeer kostbaar. En de reinigingskosten nemen toe naarmate een hogere zuiverheid van de waterstof is vereist. De kosten hiervan kunnen € 2-10 miljoen per systeem en per gebruiker bedragen.

Indien de Nederlandse overheid ervoor kiest om alleen gebruik te maken van geconverteerde gasnetten, dan betekent dit dat meer dan 99,9% zuivere in Nederland geproduceerde of geïmporteerde waterstof zal vervuilen door het transport over het landelijke waterstoftransportnet. Dit verwordt hierdoor tot een inferieur product dat weer moet worden gezuiverd door de eigenaar van het transportnet voordat de afnemer de waterstof kan gebruiken. Dit is niet efficiënt, zeker gelet op het feit dat de prijs van meer dan 99,9% zuivere waterstof hoger zal zijn. Het verschil in waterstofkwaliteit pleit dan ook voor nieuwe waterstofleidingen, daar waar afnemers een specifieke vraag hebben naar meer dan 99,9% zuivere groene waterstof.

Dit alles in ogenschouw nemend, vindt HbR de term “cherry picking” uit de vraagstelling in deze fase van de marktontwikkeling niet op zijn plaats. Het gaat om het zo snel mogelijk realiseren van waterstofinfrastructuur voor hele verschillende sectoren en marktsegmenten. In het geval van Delta Corridor betreft dit het bedienen van de industriële marktvraag, die niet afhankelijk zou mogen zijn van het uitrollen van infrastructuur voor sectoren waar de markt voor waterstof nog veel onduidelijker is. Dat heeft niets met “cherry picking” te maken. Het is de industrie die nu urgent een oplossing nodig heeft. Daarbij speelt ook het voordeel dat de industrie op deze manier een grote bijdrage aan de benodigde opschaling levert, waarmee kostenreductie bereikt wordt. Hier hebben vervolgens alle sectoren profijt van, inclusief gebouwde omgeving en het midden- en kleinbedrijf.

Een relevante parallel zien we in het standpunt van het Rijk over marktordening van CO₂. Daar is erkend dat er interesse van marktpartijen is om infrastructuur te ontwikkelen en dat er geen rol is voor een aangewezen publieke of gereguleerde netbeheerder voor CO₂ vanwege het *business-to-business* karakter van CO₂-afvang, transport en opslag. Een partij als Gasunie mag hooguit als toegestane activiteit tegen marktconforme voorwaarden (en niet marktversturend) blijven deelnemen als marktpartij in CCS-activiteiten. Delta Corridor heeft eveneens een *business-to-business* karakter, naast het feit dat in de corridor ook een CO₂-leiding voorzien is die in samenhang wordt ontwikkeld met de waterstofleiding. Voor klanten van Delta Corridor is die gelijktijdige ontwikkeling cruciaal om de transitie mogelijk te maken: waterstof ontvangen vanuit/via Rotterdam en tegelijk CO₂ afvangen en naar Rotterdam transporteren voor verdere opslag onder de Noordzee.

Het Havenbedrijf Rotterdam wil juist als *trusted partner* in nauwe samenwerking met het Rijk bijdragen aan de realisatie van de noodzakelijke infrastructuur voor verduurzaming van de industrie. We voelen ons gesteund door de erkenning van Delta Corridor als project van nationaal belang en de recente Kamerbrief van 18 februari jl. over de aanpak van het project vanuit Rijkszijde. Het mag duidelijk zijn dat in dit private project de waterstofleiding een cruciale en onmisbare schakel vormt. Deze leiding vormt een waardevolle aanvulling op het landelijke transportnetwerk dat Gasunie gaat ontwikkelen, dat hoofdzakelijk van noord naar zuid loopt en in veel mindere mate mogelijkheden biedt voor grootschalig en rechtstreeks transport van west naar oost. Delta Corridor is bovendien een essentiële optie om industrie sneller te verduurzamen en een schaa sprong voor waterstof te maken.

In uw tekst verwijst u kort naar de voorstellen van de Europese Commissie. Het gaat te ver om in deze meer beleidsmatige consultatie daar diep op in te gaan, maar wij willen toch een paar punten aanstippen. Daarbij hoort uiteraard ook het aanbod om hierover verder met u in gesprek te gaan.

De Commissie introduceert met de ConceptRichtlijn en ConceptVerordening beginselen voor de ordening van de waterstofmarkt, waarbij rekening wordt gehouden met bestaande projecten en een zich nog ontwikkelende markt. Dat uit zich onder meer in de diverse (tijdelijke) afwijkings- en vrijstellingsmogelijkheden van de basisregels. Het is in onze ogen duidelijk dat de Commissie tot 2031 vrijheid aan lidstaten wil laten om waterstofinfrastructuur uit te rollen, met de intentie om daarna over te gaan op gereguleerde netten, al dan niet met ruimte voor uitzonderingen. Over de conceptteksten van de EU wordt de komende jaren nog onderhandeld met volop mogelijkheden voor aanpassing van teksten.

Een relevante vrijstelling voor het waterstofnet van de Delta Corridor is die voor *'major new hydrogen infrastructure'*, dat wil zeggen interconnectoren, waterstofterminals en ondergrondse opslag (artikel 60 ConceptVerordening). Het waterstofnet van de Delta Corridor loopt van Nederland naar Duitsland en valt daarmee binnen de definitie van *hydrogen interconnector* in de zin van de ConceptRichtlijn. Onder een aantal voorwaarden kan de nationale toezichthouder hiervoor een vrijstelling verlenen. Naar onze mening kunnen wij goed onderbouwen dat we aan alle gestelde voorwaarden voldoen. Zo is het overduidelijk dat het waterstofnet van de Delta Corridor de leveringszekerheid voor de betreffende industrieclusters verbetert en een wezenlijke bijdrage levert aan de decarbonisatie van grote industrieclusters in Noordwest-Europa.

Mocht na 2030 inderdaad strikte(re) regulering nodig zijn, dan bezien we dat met alle betrokkenen tegen die tijd. In negen jaar kan er nog veel gebeuren en veranderen. Sterker nog: in negen jaar moet er ook veel gebeuren en veranderen om de transitie te laten slagen. In dit licht pleit HbR voor een heroverweging van het eerder ingenomen standpunt van het Rijk in het Pentalateraal Forum dat er alleen strikte uitzonderingen voor commerciële netten mogen komen. Het zou veel sterker zijn als Nederland in samenwerking met de ons omringende landen pleit voor zoveel mogelijk flexibiliteit om de waterstofinfrastructuur en de waterstofmarkt op gang te helpen, minimaal tot 2031. Minder striktheid, meer flexibiliteit. In ieder geval voor de sector industrie. Het is ook van groot belang voor een grensoverschrijdend project als Delta Corridor hoe Duitsland en België de waterstofinfrastructuur willen gaan reguleren. Daarover is nu nog weinig bekend, maar de eerste berichten laten zien dat met name Duitsland andere keuzes lijkt te gaan maken dan Nederland.

3. Netwerkontwikkeling

3.1 Landelijke en regionale netbeheerders voor elektriciteit en gas dienen op basis van de voorstellen van de Europese Commissie gezamenlijke scenario's te ontwikkelen op basis waarvan de eigen investeringsplannen worden gebaseerd (artikel 51 Gasrichtlijn). Hoe kijkt u aan tegen dergelijke gezamenlijke scenario ontwikkeling? Hoe zouden deze scenario's tot stand moeten komen?

Dit is een goed uitgangspunt zodra er een landelijk netwerk is. In deze fase moet het netwerk worden opgebouwd en zou er vanuit een concreet uitrolplan moeten worden gewerkt. Hierin is de netbeheerder slechts uitvoerend om het uitrolplan te realiseren. Vanuit de marktpartijen (afnemers en aanbieders) zou dit plan samen met het Rijk tot stand moeten worden gebracht.

3.2 Het landelijk transportnet voor waterstof wordt zoals gezegd toekomstbestendig aangelegd met het oog op volumeontwikkeling en daarmee dus enigszins overgedimensioneerd. Strikte

doelmatigheidstoetsing van investeringen lijkt dus ongepast gedurende de vroege uitrol van het net. De Europese Commissie stelt in plaats hiervan voor dat toezichthouders kijken naar de 'energie-economische noodzakelijkheid' van de beoogde investeringen door een waterstofnetbeheerder in het licht van 'realistische en vooruitkijkende vraagprojecties en behoeften vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem' (zie overweging 42 en artikel 52 van de Gasrichtlijn). Ook moet rekening worden gehouden met de gezamenlijke scenario's door de elektriciteit en gas netbeheerders (zie vraag 3.1) en het integrale nationale energie- en klimaatplan (INEK). Zijn deze criteria volgens u voldoende (duidelijke) waarborgen voor een onderbouwde ontwikkeling van een landelijk transportnet? Welke andere criteria en/of ontwikkelingen acht u van belang?

Investeringen moeten in principe gebaseerd zijn op een combinatie van contracten met afnemers, *Expressions of Interest*, marktprognoses en CES/MIEK. Dit dient de basis te vormen voor het uitrolplan van het landelijk transportnet en daarin terug te vinden te zijn. Eens dat in het belang van de transitie strikte doelmatigheidstoetsing ongepast is. Zoals hierboven betoogd is flexibiliteit vele malen belangrijker dan striktheid. Dit dient uiteraard niet alleen voor publieke maar ook voor private infrastructuur te gelden.

3.3 Is het wenselijk dat netbeheerders voor elektriciteit, gas en/of waterstof bij het opstellen van hun plannen aanbevelingen doen rondom de behoefte en locatie voor grootschalige energieopslag en elektrolyse-installaties? Welk type informatie zou hierbij beschikbaar moeten worden gemaakt?

Aanbevelingen van netbeheerders zijn prima maar dit mag niet leiden tot een exclusief recht om locaties aan te wijzen. De kennis van marktpartijen is hierbij onmisbaar. Hier spelen ook de industriële clusters een grote rol, omdat vraag en aanbod in en tussen de clusters tot stand komen (zie ook de CESSen). Dit is geen expertise die uitsluitend bij netbeheerders ligt. Het is belangrijk om hierbij meerdere belangen mee te wegen, niet alleen te kijken vanuit het perspectief van het netwerk, maar juist ook vanuit marktperspectief, klantvraag, ruimtelijke ordening etc.

4. Ondergrondse opslag van waterstof

4.1 Wat zijn uw verwachtingen over de ontwikkeling van de markt voor de (ondergrondse) opslag van waterstof en de mate van concurrentie in deze markt?

In uitgevoerde studies is nog onvoldoende rekening gehouden met de rol van import en opslag in havens van geïmporteerde hernieuwbare energie in de vorm van waterstof of een afgeleide drager zoals ammoniak, methanol, LOHC. Deze dragers kunnen ook gebruikt worden voor de productie van elektriciteit en/of waterstof. Trek een vergelijk met de situatie met olie, hiervan zijn strategische voorraden aangelegd. Dit kan een aanvulling zijn op ondergrondse opslag van gasvormige waterstof.

Het HyWay27 rapport geeft aan dat je 0,5PJ kan opslaan in een caverne van 500.000 m³. In een groene ammoniak tank van 114.000 m³ kun je volgens het rapport 1,9 PJ opslaan. Bij gelijke kosten per caverne/ammoniaktank (100 mln. Euro) kun je dus al 4x zoveel energie opslaan. De inschatting is overigens dat tanks aanzienlijk goedkoper zijn. Import leidt zo logischerwijs tot een mix van bulk tanks en cavernes. Verder is opslag in tanks ook vanuit kwaliteitsoogpunt goed te managen en is er veel minder risico op vervuiling in vergelijking met opslag in zoutcavernes. Stichting Centraal Orgaan Voorraadvoeding Aardolieproducten (COVA) is de centrale, onafhankelijke, organisatie die in opdracht van de minister van Economische Zaken en Klimaat, strategische olievoorraden voor Nederland aanhoudt en ruime ervaring heeft met de uitvoering van een dergelijke vorm van strategische energieopslag.

4.2 Het beheer van ondergrondse opslaginstallaties voor aardgas is een activiteit die open staat voor alle marktpartijen, inclusief netwerkbedrijven. Acht u dit ook wenselijk voor de ondergrondse opslag van waterstof? Is hierbij de mogelijke rol van ondergrondse opslag van waterstof bij toekomstige leveringszekerheid van belang? Kunt u ook uw antwoord bij vraag 4.1 hierbij betrekken?

Voor specifiek de gascavernes kan worden geleerd van ons huidige gasopslag. Hier kan de netbeheerder eigenaar zijn van de opslag, maar niet van de moleculen. Daarnaast is dit in Duitsland een volledig commerciële activiteit. Dit zou ook kunnen worden getenderd, vergelijkbaar met het model dat COVA hiervoor hanteert, eventueel voor een bepaalde periode. Hierin moet goed worden gekeken naar de meest efficiënte oplossing voor de maatschappij.

4.3 De Europese Commissie stelt vanwege het (aanvankelijke) beperkte aantal opslaglocaties voor waterstof binnen de EU een systeem van gereguleerde derden-toegang voor bij ondergrondse opslaginstallaties (artikel 33 Gasrichtlijn). Lidstaten hebben dan niet zoals bij opslaginstallaties voor aardgas de keuze om te kiezen voor een systeem van onderhandelde toegang. Welk type derden-toegang acht u wenselijk? Kunt u hierbij ook in gaan op het bestaan van voldoende investeringsprikkels als er sprake is van gereguleerd versus onderhandelde toegang? Kunt u ook uw antwoord bij vraag 4.1 hierbij betrekken?

Neem strategische reserves goed mee in de overweging. Geef vooral de ruimte aan marktpartijen om een aanzienlijk deel in buktanks op te slaan. Dit pleit niet direct voor gereguleerde derden-toegang. Gezien de mogelijkheid tot import van op waterstof gebaseerde energiedragers in vloeibare vorm (zoals vloeibare waterstof, ammoniak, methanol of gebonden in specifieke waterstofdragers) achten wij het wenselijk een parallel te maken met richtlijnen vanuit het Internationaal Energie Agentschap (IEA) en de rol en aanpak van het COVA voor opslag van strategische voorraden van aardolie en aardolieproducten. Deze kunnen aanvullend zijn op de opslag van gasvormige waterstof in zoutcavernes.

4.4 Acht u het wenselijk dat de overheid actief gaat sturen op opslaglocaties voor waterstof? Denk bijvoorbeeld aan het aanwijzen of identificeren van kavels/locatie middels ruimtelijk instrumentarium, in netwerkontwikkelingsplannen en/of middels de organisatie van tenders.

Zeker voor strategische reserves, maar kijk daarbij naast ondergrondse opslag ook naar bovengrondse tanks. Zie ook onze antwoorden hierboven. Dit is bovendien lastig los te zien van de ontwikkeling van een Rijksvisie op het bredere energie- en grondstoffensysteem, zoals aangegeven in antwoord op de vergelijkbare vraag over elektrolyselocaties bij 1.2.

5. Terminals voor de import van waterstof

5.1 Wat zijn uw verwachtingen over de ontwikkeling van import terminals voor waterstof en de mate van concurrentie in deze markt?

In de meeste scenario's over het ontwikkelen van een groene waterstofmarkt wordt het aandeel import niet of onvoldoende onderkend. Het is echter zeer kostenefficiënt om op verschillende locaties in de wereld met efficiënte zon- en windenergie groene waterstof te produceren en deze in verschillende vormen naar Rotterdam te vershippen en naar de eindgebruiker te vervoeren. Bovendien draagt dit bij aan de beschikbaarheid en leveringszekerheid van groene energie. Uit onderzoek blijkt dat de transportkosten over zee marginaal zijn ten opzichte van de totale ketenkosten. Dit kan alleen als de benodigde terminals, opslagtanks en pijpleidingen op tijd en met de juiste capaciteit en kwaliteit ontwikkeld kunnen worden om zo vraag (gebruikende industrieën) en

aanbod (producerende industrieën) efficiënt bij elkaar te brengen. Zo wordt de *business-to-business* keten vraaggedreven op gang gebracht en kan er een snelle schaa sprong plaatsvinden in zowel productie als het gebruik van groene waterstof in de industrie. Dit vormt in onze ogen de opstap naar verder gebruik van waterstof in andere sectoren.

Minstens zo relevant is dat import uit verschillende delen van de wereld ook leidt tot hogere leveringszekerheid en minder energie-afhankelijkheid. Denk hierbij bijvoorbeeld aan import uit Australië, Brazilië, Chili, Marokko, Midden-Oosten, Namibië, Noorwegen, IJsland en Zuid-Afrika.

In de toelichting wordt een referentie gemaakt naar vloeibare waterstof en waterstof in de vorm van derivaten. Naast ammoniak voorziet HbR ook een belangrijke rol voor LOHC's en methanol. Er ontstaat daarmee een waterstofmix. Het is belangrijk te beseffen dat elke waterstofvorm/drager haar eigen eindmarkt kent. Afhankelijk van de ligging van de eindgebruiker (in de haven of in het (Duitse) achterland) en of hij aangesloten is op een buisleidingennetwerk of niet, zal de eindgebruiker een voorkeur hebben voor een bepaalde waterstofdrager.

Bovendien is ammoniak ook direct toepasbaar in de chemische industrie (o.a. kunstmest) en wordt dit ook als toekomstige brandstof voor de maritieme scheepvaart gezien.

Als gevolg hiervan, is het de verwachting dat er meerdere importterminals zullen komen, die verschillende waterstofdragers/derivaten zullen kunnen op- en overslaan en daarmee verschillende markten bedienen:

1. Staal en Chemische industrie (bijvoorbeeld voor de productie van synthetische en/of (bio)brandstoffen, kunstmest en kunststoffen)
2. Brandstoffenmarkt (direct gebruik in transportvoertuigen)
3. Energiemarkt (warmte en elektriciteit)

Zodoende zal er concurrentie ontstaan tussen terminals voor een marktaandeel in deze markten. Bij de ontwikkeling van importterminals zullen bestaande droge- en liquid bulk tank-terminals een belangrijke rol spelen. Zij hebben immers veelal de assets, kennis en handelsrelaties die nodig zijn om waterstof (c.q. derivaten) te ontvangen. Veel bedrijven in de Rotterdamse haven kijken momenteel naar diversificatie van hun bestaande portfolio aan producten en daarmee naar het transformeren van een deel van hun bestaande terreinen en assets om groene moleculen te kunnen ontvangen en verwerken.

Verder is de verwachting dat de waterstof importterminals zich niet alleen zullen richten op import/export, maar voor een deel ook op het verwerken van waterstof(derivaten) en het converteren naar andere energiedragers. Bijvoorbeeld het kraken van ammoniak om de waterstof hieruit te onttrekken of de productie van elektriciteit of de productie van hernieuwbare transportbrandstoffen.

De verwachting is dat er meerdere importterminals zullen komen met verschillende derivaten en derhalve concurrentie. Het is wel belangrijk dat er voldoende prikkels zijn voor de ontwikkeling van de verschillende eindmarkten om over te gaan naar waterstof of afgeleide dragers. Dat kunnen de prijsprikkels uit de markt zijn (aardgas versus waterstof uit *renewables*), de CO₂-prijs maar ook verplichtingen voor het gebruik van brandstoffen en grondstoffen of druk vanuit *brand-owners*/consumenten.

Tevens kunnen importterminals flexibiliteit bieden voor verwachte fluctuaties in de markt (volume en prijs) en bijdragen aan de leveringszekerheid van energie. Hier kan ook een verplichting voor komen, bijvoorbeeld een besluit voor het aanleggen van strategische voorraden.

Aangezien de groei van de markt enige onzekerheden kent, is het best mogelijk dat de eerste waterstof importterminals en verwerkingsfaciliteiten ontstaan uit een publiek-private samenwerking. Het is echter belangrijk om daarna voldoende ruimte te bieden aan marktpartijen om deze markt vervolgens verder uit te breiden, zonder dat de overheid marktprikkels en concurrentie verstoort.

5.2 Het beheer van LNG terminals is een activiteit die open staat voor alle marktpartijen, inclusief netwerkbedrijven. Acht u dit ook wenselijk voor het beheer van terminals voor de import van waterstof en derivaten?

Gezien de onzekerheden in de ontwikkeling van de waterstofmarkt is het zeker wenselijk dat er terminals komen die openstaan voor netwerkbedrijven voor het vervullen van publieke taken alsook voor marktpartijen. Over het beheer van terminals en opslaginstallaties merkt HbR op dat het van groot belang is dat dit eveneens wordt toegestaan aan marktpartijen. Er zijn al bedrijven in de Rotterdamse haven die zich op dit moment voorbereiden op de import en opslag van waterstof. Marktpartijen moeten voorts de kans krijgen om bestaande terminals en opslaginstallaties desgewenst geschikt te maken voor waterstof, zodat de hoeveelheid *stranded assets* vanuit onder meer de raffinage zoveel mogelijk wordt voorkomen. Dit draagt tevens bij aan een efficiënt ruimtegebruik en biedt nieuw perspectief voor bedrijven binnen de Rotterdamse haven.

5.3 Naar verwachting zal er meer concurrentie ontstaan tussen import faciliteiten dan bij de ondergrondse opslag en het transport van waterstof. Daarom kiest de Europese Commissie bij waterstof terminals voor een systeem van onderhandelde toegang. Acht u dit wenselijk?

Het ligt voor de hand dat Nederland een systeem van onderhandelde toegang introduceert.

6. Waterstofkwaliteit

6.1 Ziet u uzelf als een toekomstig gebruiker van het landelijke transportnet voor waterstof? Zo ja, kunt u aangeven: 1) bent u invoeder of afnemer?; 2) voor afnemers, om welk type toepassing gaat het?; en 3) welke kwaliteit waterstof wilt u invoeden of afnemen en kunt u dit toelichten?

Als gebiedsbeheerder is HbR verantwoordelijk voor een efficiënte invulling van de transitie waarbij alle partijen evenveel kansen hebben. In het gebied zullen alle vormen van gebruik plaatsvinden met onderlinge concurrentie. Keuzevrijheid voor transport is daarbij voor veel klanten van belang, zeker ook vanwege de verschillen in kwaliteit van de gewenste waterstof.

6.2 Welke partij zou naar uw mening verantwoordelijk moeten zijn voor het vaststellen van de waterstofkwaliteit in het landelijke transportnet voor waterstof (beheerder, Rijksoverheid of, middels een Europese geharmoniseerde standaard, de Europese Commissie?)

Het is de vraag of het landelijk voorschrijven van een bepaalde waterstofkwaliteit (bijvoorbeeld: iedere afnemer moet genoeg nemen met waterstof die 98% zuiver is) in dit geval überhaupt passend is. Er is immers bij afnemers behoefte aan waterstof met verschillende kwaliteiten en het is nog niet duidelijk welke sectoren het landelijk transportnet gaat bedienen. Dat moet eerst duidelijk zijn voordat deze vraag beantwoord kan worden.

HbR en haar klanten zien het op dit moment als onwenselijk dat de Nederlandse overheid zou voorschrijven wat de gewenste kwaliteit van een grondstof is. Dit zou de Nederlandse overheid aan

de afnemers moeten laten. Indien afnemers een hogere kwaliteit nodig hebben voor hun productieprocessen, dan is een marketingrijpen waardoor het aanbod van 99,9% zuivere waterstof naar nihil wordt teruggebracht te verstrekking. Hier zou op zijn minst een gedegen onderzoek naar de extra kosten voor de afnemers van een dergelijke keuze aan ten grondslag moeten liggen. De Nederlandse overheid kan met betrekking tot waterstof niet simpelweg dezelfde aanpak kiezen als bij aardgas, juist omdat waterstof anders dan aardgas ook een belangrijke grondstof is en mogelijk direct een transportbrandstof met zeer hoge kwaliteitseisen. Dit pleit voor het toestaan van *business-to-business* waterstofnetten zoals de Delta Corridor, die wél kunnen voorzien in de grote vraag naar 99,9% zuivere waterstof.

6.3 Het kan zijn dat bepaalde afnemers een hogere waterstofkwaliteit vereisen dan dat bepaalde invoeders kunnen garanderen. Om toch de invoeding van verschillende stromen waterstof in het landelijke transportnet te kunnen accommoderen, kunnen zuiveringsstappen genomen worden. Naar de techno-economische aspecten en haalbaarheid hiervan loopt nog een extern onderzoek in opdracht van EZK. Is het volgens u wenselijk dat de kosten van dergelijke zuivering onder de gebruikers van het landelijke transportnet gesocialiseerd worden als dit leidt tot betere toegang tot de infrastructuur?

Punt van discussie is, zoals eerder aangegeven, dat het huidige gasnetwerk verontreiniging van waterstof veroorzaakt en dat dit vervolgens weer moet worden opgewerkt tot de door de afnemer gewenste kwaliteit. Dit ligt dus niet aan de kwaliteit die invoeders kunnen garanderen (zoals in de vraagstelling wordt gesteld). HbR ziet juist eerder het omgekeerde risico, namelijk dat de kwaliteit van het transportnetwerk lager is dan wat de invoeders alsook gebruikers leveren/vragen. Dit is een van de redenen om verschillende netwerken te laten ontstaan. Het is zodoende logischer om aan het oostelijke einde van het havengebied te zorgen voor een splitsing naar een lager kwaliteitsnetwerk zoals het landelijk netwerk en een hoger kwaliteitsnetwerk in de Delta Corridor. Eventuele kosten die ontstaan mocht toch anders worden besloten (zuiveren bij de klant, terwijl het product voldeed) zouden niet bij de klant moeten liggen, maar bij de beheerder van het landelijke transportnet (kostenveroorzakingsprincipe).

7. Waterstofbijmenging in bestaande gasnet

7.1 De Europese Commissie stelt voor dat lidstaten op grenspunten tussen lidstaten 5% waterstof in het gasnet accepteren (artikel 20 Gasverordening). Nederland zou dan dus aardgas uit andere landen moeten accepteren waarin maximaal 5% waterstof bijgemengd zit. Het betreft dus geen binnenlandse bijmengverplichting. Volgens een onderliggend rapport van het Joint Research Centre van de Europese Commissie kan een geharmoniseerd waterstofpercentage op grenspunten aanzienlijk bijdragen aan de opschaling van elektrolysecapaciteit in de EU en wordt zo voorkomen dat geringe percentages waterstofbijmenging in aardgas leiden tot belemmeringen voor het grensoverschrijdende transport van aardgas. Een 5% waterstofgehalte in aardgas op grenspunten kan echter een impact hebben op Nederlandse gasgebruikers die vlakbij een dergelijk grenspunt gesitueerd zijn. Acht u het wenselijk dat EU lidstaten 5% waterstof in (aard)gasstromen op grenspunten moeten accepteren. Welke voor- en nadelen voorziet u?

Geen commentaar.

8. Marktordening op zee

8.1 In het voorjaar van 2022 zal het Kabinet een extern onderzoek naar de Tweede Kamer toezenden met beleidsopties voor de gecombineerde ontwikkeling van wind op zee en onshore en offshore waterstofproductie, waaronder marktordeningsaspecten. Dit rapport is een opvolging van een eerdere studie naar tendermodellen voor de combinatie van windenergie op zee en elektrolyse door Guidehouse. Hoewel de vervolgstudie naar beleidsopties nog niet afgerond is ten tijde van deze consultatie, willen wij u alvast vragen om uw aandachtspunten voor de toekomstige marktordening op zee aan te geven. Het kan hierbij gaan over het beheer van waterstofinfrastructuur op zee of eigenaarschap en beheer van gecentraliseerde elektrolyse waarop meerdere windparken kunnen worden aangesloten.

Om “handdoekjes leggen” in de haven te voorkomen (de ruimte is immers schaars) zou het uitvoeren van combitenders door de Rijksoverheid zeker aan te raden zijn. Nu krijgt HbR nog veel verschillende en gelijktijdige vragen voor ruimtereserveringen van klanten die allemaal meedingen op dezelfde offshore wind tender. De uiteindelijke winnaar heeft logischerwijs maar één locatie nodig. Efficiënt investeren betekent vraag en aanbod dicht bij elkaar brengen, waarbij voor electrolyzers ook de integratie in het gebied belangrijk is. HbR zal dit ook in andere trajecten, zoals de Verkenning Aanlanding Wind op Zee 2040, blijven benadrukken.