



HyRegions

Onderzoek naar de aanpak voor de mogelijke uitrol
van regionale waterstofnetwerkinfrastructuur

Trinomics 

 **BlueTerra**
Energy Experts



Onderzoeksproject voor

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

HyRegions: Onderzoek naar aanpak voor mogelijke uitrol regionale waterstofinfrastructuur

Uitgevoerd door

Trinomics B.V.

Mauritsweg 44

3012 JV Rotterdam

Nederland

Auteurs

Joris Moerenhout (Trinomics)

Jeroen Buunk (BlueTerra)

João Gorenstein Dedecca (Trinomics)

Luc van Nuffel (Trinomics)

Thijs van Lenthe (BlueTerra)

Victor de Haas (Trinomics)

Arjen de Jong (BlueTerra)

Contactpersoon

Joris Moerenhout

Joris.moerenhout@trinomics.eu

Datum

Rotterdam, 30 april 2024

Samenvatting & overkoepelende conclusies

Doel & methode van dit onderzoek

Het doel van dit onderzoek is het verkennen van de behoefte aan regionale waterstofnetwerkinfrastructuur (hierna waterstofinfrastructuur) en het bepalen van de ordeningsprincipes voor de mogelijke uitrol ervan. Regionale gebieden liggen geografisch buiten de vijf grote industrieclusters en omvatten dus Cluster 6-bedrijven en andere potentiële waterstofafnemers en -producenten. Op basis van de mogelijke waterstofproductie in deze gebieden en de potentiële vraag van bedrijven, elektriciteitscentrales, glastuinbouw en tankstations, analyseren we waar regionale waterstofinfrastructuur mogelijk kan worden ontwikkeld, wat de belemmeringen hiervoor zijn, hoe deze kunnen worden weggenomen en onder welke economische- en reguleringsvoorwaarden de uitrol kan plaatsvinden. Het onderzoek is opgedeeld in twee blokken.

Blok I: Analyse van mogelijke toekomstige waterstofvraag en -productie in de regio en identificatie van concentratiegebieden, die bediend kunnen worden met waterstofinfrastructuur. Hierbij analyseren we waar regionale waterstofinfrastructuur mogelijk uitgerold kan worden, op basis van een transparante top-down analyse. We hebben hiertoe de volgende stappen ondernomen:

- Identificatie onder welke voorwaarden het gebruik van netwerkinfrastructuur (buisleidingen) beter geschikt is voor waterstoftransport dan andere transportvormen (hoofdstuk 2).
- Presenteren van schattingen over toekomstige waterstofvolumes en -kosten (hoofdstuk 3).
- Inzoomen op regionale ontwikkelingen m.b.t. waterstofproductie en -gebruik (hoofdstuk 4).
- Inschatten van de betalingsbereidheid van potentiële waterstofgebruikers (hoofdstuk 5).
- Identificeren van gebieden met bedrijven die een potentiële waterstofvraag en een hoge betalingsbereidheid hebben, en geconcentreerd gelegen zijn (kleine onderlinge afstanden) (hoofdstuk 6) en een aantal aanvullende analyses (hoofdstuk 7).

Blok II: Identificatie en analyse van mogelijke opties voor de ordening en regelgeving van regionale waterstofinfrastructuur. We hebben hiervoor de volgende stappen ondernomen:

- Schetsen van de relevante Europese wetgeving (hoofdstuk 8).
- Evalueren van risico's en uitdagingen bij de uitrol van waterstofinfrastructuur (hoofdstuk 9).
- Voorstellen van beleidsopties om de risico's en uitdagingen te adresseren (hoofdstuk 10).

Voor Blok I maken we gebruik van een datagedreven methode. Dat wil zeggen dat we de analyses uitvoeren op basis van techno-economische data, aangevuld met inzichten uit literatuur. De potentiële waterstofvraag is geïdentificeerd op basis van het huidige aardgasgebruik voor warmteproductie (>1 miljoen m³/jaar) en onze inschatting van de betalingsbereidheid. Informatie over concrete initiatieven en ambities hebben onze analyse aangescherpt, maar vormen niet de basis van het onderzoek.

Resultaten & observaties Blok I: Concentratiegebieden

Identificatie concentratiegebieden waar regionale waterstofinfrastructuur noodzakelijk kan zijn

Observatie 1: Buisleidingen zijn de meest geschikte vorm voor regionaal waterstoftransport als de vraag naar transportdiensten voldoende zeker is en betrekking heeft op grotere volumes over een lange periode. De kosten zijn dan namelijk lager dan bij gebruik van andere transportvormen. Er kan een ruim volumebereik worden bediend met zowel transmissie- als distributieleidingen. Het meest geschikte netwerk voor een netgebruiker hangt af van de netconfiguratie en de karakteristieken van het gebruik. In de eerste fase van de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur zal vooral gebruikt worden gemaakt van nieuwe leidingen, omdat de bestaande aardgasleidingen nog niet uit dienst kunnen –worden genomen, waardoor hergebruik (nog) niet mogelijk is.

Observatie 2: Voor de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur is de potentiële waterstofvraag voor warmteproductie bij bedrijven de belangrijkste drijvende factor. Dit stellen we vast omdat:

- **Potentiële regionale vraag in het algemeen relevanter is dan regionale productieprojecten voor infrastructurele beslissingen.** Hiervoor zien wij een aantal redenen: Vanuit economisch oogpunt is het aannemelijker dat de productie (en de infrastructuur) de vraag volgt dan andersom. Veel potentiële afnemers zijn immers al gevestigd op specifieke locaties en zijn niet eenvoudig te verplaatsen. Daarnaast speelt er veel onzekerheid over productieprojecten (kosten, mogelijke subsidies, netcongestie), waardoor zowel de haalbaarheid op korte termijn als de locatie van de projectplannen onzeker zijn.
- **De potentiële waterstofvraag ter vervanging van aardgas voor warmteproductie is de belangrijkste drijvende factor voor de mogelijke uitrol van regionale netwerkinfrastructuur. Andere toepassingen komen relatief weinig voor in de regio, kunnen ook (of beter) anders worden bevoorrad, of de vervanging ervan door waterstof is onzeker.** Er wordt verwacht dat waterstof slechts heel beperkt als industriële grondstof zal worden gebruikt in Cluster 6-bedrijven. Voor de mobiliteit wordt voorzien dat de benodigde waterstofvolumes relatief klein zullen zijn, waardoor netwerkinfrastructuur vaak niet de meest gepaste oplossing zal zijn voor de bevoorrading van tankstations. De mate waarin waterstof gebruikt zal worden voor elektriciteitsproductie is sterk afhankelijk van de verdere invulling van beleid en op dit ogenblik nog onzeker. Buiten de vijf clusters zijn veel bedrijven gevestigd die aardgas gebruiken voor warmteproductie. Sommigen ervan hebben een potentiële waterstofvraag die mogelijk met waterstofinfrastructuur bediend kan worden, aangezien zowel de volumes als de betalingsbereidheid relatief hoog worden ingeschat.

Observatie 3: In welke mate en op welke termijn hernieuwbare en koolstofarme waterstof tegen een concurrerende prijs beschikbaar zal zijn voor regionale toepassingen is nog onzeker. Ruime beschikbaarheid rond 2030 is zeer onwaarschijnlijk. Hiervoor zijn er twee hoofdredenen:

- **De toekomstige beschikbaarheid van hernieuwbare en koolstofarme waterstof en de kosten ervan zijn onzeker.** Veel investeringsplannen zijn recent uit- of afgesteld en de kostenschattingen zijn verhoogd. De schattingen over het toekomstig waterstofaanbod en de productiekosten lopen in de verschillende onderzoeken sterk uiteen. Onderzoeken die een ruim aanbod vooropstellen gaan uit van gunstige kostenontwikkelingen. Tegen 2035-2040 zouden wel substantiële volumes beschikbaar kunnen zijn, maar ook deze schattingen zijn nog onzeker.
- **In het algemeen vertegenwoordigt waterstof voor warmteproductie een lagere economische waarde dan voor andere gebruikstypes,** zoals grondstof in de industrie of in de mobiliteit. Aangezien waterstof in Cluster 6 vooral zou worden ingezet voor warmteproductie, is het niet vanzelfsprekend dat het schaarse aanbod voldoende zal zijn om de regionale vraag te dekken.

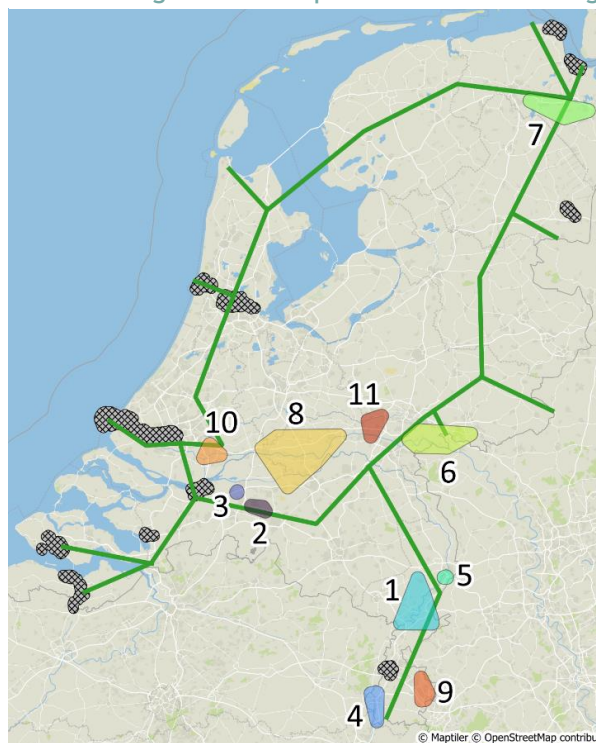
Observatie 4: Veel bedrijven zullen een te lage betalingsbereidheid hebben om hun aardgasgebruik voor warmteproductie te vervangen door waterstof. Toch is het waarschijnlijk dat er in de periode 2030-2040 een significante regionale waterstofvraag ontstaat bij specifieke afnemers. Op basis van de kosten van alternatieven ter vervanging van aardgas en andere drijfveren (zoals duurzaamheidsdoelen en belang van leveringszekerheid) is een rangschikking gemaakt die de kans weergeeft dat een type warmtevraag in een sector wordt ingevuld met waterstof. Bedrijfsspecifieke en locatieafhankelijke aspecten (zoals netcongestie) zijn hierbij niet meegenomen. Vervolgens zijn vijf categorieën gedefinieerd (categorieën A tot en met E). Categorie A is energievraag voor warmteproductie die waarschijnlijk grotendeels met waterstof zal worden ingevuld als de infrastructuur beschikbaar is. Categorie B zal waarschijnlijk in mindere mate en later met waterstof worden ingevuld. Categorie C is potentiële waterstofvraag waarvan de invulling erg onzeker is; de betalingsbereidheid is lager en in veel gevallen zal overstapt worden op alternatieven. Categorieën D en E zullen hoogstwaarschijnlijk geen waterstof gaan gebruiken. De regionale waterstofvraag die mogelijk in de periode 2030 tot 2040 zal ontstaan (cat. A en B) bedraagt 8 TWh, dit is 14% van de huidige waterstofvraag.

Toelichting op de geïdentificeerde concentratiegebieden

Er zijn elf gebieden geïdentificeerd in de regio, waar potentiële waterstofvraag met een relatief hoge betalingsbereidheid (cat. A en B) is geconcentreerd, rekening houdend met volume en onderlinge afstanden. Dit zijn de gebieden waar op basis van onze analyse de kans het grootst is dat een geconcentreerde vraag ontstaat en er dus behoefte zal zijn voor waterstofinfrastructuur in de periode tussen 2030 en 2040. Op basis van een analyse van de concentratiegebieden observeren we:

- Observatie 5:** Het is waarschijnlijk dat op de middellange termijn (2030-2040) een geconcentreerde regionale waterstofvraag ontstaat die het best bediend kan worden met netwerkinfrastructuur. Het aantal gebieden dat uit onze analyse naar voren komt is beperkt. Op basis van onder meer het type potentiële waterstofvraag en de verwachte kosten en beschikbaarheid van waterstof lijkt het niet aannemelijk dat tientallen regionale distributienetten benodigd zullen zijn voor 2040. Uit een analyse op de potentiële waterstofvraag binnen de vijf grote clusters blijkt dat ook daar behoefte kan ontstaan aan distributienetten. De potentiële waterstofvraag voor warmteproductie binnen de vijf grote clusters is een factor 8 groter dan in Cluster 6. De marktordeningsprincipes die we hieronder identificeren zijn ook van toepassing op deze gebieden.
- Observatie 6:** De geschatte kosten voor waterstofinfrastructuur zijn relatief laag in vergelijking met de productiekosten van waterstof. De indicatieve kosten voor netinfrastructuur (LCOT – *levelised costs of transport*) in concentratiegebieden bedragen 0,06-0,41 €/kg. Een aantal kostenelementen (operationele kosten en de kosten voor het landelijke waterstofnet) zijn hierbij niet inbegrepen. Deze elementen hebben naar verwachting een beperkte impact. Daarom concluderen we dat de indicatieve kosten voor netwerkinfrastructuur in de concentratiegebieden relatief laag zijn in vergelijking met de productiekosten van waterstof (1,90 €/kg-15 €/kg in 2030).
- Observatie 7:** De concentratiegebieden verschillen onderling sterk: één uniforme aanpak voor de algehele uitrol lijkt daarmee lastig haalbaar. Het aantal bedrijven in een concentratiegebied varieert tussen de 3 en 13 bedrijven. De waterstofvraag wordt in sommige gebieden gedomineerd door één grote potentiële afnemer. Deze afnemer kan bepalend zijn voor de mogelijkheden voor een regionaal netwerk. Verder is er veel verschil in het soort bedrijven, de onderlinge afstanden en de totale potentiële waterstofvraag tussen de gebieden. Het grootste concentratiegebied heeft een potentiële vraag die een factor 10 groter is dan de vraag in het kleinste concentratiegebied.

Concentratiegebieden met potentiële waterstofvraag



1: Roermond, 2: Dongen/Tilburg, 3: Oosterhout, 4: Maastricht, 5: Venlo, 6: Arnhem/Nijmegen, 7: Oost-Groningen, 8: Betuwe, 9: Heerlen, 10: Dordrecht, 11: Wageningen (nummering is willekeurig). De grijs-zwart gearceerde gebieden geven de vijf industrieclusters weer. De bedrijven die geografisch in de industrieclusters liggen zijn niet meegenomen in het identificeren van de regionale concentratiegebieden.

Verder hebben we een aantal aanvullende analyses uitgevoerd die leiden tot de volgende observaties:

- Observatie 8:** Als de potentiële vraag in categorie C (waarvan het onzeker is in welke mate deze zal ontstaan) zich daadwerkelijk op grote schaal ontwikkelt, stijgt de vraag in de regio sterk (in aantal bedrijven en volumes). De C-vraag kan komen van bedrijven die AB-vraag hebben, maar ook van nieuwe bedrijven (voornamelijk uit de glastuinbouw). In sommige

concentratiegebieden is de impact beperkt (+10%). In andere gebieden verdubbelt de potentiële vraag. Hoewel het onzeker is of en in welke mate deze vraag zich ontwikkelt, is het van belang om deze mee te nemen in de bepaling van de capaciteit van de regionale netten.

- **Observatie 9:** Meerdere gasgestookte elektriciteitscentrales overwegen een directe verbinding met het landelijke waterstofnetwerk. Gezien de ligging van de centrales zien wij beperkte mogelijkheden voor koppelingen met andere potentiële regionale waterstofgebruikers. De meeste concentratiegebieden liggen niet in de nabijheid van een elektriciteitscentrale, waardoor een gedeelde aansluiting minder voor de hand ligt. Een beperkt aantal elektriciteitscentrales biedt koppelkansen voor individuele bedrijven dicht bij een elektriciteitscentrale of langs het beoogde tracé. Deze koppelkansen kunnen met name benut worden als er gebruik wordt gemaakt van nieuw aan te leggen infrastructuur.
- **Observatie 10:** De uitrol van regionale waterstofinfrastructuur biedt in het algemeen geen oplossing voor de bestaande congestieproblematiek op het elektriciteitsnet. Op langere termijn kan de ontwikkeling van regionale waterstofinfrastructuur wel bijdragen aan het verminderen van congestie. Het is zeer onwaarschijnlijk dat hernieuwbare waterstof tegen een competitieve prijs ruim beschikbaar zal zijn rond 2030. Het aanleggen van infrastructuur verandert dit niet en biedt daarmee geen oplossing voor de huidige congestieproblematiek. Bovendien duurt de bouw van waterstofinfrastructuur meerdere jaren. Elektrificatie van een groot deel van de aardgasvraag van grootverbruikers zou echter in de periode 2030-2040 de congestieproblematiek nog kunnen verhogen. Energietransport in de vorm van waterstof (via pijpleidingen) zou deze impact kunnen verminderen. Verdere analyse is vereist (en aanbevolen) om te bepalen in hoeverre en waar waterstofinfrastructuur de langdurende netcongestieproblematiek kan verminderen.

Resultaten & observaties Blok II: Ordeningsprincipes

Risico's voor de uitrol van waterstofinfrastructuur

De uitrol van regionale waterstofinfrastructuur gaat gepaard met risico's. Overdimensionering met als gevolg structurele onderbenutting is het meest relevante risico. Hierbij gaat het om de situatie waarbij (mogelijk gesubsidieerde) waterstofinfrastructuur wordt aangelegd die uiteindelijk onvoldoende wordt benut (ook volloopriscio genoemd). Daarnaast bestaat het risico op tijdelijke onderbenutting (aanlooprisico). Bij de aanleg spelen ook risico's op kostenoverschrijding en vertragingen, maar deze lijken beter beheersbaar. Tot slot zijn er regelgevingsrisico's: het feit dat EU- en Nederlands beleid kan veranderen leidt tot risico's voor potentiële netontwikkelaars en -gebruikers.

Ook bestaat het risico dat bepaalde waterstofnetten later dan gewenst worden ontwikkeld, of te klein worden gedimensioneerd als gevolg van markt- en/of coördinatiefalen (kip-ei probleem). Om deze risico's te beperken is het gewenst dat EZK en ACM regulerend optreden bij de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur. Een andere reden voor regulering is het feit dat waterstofinfrastructuur een natuurlijk monopolie is.

Op basis van de kenmerken van de concentratiegebieden lijkt het nuttig om onderstaande factoren mee in overweging te nemen in de risicoanalyse per gebied: De dimensionerings-, aanleg- en regelgevingsrisico's spelen in alle gebieden een rol. Een hoger niveau en hogere concentratie van de waterstofvraag in een bepaald gebied verminderen de risico's. Een hogere betalingsbereidheid per gebied (meer categorie A-vraag) vermindert ook de risico's. Sommige gebieden zijn afhankelijk van slechts één of twee gebruikssectoren. Dit verhoogt de risico's. Tot slot zijn sommige gebieden afhankelijk van één dominante potentiële afnemer. Dit leidt tot een grote afhankelijkheid (en dus risico), maar kan ook de netwerkontwikkeling vergemakkelijken als de betrokken gebruiker een groot deel van het ontwikkelingsrisico dekt. Dit kan tot meer zekerheid leiden voor de uitvoering van de netinvestering en kansen bieden voor andere potentiële afnemers om direct (of in een later stadium) aan te sluiten. Als een grote afnemer een directe aansluiting naar het landelijke waterstofnetwerk aanvraagt, is het gewenst om bij de beoordeling ervan rekening te houden met de potentiële aansluiting van andere mogelijke afnemers.

Selectie van gebieden voor het verstrekken van een mandaat en risicobeperkende maatregelen

Om het meest geschikte regelgevingskader te identificeren voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur en om de geïdentificeerde risico's te beperken, hebben we beleidsopties voor verschillende regelgevingsaspecten gedefinieerd en beoordeeld. Op basis van de uiteenlopende kenmerken van de concentratiegebieden, de uitdagingen en risico's, de beleidsopties en de ordeningsprincipes komen we tot de volgende overwegingen. Het voorgestelde regelgevingskader zou van toepassing zijn op alle waterstofnetten die geen deel uitmaken van het landelijke waterstofnet - ongeacht of ze zich in Cluster 6 of Clusters 1-5 bevinden.

Aanbeveling 1: We stellen voor om een onderscheid te maken tussen geselecteerde gebieden en overige gebieden voor regionale waterstofinfrastructuur als basis voor het regelgevingskader. Voor de geselecteerde gebieden kunnen één of meerdere regionale waterstofnetbeheerders (de huidige gasnetbeheerders of HNS) een mandaat krijgen om regionale waterstofinfrastructuur te ontwikkelen. In geselecteerde gebieden is de uitrol van waterstofinfrastructuur op termijn maatschappelijk gewenst, ook als de businesscase dan nog niet sluitend is. Voor andere gebieden hoeft geen wettelijk mandaat te worden verleend.

Aanbeveling 2: Aanvullende analyses zijn noodzakelijk om gebieden te selecteren en te besluiten of en wanneer een netwerk uitgerold wordt, omdat:

- Er op dit ogenblik nog een grote onzekerheid bestaat over het waterstofaanbod en de productiekosten. Het is niet ondenkbaar dat de beschikbaarheid onvoldoende zal zijn om de vraag van alle gebruikstypes met een hoge betalingsbereidheid (zoals waterstof in de mobiliteit en als grondstof in de industrie) te dekken. Zelfs regionale gebieden met een hoog vraagpotentieel zijn daarom onderhevig aan netwerkbenuttingsrisico's.
- De concentratiegebieden wel een basis bieden voor het selecteren van gebieden, maar deze selectie nog verder verfijnd moet worden. Hiervoor zijn meerdere redenen. 1: Keuzes op individueel bedrijfsniveau kunnen anders zijn dan door ons verondersteld. De betalingsbereidheidscategorieën geven een goede indicatie van de kans voor het ontstaan van waterstofvraag, maar zeker geen uitsluitel. 2: De afbakening van een gebied voor regionale infrastructuur moet fijnmaziger zijn. Door de ligging van bedrijven ten opzichte van het landelijke waterstofnet kunnen sommige bedrijven in een concentratiegebied bijvoorbeeld beter direct worden aangesloten op het landelijke transportnet, of kunnen gebieden worden gecombineerd of opgesplitst. Voor de uiteindelijke identificatie van gebieden kan deze studie als uitgangspunt worden beschouwd en worden aangevuld met andere inzichten, zoals de informatie uit de provinciale Cluster Energiestrategieën (pCES'en). Andersom geldt dat gebieden die in deze studie niet als concentratiegebied zijn geïdentificeerd, wel gebieden kunnen zijn waar de aanleg van regionale waterstofinfrastructuur maatschappelijk gewenst is.

Voor de definitieve selectie van gebieden waar de aanleg van regionale waterstofinfrastructuur maatschappelijk gewenst is, is het gewenst dat de Rijksoverheid de besprekingen coördineert om te komen tot de gepaste beslissing, na overleg met de provincies, ACM en belanghebbenden.

Aanbeveling 3: Een aantal regelgevingsaspecten dienen van toepassing te zijn op alle regionale waterstofnetten, ongeacht of ze al dan niet als maatschappelijk gewenst worden geacht. Dit geldt voor de vereisten die de EU-wetgeving oplegt (zoals derdentoegang), maar ook onze voorstellen voor de uitwerking van één enkel plan voor de ontwikkeling van regionale waterstofinfrastructuur in samenwerking met de landelijke waterstofnetbeheerder (HNS), de verplichting voor de waterstofnetbeheerder(s) om bijkomende potentiële vraag mee in overweging te nemen bij de behandeling van aansluitingsaanvragen, en regels voor de uitbreiding van het net om nieuwe gebruikers aan te sluiten als dit economisch en technisch redelijk is.

Aanbeveling 4: We stellen voor om voor de geselecteerde gebieden (een) beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur aan te wijzen en deze een mandaat te geven om een netwerk aan te leggen

en te beheren, maar de ruimte te laten aan andere partijen om netwerken in goed afgebakende gevallen (zoals standalone initiatieven en specifieke netwerken op industrieterreinen) te ontwikkelen en te beheren, met inachtneming van dezelfde regelgevingsvoorschriften. Dit kan worden geïmplementeerd door ervoor te zorgen dat het mandaat voor de ontwikkeling van regionale waterstofinfrastructuur niet exclusief is, of door uitzonderingen in te voeren voor externe ontwikkelaars in het geval het mandaat wel exclusief is (wettelijk monopolie).

Aanbeveling 5: De uiteindelijke investeringsbeslissingen van de regionale netwerkbeheerder(s) dienen gebaseerd te zijn op voldoende toezeggingen van toekomstige netwerkgebruikers. Gezien de hoge risico's voor onderbenutting, achten wij het passend dat definitieve investeringsbeslissingen (afgestemd op de netwerkontwikkelingsplannen) worden gebaseerd op een minimale toezegging van netwerkgebruikers.

Aanbeveling 6: Risicobeperkende maatregelen (zoals subsidies) kunnen worden overwogen voor de netontwikkelaars in geselecteerde gebieden. Financiële ondersteuning kan in verschillende vormen, zoals investeringssubsidies, het subsidiëren van gebruik (zoals via maximum nettarieven), en garanties voor netbeheerders (bijvoorbeeld op het rendement of de volledige afschrijving van activa tegen het einde van de reglementaire levensduur). De risicobeperkende maatregelen en de hoogte van de subsidies kunnen worden afgestemd op de specifieke risico's die in elk gebied zijn vastgesteld en de investeringskosten voor het netwerk.

Subsidies kunnen gerechtvaardigd zijn voor het faciliteren van de opstartfase, maar mogen in onze optiek niet gebruikt worden voor het garanderen van de financiële haalbaarheid van netinvesteringen op lange termijn. Risicobeperkende mechanismes kunnen het best gebruikt worden om investeringen mogelijk te maken, tarieven op een redelijk niveau te houden, en de gebruiksrisico's op lange termijn te verminderen. De mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur dient gebaseerd te zijn op de niet-gesubsidieerde financiële haalbaarheid van de investeringen na de aanloopfase. Ook als overheids garanties worden verstrekt, is het wenselijk een substantieel deel van de risico's bij de netwerkbeheerders en gebruikers te laten. Zo niet, dan bestaat het risico dat netwerken worden aangelegd in gebieden met een te klein potentieel, of dat netten te groot worden gedimensioneerd. Het is in onze inschatting niet maatschappelijk gewenst om op korte termijn de ontwikkeling van meerdere regionale waterstofnetten ruim te subsidiëren, vanwege de hoge kosten en risico's op langdurige onderbenutting.

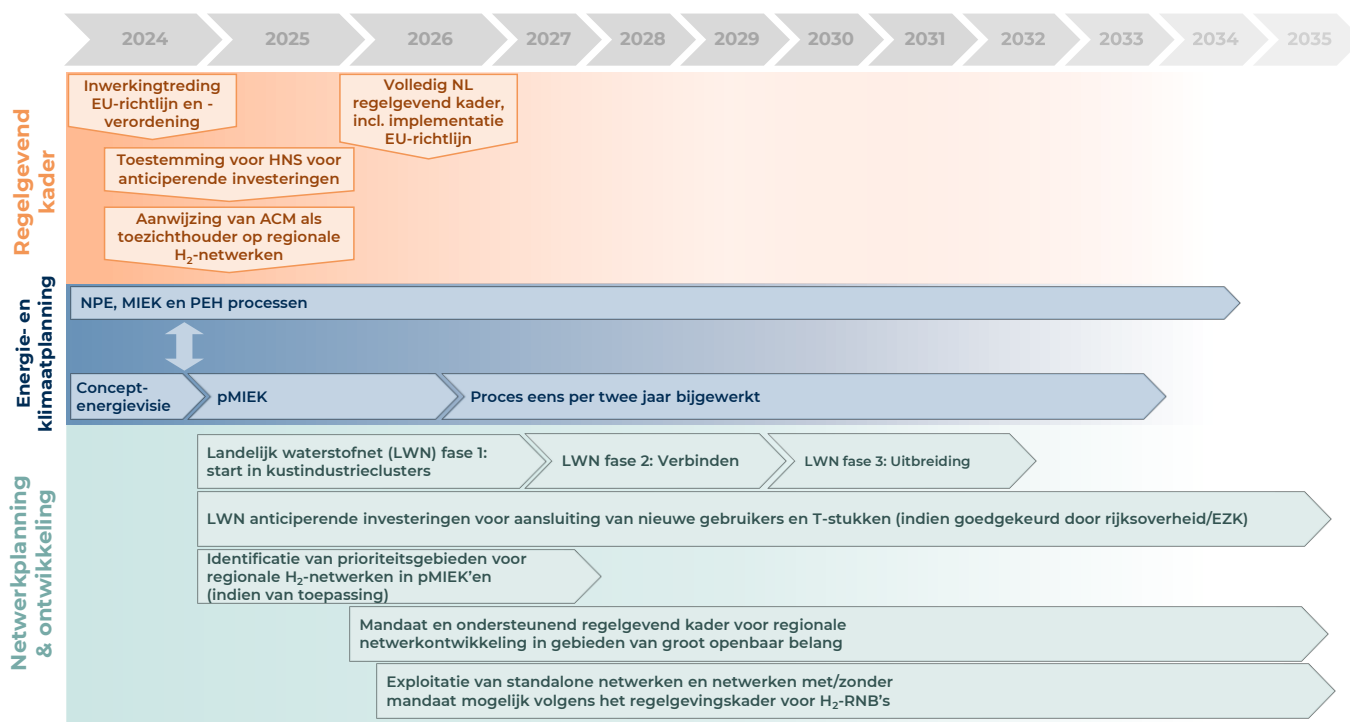
Mogelijke tijdslijn voor een regelgevend kader

Aanbeveling 7: De overheid dient op korte termijn duidelijkheid te verschaffen over het toekomstige wetgevingskader. Dit kan een kip-en-ei-probleem voorkomen en de ontwikkeling van de eerste regionale waterstofprojecten mogelijk maken. Volgens het meest recente (concept) uitrolplan van HNS zullen de vijf industriële clusters in 2028-2029 met elkaar verbonden zijn. Er wordt verwacht dat tegen die tijd ook enkele (kleinere) standalonenetwerken zullen ontstaan. Sommige projectontwikkelaars overwegen om hun netwerk op termijn op het landelijke waterstofnet te laten aansluiten. Het Decarbonisatiepakket zou medio 2024 in werking treden, en de omzetting van de relevante richtlijnartikelen zou uiterlijk medio 2026 moeten plaatsvinden. Gezien de interactie tussen de regulering en de planning en uitbouw van het landelijke en de regionale waterstofnetten en de lange aanlooptijd voor de ontwikkeling van dergelijke netwerken, is het zaak dat het regelgevingskader voor regionale netwerken tijdig wordt ingevoerd.

Onderstaand schema geeft een mogelijke tijdslijn voor de ontwikkeling van het regelgevingskader, het Nederlands integraal energie- en klimaatplanningsproces en de planning en ontwikkeling van regionale waterstofnetten.

- In 2025 kan EZK de uitgangspunten bepalen die ze wil hanteren voor het reguleringskader van regionale netwerken. Dit zou belangrijke aspecten omvatten, zoals het proces voor de identificatie van geselecteerde gebieden voor uitrol, welke partijen een mandaat krijgen en de voorziene risicobeperkende maatregelen.

- Vanaf 2025 kan HNS worden verplicht om de potentiële regionale vraag in geselecteerde gebieden mee te nemen bij de configuratie van het landelijke waterstofnet, en worden gemachtigd om anticiperende investeringen te doen om aan de potentiële vraag in regionale gebieden te voldoen, hetzij rechtstreeks, hetzij door samenwerking met de beheerder(s) van de regionale waterstofinfrastructuur. Het netwerkontwikkelingsplan moet door de Rijksoverheid of de toezichthouder ACM worden goedgekeurd om ervoor te zorgen dat het aansluit bij de energie- en klimaatdoelstellingen, en dat de veronderstelde vraag realistisch is.
- Vanaf 2025 kunnen ook gebieden voor de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur worden geselecteerd, als onderdeel van de integrale energie- & klimaatprogrammering. Deze selectie kan de gebieden aanvullen (en indien nodig bevestigen) die al zijn geïdentificeerd in het pMIEK 2023. De selectie zou in de eerste fase moeten focussen op gebieden met het hoogste potentieel en aanvaardbare risiconiveaus. Dit zou het mogelijk maken om het regelgevend kader te testen en te verfijnen op basis van de ervaring van de eerste regionale netwerken.
- Vanaf 2026 kan een mandaat worden verstrekt voor de geselecteerde gebieden aan één of meerdere beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur. Dit kan ook eerder als beleidsmakers besluiten dat dit nodig is om de coördinatie met HNS te verzekeren. De activiteiten van de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur dienen te worden gereguleerd in overeenstemming met de EU-wetgeving en met inachtneming van aanvullende bepalingen die rekening houden met de specifieke nationale context.
- Onderstaande mogelijke (maar ambitieuze) tijdslijn is onze inschatting voor het bieden van een volwaardig regelgevend kader per 2026. Stappen kunnen worden uitgesteld op basis van marktontwikkelingen, of als beleidsmakers en andere actoren minder urgentie zien. De volgorde van de stappen blijft dan gelden. Rekening houdend met een doorlooptijd van ongeveer 7 jaar om regionale netwerken te ontwikkelen, zou in gebieden die in 2025 zijn geselecteerd ten vroegste in 2032 een netwerk in gebruik kunnen worden genomen.



Inhoudsopgave

1. Inleiding	13
2. Transportvormen voor waterstof: de rol van netwerkinfrastructuur	17
2.1. Vergelijking van verschillende transportvormen waterstof	18
2.2. Gebruik van buisleidingen voor waterstoftransport	19
3. Ontwikkeling waterstofvraag, -aanbod en -kosten in Nederland	21
3.1. Schattingen van mogelijke waterstofvolumes in Nederland	21
3.2. Ontwikkelingen in kostenschattingen van waterstof	23
4. Regionale waterstofvraag & -aanbod en eventuele noodzaak infrastructuur	24
4.1. Regionaal waterstofaanbod	25
4.2. Toepassingen van waterstof	27
4.3. Afleiden beschikbaarheid waterstof voor regionale vraag	31
5. Betalingsbereidheid van potentiële waterstofafnemers	32
5.1. Identificatie virtuele betalingsbereidheid voor waterstof	33
5.2. Virtuele betalingsbereidheid per sector	36
5.3. Totaalbeeld virtuele betalingsbereidheid	38
5.4. Potentiële regionale waterstofvraag	41
6. Regionale concentratiegebieden voor waterstofinfrastructuur	43
6.1. Methode identificatie concentratiegebieden	43
6.2. Overzicht en toelichting op concentratiegebieden	45
6.3. Infrastructuur voor concentratiegebieden	47
7. Aanvullende inzichten regionale vraag & concentratiegebieden	52
7.1. Impact categorie C-vraag op concentratiegebieden	52
7.2. Elektriciteitscentrales	54
7.3. Concentratiegebieden in de vijf grote industriële clusters	56
7.4. Congestie op het elektriciteitsnet	57
8. Europese & nationale regelgeving	59
8.1. Relevante Europese regelgeving	59
8.2. Relevante Nederlandse regelgeving	61
9. Risico's & uitdagingen bij uitrol & beheer regionale infrastructuur	64
9.1. Risico's, onzekerheden & uitdagingen bij ontwikkeling & gebruik regionale waterstofinfrastructuur	65
9.2. Uitdagingen met betrekking tot regulering van een regionaal netwerk voor waterstof	71
9.3. Risico's & uitdagingen bij eventuele uitrol regionale waterstofinfrastructuur in concentratiegebieden	76
10. Beleidsopties voor het beperken van risico's & uitdagingen	78
10.1. De noodzaak voor specifieke regulering bij regionale waterstofinfrastructuur	80
10.2. Zekerheid voor netwerkontwikkelaars door wettelijk mandaat	84
10.3. Procedures voor planning van netwerkinvesteringen	86
10.4. Aansluitingsvolgorde & behandeling aansluitingsaanvragen	90
10.5. Tariefmethodes voor gebruik van waterstofdistributienetten	91
10.6. Ondersteuningsinstrumenten	99
10.7. Voorgestelde tijdslijn voor regelgeving & planning van regionale waterstofinfrastructuur	100
11. Bijlagen	104

Overzicht kaarten, figuren & tabellen (excl. bijlagen)

Kaarten

Kaart 4-1 Mogelijke waterstofproductielocaties.....	25
Kaart 4-2 Waterstoftankstations	29
Kaart 5-1 Potentiële waterstofvraag cat. A.....	42
Kaart 5-2 Potentiële waterstofvraag cat. A+B.....	42
Kaart 5-3 Potentiële waterstofvraag cat. A+B+C	42
Kaart 6-1 Concentratiegebieden bij vraagcategorieën A+B, buiten vijf industrieclusters	45
Kaart 6-2 Relatie tussen tracés/landelijk waterstofnet en concentratiegebieden	50
Kaart 7-1 Concentratiegebieden, voorbeeld extra vraag cat. C	53
Kaart 7-2 Meekoppelkansen energiecentrales bij vraag cat. A+B+C, buiten 5 industrieclusters.....	55
Kaart 7-3 Concentratiegebieden binnen de vijf grote industrieclusters	56
Kaart 7-4 % toename elektriciteitsgebruik als aardgasvraag gecategoriseerd als potentiële waterstofvraag wordt geëlektrificeerd	57

Figuren

Figuur 2-1 Efficiëntste transportvorm & LCOT (€/kg) waterstof(dragers) per afstand & volume	17
Figuur 2-2 LCOT voor waterstof(dragers) (€ ₂₀₂₂ /kg)	19
Figuur 3-1 Geschatte waterstofvolumes in Nederland (literatuur).....	22
Figuur 3-2 Kostenschattingen voor waterstofproductie & -import in 2030 (€/kg)	23
Figuur 5-1 Schematisch overzicht classificatie aardgasvraag.....	36
Figuur 5-2 Waterstofafname thermische toepassingen bij virtuele waterstofprijs	39
Figuur 5-3 Waterstofvraag voor thermische toepassingen bij virtuele waterstofprijs per categorie	40
Figuur 6-1 Potentiële vraag in concentratiegebieden, categorie A+B (TWh/jaar)	47
Figuur 7-1 A&B-vraag en C-vraag per concentratiegebied.....	54
Figuur 9-1 Mogelijke ontwikkeling van aansluitingen & impact op financiering	67
Figuur 10-1 Illustratie van regionale tariefopties voor drie fictieve gebieden.....	94

Tabellen

Tabel 5-1 Weging van drijfveren.....	35
Tabel 5-2 Categorisering per sector (inclusief vraag binnen industrieclusters).....	41
Tabel 5-3 Aantal bedrijven en waterstofgebruik per categorie.....	41
Tabel 6-1 Kenmerken van de infrastructuur per concentratiegebied.....	47
Tabel 6-2 Verschil indicatieve leidinglengtes: hemelsbreed en o.b.v. gastracés.....	48
Tabel 6-3 Indicatieve investeringskosten en LCOT per concentratiegebied.....	48
Tabel 6-4 Waterstofgebruik & capaciteit per concentratiegebied	50
Tabel 7-1 Impact van categorie C op aantal bedrijven en waterstofvraag.....	53
Tabel 7-2 Potentiële waterstofvraag thermische toepassingen in de vijf clusters.....	56
Tabel 8-1 Relevante elementen in het Decarbonisatiepakket.....	60
Tabel 8-2 Relevante elementen in nationale wetgeving.....	63
Tabel 9-1 Indicatieve investeringen per dekkingsgebied van de gas-RNB's.....	71
Tabel 9-2 Kredietbeoordeling gastnetbeheerders.....	71
Tabel 9-3 Risico's, uitdagingen & voordelen bij geïdentificeerde concentratiegebieden voor ontwikkeling waterstofnetwerken.....	77
Tabel 10-1 Overwegingen bij partijen die in aanmerking komen voor mandaat	83
Tabel 10-2 Overwegingen bij opties voor wettelijk mandaat.....	86
Tabel 10-3 Overwegingen bij plannen ontwikkeling waterstofnetwerken.....	87
Tabel 10-4 Overwegingen voor coördinatie van aansluitingsaanvragen	90
Tabel 10-5 Overwegingen voor behandeling aansluitingsaanvragen.....	91
Tabel 10-6 Overwegingen voor distributietariefstructuren voor waterstof.....	93
Tabel 10-7 Overwegingen bij de opties voor regionale nettarieven.....	95
Tabel 10-8 Overwegingen financiële overdrachten van gas- naar waterstofnet	97
Tabel 10-9 Overwegingen bij opties voor intertemporele kostentoewijzing	98
Tabel 10-10 Overwegingen bij opties voor risicodeling	100

Lijst met afkortingen

Afkorting	
ACM	Autoriteit Consument & Markt
AFIR	<i>Alternative Fuels Infrastructure Regulation</i>
ATO	Aansluit- en Transportovereenkomst
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Utilisation</i>
CSA	<i>Connection Study Agreement</i>
DBT	Dibenzyltoluene (gebruikt als LOHC)
EC	Europese Commissie
ENNOH	<i>European Network of Network Operators of Hydrogen</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
EOS	<i>Expression of Interest</i>
ETS	<i>Emissions Trading System</i>
EU	Europese Unie
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
EV	<i>Electric Vehicle</i>
FID	<i>Final Investment Decision</i>
GAW	Gereguleerde Activa Waarde
GIS	Geografisch Informatiesysteem
GTS	<i>Gasunie Transport Services</i>
H ₂ -RNB	Beheerder(s) van de regionale waterstofinfrastructuur
HNS	<i>HyNetwork Services</i>
HT	Hoge Temperatuur
IA	<i>Investment Agreement</i>
IBIS	Integraal Bedrijventerreinen Informatie Systeem
IPO	InterProvinciaal Overleg
LCOT	<i>Levelised Cost of Transport</i>
LOHC	<i>Liquid Organic Hydrogen Carriers</i>
LHV	<i>Lower Heating Value</i>
LT	Lage Temperatuur
LWN	Landelijke Waterstofnet
MDR	Mechanische Dampcompressie
MCH	Methylcyclohexane (Gebruikt als LOHC)
MoU	<i>Memorandum of Understanding</i>
MT	Midden Temperatuur
NDA	<i>Non-Disclosure Agreement</i>
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
NPW	Nationaal Plan Waterstof
NDP	<i>Network Development Plan</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
pCES	provinciale Cluster Energie Strategie
pMIEK	provinciaal Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
RNB	Regionale Netbeheerder
RFNBO	<i>Renewable Fuels of Non-Biological Origin</i>
RED	<i>Renewable Energy Directive</i>
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SBI	Standaard Bedrijfsindeling
STEG	Stoom- en Gasturbine
TNB	Transmissienetbeheerder
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Gewogen gemiddelde kapitaalkosten)
WKK	Warmtekrachtkoppeling
ZHT	Zeer Hoge Temperatuur

1. Inleiding

1.1. Aanleiding van dit onderzoek

Hernieuwbare waterstof en zijn afgeleide producten zullen een rol spelen in het toekomstige energiesysteem. Welke rol precies is nog onduidelijk. Verschillende processen waarvoor energie wordt ingezet, kunnen niet worden geëlektrificeerd, zodat verduurzaming van deze processen vrijwel uitsluitend met energiemoleculen zoals waterstof of afgeleide producten (derivaten) kan. In deze 'hard to abate' processen kan waterstof als grondstof worden gebruikt ter vervanging van fossiele energie (bijvoorbeeld in de chemische en metaalindustrie), of voor hoge temperatuurprocessen. Ook kan waterstof worden gebruikt voor energieopslag. Daarnaast zijn er verschillende processen die met waterstof *kunnen* worden gedecarboniseerd, hoewel dit ook met alternatieve verduurzamingsopties mogelijk is, zoals directe elektrificatie. Dit geldt bijvoorbeeld voor wegtransport en lage temperatuurprocessen. De toepassing van waterstof bij deze processen is minder gewenst aangezien directe elektrificatie vaak energie-efficiënter is (en meestal ook kostenefficiënter én beter voor het klimaat). Naast hernieuwbare waterstof kan ook koolstofarme waterstof een rol spelen in het toekomstige energiesysteem.

Op termijn is er mogelijk behoefte aan fijnmazigere waterstofinfrastructuur in aanvulling op het landelijke waterstofnet. In 2022 is het uitrolplan voor de gefaseerde ontwikkeling van het landelijke waterstoftransportnetwerk aangekondigd via een Kamerbrief.¹ Dit netwerk dient de vijf grote industriële clusters, infrastructuur voor opslag en productie, en import/exportinstallaties te verbinden. In dezelfde Kamerbrief is ook aangegeven dat op termijn distributienetten nodig zijn die waterstof fijnmaziger transporteren naar eindgebruikers. Het landelijke waterstofnet bereikt namelijk niet alle potentiële gebruikers. Daarom is het relevant om inzicht te krijgen over de mogelijke gebieden en locaties waar een geconcentreerde waterstofvraag en eventueel productie kan ontstaan in Cluster 6 om zo de behoefte aan netinfrastructuur in beeld te brengen. Om bedrijven in de regio te ontsluiten bestaan ten minste drie mogelijkheden: een individuele en directe aansluiting op het landelijke waterstofnet, een netwerkuitbreiding van het landelijke waterstofnet ten behoeve van meerdere gebruikers en de realisatie van een op lagere druk opererend waterstofdistributienet.

1.2. Doel van dit onderzoek

Het doel van dit onderzoek is het verkennen van de voorwaarden voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur en van de bijbehorende ordeningsprincipes. Op basis van een analyse van de potentiële waterstofvraag en het aanbod in Cluster 6 wordt nagegaan in hoeverre er behoefte is aan regionale netwerken, en onder welke economische en reguleringsvoorwaarden deze eventueel kunnen gebouwd en beheerd worden.

1.3. Toegepaste onderzoeksmethode

Om een antwoord te kunnen formuleren op vragen als in hoeverre, wanneer en waar behoefte ontstaat aan waterstofinfrastructuur in Cluster 6, gebruiken we een transparante top-down analyse. In deze methode identificeren en analyseren we relevante kwantitatieve techno-economische data en kwalitatieve informatie. De resultaten van deze analyses worden aangevuld met inzichten uit gesprekken met stakeholders en praktijkkennis van het onderzoeksteam. De potentiële waterstofvraag wordt geïdentificeerd op basis van het huidige aardgasgebruik voor warmteproductie bij grote gebruikers (>1m³/jaar) en onze inschatting van hun betalingsbereidheid. Deze is gebaseerd op het type warmtevraag en andere drijfveren voor een eventuele overstap naar waterstof.

¹ EZK (2022), Kamerbrief [Ontwikkeling transportnet voor waterstof](#).

Gedurende dit onderzoek is intensief samengewerkt met een begeleidingscommissie bestaande uit experts van EZK, het InterProvinciaal Overleg (IPO), Netbeheer Nederland, HyNetwork Services (HNS), en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). Deze experts waren ook nauw betrokken bij het valideren van data en aannames. Verdere validatie vond plaats door interviews met bedrijven in Cluster 6. Tot slot hebben we onze resultaten vergeleken met de interesse en daadwerkelijke aanvragen voor aansluiting op het geplande landelijke waterstofnet van HNS, waaruit bleek dat de resultaten op grote lijnen hierbij aansluiten.

De plannen en ambities van overheden en marktpartijen zijn niet als dusdanig meegenomen bij de identificatie van de potentiële waterstofvraag om verschillende redenen. Zo verschillen de plannen in hun mate van concreetheid, zodat het vrijwel onmogelijk is om objectief vast te stellen hoe concreet en kansrijk ieder gepland project is. Ter illustratie: slechts voor 2% van de plannen is al een finale investeringsbeslissing genomen.² Bovendien is er nog geen eenduidig beeld van de plannen. Momenteel worden de Provinciale Cluster Energie Strategieën (pCES'en)³ ontwikkeld, waarna een completer beeld beschikbaar zal zijn. Het nu al meenemen van bottom-up plannen zou een onvolledig beeld geven. In het kader van dit onderzoek hebben provincies wel informatie met ons gedeeld over waterstofplannen. Deze plannen hebben we gebruikt om onze analyse verder aan te scherpen, voor de identificatie van relevante ontwikkelingen (zoals lokale productie-initiatieven) en voor ons begrip over de schaalgrootte en het type van de diverse initiatieven. Mogelijke uitrolgebieden met het oog op systeemintegratie zijn ook niet meegenomen.

Voor de analyse van de financiële en marktorderingsaspecten combineren we praktische inzichten uit de identificatie van de regionale concentratiegebieden en de EU-regelgeving en economische theorie om tot mogelijke opties en overwegingen te komen. Voor dit deel van het onderzoek richten we ons dus niet enkel op de concentratiegebieden, maar zijn de inzichten breder toepasbaar. We gebruiken de karakteristieken van de concentratiegebieden wel om de analyses concreter te maken.

1.4. Afbakening van dit onderzoek

De belangrijkste definities en interpretaties die zijn gebruikt in dit onderzoek zijn:

- **Cluster 6:** We hanteren de volgende geografische afbakening voor het onderzoek; alle bedrijven die buiten de vijf grote industriële clusters gevestigd zijn worden als Cluster 6 bedrijven beschouwd (zie Kader 1).
- **Regionale waterstofvraag:** Waterstofvraag *buiten* de vijf grote industrieclusters.
- **Regionale waterstofnetwerkinfrastructuur (hierna: regionale waterstofinfrastructuur):** Aftakkingen op het landelijke waterstofnet om regionaal waterstoftransport te verzekeren. Dit kunnen zowel hogedruk (>16 bar) als middendruk (1-16 bar) waterstofbuisleidingen zijn. Standaloneprojecten (infrastructuur zonder aansluiting op het landelijke waterstofnet) worden slechts kort behandeld in de analyse voor de benodigde infrastructuur, omdat hierover een apart onderzoeksproject loopt.⁴ Regionale waterstofinfrastructuur verwijst in hoofdstukken 1 t/m 7 niet naar standaloneprojecten, tenzij anders vermeld. Bij de orderingsanalyses (hoofdstukken 8-10) houden we wel rekening met de implicaties voor standaloneprojecten (en daar worden deze wel beschouwd als regionale waterstofinfrastructuur, tenzij anders vermeld).

Andere principes, uitgangspunten en aannames in dit onderzoek zijn vermeld in Kader 1.

² CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#).

³ In pCES'en wordt per provincie, o.b.v. een uitvraag bij de bedrijven zelf, in kaart gebracht wat de energievraag is van bedrijven buiten de 5 grote clusters, incl. de vraag naar waterstof. De pCES'en zijn naar verwachting rond de zomer van 2024 gereed.

⁴ Hydrelta D2a.1: [The role of standalone hydrogen areas in decentral hydrogen infrastructure development](#)

Kader 1 Afbakening & definities gebruikt in dit onderzoek

Afbakening van waterstof

- De studie focust op waterstof in gasvorm; lokaal transport van derivaten en vloeibare waterstof wordt in deze studie niet onderzocht;
- De mogelijkheid tot bijmenging van waterstofgas in transmissie- en distributienetten voor methaan ('blending') wordt buiten beschouwing gelaten;
- Er wordt geen onderscheid gemaakt tussen hernieuwbare, koolstofarme of fossiele waterstof, aangezien het transmissie- en distributienetwerk elk type waterstof kan transporteren;
- Er wordt een minimale kwaliteitseis met betrekking tot de zuiverheid van 98% aangehouden voor de te transporteren waterstof.
- In principe drukken we waterstofvolumes in kWh en TWh uit. In sommige gevallen (bij capaciteiten en kosten) gebruiken we kg, waarbij de conversiefactor 39 kWh/kg is gebruikt.

Definities van clusters en 'regionale' vraag en aanbod

Nederland kent vijf grote industriële clusters. In het kader van het Klimaatakkoord van 2019 is specifieke aandacht besteed aan vijf industriële regio's waar energie-intensieve activiteiten zijn geconcentreerd. De regio's die daarbij werden gedefinieerd omvatten Rotterdam/Moerdijk, Zeeland (Schelde-Delta Regio), het Noordzeekanaalgebied, Noord-Nederland (de Eemshaven-Delfzijl en Emmen), en Chemelot (de regio rondom Geleen). Dit worden de vijf industriële clusters genoemd. Door hun geografische verbondenheid is het doel om de verduurzaming van deze regio's te versnellen via afstemming. Dit was ook het uitgangspunt bij het opstellen van de Cluster Energie Strategieën (CES'en). Naast deze vijf grote industriële clusters is er een 6^e cluster dat de industriële bedrijven buiten de vijf grote clusters vertegenwoordigt, inclusief zo'n 200 ETS-bedrijven.

Dit onderzoek richt zich op de eventuele uitrol van waterstofinfrastructuur buiten de vijf grote industriële clusters. We hanteren hierbij een geografische afbakening. Binnen de vijf grote clusters kan ook behoefte ontstaan aan een fijnmaziger waterstofnetwerk (naast de transmissie-infrastructuur) om de bedrijven kostenefficiënt te kunnen aansluiten. Deze behoefte brengen we ook in kaart, zonder hier op te focussen.

Voor het onderscheiden van potentiële waterstofvraag binnen clusters 1-5 en het 6^e cluster gebruiken we een indeling van RVO, waarbij postcodegebieden aan een cluster zijn gekoppeld via de locatie van ETS-bedrijven:

- **Chemelot** is een industriecomplex waar een groot aantal met name chemische bedrijven zijn gevestigd. Het is geografisch een duidelijk afgebakend cluster (postcodegebieden 6161, 6163 en 6167).
- **Zeeland/West-Brabant** omvat de industrie rond de Westerschelde (o.a. Bergen op Zoom, Vlissingen, Terneuzen en de kanaalzone richting Gent). Dit is het moeilijkst geografisch af te bakenen cluster.
- **Rotterdam/Moerdijk** bestaat uit twee gebieden. Het eerste gebied behelst het havengebied bij Rotterdam. In totaal gaat het om 35 IBIS (watergebonden) bedrijventerreinen in de gemeenten Rotterdam, Schiedam, Vlaardingen en Maassluis. Moerdijk behelst de postcodes 4761; 4781 en 4791.
- **Noordzee kanaalgebied** loopt tussen IJmond en Amsterdam langs het Noordzeekanaal en bestaat uit ca. 60 IBIS (watergebonden) bedrijventerreinen in Amsterdam, Zaanstad, Beverwijk & Velsen.
- **Noord-Nederland** bestaat geografisch uit de drie losstaande gebieden Delfzijl, Eemshaven en Emmen. De overige industrie (buiten dit gebied) in Noord-Nederland valt niet in het cluster.

De woorden regionale netwerken en distributienetwerken worden door elkaar gebruikt. In het EU-Gasdecarbonisatiepakket worden de termen distributiesysteembeheerder en transmissiesysteembeheerder gebruikt (respectievelijk artikel 2(20) en 2(18) van de gasrichtlijn). Bij het verwijzen naar de beheerders van verschillende typen energie-infrastructuur gebruiken we onderstaande terminologie.

	Beheerders van infrastructuur	Afkorting
Aardgas	Distributie: Regionale gasnetbeheerders	Gas-RNB's
	Transmissie: Gasunie (Transport Services)	GTS
	Gasnetbeheerders: Gasunie & huidige regionale gasnetbeheerders	N.v.t.
Waterstof	Landelijk waterstofnet: HyNetwork Services	HNS
	Scope van dit onderzoek: Beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur	H ₂ -RNB's

1.5. Leeswijzer

Het onderzoek is opgedeeld in twee blokken. Blok I: Analyse van mogelijke toekomstige waterstofvraag en -productie in de regio en identificatie van concentratiegebieden, die bediend kunnen worden met waterstofinfrastructuur (hoofdstuk 2-7) en Blok II: Identificatie en analyse van mogelijke opties voor de ordening en regelgeving van regionale waterstofinfrastructuur (hoofdstuk 8-10). Ieder hoofdstuk begint met een inleiding, waarin kort wordt toegelicht wat in het hoofdstuk wordt

besproken. Daarna volgt een kader met de belangrijkste inzichten. Hierna volgt de uitwerking. Dit rapport bevat geen apart conclusiehoofdstuk. Overkoepelende conclusies zijn geïntegreerd in de samenvatting. Het vervolg van dit rapport is als volgt gestructureerd:

- In **Hoofdstuk 2** evalueren we onder welke omstandigheden buisleidingentransport (en netwerkinfrastructuur) geschikt is, door verschillende **transportvormen** te vergelijken.
- In **Hoofdstuk 3** schetsen we **macro-ontwikkelingen** van waterstofaanbod en -kosten.
- In **Hoofdstuk 4** onderzoek we de relatie tussen de potentiële regionale waterstofvraag en -het aanbod en de mogelijke behoefte aan **regionale** netwerkinfrastructuur.
- In **Hoofdstuk 5** definiëren we de **betalingsbereidheid** voor waterstof per **toepassingsgebied**
- In **Hoofdstuk 6** identificeren we **concentratiegebieden** met **potentiële regionale waterstofvraag**
- In **Hoofdstuk 7** evalueren we de **infrastructuurbehoefte** in de **concentratiegebieden**.
- In **Hoofdstuk 8** schetsen we de meest **relevante wetgeving**
- In **Hoofdstuk 9** bespreken we de **risico's en uitdagingen** bij de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur.
- In **Hoofdstuk 10** evalueren we de **beleidsopties** om deze risico's en uitdagingen aan te pakken.
- In de bijlagen laten we achtereenvolgens aanvullende resultaten en informatie zien voor hoofdstuk 2 (transportvormen voor waterstof), hoofdstuk 3 (ontwikkeling van waterstofvraag, -aanbod en -kosten) en de overige hoofdstukken.

2. Transportvormen voor waterstof: de rol van netwerkinfrastructuur

In dit hoofdstuk vergelijken we verschillende opties voor waterstoftransport en identificeren we de uitgangspunten voor waterstofinfrastructuur. De basis hiervoor is een literatuuranalyse van de kenmerken van verschillende vormen van waterstoftransport, waarvan elementen in Bijlage 1 te vinden zijn (inclusief de bronvermelding). Het doel van deze analyse is het bepalen van de geschiktheid van een regionaal netwerk om de potentiële regionale vraag naar waterstoftransport te bedienen.













Belangrijkste bevindingen

Buisleidingen zijn de meest geschikte vorm voor onshore waterstoftransport als er een voldoende zekere vraag naar waterstoftransport bestaat voor een lange periode. Figuur 2-1 toont de meest geschikte transportvormen bij verschillende volumes en afstanden, op basis van de *levelised costs of transport* (LCOT). Voor buisleidingen zijn minimale volumes en zekerheid noodzakelijk om de relatief hoge investering te verantwoorden. Transmissieleidingen zijn technisch haalbaar voor korte afstanden, maar hebben hoge volumes (>100 ton/dag) nodig om economisch haalbaar te zijn vanwege de hoge investeringskosten. Distributieleidingen vereisen lagere investeringen en zijn de meest kosteneffectieve optie voor middelgrote volumes (10-100 ton/dag) en afstanden (1-100 km). Vanuit technisch oogpunt kan een zeer ruim volumebereik worden bediend met zowel transmissie- als distributieleidingen. Andere transportvormen, zoals wegvervoer, zijn flexibeler en geschikter om te voorzien in kleine volumes of tijdelijke transporten. Voor kleine volumes (<10 ton/dag) is wegtransport geschikt, als gecombineerd gas voor afstanden tot 100 km en in vloeibare vorm voor langere afstanden. Voor langere afstanden kan ook wegtransport van LOHC's de voorkeur krijgen in specifieke gevallen.

De eventuele uitrol van regionale waterstofinfrastructuur zal vooral gebaseerd zijn op nieuw aan te leggen leidingen, aangezien verwacht wordt dat slechts heel weinig bestaande aardgasleidingen zullen kunnen worden herbestemd voor waterstof, in ieder geval op de korte en middellange termijn.

De daadwerkelijke investerings- en transportkosten zullen per project verschillen en onder andere afhangen van het terrein en de obstakels, wettelijke vereisten en synergiën met bestaande infrastructuur. Dit hoofdstuk geeft een algemeen beeld van de geschiktheid van verschillende vormen van waterstoftransport. De kostenraming in Figuur 2-1 komt overeen met de geschatte transportkosten in het HyDelta-project (zie bijlage 1 voor details), dat specifiek betrekking heeft op de Nederlandse situatie. De werkelijke transportkosten zullen echter aanzienlijk variëren afhankelijk van de projectspecificaties, geografie en andere parameters. Bovendien is er op dit ogenblik nog maar weinig informatie beschikbaar over waterstoftransport via middendrukbuisleidingen, en eventuele herbestemming van gasleidingen. Tot slot kunnen ook andere overwegingen, zoals regelgeving, relevant zijn voor waterstoftransport.

Figuur 2-1 Efficiëntste transportvorm & LCOT (€/kg) waterstof(dragers) per afstand & volume

>100 t/d	 0.05	 0.03-0.09	 0.03-0.54
10-100 t/d	 0.05-0.06	 0.06-0.20	 0.2-1.7
1-10 t/d	 0.6-0.7	 0.6-1.6	 0.9-1.6
<1 t/d	 0.6-0.7	 0.6-1.6	 0.9-3.5
	1-10 km	10-100 km	100-1000 km

2.1. Vergelijking van verschillende transportvormen waterstof

Waterstof kan getransporteerd worden in gasvorm of in vloeibare vorm, maar ook – door waterstof via een chemische omzettingsreactie met bijvoorbeeld koolstof- of stikstofatomen om te zetten – via ‘waterstofdragers’ zoals methanol of ammoniak:

- Waterstof kan in **gasvorm** vervoerd worden via **buisleidingen**. Aangezien waterstof een veel lagere energiedichtheid heeft dan aardgas, kan dezelfde transportcapaciteit worden bereikt door een hogere snelheid van de gasstroom, of door een hogere uitbatingsdruk.
- **Vloeibare waterstof** heeft als voordeel dat geen chemische transformatiestappen nodig zijn in de leveringsketen om de energiedichtheid te verhogen en de waterstof daarna weer te kunnen benutten. Wel kost het vloeibaar maken van waterstof extra energie. De lage energiedichtheid en het lage kookpunt (-253°C) veroorzaken technische uitdagingen.
- Voor **methanol** bestaat al een uitgebreide infrastructuur en het heeft als voordeel dat het vloeibaar is in atmosferische omstandigheden.
- **Ammoniak** heeft een laag kookpunt (-34°C), maar een hoge toxiciteit en is rechtstreeks te gebruiken in energietoepassingen. De reconversie van ammoniak naar waterstof is haalbaar, maar deze technologie is nog niet volledig marktrijp.
- **Vloeibare organische waterstofdragers (LOHC)** hebben geen of weinig veiligheidsbeperkingen voor transport, maar bieden minder flexibiliteit vanwege de vereiste (de)hydrogenering die tot extra kosten leidt.

2.1.1. Overzicht van transportvormen

Waterstof kan via verschillende middelen worden getransporteerd. De meest relevante opties zijn: **transport per buisleiding, via de weg, via het spoor of via water**. De transportvormen verschillen zowel op het gebied van hun technische en economische kenmerken als op het gebied van de veiligheidsaspecten en daaraan gerelateerde regelgeving. Veiligheidsoverwegingen of het gebrek aan regelgeving kunnen tot beperkingen leiden voor de toepassing van bepaalde transportvormen. Een ander relevant economisch verschil tussen de transportvormen is de mate van flexibiliteit (in volume en locatie, zowel van de distributieroutes als de laad- en lospunten).

Transport van waterstofgas via buisleidingen is de meest bekende transportvorm, en enigszins vergelijkbaar met transport van aardgas. Het wordt veilig geacht, is niet erg flexibel, maar wel relatief goedkoop vanaf een minimaal volume. Buisleidingstransport van waterstof wordt al toegepast in Nederland (en buurlanden) en kan op een veilige manier georganiseerd worden, ook omdat voldoende ervaring en kennis beschikbaar is op dit gebied. Buisleidingen bieden weinig flexibiliteit en vereisen de aanleg van kapitaalintensieve infrastructuur. Transport per buisleiding is competitief ten opzichte van andere transportvormen van waterstof voor voldoende grote en zekere volumes.

Wegtransport (via tubetrailers) biedt een hoge flexibiliteit en is competitief bij kleine volumes. Waterstof kan via de weg vervoerd worden als gecompriemd gas of in vloeibare vorm. Ook kan waterstof in *Liquid Organic Hydrogen Carriers* (LOHC-)tankers worden vervoerd, waarbij de LOHC (de)gehydrogeneerd dient te worden. De mogelijkheid voor waterstoftransport via de weg is in principe hoog, maar wordt in de praktijk beperkt door opgelegde regelgeving voor het vervoer van gevaarlijke stoffen in Nederland (vanwege veiligheidsoverwegingen) en eventuele congestie op de wegen. De Nederlandse overheid is geen groot voorstander van het gebruik van wegtransport voor grotere volumes waterstof. Wegtransport biedt wel een (zeer) hoge mate van flexibiliteit. Zo kunnen tubetrailers met verschillende transportcapaciteit worden gebruikt, kunnen tubetrailers op verschillende routes worden ingezet en vergt een capaciteitsuitbreiding een relatief beperkte investering. De flexibiliteit is lager bij LOHC-transport, vanwege de vereiste (de)hydrogenering die tot extra kosten leidt. Wegtransport is in het algemeen niet kostencompetitief tegenover buisleidingstransport, behalve voor kleine volumes.

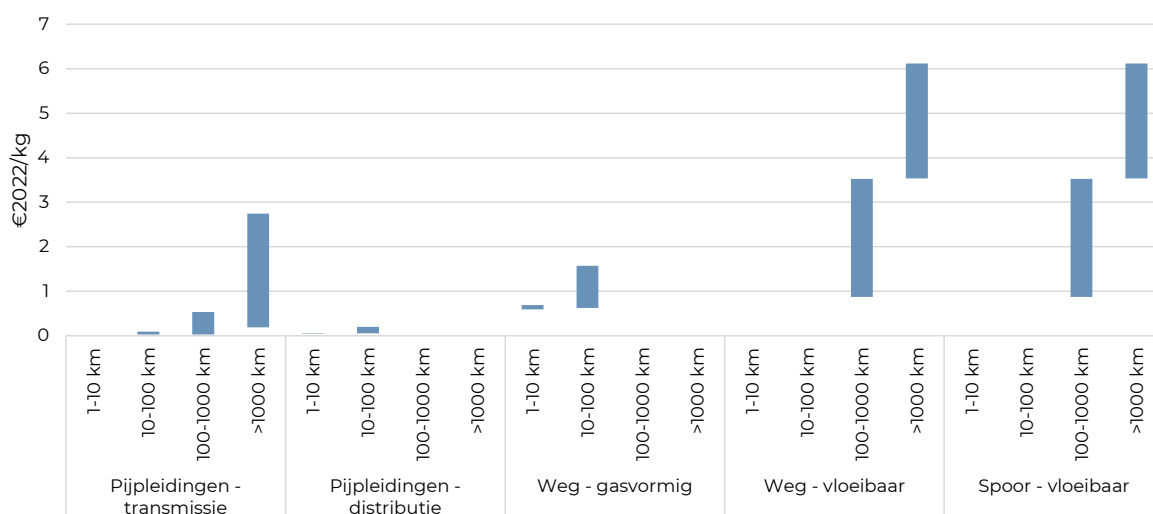
Transport van waterstof in gas- of vloeibare vorm per spoor lijkt op dit moment geen geschikte optie voor Nederland. Het biedt weinig flexibiliteit en de kosten ervan zijn relatief hoog. Bovendien is er

binnen de regelgevingskaders slechts beperkt ruimte zijn voor transport van waterstof per spoor, en biedt deze transportvorm een lage flexibiliteit, omdat gebruik wordt gemaakt van vaste spoorweginfrastructuur. Ammoniak wordt wel in beperkte hoeveelheden per spoor getransporteerd.

Transport over water kan relevant zijn voor (grootschalig) internationaal transport en voor nationaal (binnenvaart)transport. De huidige regelgeving staat waterstoftransport via de binnenvaart evenwel niet toe. De flexibiliteit is beperkt, maar de kosten zijn in het algemeen lager dan bij wegtransport. Er is wereldwijd nog maar beperkte ervaring met vervoer van waterstof via schepen, behalve van ammoniak, waarvoor technische normen bestaan. Transport over water biedt een redelijke flexibiliteit voor marktpartijen die in een haven of aan een waterweg gevestigd zijn. De mogelijke routes staan vast, en er dienen alleen laad- en losfaciliteiten te worden gebouwd. Brick Valley (de keramische industrie in Gelderland) kan bijvoorbeeld bevoorradt worden via het water.

De *levelised costs of transport* (LCOT) is een gangbare parameter om de economische haalbaarheid van transportvormen te vergelijken. De LCOT is voor grotere volumes die moeten vervoerd worden over middellange afstanden het laagst voor buisleidingtransport. De LCOT geeft een indicatie van de gemiddelde kosten van een transportvorm voor een bepaalde afstand en volume. Figuur 2-2 toont de bandbreedtes van de LCOT-schattingen per transportvorm op basis van de relevante literatuur, met name het HyDelta-project, HyWay27 en onderzoeken over de Europese waterstofbackbone.⁵ Deze informatie is aangevuld op basis van andere bronnen, in het bijzonder met betrekking tot transport via water- en spoorwegen. De bandbreedtes van de geschatte LCOT-waardes zijn ruim, wat wordt verklaard door verschillen in aannames over de capaciteit, investeringskosten, operationele kosten, volumes, afstanden en impact van veiligheidsvoorschriften.

Figuur 2-2 LCOT voor waterstof(dragers) (€₂₀₂₂/kg)⁶



Als er geen waarde wordt vermeld betekent dit dat de afstand niet voldoende concurrerend is, of schattingen te onzeker zijn.

2.2. Gebruik van buisleidingen voor waterstoftransport

2.2.1. Buisleidingen: Transmissieleidingen versus distributieleidingen

Waterstof kan via transmissie- of distributieleidingen (ook buisleidingen genoemd) worden getransporteerd. Transmissieleidingen hebben een hoger drukniveau (30-60 bar) dan

⁵ NEC et al. (2021) HyDelta [D7A.2 – Techno-economic analysis of hydrogen value chains in the Netherlands: value chain design and results](#); TNO, DNV et al (2023) HyDelta 3 [D3.4 Technical analysis of hydrogen supply chains – factsheets \(update 2023\)](#); PwC (2021) [HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?](#); Guidehouse (2022) [European Hydrogen Backbone – A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries](#)

⁶ De transportkosten zijn geïndexeerd op basis van de europrijzen van 2022, wat vooral belangrijk is om rekening te houden met de recente hoge inflatie. Er werd gebruik gemaakt van de geharmoniseerde index van de consumentenprijzen van Eurostat, [prc_hicp_aind](#). We merken op dat het voor transportmaterieel en constructiemateriaal wellicht passender is om een meer gerichte index te gebruiken, maar de HICP wordt nog steeds passend geacht voor de doeleinden van de analyse.

distributieleidingen (8-16 bar, of lager bij levering aan 'kleine' gebruikers). Hierdoor gelden andere regels voor beide, ook op EU-niveau.⁷ Transmissiebuisleidingen worden gebruikt voor het transport van relatief grote volumes over grotere afstanden (transit, invoeding van grote producenten, koppeling met grootschalige opslag, afname van grote gebruikers) terwijl distributieleidingen worden gebruikt voor lokaal/regionaal vervoer en de bediening van kleinere netgebruikers (vooral afnemers en eventueel ook kleinschalige opslag en invoeding).

Vanuit technisch oogpunt kunnen waterstofaansluitingen worden bediend door transmissie- of distributieleidingen. De diameter, bedrijfsdruk en de snelheid van de gasstromen in de buisleidingen zijn bepalende factoren voor de transportcapaciteit. Bij een snelheid van bijvoorbeeld 20 m/s ligt de transportcapaciteit van een hogedrukbuisleiding (bijvoorbeeld 50 bar) in de GW-schaal en kan meer dan 2 GW bedragen voor een buisleiding met een diameter van 20 inch. De capaciteit van een middeldrukbuisleiding met een diameter van 8 inch (standaard voor Nederlandse distributieleidingen) en een bedrijfsdruk van 8 bar bedraagt 0,1 GW. Echter, door te variëren op het gebied van de buisleidingdiameter, snelheid van de gasstromen (tot 60 m/s) en drukniveau hebben zowel transmissie- als distributieleidingen een ruim volumebereik vanuit technisch oogpunt.

In het algemeen zijn transmissieleidingen kostencompetitief (€/kg) voor grotere volumes (vanaf 100 ton/dag) en bieden distributieleidingen lagere kosten (€/kg) voor kleinere volumes (10-100 ton/dag). De keuze tussen transmissie- en distributiebuisleidingen wordt beïnvloed door andere factoren, zoals het invoeding- of afnameprofiel, de druk van de aansluitpunten die de voorkeur heeft van de netgebruikers en de bijbehorende compressiekosten. Deze factoren worden besproken in sectie 9.2.

2.2.2. Herbestemming van bestaande gasbuisleidingen versus nieuwe netwerkinfrastructuur

Een deel van de bestaande aardgasinfrastructuur kan worden herbestemd voor waterstoftransport ('repurposing'). Voor de eventuele uitrol van regionale netwerkinfrastructuur zouden echter vooral nieuwe leidingen nodig zijn, zeker in de eerste fase. De kosten voor de aanleg van een waterstofnetwerk kunnen aanzienlijk worden beperkt als bestaande aardgasbuisleidingen uit dienst genomen kunnen worden en worden aangepast voor waterstoftransport. In de literatuur wordt geschat dat de investeringskosten in dat geval slechts 10%-30% bedragen van de kosten voor nieuwe leidingen. Een beperkt deel van de regionale waterstofnetwerken zou kunnen bestaan uit herbestemde gasleidingen. Hierbij gaat het met name om transmissieleidingen. Aangezien het distributienet in het algemeen niet bestaat uit ontdubbelde leidingen en tijdens de transitieperiode alle netgebruikers niet volledig of niet gelijktijdig zullen overschakelen van aardgas naar waterstof, wordt verwacht dat herbestemming van bestaande gasdistributieleidingen voor waterstoftransport beperkt zal zijn. Bovendien zullen industriële gebruikers die overschakelen op waterstof dit vaak geleidelijk doen en er de voorkeur aan geven om in de eerste jaren nog een aardgasaansluiting te behouden. Er is geen gedetailleerd openbaar onderzoek naar de mogelijkheid in Nederland om regionale gasnetten te herbestemmen voor waterstofdistributie, waarbij rekening wordt gehouden met de noodzaak om gedurende een bepaalde periode parallel ook de aardgasvoorziening voor bepaalde netgebruikers in stand te houden.

Studies en initiatieven in andere landen wijzen op vergelijkbare belemmeringen voor de herbestemming van aardgasdistributieleidingen voor waterstof op de middellange termijn. Daarom gaat ook het HyNet-initiatief in het noordwesten van het VK uit van nieuwbouw voor de ontwikkeling van een distributienetwerk van 350 km.⁸ In Duitsland zijn soortgelijke belemmeringen vastgesteld.⁹

⁷ Zie [Richtlijn](#) gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof. In artikel 2, 21a en 21 b worden zowel transmissie- als distributienetwerken gedefinieerd.

⁸ [HyNet North West Unlocking Net Zero for the UK](#)

⁹ Blz. 48 van Fraunhofer IEC (2024) [Wasserstoff-Verteiloptionen 2035 - Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff](#)

3. Ontwikkeling waterstofvraag, -aanbod en -kosten in Nederland

In dit hoofdstuk schetsen we de verwachte ontwikkelingen op het gebied van vraag, aanbod en kosten van waterstof in Nederland en evalueren we de mate van onzekerheid op dit gebied. We maken geen onderscheid tussen ontwikkelingen binnen/buiten de vijf clusters. Deze analyse biedt relevante context en achtergrondinformatie die nuttig zijn voor de analyse van de regionale ontwikkelingen in de volgende hoofdstukken. Dit hoofdstuk is gebaseerd op literatuur; het gedetailleerde overzicht is te vinden in bijlage 2 van dit rapport.

Belangrijkste bevindingen

De geschatte waterstofvolumes en -kosten in diverse studies lopen sterk uiteen, wat aantoont dat de ontwikkelingen op het gebied van waterstof nog zeer onzeker zijn. Waterstof zal een belangrijke rol spelen in het energiesysteem, maar de mate waarin en de timing staan allerminst vast. Dit wordt geïllustreerd door de grote bandbreedtes in volume- en kostenschattingen.

Deze onzekerheid is relevant voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur. Het aanbod (nationale productie en import) van hernieuwbare en koolstofarme waterstof zal zeker tot 2030 beperkt zijn, wat een invloed heeft op de prijs en daarmee ook op de regionale vraag en de behoefte aan netinfrastructuur. Onderzoeken die hoge waterstofvolumes vooropstellen, gaan uit van gunstige kostenontwikkelingen. Aangezien de kostenschattingen recent naar boven zijn bijgesteld, lijken eerdere schattingen van aanbod en vraag (te) optimistisch. Hiermee is het aannemelijk dat de toekomstige waterstofvolumes eerder aan de onderkant van de geschatte bandbreedte zullen liggen. Dit geldt zeker tot 2030.

3.1. Schattingen van mogelijke waterstofvolumes in Nederland

De aangekondigde plannen en ambities tellen op tot zo'n 23 TWh¹⁰ aan mogelijke binnenlandse hernieuwbare waterstofproductie in 2030. Hierbij is met name rekening gehouden met de mogelijke waterstofproductie op basis van windenergie op zee. Er wordt aangenomen dat 50% van de plannen effectief wordt gerealiseerd en dat het totaal conversierendement 65% (LHV) is.¹¹ Of de huidige plannen effectief zullen gerealiseerd worden is hoogst onzeker: 98% van de geplande productiecapaciteit voor hernieuwbare waterstof bevindt zich nog in de concept- of haalbaarheidsstudiefase. Recent zijn meerdere projecten en ambities uitgesteld, of afgezwakt.¹² Er zijn ook plannen voor de productie van koolstofarme waterstof (SMR op basis van aardgas met CCS). Als alle huidige plannen voor de vervanging van de productie van grijze door koolstofarme waterstof worden gerealiseerd, zou vanaf 2029 jaarlijks 17 – 19 TWh koolstofarme waterstof geproduceerd worden. De ambities van de Nederlandse zeehavens tellen op tot een mogelijke waterstofimport van 49 TWh in 2030. Hierbij wordt aangenomen dat 50% van de importplannen wordt gerealiseerd en dat 50% van de geïmporteerde waterstof wordt doorgevoerd naar het buitenland. Ook bij deze plannen is de onzekerheid groot of en in welke mate ze effectief zullen worden gerealiseerd en welk aandeel zal worden doorgevoerd naar het buitenland.

De geschatte waterstofvolumes variëren volgens geraadpleegde studies tussen 2 en 144 TWh per jaar voor de periode 2030-2040, zoals weergegeven in Figuur 3-1. Deze studies zijn niet één-op-één vergelijkbaar, aangezien sommige enkel focussen op hernieuwbare waterstof terwijl andere ook

¹⁰ 23 TWh waterstofproductie vereist een elektrolysecapaciteit van 8,8 GW, uitgaande van 65% efficiëntie en 4.000 vollasturen. In dit hoofdstuk (en bijlage 2) is een conversiefactor van 33 kWh/kg gebruikt.

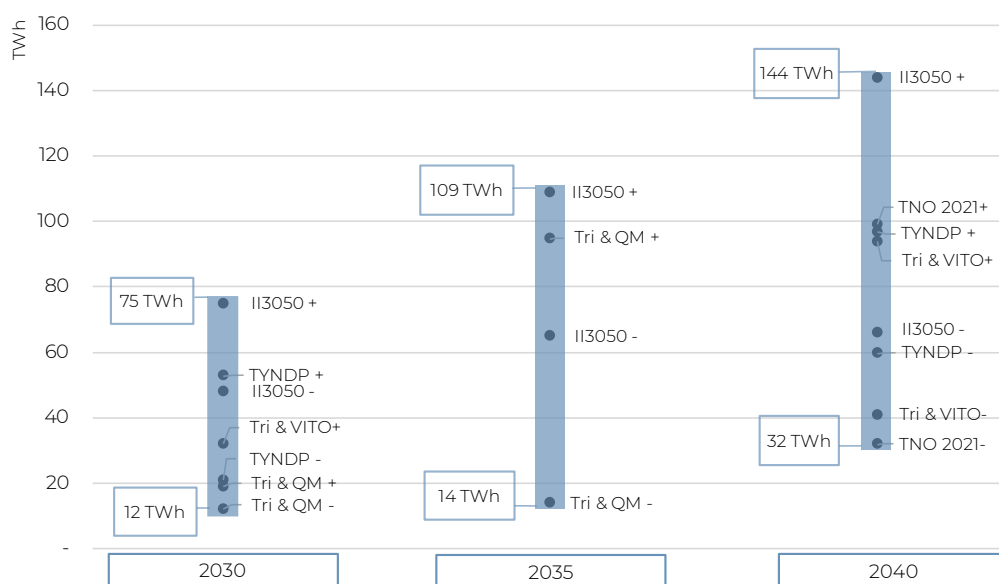
¹¹ Voor het realisatiepercentage hanteren we de hypothese vermeld in CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#). CE Delft en TNO geven geen verdere onderbouwing bij dit percentage. Ook worden hierbij 3 492 vollasturen en een elektrolyser rendement van 65% (lower heating value) aangenomen, respectievelijk op basis van de SDE++ en [IRENA \(2020\)](#).

¹² Zie bijvoorbeeld: [Financieel Dagblad \(2023\): Bouw grote waterstoffabriek in Delfzijl jaren uitgesteld](#).

koolstofarme en fossiele waterstof opnemen. Voor het doel van deze sectie – inzicht krijgen in de ordegrrootte – vormen deze verschillen geen belemmering. Het valt op dat de bovengrens in 2030 (75 TWh) ruim boven de waarde ligt die verwacht wordt op basis van de huidige waterstofplannen en ambities. Het lijkt daarom zeer onwaarschijnlijk dat de hogere waarden vermeld voor 2030 effectief bereikt zullen worden. Een logische verklaring hiervoor is dat studies die hoge waterstofvolumes voorspellen uitgaan van zeer lage productiekosten. Dit lichten we verder toe in sectie 3.2. De hoogste waarde vermeld voor 2040 in de onderzoeken is 144 TWh; in dit scenario wordt een groot volume waterstof geïmporteerd dat grotendeels wordt doorgevoerd naar buurlanden. De hoogste potentiële vraagniveaus worden vermeld in II3050 (studie uitgevoerd door de netbeheerders).

Veel sectoren hebben interesse in waterstofgebruik en hebben een *potentiële* waterstofvraag. Waterstof kan als een ‘makkelijke’ verduurzamingsoptie worden beschouwd, aangezien aardgas (of fossiele waterstof) zonder ingewikkelde technische aanpassingen vervangen kan worden door hernieuwbare (of koolstofarme) waterstof. Of de initiële interesse van een partij zich uiteindelijk vertaalt in daadwerkelijke economische vraag hangt af van verschillende factoren, waaronder de beschikbaarheid en prijs van (hernieuwbare of koolstofarme) waterstof en van alternatieve verduurzamingsopties, en de ruimte die partijen hebben om kostenstijgingen door te rekenen in de marktprijs zonder verlies van marktaandeel. Daarnaast heeft de RFNBO-verplichting een grote invloed op de vraag naar waterstof (zie Kader 2).

Figuur 3-1 Geschatte waterstofvolumes in Nederland (literatuur)



Bronnen: TNO (2021). [Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof](#), Trinomics & Quo Mare (2023). [Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands](#), Netbeheer Nederland (2023). [Rapport II3050 scenario's](#), Trinomics & VITO (2023). [Promotion of Hydrogen Value Chain and Open-access Network for Flanders](#), ENTSOE (2022). [TYNDP 2022 Scenario Report](#). Opmerking: + Refereert naar hoogste waarde uit een studie, en - naar de laagste waarde (indien studie meerdere waardes bevat). Voor de II3050 studie zijn de minimale en maximale waardes getoond voor nationaal geproduceerd plus de netto import.

Kader 2 Mogelijke RFNBO-gebruiksverplichting voor industrie

De RED III bevat een lidstaatsverplichting voor het gebruik van RFNBO's (*renewable fuels of non biological origin*, inclusief hernieuwbare waterstof(dragers)) in de industrie. Hierdoor dient het waterstofgebruik in de industrie per lidstaat in 2030 voor 42% uit RFNBO's te bestaan. Nederland overweegt om deze lidstaatverplichting voor een deel door te vertalen naar bedrijven die waterstof gebruiken.¹³ De RED IIII verplichting heeft invloed op de vraag naar en het aanbod van verschillende soorten waterstof en waterstofdragers in Nederland. Ter illustratie: in 2022 werd in Nederland 33 TWh waterstof (en dragers) gebruikt (waarvan 0,05% hernieuwbare waterstof).¹⁴ Als 42% hiervan zou moeten bestaan uit hernieuwbare waterstof, zou

¹³ Voor meer informatie, zie bijvoorbeeld Trinomics & Quo Mare (2023). [Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands](#), of CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#).

¹⁴ European Hydrogen Observatory (2022). [Hydrogen Demand](#)

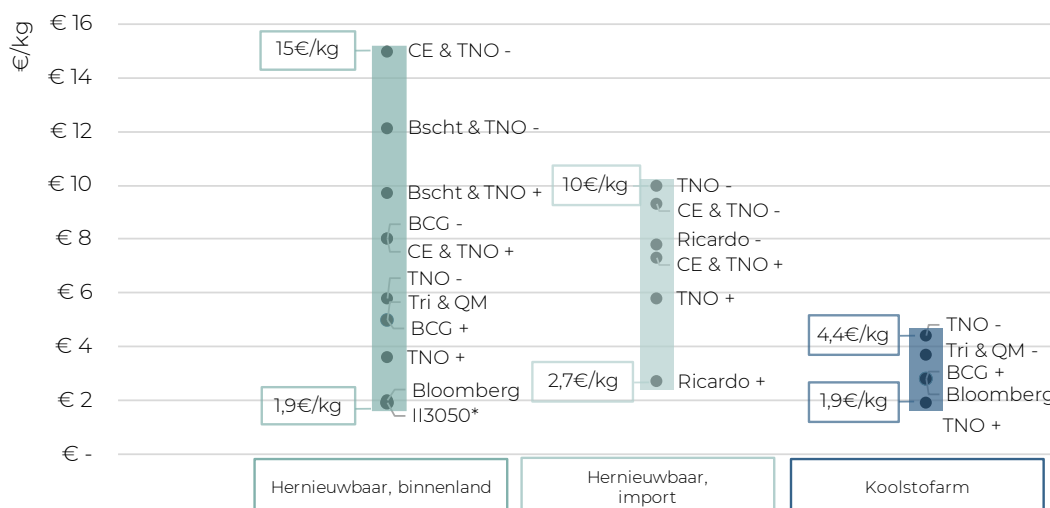
dit leiden tot een hernieuwbare waterstofvraag van 14 TWh. Naast deze verbruiksverplichting overweegt Nederland om via productie- en vraagsubsidies aan haar RED III verplichtingen te voldoen.

3.2. Ontwikkelingen in kostenschattingen van waterstof

De geschatte productiekosten voor waterstof variëren tussen 1,80 en 15 €/kg in 2030. Figuur 3-2 toont de spreiding van de kostenschattingen voor 2030 in de literatuur. De kosten(componenten) verschillen per type waterstof (hernieuwbaar, koolstofarm en fossiel) en per herkomst (binnenlandse productie en import). Kostenschattingen voor hernieuwbare waterstof voor 2040 en 2050 zijn nauwelijks beschikbaar in de literatuur en zeer onzeker. De kostprijs van fossiele waterstof bedroeg in 2020 zo'n 1,80 €/kg en wordt voor 2030 geschat op 1,80-3,00 €/kg.

De kostenschattingen zijn recent sterk naar boven bijgesteld. Hogere kosten gaan gepaard met veel lagere waterstofvolumes. BCG concludeerde in 2023 dat de geschatte kostprijs voor hernieuwbare waterstof voor 2030 momenteel een factor twee boven de gangbare schattingen van enkele jaren geleden ligt. Dit is het gevolg van hogere kapitaalkosten, lagere verwachte vollasturen voor elektrolyzers, beperkingen in de bevoorradingsketen van windenergieturbines en elektrolyzers, complexe elektrolysesystemen met een laag kostenreductiepotentieel en een verwachte beperkt ontwikkelde netwerkinfrastructuur in 2030.¹⁵ De geschatte waterstofvolumes in studies zijn sterk afhankelijk van de kostenaanname: hogere kosten gaan gepaard met een lagere vraag. De recente kostenschattingen zijn aanzienlijk hoger dan de kosten verondersteld in enkele studies die zijn meegenomen in de bandbreedtes gepresenteerd in sectie 3.1. Zo wordt in de studie van TNO in 2021 een hernieuwbare binnenlandse waterstofproductiekosten van 3,60 tot 5,80 €/kg verwacht voor 2030, en gaat I13050 uit van een waterstofprijs van 1,90 €/kg voor 2030. De I13050 studie specificeert hierbij niet of deze prijs uitgaat van waterstof gemaakt met hernieuwbare of fossiele energie en gebruikt de waterstofprijs alleen in de merit-order van elektriciteit ten opzichte van andere technologieën. De recente kostenraming van BCG voor 2030 bedraagt 5 tot 8 €/kg en is dus heel wat hoger.

Figuur 3-2 Kostenschattingen voor waterstofproductie & -import in 2030 (€/kg)



Bronnen: BCG (2023). [Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action](#), Berenschot & TNO (2023). [Effecten van een productiesubsidie voor elektrolyzers](#). CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#), TNO (2021). [Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof](#), Trinomics & Quo Mare (2023). [Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands](#), Bloomberg (2023). [Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade](#), Ricardo (2023). [Weighing the EU's options: importing VS domestic production of hydrogen/e-fuels](#).

Opmerking: + Refereert naar meest optimistische waarde uit een studie, en - naar de minst optimistische waarde (indien studie meerdere waardes bevat). Kosten zijn nominaal en zijn dus niet gecorrigeerd voor inflatie.

* I13050 maakt geen onderscheid tussen het type waterstof bij de kostenaanname.

¹⁵ BCG (2023). [Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action](#)

4. Regionale waterstofvraag & -aanbod en eventuele noodzaak infrastructuur

Bestaande onderzoeken (zoals besproken in hoofdstuk 3) zeggen weinig over de regionale waterstofvraag en het aanbod. In dit hoofdstuk identificeren we de kenmerken van het potentiële regionale aanbod en de vraag en gaan we na in welke mate deze relevant zijn voor de uitrol van netwerkinfrastructuur. Dit doen we door eerst de regionale productie-initiatieven te bespreken. Vervolgens gaan we in op de processen en sectoren waarvoor waterstof een geschikte verduurzamingsroute kan zijn en leiden we hieruit de eventuele regionale vraag af. Tot slot formuleren we conclusies die ook als uitgangspunt dienen voor de volgende stappen in het onderzoek.

Belangrijkste bevindingen

Het is aannemelijk dat regionale productieprojecten geen drijvende factor zijn voor investeringen in regionale netten, maar mogelijk ontwikkeld zullen worden tijdens of na de eventuele uitrol van regionale waterstofnetten. Door de congestie op het elektriciteitsnet en de onzekerheden rond kosten en subsidies is de mate waarin regionale productieprojecten tot stand zullen komen onzeker. Daarnaast zijn kleinschalige (regionale) productieprojecten waarschijnlijk minder concurrerend dan grotere productieprojecten, die aangesloten worden op het landelijke waterstofnet en het hoogspanningsnet, en rechtstreeks toegang hebben tot offshore windenergie. Regionale productieprojecten kunnen belemmerd worden door netcongestie veroorzaakt door te hoge afname, maar kunnen mogelijk op de lange termijn een oplossing bieden voor congestie veroorzaakt door te hoge invoeding van hernieuwbare energie. Op basis van de huidige ontwikkelingen lijkt het regionaal productieaanbod tot 2035 echter relatief klein en is de locatie ervan moeilijk te voorspellen. Het is aannemelijk dat waterstofproductie-initiatieven zullen ontstaan nabij grote windenergieprojecten of waterstofgebruikers, of waar de toegang tot de netwerkinfrastructuur (elektriciteit en waterstof) makkelijk kan worden gerealiseerd. Tot slot is het vanuit economisch perspectief de kans groter dat de productie (en infrastructuur) de vraag volgen, omdat deze (grotendeels) komt vanuit bestaande bedrijven, terwijl productieprojecten nog moeten starten. Regionale productie vormt dan geen bepalende factor voor de uitrol van regionale infrastructuur en zijn daarom niet meegenomen bij de identificatie van potentiële kansrijke gebieden voor regionale waterstofnetten.

Van de verschillende mogelijke gebruikstypen is waterstof ter vervanging van aardgas voor warmteproductie in bedrijven doorslaggevend voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur. Er wordt namelijk nauwelijks waterstof als grondstof gebruikt buiten de vijf grote industrieclusters. Daarnaast is het potentieel gebruik in de mobiliteitssector geen doorslaggevende factor voor de realisatie van regionale netwerkinfrastructuur, vanwege de kleine benodigde waterstofvolumes. De locatie van toekomstige tankstations kan eventueel wel worden beïnvloed door de aanwezigheid van waterstofinfrastructuur in de omgeving. Of de potentiële waterstofvraag ter vervanging van aardgas zal leiden tot effectieve waterstofafname, in welke mate en op welke termijn, wordt onder andere bepaald door de interactie met andere gebruikstypen van waterstof (ook binnen de vijf grote clusters), het aanbod, en de relatieve kosten.

Potentiële gebruikers van waterstof als grondstof in industriële processen hebben in principe een hogere betalingsbereidheid dan gebruikers die waterstof inzetten voor warmteproductie. In het algemeen vertegenwoordigt waterstof ter vervanging van aardgas als brandstof een lagere waarde dan waterstof als grondstof in de industrie en waterstof in de mobiliteitssector. Voor het gebruik van waterstof voor elektriciteitsopwekking is de betalingsbereidheid niet per definitie hoog. Echter, door specifieke stimulering van koolstofvrije elektriciteitsproductie zou de betalingsbereidheid voor deze toepassing wel hoger kunnen stijgen. Bij ombouw van grootschalige aardgasgestookte elektriciteitscentrales naar waterstof zal, gezien de hoge benodigde piekvolumes, de toevoer via buisleidingen op hoge druk plaatsvinden. De negen centrales in de regio, worden daarom meegenomen als potentiële aftakkingen van de landelijke waterstofinfrastructuur.

De beschikbaarheid en kosten van waterstof zijn onzeker, het volume beschikbare hernieuwbare waterstof is tot ongeveer 2035 beperkt en er zijn gebruikstoepassingen binnen de vijf grote clusters waarvoor waterstof meer waarde vertegenwoordigt. Dit kan betekenen dat, in het geval van een beperkt aanbod van waterstof, dit eerder wordt ingezet bij andere toepassingen dan voor warmteproductie in Cluster 6.

4.1. Regionaal waterstofaanbod

4.1.1. Overzicht van mogelijke waterstofproductieprojecten

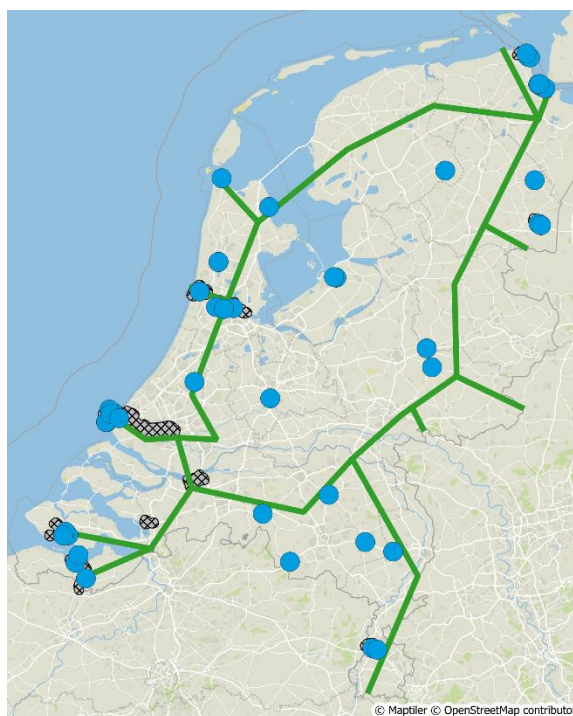
Om een beeld te krijgen van de potentie van regionale waterstofproductie hebben we een analyse gedaan van de huidige en mogelijk te ontwikkelen productieprojecten. Hierbij baseren we ons op de missie H₂-kaart en informatie die provincies hebben gedeeld voor dit onderzoek.¹⁶ We hebben alleen de projecten meegewogen die in de missie H₂-kaart het label investeringsbeslissing, realisatie of operationeel hebben, aangevuld met concrete projecten vanuit de inventarisatie bij de provincies. De realisatie van initiatieven in de conceptfase is zeer onzeker en biedt nog een te beperkt beeld van de daadwerkelijke invulling en is dus niet meegenomen.

Er zijn in totaal 46 productieprojecten die voldoen aan onze criteria. Het gros van de projecten betreft waterstofproductie via elektrolyse. Er zijn ook enkele andere projecten, zoals waterstofproductie via vergassing van biomassa. De locaties van deze initiatieven zijn weergegeven op de kaart hiernaast.

Het merendeel van de locaties ligt in de vijf industriële clusters (dicht bij het geplande landelijke waterstofnet en de huidige waterstofvraag). Dit zijn ook veelal locaties waar de windenergie op zee aan land wordt gebracht en waar dus een grote beschikbaarheid is van duurzame elektriciteit.

Het aantal concrete productieprojecten buiten de grote clusters is nog zeer beperkt. In onze selectie zijn 20 projecten met een totaal beoogd vermogen van 61 MW opgenomen buiten de vijf clusters. Veel projecten zijn nog onzeker, als gevolg van netcongestie en andere onzekerheden (de investeringskosten voor elektrolyzers, de stroomprijs en de eventuele subsidies). Veel aangekondigde regionale productieprojecten liggen nabij grotere energiegebruikers. Op specifieke locaties, zoals bij rioolwaterzuiveringen, kunnen door lokale benutting van meerdere waardestromen (zuurstof en/of restwarmte) en ruimte voor duurzame elektriciteitsproductie ontstaan ook initiatieven voor de productie van waterstof.

Kaart 4-1 Mogelijke waterstofproductielocaties



Bij iedere kaart in dit onderzoek wordt onderscheid gemaakt tussen observaties binnen (zwart/grijs geblokt) en buiten de vijf grote industrieclusters (blauw).

4.1.2. Potentieel regionaal aanbod via lokale elektrolyse

Het is onzeker in welke mate het regionale aanbod zich effectief zal ontwikkelen. Grote elektrolyseprojecten in industriële clusters aan de kust hebben belangrijke voordelen ten opzichte van (kleinschalige) lokale projecten, omwille van de grotere beschikbaarheid van hernieuwbare stroom enerzijds en de nabijheid van grote industriële gebruikers anderzijds. Het HyDelta-onderzoek naar de mogelijkheden van standalone initiatieven bevestigt dat het voor lokale productie een grote uitdaging is om te concurreren met grootschalige elektrolyseprojecten.¹⁷

Een belangrijk aspect is daarnaast de congestieproblematiek op het Nederlandse elektriciteitsnet. De plaatsing van elektrolyzers in gebieden met congestie kan theoretisch een oplossing bieden om de congestie die wordt veroorzaakt door een te hoge lokale invoeding te verminderen, maar de

¹⁶ Missie H₂ & TKI (z.d.) [Missie H₂ Waterstofkaart](#)

¹⁷ Hydeltadelta D2a.1: [The role of standalone hydrogen areas in decentral hydrogen infrastructure development](#)

economische haalbaarheid van dergelijke projecten is onzeker. Een investering in elektrolyzers is waarschijnlijk niet rendabel als deze uitsluitend wordt gebruikt om de belasting van het net te verminderen tijdens de uren dat de lokale invoeding groter is dan de afname. Aangezien een elektrolyser een benutting nodig heeft van ten minste 4000 uur per jaar om rendabel te zijn, is afname van elektriciteit van het net dus ook noodzakelijk tijdens de uren dat de lokale invoeding kleiner is dan de vraag. De afname door de elektrolyser kan dan eventueel de congestie die wordt veroorzaakt door een te hoog lokaal gebruik versterken. Op korte termijn is de aansluiting van elektrolyzers op overbelaste regionale elektriciteitsnetten naar verwachting geen adequate oplossing om de twee oorzaken van netcongestie op een efficiënte manier aan te pakken. Op middellange termijn kan deze belemmering wegvallen, zodra de elektriciteitsnetten versterkt zijn, hernieuwbare stroom ruimer beschikbaar is en nieuwe typen aansluit en transportovereenkomsten (ATO's) mogelijk zijn. Hoe en in welke mate elektrolyzers de balancerende van regionale elektriciteitsnetten en van het nationale elektriciteitssysteem kunnen ondersteunen is nog onzeker, en hangt ook af van de beschikbaarheid van infrastructuur (netwerk en opslag) om de geproduceerde waterstof naar de gebruikers te vervoeren. Momenteel is er nog geen zicht op potentiële locaties en de grootte van dit type projecten.

Op basis hiervan wordt geconcludeerd dat de regionale productie van waterstof minder bepalend is bij de eerste fase van de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur dan potentiële regionale vraag. Voor de eerste selectie van gebieden waar mogelijk infrastructuur zou moeten worden ontwikkeld zijn deze projecten daarom niet meegenomen in dit onderzoek.

4.1.3. Standalone initiatieven

Bij standalone initiatieven worden vraag en aanbod lokaal gekoppeld, zonder (initiële) koppeling met de landelijke of regionale netwerkinfrastructuur. Een standalone initiatief bestaat dus uit lokale waterstofproductie (eventueel met opslag) en een lokaal netwerk voor het transport van de geproduceerde waterstof naar lokale afnemers.

Bij standalone initiatieven dienen waterstofvraag en -aanbod op elkaar te worden afgestemd. Opslag kan hierbij een rol spelen in het koppelen van een variabele waterstofproductie met een vaste of variabele vraag naar waterstof. Grootschalige lokale opslag van waterstof is echter technisch complex en duur. Dit vormt een belemmering voor standalone initiatieven. Het aansluiten van deze lokale netwerken op het landelijke waterstofnetwerk kan toegang bieden tot grootschalige opslagfaciliteiten en de haalbaarheid van lokale initiatieven verbeteren. Als een aansluiting op het landelijke (of een regionaal) net niet mogelijk is, kan een kleine opslagcapaciteit worden gebruikt om de eerste waterstofgebruikers te kunnen bedienen. Bij het aansluiten op het landelijke netwerk kan vervolgens worden opgeschaald en kunnen meer waterstofgebruikers in het gebied worden aangesloten.

Het is dus op dit ogenblik niet duidelijk of in welke mate standalone initiatieven zullen ontstaan, en wat de impact zal zijn op de noodzaak voor en ontwikkeling van regionale netwerkinfrastructuur. Een alternatief voor lokale opslag is om kleine volumes waterstof bij te mengen in lokale distributienetten voor aardgas of op bedrijfsniveau. De kosten van lokaal geproduceerde waterstof zullen echter fors hoger zijn dan de prijs voor aardgas, zodat deze oplossing alleen zal toegepast worden om het lokale waterstofnet te balanceren, en dus naar verwachting beperkt zal blijven. Bijmenging op bedrijfsniveau zou ook kunnen overwogen worden door bedrijven met een energievraag die moeilijk te elektrificeren is en die al ervaring met waterstof willen opdoen. Uiteindelijk zullen de meeste lokale initiatieven een koppeling met het landelijke (of een regionaal) waterstofnetwerk nodig hebben om efficiënt(er) te kunnen functioneren.

Een alternatief voor standalone initiatieven is de toevoer van een waterstofderivaat per schip (LOHC of ammoniak), waarbij het derivaat lokaal wordt geconverteerd naar waterstof. Hierbij moet de waterstofafname groot genoeg zijn om de investering in een lokale installatie voor de omzetting naar waterstof te kunnen terugverdienen. In het Amsterdamse havengebied (H₂avennet) en in de keramische industrie in Gelderland (Brick Valley) wordt deze route overwogen. Er zijn echter nog geen concrete projecten in detail uitgewerkt.

Standalone initiatieven zullen onderling sterk verschillen en leiden tot verschillende noden en vereisten voor lokale distributienetten. Het HyDelta-traject¹⁸ heeft de potentie en kenmerken van standalone initiatieven in meer detail onderzocht. Hierin wordt benadrukt dat standalone initiatieven een belangrijke, maar niche rol kunnen spelen in de uitrol van waterstofinfrastructuur. Het betreft momenteel een beperkt aantal relatief kleine gebieden waarvan het de vraag is in hoeverre deze verder zullen worden ontwikkeld. De keuzes in de technische kenmerken en toepasbare transportvormen zijn sterk afhankelijk van de specifieke aspecten van de initiatieven. In dit onderzoek naar de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur wordt daarom niet verder ingegaan op de technische kenmerken en vereisten van infrastructuur in standalone initiatieven. Wel wordt verder ingegaan op de specifieke vereisten voor standalone initiatieven in de marktordening voor netwerkinfrastructuur en in hoeverre deze afwijken van de marktordening voor gekoppelde netwerkinfrastructuur.

4.2. Toepassingen van waterstof

De mate waarin waterstof een interessante verduurzamingsroute kan zijn varieert per proces en/of sector, met name omdat de beschikbare alternatieven verschillen. De scope van dit onderzoek omvat vier typen waterstofgebruik die impact hebben op de behoefte aan regionale waterstofnetwerken. We bespreken ook kort andere typen gebruik, die we echter niet bepalend achten voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur.

4.2.1. Waterstof als grondstof voor industriële producten

Waterstof wordt momenteel vrijwel uitsluitend als *grondstof* in de industrie gebruikt, en dus niet als *energiedrager* (of brandstof). Nederland heeft een relatief hoog waterstofgebruik in vergelijking met andere EU-landen. Dit komt door het type industrie dat in Nederland gevestigd is. Het meeste waterstofgebruik vindt plaats in de raffinaderijen, gevolgd door de kunstmestindustrie en de overige chemische industrie (zie Tabel 12-4 in bijlage 2 voor details). Hiernaast kan waterstof als grondstof worden gebruikt (in kleinere hoeveelheden) in tal van andere processen, zoals in de chemische industrie, de biobrandstoffenindustrie, de voedselindustrie, de glasindustrie, de metallurgische industrie en de elektronica-industrie. De huidige inzet van waterstof voor industriële warmte bestaat voor het overgrote deel uit het gebruik van restgassen in de chemische en metaalindustrie.

Het huidige waterstofgebruik in Nederland vindt bijna uitsluitend plaats in de vijf grote clusters. Op basis van de geografische clustering van de waterstofvraag door TNO¹⁹ en een inschatting van het gebruik binnen de clusters ligt de huidige waterstofvraag vooral bij industriële bedrijven binnen de vijf clusters. De huidige regionale vraag buiten de vijf clusters is volgens TNO verwaarloosbaar.

De toekomstige waarde van en de betalingsbereidheid voor duurzame waterstof als grondstof in bepaalde sectoren van de industrie is naar verwachting relatief hoog.

- De alternatieven voor het huidige waterstofgebruik zijn beperkt voor de chemische industrie. Door de nieuwe bepalingen in de RED III behoort de Nederlandse industrie in 2030 42% van haar totale waterstofgebruik te dekken met RFNBO's (zoals hernieuwbare waterstof) De impact voor industriële waterstofgebruikers, waaronder chemische bedrijven, is afhankelijk van de implementatie van de RED III-verplichting in Nederlandse wet- en regelgeving.
- De toekomstige vraag naar waterstof als grondstof in de industrie kan sterk stijgen, afhankelijk van de ontwikkelingen in de biochemie. Het gros van de vraag wordt evenwel in de vijf grote clusters verwacht. Voor de productie van duurzame (of koolstofarme) brandstoffen, oliën, kunststoffen en diverse andere producten zullen biograndstoffen gecombineerd worden met hernieuwbare of koolstofarme waterstof. De vraag naar waterstof als grondstof zal dus sterk afhangen van de ontwikkeling van de biochemie. Het type biograndstof, de verwaardingsroute en het specifieke proces hebben hier invloed op. De ontwikkeling van het gebruik van waterstof als grondstof zal met name plaatsvinden bij de grote chemische

¹⁸ Hydelta D2a.1: [The role of standalone hydrogen areas in decentral hydrogen infrastructure development](#)

¹⁹ TNO (2020). [The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics](#).

industrie in de vijf industrieclusters waar de toegang tot waterstof relatief eenvoudig zal zijn. Buiten de vijf clusters verwachten we dat de vraag naar waterstof als grondstof beperkt zal blijven. Bovendien is moeilijk te voorspellen waar deze vraag zich regionaal zal ontwikkelen. Voor de verdere analyses voor de identificatie van de regionale waterstofvraag nemen we waterstof als grondstof daarom niet mee.

- **Als de industrie op grote schaal haar productieprocessen gaat aanpassen om waterstof te gebruiken als grondstof voor producten, heeft waterstof voor de industrie een zeer hoge waarde.** Het is aannemelijk dat deze waarde hoger zal liggen dan bij gebruik voor energetische toepassingen. Ook de mogelijke inzet van waterstof als grondstof in de biochemie zal leiden tot een hoge betalingsbereidheid.

4.2.2. Waterstof voor elektriciteitsproductie

Als gevolg van de energietransitie neemt het aandeel van aardgasgestookte elektriciteitsproductie af.

De huidige fossiele elektriciteitsopwekking bestaat voor een groot deel uit aardgasgestookte installaties, namelijk STEG's (Stoom en Gasturbines), WKK's voor stadsverwarming, industriële WKK's en WKK's in de glastuinbouw. Door de sterke toename van elektriciteitsproductie uit wind- en zonne-energie zal steeds minder elektriciteit worden geproduceerd met aardgas.

In een elektriciteitssysteem gedomineerd door wind- en zonne-energie is een belangrijke rol weggelegd voor flexibel vermogen. De ambitie voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 vereist een snelle en sterke toename van flexibiliteit.²⁰ Er zijn een aantal technieken en brandstoffen die voor CO₂-vrije flexibele productiecapaciteit kunnen zorgen, zoals biomassa en groen gas (beide eventueel in combinatie met CCS) en waterstof.²¹ Volgens Aurora²² is in Nederland 10 GW aan totale flexibele productiecapaciteit vereist. Volgens TenneT²³ zullen regelbare, CO₂-vrije elektriciteitscentrales (in het onderzoek van TenneT: STEG's op waterstof) een belangrijke rol spelen in het leveren van deze flexibele capaciteit. Aurora concludeert dat beleidsondersteuning (zoals subsidie) vereist is om elektriciteitscentrales rendabel te laten draaien op waterstof.²⁴ Volgens TenneT zal het aantal vollasturen voor CO₂-vrij regelbaar productievermogen beperkt zijn tot 1000-2000 uren per jaar. Bij invulling van dit regelbaar vermogen door elektriciteitscentrales zou dit resulteren in een waterstofvraag van tot 10 tot 20 TWh.

Gascentrales en WKK's (in de industrie en glastuinbouw) kunnen worden omgebouwd zodat ze op waterstof kunnen draaien. Bij elektriciteitsproductie zal dus mogelijk gebruik worden gemaakt van waterstof. Deze installaties kunnen ook op andere CO₂-vrije brandstoffen draaien, zoals biomassa en groen gas, maar de beschikbaarheid hiervan is beperkt. De inzet van industriële WKK's wordt vooral bepaald door de warmtevraag, zodat deze WKK's vaak in baseload draaien en slechts beperkt kunnen inspelen op de volatiliteit van de elektriciteitsmarkt. Daarom nemen we aan dat het gebruik van een WKK voor industriële bedrijven een beperkte impact heeft op hun betalingsbereidheid voor waterstof. In de glastuinbouw is de situatie op de elektriciteitsmarkt vaak bepalend voor de inzet van een WKK, aangezien meestal thermische opslag beschikbaar is. Zo kan de WKK flexibel opereren en vooral worden ingezet bij hoge elektriciteitsprijzen. Daarom houden we wel rekening met een potentieel waterstofgebruik in de glastuinbouw in de verdere analyse.

De betalingsbereidheid voor het gebruik van waterstof voor elektriciteitsproductie is in grote mate afhankelijk van de invulling van het beleid voor CO₂-vrij flexibel elektriciteitsproductievermogen. Daarom nemen we aan dat er voor flexibele elektriciteitsproductie een potentiële waterstofvraag is, ongeacht de waterstofprijzen en de aanwezigheid van netwerkinfrastructuur.

²⁰ Zie [kamerbrief](#) over de voortgang aanvullend klimaatpakket elektriciteitssector van 19 december 2023.

²¹ Ook opslag (zoals batterijen) kunnen een belangrijke rol spelen in het flexibele vermogen.

²² Aurora (2023). [Decarbonising the Dutch gas-fired power fleet](#).

²³ TenneT (2023). [Leveringszekerheid van elektriciteit in een volledig duurzaam elektriciteitssysteem](#).

²⁴ In andere landen (o.a. Frankrijk en België) zijn hiervoor techniek neutrale capaciteitsremuneratiemechanismen (CRM) ingevoerd. Dit kan ook een optie zijn voor Nederland.

4.2.3. Waterstof in de mobiliteit

De waterstofvraag vanuit de mobiliteit is momenteel beperkt en de ontwikkeling is nog onzeker. Elektrificatie van personenwagens en van segmenten in het goederentransport gaat sneller dan de ontwikkelingen op het gebied van waterstof. Waterstofgebruik in de mobiliteitssector is technisch mogelijk voor het wegvervoer, de binnenvaart en de maritieme sector. Vooral voor zwaar en lange afstand transport wordt potentie voor waterstof gezien door de specifieke voordelen die waterstof biedt wat betreft laadtijden, actieradius van de voertuigen (autonomie) en de zware impact die elektrificatie van transport heeft op de elektrische infrastructuur. De betalingsbereidheid voor waterstof is relatief hoog in de mobiliteitssector ten opzichte van andere sectoren, omwille van de hoge prijzen voor brandstoffen. Dit impliceert evenwel niet dat de mobiliteitssector eerder zou kiezen voor de inzet van waterstof dan voor andere verduurzamingsopties, maar dat, als waterstof wordt ingezet voor mobiliteit, dit gepaard gaat met een hoge betalingsbereidheid.

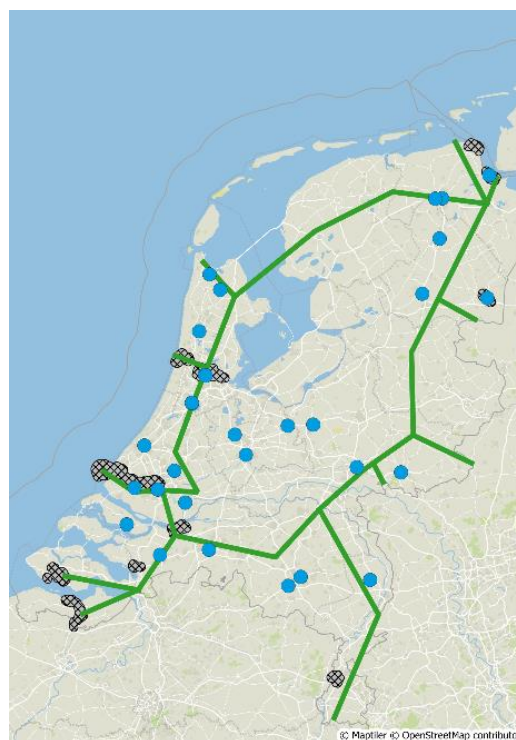
Vanuit EU-regelgeving is Nederland verplicht om minimaal 13 waterstoftankstations te realiseren. Het staat niet vast dat deze worden bevoorrad via netwerkinfrastructuur.

In de AFIR (*alternative fuels infrastructure regulation*) zijn bepalingen opgenomen die lidstaten verplichten om een minimumaantal waterstofstations te realiseren met een minimum capaciteit van 1000 kg/dag. Technisch kunnen de tankstations met waterstof worden bediend via netwerkinfrastructuur of tubetrailers. De subsidieregeling Waterstof in Mobiliteit dient de realisatie van 40 waterstoftankstations mogelijk te maken in de periode 2024-2028. 29 waterstofstations worden momenteel gerealiseerd of zijn al operationeel. De waterstofcapaciteit van de huidige tankstations varieert voor het overgrote deel tussen de 50 kg/dag en 1.000 kg/dag. Deze zijn weergegeven op Kaart 4-2.

De relatief kleine hoeveelheid waterstof die een tankstation met een capaciteit van 1000 kg/dag nodig heeft, maakt dat een specifieke buisleiding enkel rendabel is als de afstand klein is (enkele kilometers). Daarnaast is voor mobiliteit waterstof vereist onder hoge druk (700 bar) en met een hoge zuiverheid. Deze zal naar verwachting niet kunnen geleverd worden via de landelijke netwerkinfrastructuur. Het is nog niet duidelijk of bij ieder afzonderlijk tankstation een installatie voor compressie en zuivering zal worden gebouwd of dat deze faciliteiten gecentraliseerd zullen voorzien worden om schaalvoordelen te benutten, waarbij de distributie dan zou gebeuren via tubetrailers.

Het is nu nog grotendeels onzeker waar de grotere tankstations zullen gebouwd worden en in hoeverre ze zullen worden aangesloten op het landelijke waterstofnetwerk. Bovendien is het potentiële afnamevolume relatief beperkt. Eventueel kan de uitbouw van waterstoftankstations ook afgestemd worden op de ontwikkeling van de regionale waterstofinfrastructuur ten opzichte van het landelijke wegennet. De locatie van toekomstige tankstations zal dan de ontwikkeling van regionale waterstofinfrastructuur volgen, eerder dan andersom. Alhoewel de mobiliteitssector een potentiële vraag heeft met een hoge betalingsbereidheid, is deze niet bepalend voor de uitrol van regionale netwerkinfrastructuur. Voor de verdere analyse is daarom ons uitgangspunt dat tankstations geen doorslaggevende factor zullen zijn voor de realisatie van waterstofinfrastructuur.

Kaart 4-2 Waterstoftankstations



4.2.4. Waterstof voor thermische toepassingen als vervanging van aardgas

Vanuit praktisch oogpunt is de inzet van waterstof als brandstof voor directe verbranding voor warmteproductie een aantrekkelijk alternatief voor warmteproductie met aardgas. Veel verwarmingssystemen zijn op dit moment aardgasgestookt. Toepassing van waterstof ter vervanging van aardgas vereist relatief beperkte aanpassingen aan de huidige installaties.

Voor de eventuele uitrol aan regionale waterstofinfrastructuur is de potentiële vervanging van aardgas voor waterstof voor thermische toepassingen een cruciale factor. De potentiële vervanging van aardgas voor waterstof voor thermische toepassingen zou bij grootgebruikers van aardgas leiden tot een waterstofvraag die ver boven de 10 ton per dag ligt en dus moeilijk met tubetrailers is te voorzien. De grootgebruikers van aardgas liggen zeer verspreid door Nederland, ook buiten de vijf industriële clusters, en zijn gebonden aan de huidige locatie.

De kans dat waterstof aardgas voor warmtetoepassingen gaat vervangen, hangt sterk af van het specifieke bedrijfsproces, en van de geschiktheid van alternatieven om deze vraag in te vullen. Welke thermische energievraag mogelijk gaat worden ingevuld met waterstof wordt daarom verder toegelicht in hoofdstuk 5. De analyse is hierbij specifiek gericht op de grootgebruikers van aardgas. Hiervoor is de grens van 1 miljoen m³ aardgasgebruik aangehouden. De focus op grootgebruikers is gekozen omdat een groter volume vereist is om de aanleg van infrastructuur financieel te kunnen verantwoorden. Daarnaast is er relatief weinig hoge temperatuurwarmtevraag bij kleinere aardgasgebruikers en is daarom de overstap naar waterstof minder waarschijnlijk. In Kader 3 wordt verder ingegaan op waarom het waterstofgebruik bij bedrijventerreinen en in de gebouwde omgeving in deze analyse buiten beschouwing is gelaten.

Kader 3 Gebouwde omgeving & bedrijventerreinen

Gebouwde omgeving

In dit onderzoek houden we geen rekening met een potentiële vraag naar waterstof in de gebouwde omgeving.

Vanuit technisch oogpunt kan waterstof aardgas vervangen voor de verwarming van gebouwen. Echter, door de vraag naar relatief lage temperatuurverwarming in de gebouwde omgeving zijn veel alternatieven beschikbaar, waardoor waterstof concurreert met deze alternatieven. Voor de gebouwde omgeving zijn elektrische warmtepompen vanuit energetisch en economisch oogpunt veelal logischere verduurzamingsoptie dan de inzet van waterstof. Bovendien zal een deel van de woningen in stedelijke gebieden worden aangesloten op een warmtenet. Voor de volledige verduurzaming van de gebouwde omgeving kan de inzet van waterstof in hybride warmtepompen een oplossing bieden bij de verduurzaming van een beperkt aantal gebouwen, waarbij alternatieven geen oplossing bieden (zoals in monumenten of in zeer afgelegen panden). Op dit moment lopen er een viertal pilots in Lochem, Wagenborgen, Hoogeveen en Stad aan 't Haringvliet waarin ervaring wordt opgedaan met waterstof in de gebouwde omgeving. Het is echter zeer onwaarschijnlijk dat waterstof op korte termijn zal worden toegepast voor gebouwenverwarming. Ook in de transitievisie warmte die de gemeentes hebben opgesteld is slechts een zeer beperkte rol voor waterstof. Het potentieel van waterstof in de gebouwde omgeving is dus beperkt en de aanleg van een specifiek distributienet of ombouw van het bestaande gasnet voor 2040 lijkt zeer onwaarschijnlijk. Voor de uitrol van de waterstofinfrastructuur tot 2040 is de gebouwde omgeving daarom als niet relevant geacht.

Overige aardgasgebruikers bedrijventerreinen

In dit onderzoek houden we geen rekening met een potentiële overige vraag naar waterstof op bedrijventerreinen. Buiten de grootgebruikers van aardgas op bedrijventerreinen zijn er nog een groot aantal overige aardgasgebruikers die op bedrijventerreinen in Nederland zijn gevestigd. We veronderstellen dat de potentiële waterstofvraag van deze aardgasgebruikers klein is. Bovendien zal dit veelal gaan om bedrijven met een relatief lage temperatuurwarmtevraag waarvoor elektrificatie een meer aangewezen alternatief is voor verduurzaming. De kleine waterstofvraag die mogelijk kan ontstaan bij specifieke bedrijven zal geen specifieke netwerkinfrastructuur kunnen verantwoorden. Wel zijn koppelkansen mogelijk als er een grote potentiële waterstofvrager op hetzelfde bedrijventerrein is gevestigd. Deze potentiële afnemers hebben echter geen invloed op de karakteristieken van de te ontwikkelen waterstofinfrastructuur en de marktordering.

4.3. Afleiden beschikbaarheid waterstof voor regionale vraag

Voor de toekomstige beschikbaarheid van waterstof buiten de vijf grote industrieclusters dient het totale aanbod te worden vergeleken met de potentiële vraag bij verschillende gebruikstypen. In het algemeen vertegenwoordigt waterstof ter vervanging van aardgas voor thermische toepassingen een lagere economische waarde dan waterstof als grondstof en in de mobiliteit. Bij twee gebruikstypes vertegenwoordigt waterstof in principe een relatief hoge economische waarde en heeft daarmee een hogere betalingsbereidheid. Dit geldt voor waterstof als grondstof en waterstof in de mobiliteit (alleen voor de specifieke toepassingen waarvoor waterstof een betere optie is dan elektrificatie). Voor het gebruik van waterstof voor elektriciteitsopwekking is de betalingsbereidheid niet per definitie hoger dan bij thermische toepassingen. Echter, door specifieke stimulering van koolstofvrije elektriciteitsproductie zou deze betalingsbereidheid wel hoger kunnen liggen. Door de hogere betalingsbereidheid voor waterstof als grondstof, in de mobiliteitssector en voor elektriciteitsproductie is de beschikbaarheid van waterstof voor thermische toepassingen hiervan afhankelijk. Voor de grootschalige regionale toepassing van waterstof en dus de behoefte aan regionale netwerkinfrastructuur is de vraag in de overige toepassingen dus van belang.

De potentiële vraag vanuit deze gebruikstypes is lastig te bepalen. In 2035 kan deze vraag echter een aanzienlijke omvang hebben. De potentiële vraag voor mobiliteit kent een grote bandbreedte. Op basis van de Europese RFNBO-verplichtingen²⁵ zal de minimale vraag voor mobiliteit 1,4 TWh in 2030 en 4 TWh in 2035 bedragen.²⁶ Om aan de RFNBO-verplichting in de industrie te voldoen dient 10 TWh in 2030 en 14 TWh in 2035 aan RFNBO's (zoals hernieuwbare waterstof) beschikbaar te zijn voor het huidige gebruik van waterstof als grondstof in de industrie. Echter, wanneer de vraag naar waterstof voor mobiliteit snel groeit en waterstof breder wordt ingezet in de industrie als grondstof voor de biochemie, zal de vraag naar waterstof veel hoger uitvallen. De vraag voor waterstof als grondstof is in potentie een markt van meer dan 100 TWh en ook de vraag van de mobiliteitssector kan tientallen TWh bedragen.²⁷ Mocht de elektriciteitssector voor een groot deel van haar flexibele vermogen leunen op centrales op waterstof, kan de waterstofvraag in deze sector in 2035 oplopen tot 20 TWh.

De potentiële vraag vanuit deze marktsegmenten is zeer onzeker, maar kan het beschikbare waterstofaanbod in Nederland overstijgen, zeker in de jaren tot 2035. In hoofdstuk 3 is op basis van literatuuronderzoek aangetoond dat er een zeer grote onzekerheid is over de beschikbare waterstofvolumes in Nederland richting 2040. Dit, in combinatie met de mogelijke vraag die kan ontstaan bij gebruikstypes waarvoor in het algemeen een hogere betalingsbereidheid geldt, kan een grote invloed hebben op het mogelijke gebruik van waterstof ter vervanging van aardgas voor warmteproductie. De beschikbaarheid van waterstof voor de regionale vraag zou daarmee in ieder geval tot 2035 zeer beperkt blijven. De invulling van de regionale waterstofvraag blijft daarmee ook onzeker. De waarschijnlijkheid dat bepaalde potentiële regionale vraag wel zal worden ingevuld met waterstof, zal afhangen van de betalingsbereidheid, die verder zal worden toegelicht in hoofdstuk 5.

²⁵ Renewable Fuel of Non Biological Origin. Zie Kader 2 voor een uitleg van de industrieverplichting.

²⁶ CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#).

²⁷ Het gebruik van waterstof kan ook dalen als gevolg van de RFNBO-verplichting. Dit is immers ook een manier om aan de verplichting te voldoen.

5. Betalingsbereidheid van potentiële waterstofafnemers

In hoofdstuk 4 hebben we beargumenteerd dat de noodzaak voor regionale netinfrastructuur vooral zal worden bepaald door potentiële waterstofvraag voor warmteproductie bij bedrijven. Tegelijkertijd is er een beperkte beschikbaarheid van waterstof voor de invulling van deze regionale vraag. Om de waarschijnlijkheid van het waterstofverbruik voor bepaalde toepassingen te rangschikken evalueren we in dit hoofdstuk de betalingsbereidheid van mogelijke afnemers. Hiertoe identificeren we eerst hoe waarschijnlijk het is dat een bepaald type thermisch aardgasgebruik in de toekomst zal worden vervangen door waterstof. Vervolgens schatten we op basis van de huidige aardgasvraag per thermisch toepassingsgebied de potentiële waterstofafname in bij een (virtuele) waterstofprijs.

Kader 4 geeft aan welke data is gebruikt bij deze analyse. De focus in deze analyse ligt op potentiële waterstofvraag die relevant is voor de keuzes over de mogelijke uitrol van regionale infrastructuur.

Belangrijkste bevindingen

We hebben een rangschikking opgesteld die de kans weergeeft voor het invullen van een bepaalde energievraag met waterstof, op basis van de virtuele prijs die potentiële afnemers bereid zijn te betalen. Deze waarschijnlijkheid is gebaseerd op het type warmtevraag en de alternatieven daarvoor, en verschillende sectorspecifieke karakteristieken. Bedrijfsspecifieke en locatiegebonden elementen zijn niet meegenomen:

- De rangschikking van betalingsbereidheid is opgedeeld in vijf categorieën, waarbij categorie A een zeer hoge betalingsbereidheid vertegenwoordigt en E een zeer lage. De betalingsbereidheid in categorie D en E wordt als te klein geacht, en daarom verder buiten beschouwing gelaten.
- De rangschikking gaat dus over *waarschijnlijkheid*; er kan niet gesteld worden dat eerst alle waterstofvraag in categorie A wordt ingevuld en dan de waterstofvraag in categorie B. Een individuele afnemer met categorie C-vraag kan specifieke redenen hebben om over te stappen op waterstof, terwijl een bedrijf met categorie A-vraag de keuze maakt om deze energievraag toch anders in te vullen.
- De sectoren met een relatief hoge betalingsbereidheid zijn de chemie, glas, metaal en keramiek. Deze bedrijven hebben veelal geen of zeer beperkte verduurzamingsalternatieven.
- In totaal zijn er 84 bedrijven met een categorie A-vraag van in totaal 2,3 TWh. Dit is slechts 4% van de totale regionale aardgasvraag van grootverbruikers. Het aantal bedrijven in categorie B verdubbelt grofweg, terwijl het volume waterstofvraag ongeveer 3,5 keer zo groot wordt. De aantallen en volumes stijgen sterk als rekening wordt gehouden met C-vraag; meer dan 1.300 bedrijven hebben in dat geval een waterstofvraag van in totaal 26,4 TWh. De toename in het aantal bedrijven wordt gedomineerd door tuinders (waterstoftoepassing in WKK).
- De bedrijven met potentiële regionale waterstofvraag zijn verspreid over heel Nederland. Echter, met name bij bedrijven met categorie A- en B-vraag is clustering te zien rondom bepaalde locaties. Zo is er relatief veel vraag nabij de grote rivieren en specifieke regio's in bijvoorbeeld Brabant en Groningen. Als categorie C-vraag ook meegenomen wordt, is er in veel meer regio's een aanzienlijke vraag en is de clustering van tuinders, papierfabrieken en voedingsmiddelenbedrijven ook nadrukkelijk te zien.

Kader 4 Gebruikte data en correcties voor classificatie aardgasvraag

Om tot een *potentiële* waterstofvraag te komen voor de specifieke bedrijven is de volgende data gebruikt:

- Gemiddeld aardgasgebruik in 2021 en 2022 voor ETS-industrie in cluster 6: Het energetisch aardgasgebruik van bedrijven in 2021-2022 is berekend op basis van de ETS-registratie van Nederlandse Emissieautoriteit en de emissieregistratie van Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu. Hierin is aangenomen dat de CO₂-emissies van bedrijven volledig voortkomen uit verbranding van aardgas.
- Voor de sector **Chemie zijn twee correcties uitgevoerd**. Een deel van de CO₂-emissies van chemische bedrijven is niet afkomstig van aardgas en de chemische industrie heeft een significant niet-energetisch aardgasgebruik. Voor deze twee factoren is een correctie op het energetisch aardgasgebruik uitgevoerd, waarmee het energetisch aardgasgebruik in lijn gebracht is met Centraal Bureau voor Statistiek cijfers over het energiegebruik van de chemische sector.
- Voor de sector **Metaal is voor specifieke bedrijven een correctie uitgevoerd** vanwege CO₂-uitstoot afkomstig uit andere fossiele bronnen die niet voor energietoepassingen worden ingezet.
- Voor de **tuinbouw zijn geen daadwerkelijke aardgas- of emissiecijfers gebruikt maar een inschatting** van het aardgasgebruik op basis van het areaal en kentallen van het gasgebruik per vierkante meter.

2022 was een afwijkend aardgasjaar vanwege de zeer hoge aardgasprijzen. Dit effect is met name zichtbaar in de grootschalige chemische industrie. Het effect bij regionale bedrijven was minder groot. Daarnaast heeft het aardgasgebruik zich in 2023 niet volledig hersteld; het is onduidelijk of de pre-energiecrisis vraag terugkomt. Het aardgasgebruik over de jaren 2021 en 2022 geeft daarom een goed beeld van de te verwachten energievraag. Uit een doorrekening met alleen data voor 2022 blijkt dat de invloed van het referentiejaar beperkt is op de specifieke concentratiegebieden die uit de analyse komen.

5.1. Identificatie virtuele betalingsbereidheid voor waterstof

5.1.1. Concept virtuele betalingsbereidheid

De waarschijnlijkheid dat een specifieke aardgasvraag wordt vervangen voor waterstof hangt sterk af van de kenmerken van het industriële proces. De betalingsbereidheid wordt onder andere beïnvloed door de beschikbaarheid en toepasbaarheid van andere verduurzamingsalternatieven en hoe gemakkelijk deze geïmplementeerd kunnen worden. Om te komen tot een inschatting welke bedrijven zouden kunnen overschakelen naar waterstof is per sector een inschatting gemaakt van de virtuele betalingsbereidheid, waarbij een onderverdeling is gemaakt naar het type warmtegebruik en de drijfveren.

De virtuele betalingsbereid hebben we gebruikt als *rekenwaarde* om in te schatten voor welk deel van de aardgasvraag en voor welke relatieve prijs bedrijven bereid zijn om waterstof af te nemen. De virtuele betalingsbereid is een indicatie van de *relatieve* bereidheid en mag niet beschouwd worden als een effectieve betalingsbereidheid. Deze is namelijk ook gekoppeld aan andere variabelen, zoals marktontwikkelingen, beleidsdruk, internationale concurrentiepositie en sectorale doelstellingen opgelegd door de overheid. Met de virtuele betalingsbereidheid kan een rangschikking worden gemaakt op basis van de waarschijnlijkheid dat de energievraag van een specifiek proces met waterstof zal worden ingevuld. Daarnaast geeft de virtuele betalingsbereidheid een indicatie van de volgorde waarin deze processen op waterstof zouden overgaan.

De energievraag met een hogere virtuele betalingsbereid heeft dus een hogere *kans* om ingevuld te worden met waterstof dan de energievraag met een lagere virtuele betalingsbereidheid bij een bepaalde waterstofprijs.

5.1.2. Toepassingsgebieden van waterstof ter vervanging van aardgas als energiedrager

We categoriseren vijf toepassingsgebieden van waterstof als vervanging van thermisch aardgasgebruik, waarbij het type warmtegebruik verschilt:

- **Lage temperatuur (LT-)warmte** is gedefinieerd als de basislast warmtevraag < 100 °C. De basislast is de energievraag waarbij de warmte-installatie minimaal 2000 vollasturen draait. Dit is een vraag die ook met warmtepompen ingevuld kan worden. De referentieprijs is gebaseerd op een warmtepomp met een COP (*coefficient of performance*) van 4. Dit leidt tot een relatief lage virtuele betalingsbereidheid voor waterstof ten opzichte van andere

toepassingen. In geen van de 'vijf categorieën is voorzien dat voor de LT-warmte behoefte bij grootgebruikers waterstof zal worden ingezet.

- **Midden temperatuur (MT-)warmte** is gedefinieerd als de basislast temperatuurvraag bij 100-250 °C (minimaal 2000 vollasturen). Een veel voorkomend industrieel proces op dit temperatuurniveau is bijvoorbeeld drogen. De mogelijkheden voor verduurzaming van deze processen hangen sterk af van het exacte temperatuurniveau en de specifieke bedrijfssituatie, zoals de kansen voor het benutten van restwarmte en de cascadering van warmte. Voor het grootste deel van dit type warmtevraag zal een industriële warmtepomp of mechanische dan wel thermische damprecompressie een mogelijkheid zijn. De referentieprijs is gebaseerd op een hoge temperatuurwarmtepomp met een COP van 2,5. Toepassing van waterstof lijkt daarmee in eerste instantie niet het meest geschikte verduurzamingsalternatief vanuit energetisch oogpunt, maar kan bij grote beschikbaarheid en competitieve prijs van hernieuwbare waterstof wel een optie worden.
- **Hoge temperatuur (HT-)warmte** is gedefinieerd als de basislast warmtevraag waarvoor elektrificatie mogelijk is zonder grote aanpassingen te maken aan het proces (250-500 °C). Dit zijn bijvoorbeeld hogedruk stoomprocessen of processen met thermische olie voor bijvoorbeeld destillatie. De virtuele referentieprijs hiervoor is een elektrisch aangedreven proces met een COP van 1.
- **Zeer hoge temperatuur (ZHT-)warmte**: Dit gaat om processen die technisch zeer moeilijk te elektrificeren zijn en/of waarvoor grote aanpassingen aan het proces vereist zijn (>500 °C). Voorbeelden hiervan zijn ovens in de glas- en keramische industrie en procesfornuizen in de chemische industrie. De referentieprijs is gebaseerd op een scenario waarbij de kosten twee keer zo hoog zijn als deze van de op fossiele energie gebaseerde installatie. Een nog hogere prijs zou leiden tot bijvoorbeeld faillissement of het verplaatsen van de productie.
- **Piekwarmte**: Warmteprocessen die een sterk wisselend profiel kennen zijn lastiger te verduurzamen omdat de hoge investeringskosten van veel verduurzamingsopties zoals geothermie, warmtepompen en MDR (mechanische damprecompressie) niet kunnen worden terugverdiend met het beperkte aantal draaiuren. Voorbeelden hiervan zijn piekeenheden in de energiesector en de glastuinbouw voor de seizoensgebonden vraag en bijvoorbeeld voor specifieke batchprocessen in de voedingsmiddelenindustrie. Voor de piek van de warmtevraag geldt dus een hogere virtuele referentieprijs dan voor de baseload LT- en MT-warmte. De referentie ligt op die van een e-boiler met een correctie in verband met de mogelijkheid voor vraagsturing en (warmte)-opslag.

De verschillende typen van het warmtegebruik zijn bepalend voor de technische mogelijkheden om deze warmte uit andere duurzame bronnen te produceren en daarmee relevant voor de prijs die bedrijven bereid zijn om te betalen voor hernieuwbare waterstof. Per toepassingsgebied zijn vervolgens referentieprizen vastgesteld, gebaseerd op de beschikbare alternatieven. Dit zijn in principe elektrische referentietechnieken behalve voor zeer hoge temperatuur warmte waarbij de meerkosten ten opzichte van het op fossiele energie gebaseerde alternatief leidend zijn.

5.1.3. Drijfveren

Naast de toepassingsgebieden op basis van temperatuurniveau zijn er andere aspecten die leiden tot verschillen in virtuele betalingsbereidheid tussen bedrijven. Voor onze verdere analyse hebben we drie drijfveren geïdentificeerd die de virtuele betalingsbereidheid van bedrijven beïnvloeden. Per bedrijfsklasse zijn deze drijfveren geclassificeerd als 'Laag', 'Midden' of 'Hoog', waarbij 'Laag' de betalingsbereidheid verlaagt:

- **Aandeel energiekosten in bedrijfskosten**: Bedrijven waarvoor energie een relatief grote kostenpost is kunnen zich minder veroorloven om te kiezen voor een duurder (duurzaam) alternatief. Bij deze bedrijven hebben stijgende energiekosten ook een groter effect op de bedrijfsresultaten.
- **Leverings- en prijszekerheid**: Veel industriële bedrijven hebben een aardgasinstallatie die zorgt voor een grote betrouwbaarheid van het productieproces. Deze betrouwbaarheid van de levering van energie heeft voor bepaalde bedrijven veel waarde. Elektrificatie betekent voor veel bedrijven onzekerheid over de continuïteit van de levering door aanpassingen in het

interne energiesysteem. De afhankelijkheid van elektriciteit wordt bovendien door veel bedrijven als een risico ervaren omwille van de netcongestie en hogere prijsfluctuaties. Met een aanvullende waterstofinfrastructuur naast de bestaande aardgasinfrastructuur zal de perceptie van de leveringszekerheid voor het bedrijfsproces waarschijnlijk hoger ingeschat worden. De economische waarde van deze leverings- en prijszekerheid verschilt per sector.

- **Duurzaamheidsdoel:** Bedrijven die duurzaamheid als een marketing- & branding-tool gebruiken, halen een meerwaarde uit de transitie naar duurzame energie. Deze bedrijven zijn dus bereid hiervoor een meerprijs te betalen voor hun energie zolang deze een lagere CO₂-uitstoot oplevert. Dit zorgt ervoor dat zij eerder zullen overstappen naar een alternatief als koolstofarme/hernieuwbare waterstof. Dit geldt met name voor bedrijven die direct aan eindgebruikers leveren maar ook de eisen die specifieke fabrikanten stellen aan toeleveranciers voor bijvoorbeeld verpakkingen of grondstoffen beïnvloeden de snelheid waarmee bedrijven willen verduurzamen.

De impact die deze drijfveren hebben op de betalingsbereidheid is niet eenvoudig (en generiek) te kwantificeren. Tabel 5-1 geeft de weging weer die wij in deze analyse hebben gebruikt. Deze weging is gebaseerd op de ervaringen met het opstellen van roadmaps voor industriële bedrijven uit verschillende sectoren over verschillende verduurzamingsroutes. De impact van de drijfveren zal gemiddeld per sector niet sterk afwijken van de genoemde percentages. Naast de drijfveren per sector is nog een correctie doorgevoerd voor deelname aan het EU-ETS I. Hierbij is aangenomen dat niet-EU-ETS-bedrijven minder snel zullen overstappen op een (duurder) duurzaam alternatief, zoals hernieuwbare of koolstofarme waterstof. Niet ETS-bedrijven krijgen vanuit ETS II een minder directe en kleinere prikkel voor verduurzaming dan bedrijven binnen ETS I. Voor de ETS-correctie hanteren we een ETS-prijs van 100 €/ton CO₂.

Tabel 5-1 Weging van drijfveren

	Aandeel energiekosten in bedrijfskosten	Leverings- en prijszekerheid	Duurzaamheidsdoel
Weging	Hoog: -10% Laag: +10%	Hoog: +20% Laag: -20%	Hoog: +10% Laag: -10%

5.1.4. Bedrijfsspecifieke en locatiegebonden factoren

Bedrijfsspecifieke en locatie gebonden factoren zijn niet meegenomen in de (kwantitatieve) analyse van dit onderzoek. Niet alle factoren die van invloed zijn op de verduurzamingskeuzes zijn generiek of sectorspecifiek. Zo kan een natuurlijk vervangmoment van procesinstallaties een ideale gelegenheid zijn om de overstap naar hernieuwbare waterstof te maken waardoor een bedrijf bereid is om een hogere virtuele waterstofprijs te betalen. Ook kan een specifieke afnemer van een bedrijf de wens uitspreken om een volledig duurzaam product af te nemen waardoor een hogere betalingsbereidheid voor hernieuwbare waterstof ontstaat. Dit soort bedrijfsspecifieke afwegingen zijn niet meegenomen in de verdere analyse. De virtuele betalingsbereidheid is de waarschijnlijke (relatieve) prijs die een bedrijf in een bepaalde sector voor hernieuwbare waterstof zou willen betalen, in de praktijk zal deze betalingsbereidheid verschillen. Naast bedrijfsspecifieke factoren zijn er ook locatie gebonden factoren die een rol spelen bij de betalingsbereidheid van waterstof. Hierbij kunnen twee factoren worden onderscheiden:

- **Netcongestie:** De beschikbaarheid van duurzame alternatieven zoals groene elektriciteit voor de verduurzaming van warmteprocessen wordt beïnvloed door congestie op het elektriciteitsnet. Vanwege de hoge structurele congestie van het elektriciteitsnet in Nederland verschilt de afweging elektrificatie/waterstof in zekere mate ten opzichte van andere landen. Er zijn hoge investeringen in het elektriciteitsnet vereist voor het elektrificeren van de warmtevraag in gebouwen en industriële processen in de regio en de werkzaamheden nemen een lange tijd in beslag. Voor specifieke bedrijven kan dit leiden tot een hogere virtuele betalingsbereidheid voor hernieuwbare waterstof omdat in hun geval het elektrische

alternatief (bijvoorbeeld het installeren van warmtepomp of e-boiler) niet beschikbaar is. Echter, het is lastig te kwantificeren in hoeverre netcongestie in bepaalde gebieden in de periode 2030 - 2040 nog een belangrijke rol blijft spelen en in welke mate dit de virtuele betalingsbereidheid van bedrijven daadwerkelijk zal beïnvloeden. Bovendien blijft de vraag in hoeverre hernieuwbare of koolstofarme waterstof in voldoende volumes beschikbaar wordt tegen competitieve prijzen en of dit vanuit een economisch perspectief een verantwoord structureel alternatief biedt voor netverzwaring. We beschrijven de impact van netcongestie in specifieke gebieden in sectie 7.4.

- **Beschikbaarheid van alternatieve verduurzamingsopties:** Er zijn naargelang de locatie verschillen in de lokale beschikbaarheid van CO₂-reducerende technieken voor de vervanging van de aardgasvraag. Zo zijn er in de vijf industriële clusters veelal meer mogelijkheden voor biomassa en met name CC(U)S door bestaande of geplande infrastructuur (bijv. CO₂-transportnet) en schaalvoordelen. Dit zal invloed hebben op de virtuele betalingsbereidheid voor hernieuwbare waterstof. Dit effect is niet meegenomen in deze studie.

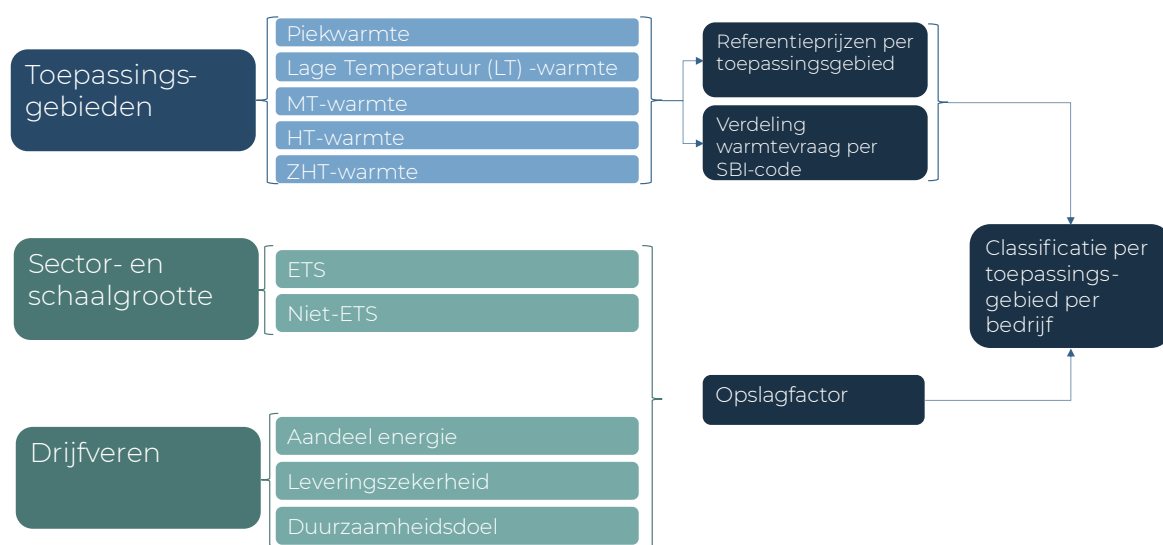
Er zijn diverse andere factoren die van invloed kunnen zijn op de virtuele betalingsbereidheid die niet zijn meegenomen in de analyse. Enkele van deze factoren zijn onderstaande:

- **Internationale concurrentie.** Bedrijven zijn terughoudend om te verduurzamen als zij opereren in een internationale markt en hun concurrenten gevestigd zijn in landen met lagere kosten (bijvoorbeeld door minder strenge milieuregels). Dit heeft potentieel een negatieve impact op de betalingsbereidheid voor hernieuwbare waterstof.
- **Technische beperkingen voor toepassingen van waterstof.** In verschillende sectoren vinden pilots plaats om de effecten van het gebruik van waterstof op het proces en het product te onderzoeken. In de contacten met verschillende sectoren is naar voor gekomen dat er geen grote technische belemmeringen zouden zijn voor de inzet van waterstof ter vervanging van aardgas. Dit geeft echter geen zekerheid; er kunnen mogelijk technische beperkingen spelen.

5.2. Virtuele betalingsbereidheid per sector

Per sector is een verdeling gemaakt van de types warmtevraag waarvoor momenteel aardgas wordt ingezet. Daarnaast is voor elke sector een score toegekend van hoog, midden of laag voor de drie drijfveren. Figuur 5-1 vat de stappen van dit proces samen. In Kader 5 wordt de methode toegelicht.

Figuur 5-1 Schematisch overzicht classificatie aardgasvraag



Voor de meest relevante sectoren verantwoorden we hieronder de keuzes bij de classificatie:

- **Bouwmaterialen:** Een verscheidenheid van bedrijven (producenten van beton, kalksteen en gips) maken deel uit van deze sector. Hoewel de producten sterk verschillen zijn veel van de energieprocessen enigszins vergelijkbaar. Bij veel bedrijven is er behoefte aan HT-warmte via ovens en fornuizen voor het calcineren, bakken of smelten van een product. Daarnaast is MT-warmte nodig voor het droogproces van de bouwmaterialen. De standaardverdeling van de warmtevraag van beide processen is 50/50. Het aandeel van de energiekosten in de bedrijfskosten is hoog. De waarde van leverings- en prijszekerheid van energie wordt ingeschaald op midden. Dit geldt ook voor de duurzaamheidsambities.
- **Chemie:** De chemie is een sector met zeer uiteenlopende processen. Een eenduidig energievraagprofiel is daarmee lastig op te stellen. Een verdere analyse van de chemische bedrijven buiten de vijf grote clusters gaf een zeer gespreid beeld van type bedrijven en een verdere categorisering van deze sector is daarom niet gemaakt. In het algemeen kan gesteld worden dat de meeste chemische bedrijven ZHT-warmte nodig hebben die zeer moeilijk geëlektrificeerd kan worden. Er is uitgegaan dat dit gemiddeld voor ongeveer een derde van de warmtevraag geldt. Een deel van de resterende warmtevraag is HT-warmte waarvoor e-boilers als alternatief geldt. Ten slotte is in de chemie voor het resterende energiegebruik voor warmteproductie veel mogelijk qua hergebruik van restwarmte via warmtepompen. In de chemie heeft energie een groot aandeel in de totale productiekosten. Zoals toegelicht in sectie 4.2.1 zijn de chemische bedrijven die waterstof als chemische grondstof gebruiken in de vijf industrieclusters gevestigd.

Voor veel warmteprocessen geldt dat de betrouwbaarheid ervan voor de basisprocessen cruciaal is (leverings- en prijszekerheid: hoog). Ook het aandeel energie in de bedrijfskosten is relatief hoog. Duurzaamheid is voor veel partijen in deze sector (nog) geen focusgebied en is ingeschaald op laag.

- **Papierindustrie:** De papierindustrie zet warmte voornamelijk in voor droogprocessen. De gehele warmtevraag van deze sector valt hoofdzakelijk in de categorie MT-warmte waarvoor industriële warmtepompen en MDR geschikte alternatieven zijn. Een deel van de warmtevraag zou ook met biomassa ingevuld kunnen worden die vaak al op locatie beschikbaar is. Veelal is er ook een WKK aanwezig die in combinatie met waterstof een piekvraag zou kunnen invullen. De leverings- en prijszekerheid is voor de papierindustrie gewaardeerd op midden, het aandeel energiekosten in de productiekosten is hoog en de waardering voor duurzaamheid is gemiddeld.
- **Levensmiddelensector:** De levensmiddelensector bestaat in onze onderverdeling uit bierbrouwers, voedings- en zuivelbedrijven. De warmtevraag bestaat uit onder andere blancheren, drogen, koken en steriliseren waarvoor vooral lage of middendruk stoom wordt toegepast. Voor een significant deel van de processen zijn temperaturen van onder de 100 graden toereikend afhankelijk van de specifieke sector. Veel bedrijven hebben batchprocessen die veel warmtevermogen vragen met weinig draaiuren. Een deel van de warmtevraag is daarom gecategoriseerd als piekvraag. Het aandeel energie en leveringszekerheid zijn gemiddeld in deze sector. Gezien de directe connectie met de consumentenmarkt is duurzaamheidsdoel ingeschaald op hoog.
- **Glas:** De glasindustrie in Nederland bestaat uit een beperkt aantal bedrijven die verschillende types glasproducten produceren zoals verpakkings- en vlakglas. De energievraag binnen de sector is vrij uniform. Voor het smeltproces is hoge temperatuurwarmte van meer dan 1.000 graden nodig die geleverd wordt met aardgasgestookte ovens. Dit behelst gemiddeld tweederde van de totale aardgasvraag. Voor de overige warmtevraag is midden temperatuur warmte vereist. Een deel van het smeltproces is zeer moeilijk te elektrificeren en valt onder de categorie ZHT-warmte. Binnen de glasindustrie wordt voorzien dat het smeltproces wordt gehybridiseerd en gedeeltelijk zal worden ingevuld door elektriciteit en waterstof. Voor een deel is een elektrische oven dus een alternatief voor waterstof en geldt dat deze in de categorie HT-warmte valt. Constante warmteproductie is cruciaal voor glasproductie; een onderbreking kan resulteren in onbruikbaar glas en problemen met de oven. De behoefte aan leveringszekerheid is dus hoog. Het aandeel energie in de productiekosten is voor een gemiddeld glasbedrijf hoog. De impact van duurzaamheid is op middel ingeschaald.
- **Keramiek:** De fabrikanten van bakstenen en dakpannen vallen in deze sector. In de tunnelovens is een zeer hoge temperatuur nodig om de producten goed te kunnen bakken. Naast de temperatuur is ook het rookgas cruciaal in de goede warmteoverdracht naar het product. Elektrificatie van dit proces vraagt dus om grote aanpassingen in het proces of aan

het te produceren product. Daarnaast zou een deel van de hoge temperatuurwarmte wel elektrisch kunnen worden ingevuld. Het andere belangrijke energetische proces is drogen. Hiervoor zijn de benodigde temperaturen minder hoog, hier wordt in de regel wel restwarmte van het zeer hoog temperatuur proces gebruikt. Dit deel kan worden ingevuld met MDR en valt in de categorie midden temperatuurwarmte. De continuïteit van het bakproces is zeer belangrijk in de keramieksector en de waardering voor leveringszekerheid is dus hoog.

- **Metaal:** De regionale metaalbedrijven zijn zowel basismetaalbedrijven als specialistische bedrijven. Voor het smelten en vervormen van metalen zijn zeer hoge temperaturen vereist. De variatie in deze sector is relatief groot. Over het algemeen zijn er een aantal processen die zeer moeilijk te elektrificeren zijn. Voor een deel van de warmtevraag is elektrificatie een optie waarbij waterstof dus concurreert met toepassing van elektriciteit. Er zijn daarnaast nog enkele lage temperatuurprocessen die met een warmtepomp geëlektrificeerd kunnen worden. De drijfveren zijn voor de metaalsector allemaal gecategoriseerd op midden.
- **Glastuinbouw:** Er zijn in Nederland meer dan 700 glastuinbouwbedrijven met een hoge aardgasvraag (> 1 miljoen m³ per jaar). In deze sector hebben alle grote aardgasgebruikers over het algemeen een WKK om in hun lage temperatuurwarmte te voorzien. Daarnaast wordt er elektriciteit geproduceerd voor hun belichting of om in te voeden op het elektriciteitsnet. Een groot gedeelte van het aardgasgebruik dekt de basislast LT-warmtevraag. Zo'n 30% van de aardgasvraag dekt de piekvraag van de warmtebehoefte. Deze piekwarmte kan omwille van de beschikbaarheid van thermische buffers worden geproduceerd tijdens de momenten waarop elektriciteit de meeste waarde heeft. De bijbehorende elektriciteitsproductie heeft dus ook een belangrijke economische waarde. Hoeveel deze waarde zal bedragen hangt sterk af van hoe de elektriciteitsmarkt er tussen 2030 en 2040 uitziet. Het belang van leveringszekerheid is in deze sector laag, het aandeel energie hoog en de duurzaamheidsambities middel.

Overige sectoren hebben veelal slechts een lage temperatuurwarmtevraag of een zeer beperkte totale aardgasvraag en daarmee een mindere impact op de ordegrrootte van de regionale waterstofvraag en daarmee het belang van de ontwikkeling van netwerkinfrastructuur. Een volledig overzicht van de toegekende waardes per sector is weergegeven in bijlage 3. In Kader 5 lichten we de virtuele betalingsbereidheid verder toe.

Kader 5 Toelichting op keuzes & aannames bij virtuele betalingsbereidheid

Om tot een virtuele betalingsbereidheid te komen per sector zijn aannames gemaakt over de specifieke kenmerken van de verschillende sectoren. De onderverdeling van de energievraag in temperatuurniveaus en type warmtevraag is gebaseerd op een verscheidenheid aan bronnen. Als basis zijn diverse onderzoeken naar de temperatuurverdeling per sector in Nederland en Europa geanalyseerd. Deze input is aangescherpt op basis van de praktijkkennis van BlueTerra. BlueTerra heeft jarenlange ervaring als energieadviseur in de industrie, waarbij een groot aantal productieprocessen in detail zijn onderzocht en warmteprofielen in kaart zijn gebracht. Er is bovendien input geleverd vanuit de brancheverenigingen over de potentiële waterstoftoepassingen in hun sector en de beschikbare alternatieven. De drijfveren zijn opgesteld aan de hand van de vele discussies die BlueTerra heeft gevoerd met industriële partijen over toepassing van waterstof en verduurzamingsalternatieven.

Op deze manier hebben we een rangschikking opgemaakt van de verschillende sectoren aan de hand van de virtuele waterstofprijs die zij bereid zouden zijn om te betalen. Als gemiddelde voor de sector zal dit in de praktijk niet sterk afwijken. Echter, op bedrijfsniveau kunnen potentiële afnemers andere keuzes maken op basis van bedrijfsspecifieke factoren die een rol spelen. De analyse geeft daarmee de waarschijnlijkheid aan dat bedrijven op waterstof zullen overstappen.

5.3. Totaalbeeld virtuele betalingsbereidheid

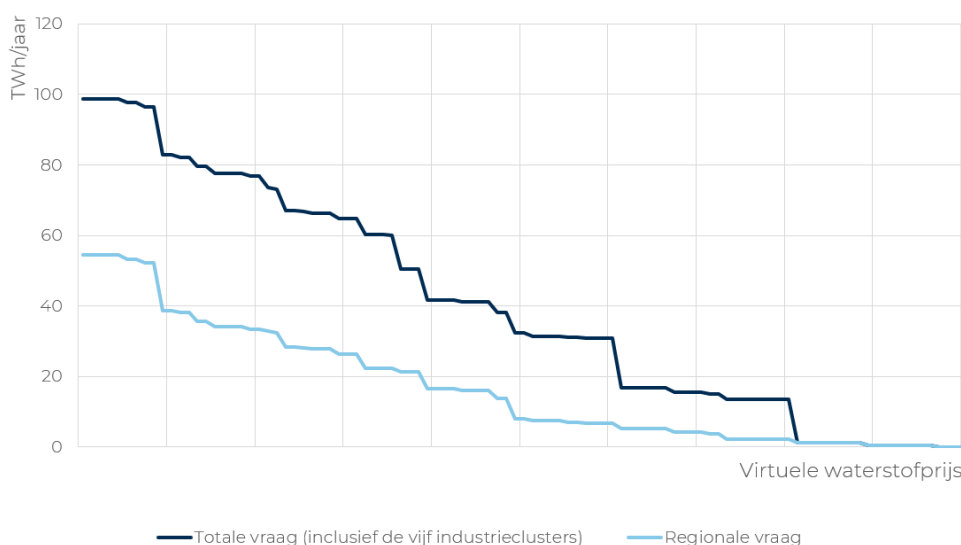
5.3.1. Rangschikking op basis van betalingsbereidheid

De categorisering van de warmtevraag en de bijbehorende referentieprijzen inclusief drijfveren vormen de basis voor de virtuele betalingsbereidheid voor waterstof per sector. Voor elk bedrijf in de database kan vervolgens de aardgasvraag worden bepaald en daarmee de waarschijnlijke

waterstofvraag bij een virtuele waterstofprijs. Dit leidt tot het totaalbeeld zoals weergegeven in Figuur 5-2; de waarschijnlijke waterstofvraag neemt af naarmate de virtuele waterstofprijs stijgt.

Er is een onderverdeling gemaakt tussen de regionale waterstofafname en de totale waterstofafname voor de thermische toepassingen van aardgas. Bij een extreem lage virtuele waterstofprijs wordt alle aardgasvraag van de bedrijven buiten de vijf clusters vervangen door waterstof en bedraagt de vraag 52 TWh. Echter, de daadwerkelijke waterstofvraag zal veel lager liggen dan in dit extreme prijsscenario. De meeste potentiële waterstofvraag voor thermische toepassingen met een hoge virtuele betalingsbereidheid voor waterstof bevindt zich in de vijf grote clusters. Dit komt doordat de chemische sector een relatief hoge betalingsbereidheid heeft.

Figuur 5-2 Waterstofafname thermische toepassingen bij virtuele waterstofprijs

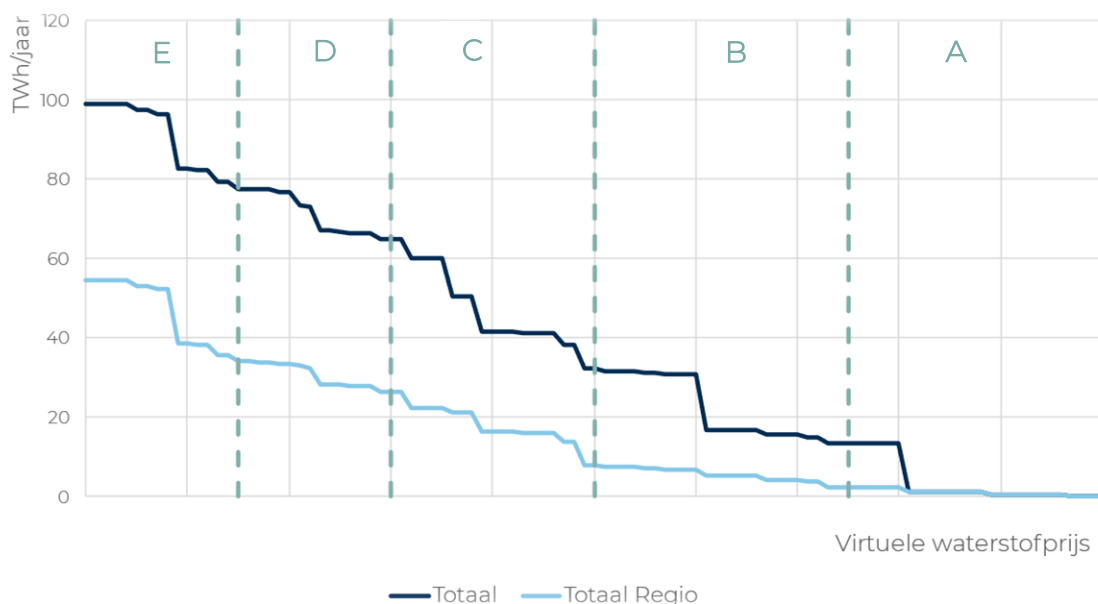


5.3.2. Classificatie betalingsbereidheid

Zoals toegelicht in sectie 4.3 is de beschikbaarheid van waterstof voor vervanging van de thermische aardgasvraag mogelijk zeer beperkt. De vraag vanuit andere verbruikstypen is in potentie groot en kan een groot deel van het aanbod invullen. Daarnaast is ook de kostprijsontwikkeling voor hernieuwbare waterstofproductie moeilijk in te schatten: de spreiding in schattingen is zeer groot, en kostenschattingen zijn recentelijk naar boven bijgesteld (zie hoofdstuk 3). In hoeverre en op welke termijn waterstof regionaal toegepast kan worden kent daarmee een zeer hoge onzekerheid. Zolang het waterstofaanbod achterblijft bij de vraag vanuit toepassingsgebieden waarvoor een hogere betalingsbereidheid geldt zal de virtuele waterstofprijs hoog blijven. In deze situatie zal buiten de vijf grote clusters de waterstofvraag voor de vervanging van aardgas zeer beperkt blijven. Zodra het aanbod toeneemt zal de marktprijs ervan competitiever worden en daarmee zouden meer bedrijven waterstof kunnen inzetten voor de vervanging van hun aardgasvraag, als de marktprijs onder hun betalingsbereidheid ligt en de lokale leveringsinfrastructuur beschikbaar is.

De rangschikking in figuur 5-2 geeft dus een verdeling weer van de vraag bij een zekere virtuele waterstofvraag. Voor het analyseren van de potentiële regionale waterstofvraag zijn categorieën waterstofvraag opgesteld. Om de potentiële afnemers in kaart te brengen met een indicatie van de waarschijnlijkheid dat ze effectief waterstof zouden afnemen, hebben we op basis van de virtuele betalingsbereidheid vijf categorieën gecreëerd voor de potentiële waterstofvraag voor thermische toepassingen, zoals weergegeven in Figuur 5-3.

Figuur 5-3 Waterstofvraag voor thermische toepassingen bij virtuele waterstofprijs per categorie



We lichten de figuur toe aan de hand van de verschillende categorieën:

- **Categorie A** - zeer hoge virtuele betalingsbereidheid. Dit is het deel van de potentiële waterstofvraag waarvoor bedrijven de hoogste virtuele prijs voor waterstof zouden willen betalen en waarvan de kans het hoogst is dat in het tijdvak 2030-2035 waterstof wordt ingezet. Zelfs bij een lage beschikbaarheid van waterstof kan in dit segment een waterstofvraag ontstaan.
- **Categorie B** - hoge betalingsbereidheid. Voor dit deel van de potentiële waterstofvraag zouden bedrijven een hoge virtuele waterstofprijs willen betalen. De kans is groot dat voor dit deel van de energievraag waterstof zal worden ingezet, mits er voldoende waterstofaanbod is. Er is een hoge waarschijnlijkheid dat deze vraag in de periode rond 2035 zal ontstaan.
- **Categorie C** - middelhoge betalingsbereidheid. Het ontstaan van deze potentiële vraag is zeer onzeker. Het lijkt niet aannemelijk dat deze vraag in de periode 2030 al zal ontstaan. Het is afhankelijk van de ontwikkeling van de overige vraag en het aanbod en de resulterende marktprijs van waterstof of de betalingsbereidheid hoog genoeg zal zijn ten opzichte van de uiteindelijke waterstofprijs. De kans is evenwel groot dat deze waterstofvraag rond 2040 zal ontstaan. Echter, dan is de kans ook groter dat deze energievraag inmiddels al door een andere energiedrager (b.v. elektriciteit) is ingevuld. Het is dus niet aannemelijk dat deze categorie op grote schaal na 2040 nog zou overstappen op waterstof omdat dan de meeste energievraag al verduurzaamd (geëlektrificeerd) zal zijn.
- **Categorie D** - lage betalingsbereidheid: Het is niet aannemelijk dat de virtuele waterstofprijs dermate laag wordt dat voor deze categorie van potentiële waterstofvraag in de periode 2030 tot 2040 op grote schaal waterstof daadwerkelijk zal worden toegepast. De kans is bovendien klein dat deze vraag na 2040 alsnog zal ontstaan omdat de meeste energievraag in deze categorie op dat ogenblik al zal zijn verduurzaamd.
- **Categorie E** - zeer lage betalingsbereidheid: Het lijkt onwaarschijnlijk dat waterstof een serieus alternatief wordt voor deze categorie van potentiële waterstofvraag. Voor deze groep is elektrificatie de meest voor de hand liggende keuze.

Tabel 5-2 geeft per sector weer welk deel van de potentiële waterstofvraag in welke categorie van de betalingsbereidheid valt. De aandelen worden telkens cumulatief weergegeven, vanaf categorie A. Voor de sector chemie geldt dus dat 35% van het aardgasgebruik wordt aangemerkt in categorie A, 35% in categorie B, samen goed voor 70% in categorie B.

Tabel 5-2 Categorisering per sector (inclusief vraag binnen industrieclusters)

Sector	A	B	C
Asfalt	0%	0%	80%
Bierbrouwers	0%	0%	43%
Biochemie en farmacie	0%	0%	43%
Bouwmaterialen	0%	50%	100%
Chemie	35%	70%	95%
Diervoer	0%	0%	20%
Energie	0%	0%	20%
Glas	20%	80%	100%
Keramik	30%	75%	100%
Land en glastuinbouw	0%	0%	30%
Metaal	35%	85%	90%
Papier en karton	0%	0%	100%
Plastic en rubber	0%	30%	70%
Steenwol	0%	100%	100%
Textiel	0%	0%	20%
Voedsel	0%	0%	48%
Zuivel	0%	0%	60%

5.4. Potentiële regionale waterstofvraag

Op basis van de classificatie van de betalingsbereidheid is de potentiële regionale waterstofvraag in beeld gebracht van alle grootverbruikers van aardgas (verbruik boven de 1 miljoen m³ per jaar). Per categorie kan voor de potentiële waterstofvraag het volume en het aantal bedrijven worden bepaald. Deze zijn weergegeven in Tabel 5-3.

Tabel 5-3 Aantal bedrijven en waterstofgebruik per categorie

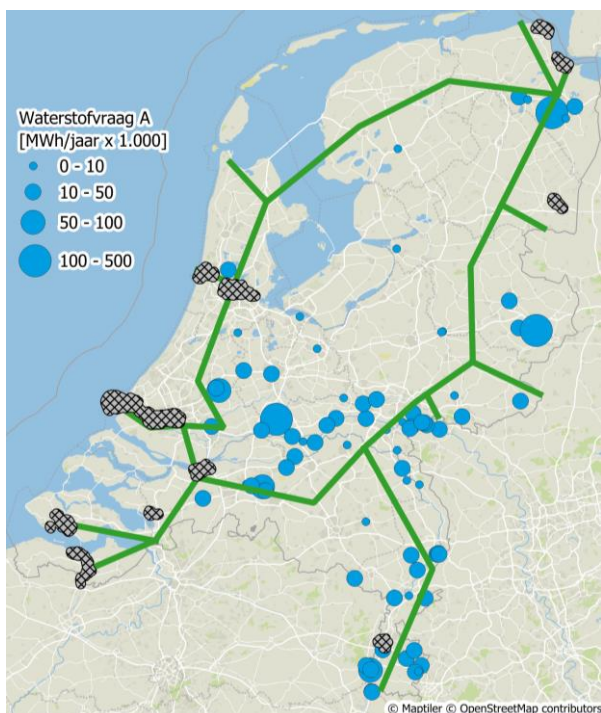
Concentratiegebied	Aantal bedrijven	Waterstofgebruik (TWh)
Waterstofvraag Categorie A	84	2,3
Waterstofvraag Categorie A+B	177	8,0
Waterstofvraag Categorie A+B+C	1.338	26,4

Op basis van analyse zoals gepresenteerd in hoofdstuk 5

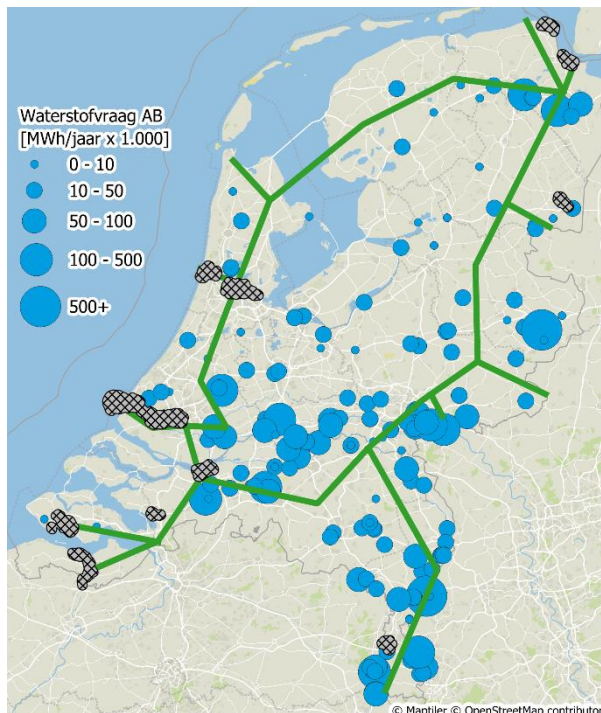
Een klein percentage (5%) van de bedrijven met een aardgasgebruik boven de 1 miljoen m³ per jaar heeft een betalingsbereidheid van categorie A. Ook het aantal potentiële afnemers met een waterstofvraag in categorie B blijft relatief beperkt. De grootste toename in bedrijven zien we als de bedrijven met categorie C betalingsbereidheid worden toegevoegd. Het overgrote deel van deze categorie zijn glastuinbouwbedrijven en hebben een potentiële waterstofvraag voor de pieklevering van warmte met WKK's.

Voor het bepalen van de noodzaak en mogelijkheden voor regionale netinfrastructuur is de locatie van de verschillende categorieën waterstofvraag van belang. Onderstaande kaarten geven alle regionale bedrijven weer met een potentiële waterstofvraag, bij de verschillende categorieën voor de betalingsbereidheid. De grootte van de stippen is indicatief voor de omvang van de waterstofvraag.

Kaart 5-1 Potentiële waterstofvraag cat. A



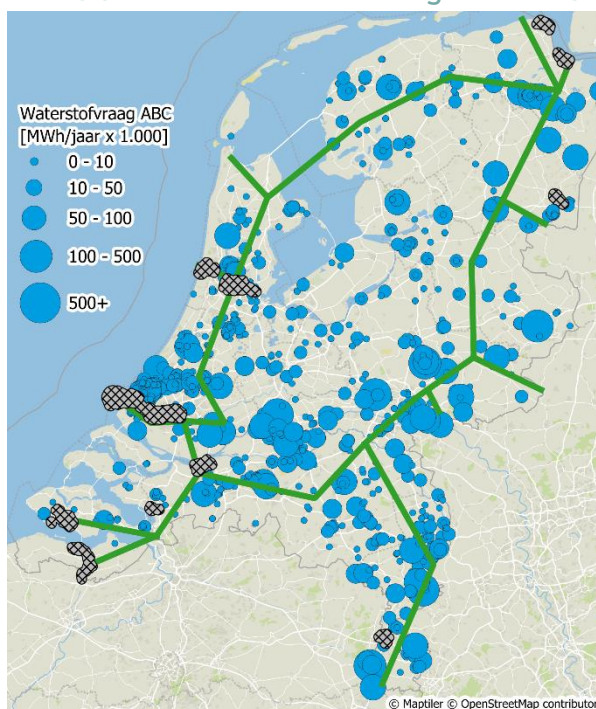
Kaart 5-2 Potentiële waterstofvraag cat. A+B



De grijs-zwart gearceerde gebieden geven de vijf industrieclusters weer. De bedrijven die geografisch in de industrieclusters liggen zijn niet meegenomen in het identificeren van de regionale concentratiegebieden. De grootte van de stippen is indicatief voor de omvang van de waterstofvraag.

Met name de waterstofvraag in categorie A buiten de 5 industrieclusters is vrij sterk geclusterd rondom de grote rivieren en enkele specifieke gebieden zoals Tilburg en Noordoost Groningen. De waterstofvraag inclusief categorie B bevindt de meeste vraag zich nog altijd in deze regio's al neemt aantal bedrijven met een waterstofverbruik hierbuiten ook toe. Het kaartbeeld met daarbij ook de categorie C-vraag toont dat de bedrijven meer verspreid zijn over Nederland. Wel zijn nog altijd de eerdergenoemde gebieden duidelijk herkenbaar. Daarnaast vallen nu ook een aantal regio's op waar veel tuinders, papierfabrieken of voedingsmiddelenbedrijven zijn geclusterd.

Kaart 5-3 Potentiële waterstofvraag cat. A+B+C



De grijs-zwart gearceerde gebieden geven de vijf industrieclusters weer. De bedrijven die geografisch in de industrieclusters liggen zijn niet meegenomen in het identificeren van de regionale concentratiegebieden.

6. Regionale concentratiegebieden voor waterstofinfrastructuur

In dit hoofdstuk identificeren en presenteren we regionale concentratiegebieden. In sectie 6.1 bespreken we de methode. In sectie 6.2 lichten we de geïdentificeerde concentratiegebieden toe. In sectie 6.3 focussen we op de kenmerken van de buisleidingeninfrastructuur in de concentratiegebieden.

Belangrijkste bevindingen

De regionale concentratiegebieden zijn gebaseerd op de categorie A- en B- waterstofvraag en de afstanden tussen bedrijven met deze vraag. De concentratiegebieden laten locaties zien waarvoor er een relatief grote kans bestaat dat er een geclusterde waterstofvraag ontstaat die het best bediend kan worden met netwerkinfrastructuur.

De selectie van concentratiegebieden is uitgevoerd op basis van een vertaling van de specifieke kenmerken van de bedrijven en hun huidige aardgasverbruik. De daadwerkelijke waterstofvraag in de periode tot en met 2040 en de gebieden die dienen te worden aangesloten kunnen sterk afwijken. Dit onderzoek geeft een eerste inzicht voor de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur maar aanvullende analyses zijn dus vereist.

In totaal zijn er 11 concentratiegebieden geïdentificeerd. Deze concentratiegebieden vertegenwoordigen 64% van de totale waarschijnlijke regionale waterstofvraag. Het aantal bedrijven in een concentratiegebied varieert tussen 3 en 13 bedrijven. Individuele bedrijven hebben daarmee veel impact op de mogelijkheden en beperkingen voor infrastructuur. In enkele gebieden zijn er zeer grote afnemers die verantwoordelijk zijn voor meer dan de helft van de potentiële waterstofvraag van het gebied. Een dergelijk gebied is dus sterk afhankelijk van één afnemer voor de rendabele uitrol van de waterstofinfrastructuur. Er zitten veel verschillen in de kenmerken van de gebieden. Er is veel variatie in het aantal bedrijven, de onderlinge afstanden en de totale potentiële waterstofvraag. Het grootste concentratiegebied heeft een potentiële vraag die een factor 10 groter is dan de vraag in het kleinste concentratiegebied. De relatief kleine hoeveelheid afnemers en de grote diversiteit tussen de gebieden zorgt ervoor dat de ontwikkeling van regionale netinfrastructuur veel maatwerk per gebied zal vereisen. Welke gebieden uiteindelijk het meest kansrijk zijn hangt met name af van het aantal bedrijven, het totale volume en de onderlinge afstand. Bij de eventuele aanleg van nieuwe waterstofnetten zullen de huidige tracés van de gasnetten de basis vormen. Bij het volgen van deze tracés neemt de te overbruggen afstand tussen bedrijven gemiddeld met 68% toe. Enkele bedrijven blijken niet makkelijk via de bestaande tracés met andere bedrijven in het concentratiegebied gekoppeld te kunnen worden. Daarnaast blijkt uit een tracé-analyse dat het mogelijk interessant is om concentratiegebieden of delen van concentratiegebieden met elkaar te koppelen. Verdere analyse op het koppelen van de concentratiegebieden en bijbehorende mogelijkheden is noodzakelijk. Een eerste indicatie van de investeringskosten van regionale waterstofinfrastructuur is dat deze een beperkte impact zullen hebben op de totale leveringskosten van waterstof.

6.1. Methode identificatie concentratiegebieden

Om te bepalen waar er behoefte is aan regionale waterstofinfrastructuur worden gebieden met een concentratie van bedrijven met een potentiële waterstofvraag geïdentificeerd. Voor de identificatie van deze concentratiegebieden zijn de bedrijven met de betalingsbereidheid binnen categorieën A en B meegenomen. Categorie C-vraag is niet meegenomen omdat deze vraag als te onzeker wordt verondersteld om de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur op te baseren. De meegenomen waterstofvraag bij het identificeren van concentratiegebieden is weergegeven op Kaart 5-2. Op basis hiervan kunnen concentraties van potentiële waterstofvraag die zouden kunnen ontstaan bij toenemend aanbod en afnemende prijzen worden geïdentificeerd. Hieronder lichten we verder toe hoe we tot deze concentratiegebieden zijn gekomen.

Bij de identificatie van concentratiegebieden zijn waterstofvolumes, onderlinge afstanden en het aantal potentiële aansluitingen relevant. Regionale netwerken met een connectie met het landelijke waterstofnet zijn het meest kansrijk in gebieden waar een significante potentiële waterstofafname is per km regionale buisleiding. Ook is het aantal potentiële afnemers relevant. Als het afnamevolume namelijk afhankelijk is van één of enkele potentiële afnemers kan dit invloed hebben op de risico's. Er is gekozen om concentratiegebieden te identificeren met een hoge potentiële waterstofvraag ten opzichte van de onderlinge afstand en bestaande uit minimaal drie bedrijven.

In de analyse om concentratiegebieden te identificeren is onder andere gebruik gemaakt van GIS (Geografisch informatie systeem) -software. Deze analyse is opgebouwd uit de volgende stappen:

1. De **onderlinge afstanden** tussen alle bedrijven zijn berekend, waarbij de grens van een concentratiegebied ligt op een afstand van 20 km.
2. De **waterstofvolume/leidinglengte** verhouding is per paar berekend. De ondergrens voor een 'rendabele' leiding is in deze stap bepaald op 100 ton H₂ (=3.940 MWh) per jaar per km leiding.
3. Vanaf de **grootste waterstofvrager** in de categorie zijn alle **economisch verantwoorde verbindingen** naar omliggende bedrijven doorlopen. Vervolgens zijn ook vanaf deze bedrijven alle rendabele verbindingen doorlopen. Dit is herhaald tot er geen rendabele verbindingen meer zijn.
4. De resulterende set bedrijven wordt als mogelijk **concentratiegebied** beschouwd.
5. Dit proces wordt **herhaald** totdat alle bedrijven met 'rendabele' verbindingen in een concentratiegebied zijn opgenomen.
6. Vervolgens is de **kleinste, hemelsbrede, afstand** die alle bedrijven in een concentratiegebied met elkaar en met het landelijke waterstofnet verbindt met GIS-software berekend.
7. De concentratiegebieden zijn weergegeven in willekeurige volgorde. De nummering van de concentratiegebieden geeft geen rangschikking weer.

Bij deze analyse zijn de volgende uitgangspunten en aannames gebruikt:

- a. Er is in deze analyse **niet gekeken naar meekoppelkansen**, bijv. een bedrijf met een kleine potentiële waterstofvraag dat uiteindelijk naast of dicht bij een leiding zou liggen is niet meegenomen.
- b. De **afstanden** zijn allemaal **hemelsbreed**, er is nog geen rekening gehouden met tracés.
- c. Er is **geen rekening** gehouden met 'alleenstaande' **grote potentiële waterstofgebruikers** die bijvoorbeeld zeer dicht bij het landelijke waterstofnet gepositioneerd zijn.
- d. Er is **geen rekening** gehouden met eventuele **lokale/regionale opwekking** van waterstof.

Kader 6 Toelichting en impact grenswaarden punt 1 & 2

Onderlinge afstand

De maximale onderlinge afstand tussen bedrijven in een concentratiegebied is hemelsbreed 20 km. Om de impact van de grenswaarde te toetsen is de bovenstaande analyse ook uitgevoerd zonder maximale afstand. In dat geval smelten een aantal concentratiegebieden onlogisch samen, zo worden de concentratiegebieden Roermond, Maastricht, Venlo en Heerlen samen één gebied. De analyse zonder grenswaarde leidt niet tot nieuwe concentratiegebieden. De gekozen grenswaarde sluit dus geen concentratiegebieden uit.

Volume/lengte verhouding

De verhouding waterstofvolume en leidinglengte is minimaal 100 ton/ jaar/ km. Dit is 3.940 MWh/jaar/km. Deze waarde is gekozen op basis van een indicatieve berekening met als leidraad dat de transportkosten niet hoger dienen te zijn dan 0,50 €/kg waterstof. Om te voorkomen dat deze grenswaarde kansrijke bedrijven of gebieden uitsluit is de analyse ook uitgevoerd met grenswaarden tussen de 20 ton en 200 ton/km/jaar. Ook bij 20 ton/km/jaar smelten concentratiegebieden onlogisch samen, bij 200 ton/km/jaar versplinteren de concentratiegebieden extreem. In combinatie met de andere vervolganalyses en -berekeningen zijn de concentratiegebieden bij een grenswaarde van 100 ton/km/jaar het best bruikbaar, en het meest logisch. De analyse met 20 ton/km/jaar leidt in één geval tot een nieuwe concentratiegebieden die bij 100 ton/km/jaar uitgesloten worden. Enkel in de regio Twente is een klein cluster dat bestaat uit één grote potentiële afnemer en een aantal kleine potentiële afnemers dat bij een zeer ruime volume/lengte verhouding wel naar voren was gekomen als concentratiegebied.

De grenswaarde heeft dus invloed op de grootte en het aantal concentratiegebieden, maar enkel het combineren/splitsen van de al geïdentificeerde concentratiegebieden. De invloed op of bedrijven wel/niet in een concentratiegebied opgenomen worden is gering.

6.2. Overzicht en toelichting op concentratiegebieden

De analyse is uitgevoerd voor alle AB waterstofvraag buiten de vijf grote industrieclusters. Dit heeft geresulteerd in elf concentratiegebieden. In deze gebieden is de waarschijnlijkheid dat een geclusterde vraag ontstaat bij de veronderstelde virtuele waterstofprijs volgens onze analyse het hoogst. Deze concentratiegebieden zijn weergegeven in Kaart 6-1.

Op basis van onze analyse²⁸ concluderen we dat er gebieden zijn waar in de periode tot en met 2040 geconcentreerde waterstofvraag zou kunnen ontstaan. De kenmerken van deze gebieden verschillen echter sterk. Zo is de potentiële vraag in concentratiegebied 1 (Roermond) en concentratiegebied 8 (Betuwe) een factor 10 groter dan de potentiële vraag in concentratiegebied 3 (Oosterhout). Ook wat betreft het aantal bedrijven en de homogeniteit van de bedrijven zijn er veel verschillen tussen de gebieden. De gebieden die een relatief grote categorie A-vraag hebben (zoals concentratiegebied 6 (Arnhem-Nijmegen) en 8 (Betuwe)) zullen waarschijnlijk eerder een waterstofvraag ontwikkelen dan andere gebieden. De concentratiegebieden vertegenwoordigen 64% van de totale regionale waterstofvraag in categorie A&B (de overige potentiële regionale vraag valt buiten de concentratiegebieden).

Hieronder lichten we de concentratiegebieden verder toe, waarbij we ingaan op de kenmerken per concentratiegebied. Andere kenmerken worden ook samengevat in Tabel 6-1. In Figuur 6-1 laten we de totale potentiële waterstofvraag per concentratiegebied zien. Hierbij wordt ook onderscheid gemaakt tussen de categorie A-vraag, en de categorie B-vraag. In Kader 7 bespreken we de resultaten op hoofdlijnen van de vergelijking tussen onze resultaten en de data van HyNetwork Services over EoI (*expression of interest*) voor aansluitingen op het landelijke waterstofnet.

Toelichting per gebied:

- 1. Roermond:** De potentiële waterstofvraag in dit gebied wordt gedomineerd door één bedrijf. Het concentratiegebied bestaat uit bedrijven uit verschillende sectoren. De waarschijnlijke vraag is nog zeer beperkt in categorie A en groeit pas sterk bij categorie B. Eventueel kan voor dit gebied ook nog de connectie worden gemaakt met de elektriciteitscentrale in Maasbracht.
- 2. Dongen/Tilburg:** Dit betreft een relatief klein geografisch gebied met drie bedrijven uit de chemie en de glassector. Het betreft twee ETS-bedrijven en een niet-ETS-bedrijf. Voor alle bedrijven geldt dat deze al bij virtueel prijsniveau A een potentiële waterstofvraag hebben. De potentiële waterstofvraag wordt gedomineerd door één bedrijf.

Kaart 6-1 Concentratiegebieden bij vraagcategorieën A+B, buiten vijf industrieclusters



1: Roermond, 2: Dongen/Tilburg, 3: Oosterhout, 4: Maastricht, 5: Venlo, 6: Arnhem/Nijmegen, 7: Oost-Groningen, 8: Betuwe, 9: Heerlen, 10: Dordrecht, 11: Wageningen. De grijs-waargeceerde gebieden geven de vijf industrieclusters weer. De bedrijven die geografisch in de industrieclusters liggen zijn niet meegenomen in het identificeren van de regionale concentratiegebieden.

²⁸ De gebieden voldoen aan de voorwaarden zoals omschreven in hoofdstuk 6.1. Voor verdere toelichting, zie kader 6.

3. **Oosterhout:** Dit betreft een geografisch zeer klein gebied. Het gaat hier om drie bedrijven die op hetzelfde bedrijventerrein liggen, dichtbij het landelijke waterstofnet. De waterstofvraag in dit gebied is relatief klein maar door de kleine onderlinge afstanden zijn de volumes per km wel relatief hoog. Geen van de bedrijven heeft een waarschijnlijke waterstofvraag in scenario A. Er is één bedrijf dat verantwoordelijk is voor een groot deel van de potentiële waterstofvraag.
4. **Maastricht:** Dit gebied bestaat uit 14 bedrijven waarbij de potentiële vraag wordt gedomineerd door één bedrijf (bijna de helft van de potentiële waterstofvraag). Daarnaast gaat het om drie bedrijven uit de keramische industrie en de overige bedrijven komen uit de sector chemie. Het is een gecentreerd gebied met relatief kleine afstanden tussen de bedrijven (en een paar bedrijven die op iets grotere afstand liggen).
5. **Venlo:** Dit betreft een gebied met drie keramiekbedrijven en één klein metaalbedrijf. De potentiële waterstofvraag bij deze bedrijven is relatief klein. Toch is het een concentratiegebied, omdat onderlinge afstand gering zijn. Alle bedrijven zijn ETS-bedrijven. Er is reeds in virtuele de categorie A al een waterstofvraag.
6. **Arnhem/Nijmegen:** Dit gebied bestaat louter uit keramische industrie. De onderlinge afstanden zijn relatief groot, maar er zijn relatief veel bedrijven met een substantiële potentiële waterstofvraag. In deze regio wordt al onderzoek gedaan naar waterstoftoepassingen. Het gebied heeft relatief een zeer hoge betalingsbereidheid.
7. **Oost-Groningen:** Dit gebied bestaat uit één grote potentiële waterstofvrager en enkele kleinere potentiële waterstofvragers daaromheen. Een relatief groot deel van de waterstofvraag vindt al plaats in categorie A. Voor één van de potentiële waterstofafnemers is de vraag zeer onzeker vanwege een faillissement.
8. **Betuwe:** Dit is geografisch het grootste gebied met grote onderlinge afstanden. De totale potentiële waterstofvraag in dit gebied is het hoogst van alle regionale clusters. Dit wordt veroorzaakt door één relatief grote vrager uit de glasindustrie met daarnaast ook relatief veel bedrijven met potentiële waterstofvraag uit de keramische industrie.
9. **Heerlen:** De mogelijke vraag in dit concentratiegebied is verspreid over bedrijven vanuit meerdere sectoren. Dit concentratiegebied kent al een relatief hoge categorie A-vraag. Vijf bedrijven liggen relatief dicht bij elkaar en 2 bedrijven op een iets ruimere afstand.
10. **Dordrecht:** Dit is qua volume één van de kleinere concentratiegebieden. Het bestaat uit 3 kleinere ETS bedrijven uit verschillende sectoren. De onderlinge afstand tussen de bedrijven is relatief groot waardoor het volume per kilometer beperkt is. De waterstofvraag is in categorie A nog zeer beperkt.²⁹
11. **Wageningen:** Dit betreft qua volume een klein concentratiegebied. Het bestaat uit enkele keramiekbedrijven. Ook bij dit gebied geldt dat de onderlinge afstand relatief groot is ten opzichte van het volume.

Kader 7 Vergelijking resultaten met data HNS

Partijen die geïnteresseerd zijn in een aansluiting met het landelijke waterstofnetwerk kunnen een Eol met HNS tekenen. In deze Eol geven potentiële klanten hun mogelijke transportcapaciteit en de vereiste waterstofcondities aan. Op deze manier krijgt HNS inzicht in de mogelijke toekomstige behoefte van deze potentiële klanten. Een Eol is niet bindend, partijen hebben met het tekenen van een Eol nog geen verplichtingen. De Eol-database van HNS geeft een beeld van de potentiële afnemers die overwegen waterstof af te nemen. Ter verificatie van onze resultaten zijn de uitkomsten vergeleken met de database van HNS.

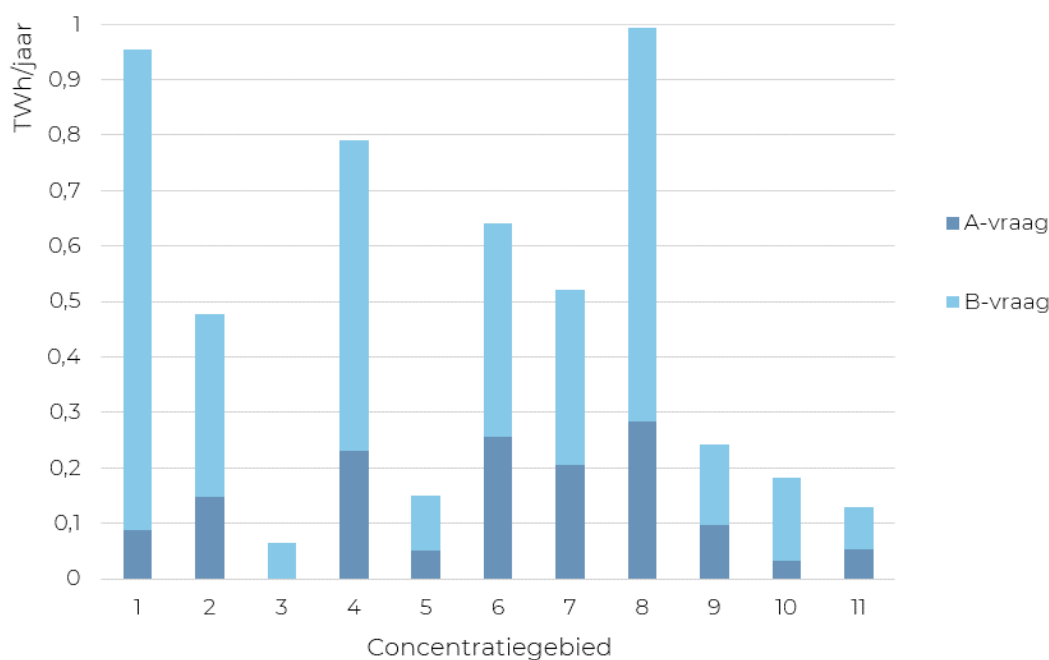
In het algemeen sluiten onze resultaten goed aan bij de Eol-database van HNS, hoewel er ook verschillen zijn: De waterstofvraag in betalingsbereidheidscategorieën A en B sluit goed aan bij de database. Veel bedrijven met een hoge betalingsbereidheid in onze analyse, hebben al een Eol getekend. In vrijwel ieder concentratiegebied bevinden zich partijen die al een Eol hebben getekend. In grote lijnen lijken onze resultaten daarmee op een lijn te liggen met de interesse van de markt. Er zijn enkele kleine (en verklaarbare) verschillen tussen beide overzichten. Met name de kleinere potentiële afnemers met een hoge betalingsbereidheid in onze analyse hebben nog geen Eol getekend. Dit is goed te verklaren: voor deze gebruikers is immers een 'eigen' connectie met het landelijke waterstofnetwerk niet logisch vanwege de lagere volumes. In de voedingsmiddelenindustrie zijn er juist relatief veel bedrijven die een Eol hebben getekend, terwijl hun warmtevraag onder betalingsbereidheidscategorie C valt in dit onderzoek. Deze bedrijven hebben vaak hoge duurzaamheidsambities en relatief goede mogelijkheden om kostenstijgingen door te berekenen in eindprijzen. Hun interesse in verduurzaming en een mogelijke connectie met het waterstofnetwerk is daarmee verklaarbaar. Het is echter de vraag in hoeverre de huidige geïnteresseerde partijen daadwerkelijk waterstof af zullen gaan nemen (omdat een Eol niet bindend is). Ook voor deze bedrijven geldt dat ze rekening houden met de kostenontwikkelingen voor verduurzaming via waterstof en alternatieven

²⁹ In het concentratiegebied Dordrecht ligt één gepland tankstation. Geen enkel ander (geplande) tankstation ligt in een concentratiegebied.

(als elektrificatie).

Tabel 6-1 Kenmerken van de infrastructuur per concentratiegebied

#	Concentratiegebied	Hemelsbrede afstand (km)	Aantal aansluitingen	Waterstofvraag (TWh/jaar)
1	Roermond	7	8	0,95
2	Dongen/Tilburg	1	3	0,48
3	Oosterhout	23	3	0,06
4	Maastricht	37	13	0,80
5	Venlo	7	4	0,15
6	Arnhem/Nijmegen	29	9	0,64
7	Oost-Groningen	38	6	0,52
8	Betuwe	74	10	0,99
9	Heerlen	15	6	0,24
10	Dordrecht	22	3	0,18
11	Wageningen	19	4	0,13

Figuur 6-1 Potentiële vraag in concentratiegebieden, categorie A+B (TWh/jaar)

6.3. Infrastructuur voor concentratiegebieden

6.3.1. Lengte buisleidingen

Bij het bepalen van de concentratiegebieden is uitgegaan van de kortst mogelijke afstand om alle bedrijven in een concentratiegebied aan elkaar te koppelen. Hierbij zijn hemelsbrede afstanden gehanteerd en is geen rekening gehouden met zaken die de aanleg van infrastructuur belemmeren zoals bebouwing, rivieren en andere geografische obstakels. Daarnaast is ook de afstand van het landelijke waterstofnet naar het dichtstbijzijnde bedrijf hemelsbreed aangegeven. Op basis van de huidige aardgastracés kan een betere inschatting worden gemaakt van de daadwerkelijke benodigde leidinglengtes.

De daadwerkelijke, realistische tracélengte die nodig is om alle bedrijven in een concentratiegebied aan te sluiten is gemiddeld 68% langer dan de hemelsbrede afstand. Voor de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur zullen de huidige gastracés als vertrekpunt dienen. Voor het bepalen van de leidinglengte en de bijbehorende indicatieve kosten zijn de afstanden opnieuw berekend op basis van deze tracés. Hierbij worden de bestaande tracés gevolgd om de verbindingen tussen de bedrijven onderling en het landelijke waterstofnetwerk te bepalen. Voor 6 van de 11 concentratiegebieden waren de tracés in het gebied bekend. Voor deze gebieden hebben we een verdiepende analyse kunnen uitvoeren. De extra afstand die overbrugd dient te worden via de tracés varieerde tussen 32% en 125% ten opzichte van de hemelsbrede afstanden. Uit de analyse blijkt dat gemiddeld de afstand via het bestaande gasnettracé 68% langer is dan de hemelsbrede afstand. Voor de concentratiegebieden waarvoor geen analyse is uitgevoerd is deze gemiddelde procentuele toename aangehouden voor de berekening van de indicatieve lengte van de buisleidingen zoals weergegeven in Tabel 6-2.

Tabel 6-2 Verschil indicatieve leidinglengtes: hemelsbreed en o.b.v. gastracés

#	Concentratiegebied	Leiding-lengte hemelsbreed (km)	Indicatieve lengte buisleidingen o.b.v. tracés (km)
1	Roermond	11	19
2	Dongen/Tilburg	7	11
3	Oosterhout	1	2
4	Maastricht	23	38
5	Venlo	7	12
6	Arnhem/Nijmegen	38	79
7	Oost-Groningen	29	45
8	Betuwe	74	105
9	Heerlen	24	40
10	Dordrecht	15	20
11	Wageningen	19	43

6.3.2. Indicatieve kosten

Op basis van de indicatieve lengtes van de buisleidingen per concentratiegebied is met behulp van kentallen voor de kosten van de buisleiding, de aftakking en de benodigde stations een indicatie gegeven van de investeringskosten voor de aansluiting van ieder concentratiegebied. Bij deze doorrekening is geen rekening gehouden met de additionele kosten die gemoeid zijn met belemmerende factoren bij de aanleg van de infrastructuur. Afhankelijk van de geografische kenmerken in het gebied kunnen de investeringskosten hierdoor hoger uit vallen. Bij het bepalen van de indicatieve investeringskosten is voor alle gebieden uitgegaan voor kosten van een koppeling met het landelijke netwerk, een kilometer transmissieleiding en één gasontvangststation. Voor de resterende afstand zijn kosten voor een distributieleidingen meegenomen. De kosten kunnen hoger uitvallen als voor een groter deel van de leidingen een transmissieleiding zal worden aangelegd.

Tabel 6-3 geeft een indicatie van de kosten die gepaard gaan met de aansluiting van de bedrijven met waterstofvraag A en B in de verschillende concentratiegebieden. De LCOT betreft een gedeeltelijke *levelised cost of transport*; kosten die eventueel worden doorgerekend aan de eindverbruiker voor de aanleg van het landelijke waterstofnetwerk en de operationele kosten van de distributienetten zijn niet meegenomen³⁰. Deze LCOT geeft dus een eerste inzicht in de spreiding en de hoogte van de kosten van een aansluiting.

Tabel 6-3 Indicatieve investeringskosten en LCOT per concentratiegebied

#	Concentratiegebied	Indicatieve investeringskosten (M€)	Indicatieve LCOT* (€/kg)
1	Roermond	18	0,06

³⁰ Ter indicatie: In HyWay 27 onderzoek (PwC (2021). [HyWay27](#)) worden operationele kosten voor het landelijke waterstofnetwerk van 1% van de investeringskosten vermeld. Dit zou een verhoging van 10% van de gedeeltelijke LCOT betekenen.

2	Dongen/Tilburg	13	0,08
3	Oosterhout	8	0,39
4	Maastricht	30	0,12
5	Venlo	14	0,30
6	Arnhem/Nijmegen	55	0,26
7	Oost-Groningen	33	0,22
8	Betuwe	70	0,23
9	Heerlen	31	0,39
10	Dordrecht	19	0,24
11	Wageningen	32	0,41
	Totaal	323	

LCOT is exclusief operationele kosten

De tabel geeft een aantal relevante inzichten over de kosten per concentratiegebied:

- De spreiding van indicatieve kosten per kg waterstofafname tussen de concentratiegebieden is groot. De indicatieve kosten in Roermond zijn bijna zeven keer lager dan de kosten in Wageningen.
- De indicatieve kosten per kg nemen sterk af naarmate het volume stijgt. Een substantiële afname per kilometer leiding is essentieel om de kosten laag te houden.
- De kosten voor de regionale infrastructuur lijken relatief beperkt ten opzichte van de totale waterstofkosten. Zelfs met een zeer sterke daling van de productiekosten van waterstof naar 2 €/kg zullen de investeringskosten voor regionale infrastructuur voor deze gebieden een relatief klein aandeel vormen in de totale kosten.

6.3.3. Capaciteit

Voor de uitrol van de waterstofinfrastructuur is de benodigde capaciteit belangrijker dan het potentiële waterstofgebruik in de concentratiegebieden. De benodigde capaciteit hangt af van de capaciteitsfactor van de gebruiker en de gelijktijdigheidsfactor van het waterstofgebruik van de bedrijven. Alle bedrijven in de concentratiegebieden zullen waterstof met name baseload in zetten. Hierdoor zal zowel de capaciteitsfactor als de gelijktijdigheidsfactor hoog zijn. Voor onderstaande capaciteiten is een capaciteitsfactor van 50% en een gelijktijdigheidsfactor van 80% aangehouden.

De capaciteiten variëren net zoals het waterstofgebruik sterk per concentratiegebied. Technisch zouden deze capaciteiten zowel door transmissieleidingen als door distributieleidingen kunnen worden voorzien. Per concentratiegebied zal hier een inschatting moeten worden gemaakt van het preferente drukniveau en buisdiameter waarmee voldaan kan worden aan de potentiële vraag. Gezien de onzekerheid over de vraag die zal gaan ontstaan en het risico op volloop zal de aan te leggen capaciteit groter moeten zijn dan de capaciteit in onderstaande tabel. Een inschatting van de mate waarin de C-vraag zich zal gaan ontwikkelen is daarvoor van belang (zie ook sectie 7.1).

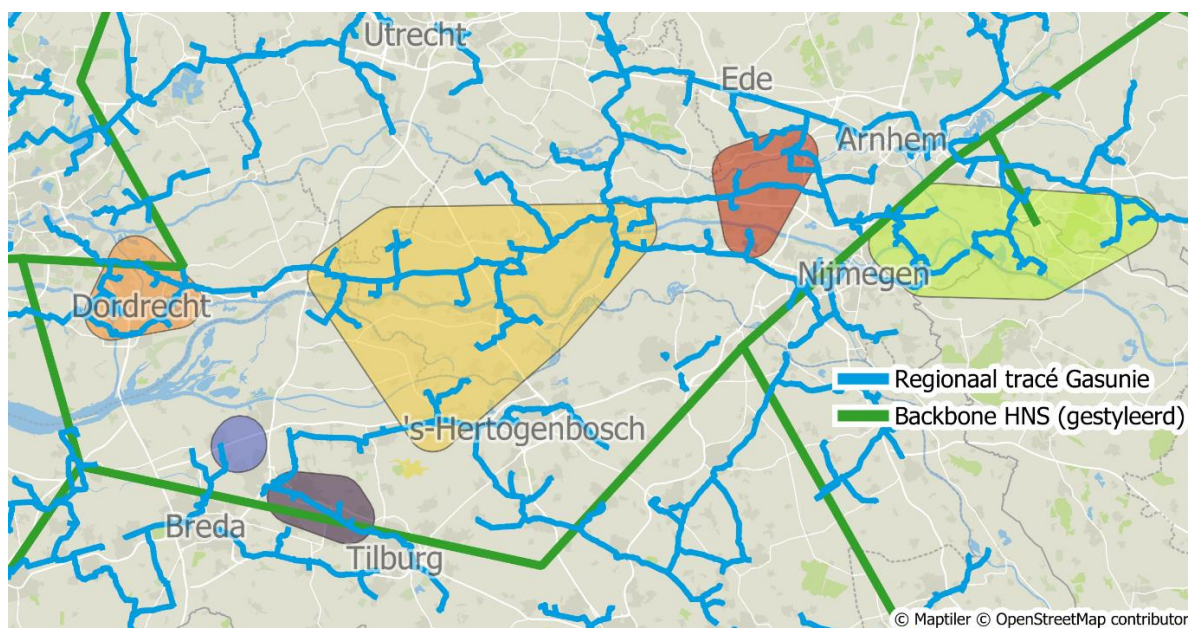
Tabel 6-4 Waterstofgebruik & capaciteit per concentratiegebied

#	Concentratiegebied	Waterstofgebruik (TWh)	Capaciteit (MW)
1	Roermond	0,95	174
2	Dongen/Tilburg	0,48	87
3	Oosterhout	0,06	12
4	Maastricht	0,79	144
5	Venlo	0,15	28
6	Arnhem/Nijmegen	0,64	117
7	Oost-Groningen	0,52	95
8	Betuwe	0,99	181
9	Heerlen	0,24	44
10	Dordrecht	0,18	33
11	Wageningen	0,13	24

6.3.4. Aardgastracés

De selectie van concentratiegebieden houdt geen rekening met het huidige tracé van het gasnet en de situering ten opzichte van het landelijke waterstofnet. Voor de aanleg van de nieuwe buisleidingen zullen deze tracés wel leidend zijn. Dit heeft impact op de aan te sluiten bedrijven per concentratiegebied en het samenvoegen of splitsen van concentratiegebieden. Kaart 6-2 illustreert hoe de ligging van de huidige tracés en het landelijke waterstofnet de aansluiting van concentratiegebieden kan beïnvloeden.

Kaart 6-2 Relatie tussen tracés/landelijk waterstofnet en concentratiegebieden



Groene lijnen: Gestyleerd tracé van het landelijke waterstofnetwerk. Blauwe lijnen: tracés van het huidige middendrukgasnet.

De kaart geeft een aantal relevante inzichten over de invloed van huidige gastracés en het landelijke waterstofnet op de concentratiegebieden:

Een gekoppelde aanpak kan in sommige gevallen de infrastructuurkosten verlagen: Voor gebied 'Betuwe' (geel) zal de koppeling met het landelijke waterstofnet in gebied 'Dordrecht' of in gebied 'Wageningen (rode gebied bij Ede) liggen als het tracé van het gasnet wordt gevolgd. Hierdoor lijkt een gekoppelde aanpak met één of beide van de andere concentratiegebieden logisch tijdens de uitrol van infrastructuur voor gebied Betuwe. Daarnaast liggen een aantal bedrijven in het zuidelijke deel van dit gebied hemelsbreed dicht bij elkaar, maar ligt hier een grote rivier tussen en is het op basis

van het huidige gasnettracé niet logisch om deze bedrijven aan elkaar te koppelen. Hierdoor zou het economisch interessanter kunnen zijn om deze drie bedrijven als eigen gebieden te gaan ontwikkelen.

Twee aftakkingen kan in sommige gevallen economisch interessant zijn: Dit lijkt bijvoorbeeld bij Arnhem/Nijmegen gezien de huidige tracés en de ligging van de bedrijven ten opzichte van de rivieren in deze regio de meest logische aanpak. Dit concentratiegebied zou in dat geval als twee losse deelgebieden kunnen worden ontwikkeld.

Voor de geografische kleinere concentratiegebieden is er geen invloed van de tracés op de aan te sluiten bedrijven.

7. Aanvullende inzichten regionale vraag & concentratiegebieden

In dit hoofdstuk presenteren we de resultaten van een aantal extra analyses met betrekking tot de concentratiegebieden. In sectie 7.1 lichten we de impact toe van categorie C-vraag op de gebieden. In sectie 7.2 bespreken we hoe elektriciteitscentrales zich (geografisch) verhouden tot de concentratiegebieden. In sectie 7.3 passen we de analyse van hoofdstuk 6 toe op alle mogelijke netgebruikers, zonder onderscheid te maken tussen bedrijven in Clusters 1-5 en Cluster 6. Tot slot gaan we kort in op de relatie met elektriciteitsnetcongestie in sectie 7.4.

Belangrijkste bevindingen

De aanvullende analyses leiden tot de volgende inzichten:

- **De mate waarin de potentiële waterstofvraag in categorie C zich ontwikkelt is sterk bepalend voor de totale vraag in de regio.** Grootschalige invulling van categorie C-vraag met waterstof kan betekenen dat de capaciteitsvraag van al geïdentificeerde gebieden sterk toeneemt, maar ook dat er andere gebieden kunnen gaan ontstaan met geclusterde vraag. Op basis van de huidige inzichten is het echter onwaarschijnlijk dat deze vraag zich op grote schaal zal ontwikkelen.
- **De elektriciteitscentrales bieden beperkte mogelijkheden voor koppelkansen voor potentiële andere regionale waterstofvragers.** In één geval is er een connectie mogelijk tussen een elektriciteitscentrale en een concentratiegebied. Hier kan de infrastructuur mogelijk gecombineerd worden. Voor elektriciteitscentrales wordt in het algemeen een directe verbinding met het landelijke waterstofnet overwogen. Als deze worden gerealiseerd biedt dit in een aantal gevallen koppelkansen voor bedrijven dicht bij de elektriciteitscentrale, of langs het beoogde tracé tussen het landelijke waterstofnetwerk en de centrale. In hoeverre deze koppelkansen kunnen worden benut, hangt af van de keuze voor het al dan niet herbestemmen van een bestaande aardgasleiding.
- **Ook binnen de vijf clusters kan behoefte aan een regionaal (distributie)netwerk ontstaan.** Niet alle bedrijven die geografisch binnen de grote industrieclusters liggen zullen rechtstreeks op het landelijke waterstofnet kunnen worden aangesloten. Naast de grootste bedrijven in de clusters met rechtstreekse aansluiting op het landelijke net hebben ook deze bedrijven een grote potentiële waterstofvraag. De potentiële waterstofvraag voor warmteproductie binnen de vijf grote clusters is een factor 8 groter dan in Cluster 6.
- **De uitrol van regionale waterstofinfrastructuur biedt in het algemeen geen oplossing voor de bestaande congestieproblematiek op het elektriciteitsnet.** Op langere termijn kan de ontwikkeling van regionale waterstofnetwerken wel bijdragen aan het verminderen van congestie.

7.1. Impact categorie C-vraag op concentratiegebieden

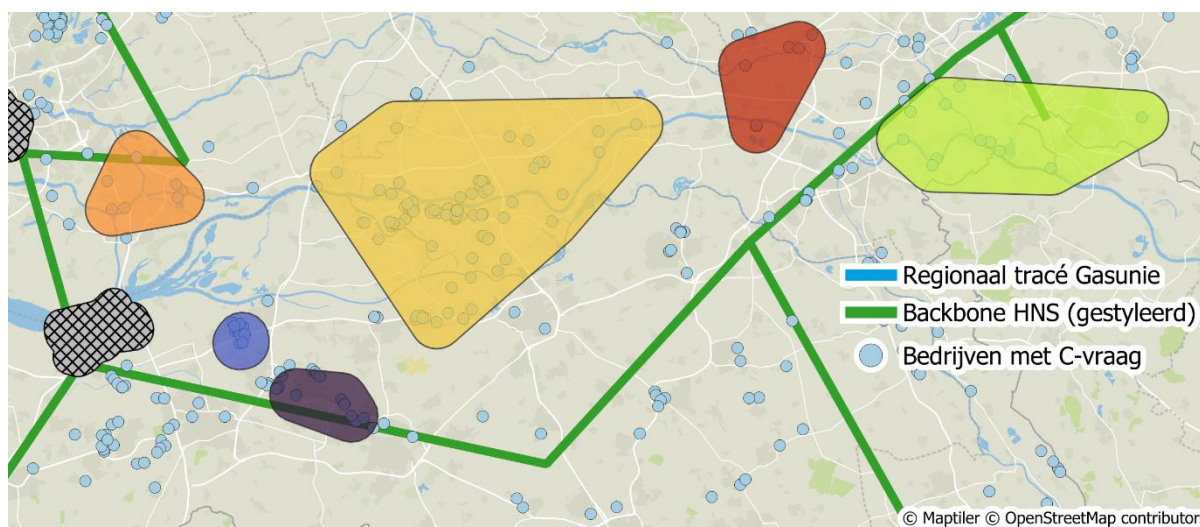
De concentratiegebieden zijn gebaseerd op de vraag in betalingsbereidheidscategorie A en B.³¹ Deze afbakening is gemaakt omdat deze vraag waarschijnlijker wordt geacht om op termijn op grote schaal te worden ingevuld. Het aantal alternatieven is klein en de betalingsbereidheid relatief hoog.

Hoewel categorie C dus niet leidend dient te zijn voor overkoepelende infrastructurele keuzes is het wel relevant om categorie C-vraag te wegen in specifieke gevallen. Categorie C-vraag zal waarschijnlijk in beperktere mate ontstaan maar onder specifieke omstandigheden kunnen delen van deze vraag met waterstof worden ingevuld. Dit zal afhangen van de ontwikkeling van de waterstofkosten ten opzichte van de kosten voor alternatieve opties, maar ook van specifieke kenmerken van individuele bedrijven en locatiegebonden aspecten, zoals netcongestie.

³¹ Categorie A betreft een zeer hoge betalingsbereidheid, Categorie B een hoge betalingsbereidheid en categorie C een middelhoge betalingsbereidheid. Verdere toelichting staat in hoofdstuk 5.3.

Kaart 7-1 geeft de impact van betalingsbereidheidscategorie C grafisch weer voor een aantal concentratiegebieden. Hierbij is geanalyseerd hoeveel potentiële additionele categorie C-vraag er per gebied is. Tabel 7-1 geeft de details per concentratiegebied weer.

Kaart 7-1 Concentratiegebieden, voorbeeld extra vraag cat. C



Tabel 7-1 Impact van categorie C op aantal bedrijven en waterstofvraag

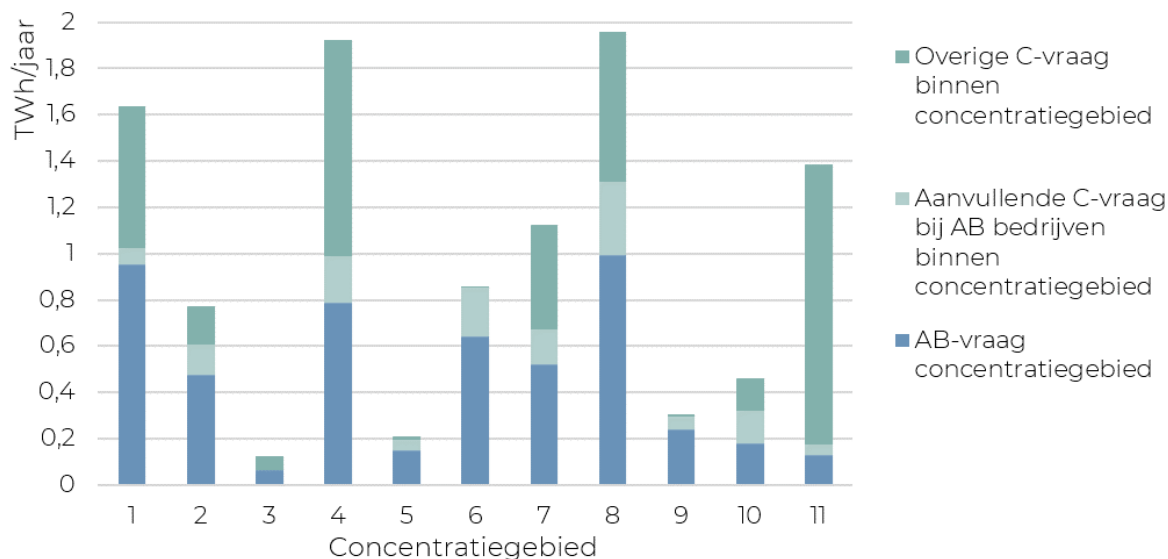
#	Concentratiegebied	Aantal bedrijven A+B	Aantal bedrijven incl. C
1	Roermond	8	23
2	Dongen/Tilburg	3	14
3	Oosterhout	3	12
4	Maastricht	13	19
5	Venlo	4	8
6	Arnhem/Nijmegen	9	13
7	Oost-Groningen	6	17
8	Betuwe	10	106
9	Heerlen	6	10
10	Dordrecht	3	10
11	Wageningen	4	7

De toename van het aantal potentiële gebruikers en de potentiële volumes verschilt sterk per gebied. Met name in concentratiegebied de Betuwe stijgt het aantal het aantal bedrijven met waterstofvraag, als de potentiële vraag in betalingscategorie C daadwerkelijk in zijn geheel ontstaat (met meer dan 100 potentiële waterstofvragers). Dit is met name het gevolg van het grote aantal tuinders in dit gebied. De impact van de bedrijven met alleen een C-vraag is in sommige gebieden groot. Met name in gebied 1, 4, 8 en 11 neemt de potentiële waterstofvraag hierdoor sterk toe. In gebied 11 leidt de potentiële waterstofvraag van bedrijven met een C-vraag tot een totale vraag die 10 keer zo hoog wordt als de AB-vraag in het gebied. Dit wordt met name veroorzaakt door één grote potentiële waterstofafnemer. De benodigde capaciteit van de waterstofinfrastructuur kan nog sterker toenemen dan de waterstofvraag omdat veel C-vraag piekvraag vanuit de tuinbouw of de voedingsmiddelensector betreft.

Het meenemen van de C-vraag leidt niet alleen tot een toename van het aantal gebruikers. De lagere virtuele waterstofprijs van categorie C zorgt ook in een stijging van de afnamevolumes bij gebruikers met categorie A en B-vraag gezien het aannemelijk is dat bedrijven die al een AB-vraag hebben ook voor hun C-vraag capaciteit zullen aanvragen als zij nog geen duidelijkheid hebben over hoe zij deze energievraag in willen of kunnen vullen. De toename per gebied van de potentiële waterstofvraag is

weergegeven in Figuur 7-1. De toename van de waterstofvraag bij de bedrijven met al een AB-vraag is in de meeste gevallen tussen de 10 en 40%. Vanuit infrastructuuroogpunt is het van belang om rekening te houden met deze potentiële vraag. De impact van overige bedrijven die geen AB-vraag hebben maar wel een C-vraag is potentieel veel groter. In een aantal concentratiegebieden leidt tot ongeveer een verdubbeling van de vraag. In concentratiegebied 11 zou de vraag een factor 8 keer zo groot worden.

Figuur 7-1 A&B-vraag en C-vraag per concentratiegebied



Het meenemen van de C-vraag leidt ook buiten de concentratiegebieden tot een toename van de vraag. Hierdoor ontstaat er in sommige gebieden ook clusters van potentiële waterstofafnemers. Dit gaat om een aantal tuindergebieden (Westland en Oostland) waar er potentieel veel afnemers kunnen zijn. Daarnaast ook nog wat industriële gebieden waar voedingsmiddelenindustrie of papierindustrie geclusterd zit (zoals de Zaanstreek, Eerbeek-Loenen en Veghel). De potentiële waterstofvraag in deze gebieden zal sterk afhangen van hoe snel er zekerheid is over de beschikbaarheid van waterstof, de impact van netcongestie en de specifieke plannen van de grotere energievragers in dit gebied.

7.2. Elektriciteitscentrales

Gasgestookte elektriciteitscentrales omgebouwd naar waterstof zullen een rol spelen in het voorzien van flexibel vermogen in een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem, zoals beschreven in sectie 4.2. De mate waarin dit gebeurt zal sterk afhangen van marktontwikkelingen in het elektriciteitssysteem, de kosten van alternatieve flexibiliteitsmiddelen en de beleidskeuzes die worden gemaakt rondom de invulling van het stimuleren van waterstoftoepassing in gascentrales (en andere flexibiliteitsopties).

Of (en hoeveel) gascentrales op termijn geschikt zullen zijn voor 100% waterstof zal sterk afhangen van markt- en beleidsontwikkelingen. Op dit ogenblik zijn 9 gasgestookte elektriciteitscentrales gevestigd buiten de vijf clusters. De exploitanten van deze centrales overwegen om op termijn hun centrale geschikt te maken voor het toepassen van 100% waterstof. Op dit moment zijn een aantal centrales al geschikt voor 30 tot 50% waterstof bijstook.

Als gascentrales buiten de vijf clusters worden omgebouwd naar waterstof dient hiervoor netwerkinfrastructuur te worden gerealiseerd. Dit kan kansen bieden voor het aansluiten van andere waterstofgebruikers. Voor het transport van waterstof naar de betrokken centrales kan veelal bestaande aardgasinfrastructuur worden aangepast voor waterstofgebruik of nieuwe waterstofinfrastructuur aangelegd. Bij de aanleg van nieuwe waterstofinfrastructuur biedt dit kansen om bedrijven nabij de centrale of bedrijven nabij het tracé ook aan te sluiten. Bij het gebruiken van

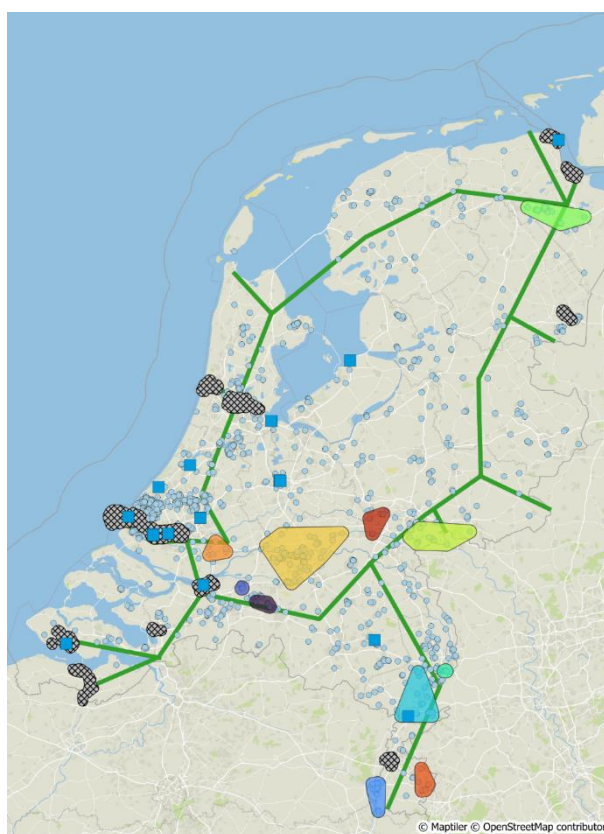
bestaande gasinfrastructuur zullen de mogelijkheden hiertoe beperkt zijn omdat de capaciteit hiervoor vaak niet toereikend zal zijn.

Enkele exploitanten van elektriciteitscentrales geven aan³² een voorkeur te hebben voor nieuwe infrastructuur naast de aardgasinfrastructuur, mede door de koppelkansen die dit biedt voor potentiële overige afnemers. Daarnaast is de afhankelijkheid van waterstof bij een duale infrastructuur voor de centrales minder groot. Tot slot wordt aangegeven dat ombouw van bestaande waterstofinfrastructuur zou kunnen leiden tot capaciteitsvermindering en sterke schommelingen in afname moeilijker zouden kunnen opgevangen worden.

Als elektriciteitscentrales buiten de industriële clusters worden aangesloten op het landelijke waterstofnetwerk met nieuwe infrastructuur zijn er dus mogelijk koppelkansen voor andere bedrijven met regionale waterstofvraag die dicht bij de centrales liggen of langs het tracé naar de centrale. Echter, de concentratiegebieden liggen vaak ver van de elektriciteitscentrales. Kaart 7-2 laat de meekoppelkansen bij energiecentrales zien als we alle potentiële vraag buiten de vijf industrieclusters meenemen voor categorieën 1-5. Alleen voor de centrale in Maasbracht kan mogelijk een interessante koppeling worden gemaakt met het concentratiegebied in Roermond. Netwerkinfrastructuur voor de overige elektriciteitscentrales kan mogelijk wel tot kansen leiden voor andere potentiële waterstofvragers. Met name in Helmond lijkt dit interessant, omdat de potentiële waterstofvraag van enkele bedrijven net te laag is om als concentratiegebied te worden aangeduid. Een koppeling van de energiecentrale in Helmond met het landelijke waterstofnet zou deze bedrijven mogelijkheden bieden tot eventuele aansluiting. In het Westen is met name een mogelijke koppeling met de energiecentrale in Den Haag interessant voor een koppeling van potentiële waterstofvraag vanuit tuinders uit zowel het Westland als het Oostland.

Daarnaast zijn er beperkte mogelijkheden voor koppeling van bedrijven langs het potentiële tracé tussen het landelijke waterstofnetwerk en de elektriciteitscentrales. Enkele elektriciteitscentrales liggen relatief dicht bij het landelijke waterstofnetwerk en er bevinden zich geen bedrijven nabij dit korte tracé. Bij koppeling van de elektriciteitscentrales in Utrecht en Lelystad zijn er wel bedrijven die dicht bij een mogelijk tracé vanaf het waterstofnetwerk liggen. Met name de aansluiting van de Maxima-centrale in Lelystad vanuit Ommen zou kansen kunnen bieden voor bedrijven met categorie A en B waterstofvraag boven Zwolle, maar op termijn ook voor enkele bedrijven in Flevoland met een categorie C waterstofvraag.

Kaart 7-2 Meekoppelkansen energiecentrales bij vraag cat. A+B+C, buiten 5 industrieclusters



© Maptiler © OpenStreetMap contributors
Elektriciteitscentrales zijn op de kaart weergegeven als blauwe vierkantjes.

³² In het kader van dit onderzoek is contact geweest tussen het onderzoeksteam en verschillende elektriciteitscentrales.

7.3. Concentratiegebieden in de vijf grote industriële clusters

Ook binnen de vijf grote industriële clusters kan een potentiële waterstofvraag ontstaan waarvoor er behoefte is aan een distributienet. Deze potentiële vraag brengen we ook in kaart.

Als de analyse voor de identificatie van de concentratiegebieden wordt uitgevoerd zonder onderscheid te maken tussen clusters 1-5 en cluster 6 dan bevinden de meest kansrijke concentratiegebieden zich in de grote industriële clusters. Kaart 7-3 geeft de concentratiegebieden binnen de clusters weer. Het gaat om de concentratiegebieden Rotterdam, Moerdijk, Terneuzen-Vlissingen, Bergen op Zoom, Noordzeekanaalgebied, Delfzijl en Emmen. Alleen Chemelot volgt uit de analyse niet als concentratiegebied omdat dit cluster als één aansluiting in onze database zit en daarmee als een op zichzelf staande aansluiting geldt. Tabel 7-2 geeft de potentiële waterstofvraag voor thermische toepassingen in de vijf grote industrieclusters weer. Daarnaast is ook de huidige waterstofvraag in de clusters vermeld. De potentiële waterstofvraag in deze gebieden is veel groter dan de regionale waterstofvraag. De huidige vraag en de potentiële H₂ voor thermische toepassingen is bijna 10 keer zo groot als de geïdentificeerde vraag vanuit de regionale concentratiegebieden.

Tabel 7-2 Potentiële waterstofvraag thermische toepassingen in de vijf clusters

Concentratiegebied	Aantal bedrijven met AB-vraag	Volume AB-vraag [TWh/j]	Huidige H ₂ vraag [TWh]
Terneuzen-Vlissingen	9	6,1	10,9
Bergen op Zoom	3	0,6	-
Emmen	3	0,6	-
Rotterdam	22	8,1	13,5
Delfzijl	10	1,2	2,3
Moerdijk	5	2,0	0,7
Noordzeekanaalgebied	6	2,5	1,0
Totaal	58	21,1	28,4

Ook deze concentratiegebieden verschillen onderling sterk van elkaar. Het concentratiegebied Rotterdam bestaat uit 26 bedrijven terwijl Bergen op Zoom slechts uit drie mogelijke waterstofafnemers bestaat met een waarschijnlijke waterstofvraag in categorie A en B. Hoewel over het algemeen de waterstofvraag van deze concentratiegebieden veel groter is dan van de concentratiegebieden buiten de clusters, zijn er ook veel bedrijven met een relatief kleine potentiële waterstofvraag. De waterstofvraag in Rotterdam wordt gedomineerd door enkele zeer grote waterstofvragers maar voor invulling van de warmtevraag zijn er ook enkele bedrijven die slechts een potentiële waterstofvraag in categorie A en B hebben van rond de 40 GWh per jaar. In het concentratiegebied Noordzeekanaalgebied wordt de potentiële vraag volledig gedomineerd door 1 bedrijf maar zijn er rond Amsterdam vooral ook veel kleinere potentiële waterstofvragers. Gezien de kleine capaciteitsvraag van deze waterstofvragers is een individuele aansluiting op het landelijke waterstofnetwerk waarschijnlijk duurder dan een

Kaart 7-3 Concentratiegebieden binnen de vijf grote industrieclusters



aansluiting via een distributienet. Ook binnen de clusters zal er dus behoefte zijn aan distributienetten waarbij de marktordeningsprincipes die worden opgesteld voor de regionale infrastructuur ook van toepassing zullen zijn.

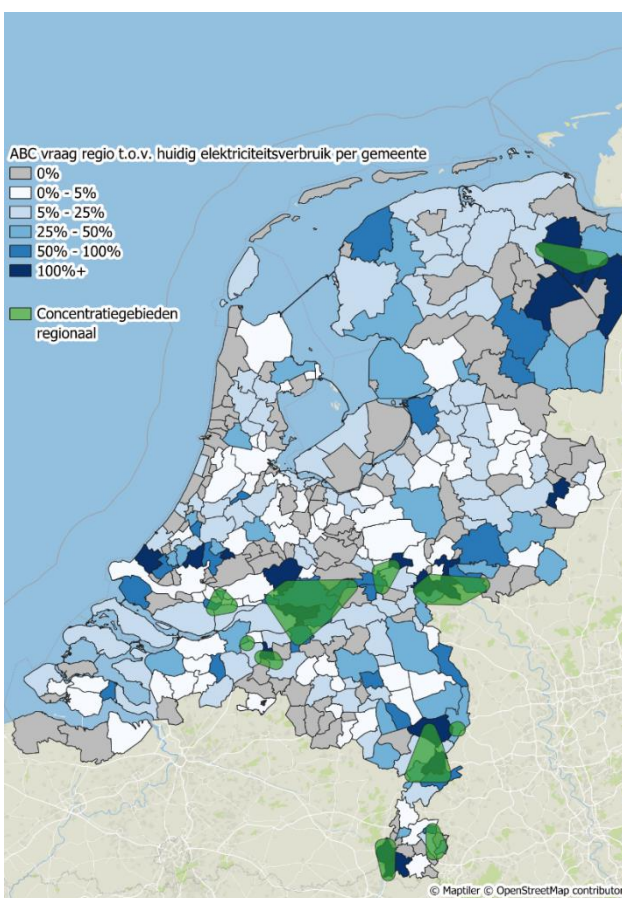
7.4. Congestie op het elektriciteitsnet

Netcongestie kan in specifieke gevallen een drijver zijn voor de ontwikkeling van waterstofvraag, zoals besproken in sectie 4.2. Elektrificatie van industriële processen kan door de congestieproblematiek worden belemmerd. De inzet van waterstof is in dat geval een alternatieve verduurzamingsroute. Het is echter moeilijk te bepalen in welke mate waterstof een alternatief biedt bij netcongestie.

Netversterkingen en -uitbreidingen dienen de huidige knelpunten op het elektriciteitsnet de komende jaren weg te werken. Vanwege de tijd die het kost voordat regionale waterstofinfrastructuur mogelijk beschikbaar wordt, lijkt waterstof slechts een beperkte rol te kunnen spelen in het oplossen van de huidige congestieproblemen. Verzwaring van de elektriciteitsnetten zal de belangrijkste pijler zijn voor het efficiënt aanpakken van de congestieproblematiek. De rol voor waterstof als alternatief lijkt eerder klein. Het is zeer de vraag of op korte termijn regionale waterstofinfrastructuur gerealiseerd kan worden. Zelfs als dit kan is het onzeker of voldoende waterstof beschikbaar zal zijn tegen een competitieve prijs om de potentiële regionale vraag te bedienen. Ook zullen bepaalde bedrijven liever langer wachten met elektrificatie dan enkele jaren eerder over te stappen op waterstof als deze optie op de lange termijn tot hogere kosten dreigt te leiden, of veel onzekerheid biedt. Voor de huidige knelpunten op het elektriciteitsnet zal waterstof dus in veel gevallen geen efficiënte oplossing kunnen bieden.

Ook in 2035 kan netcongestie nog steeds voorkomen. Op middellange termijn is naar verwachting meer waterstof en meer regionale netwerkinfrastructuur beschikbaar, en kan waterstof wel een rol spelen bij het voorkomen of aanpakken van congestie op regionale elektriciteitsnetten. De verdere elektrificatie van het regionale aardgasgebruik zal tot meer druk op het elektriciteitsnet leiden, ook na 2035, waardoor elektrificatie ook in de periode tot 2040 nog steeds netcongestie kan veroorzaken. Dit kan de betalingsbereidheid voor waterstof van bedrijven in een congestiegebied verhogen. Ook kunnen vanuit maatschappelijke oogpunt de kosten en baten van de twee opties worden geëvalueerd worden, namelijk verdere verzwaring van het elektriciteitsnet tegenover gebruik van waterstof voor inzet van thermische toepassingen. Ook dit kan, mits waterstof beschikbaar is, de regionale vraag naar waterstof beïnvloeden.

Kaart 7-4 % toename elektriciteitsgebruik als aardgasvraag gecategoriseerd als potentiële waterstofvraag wordt geëlektrificeerd



De figuur geeft dus een illustratie van de impact van de eventuele elektrificatie van de potentiële waterstofvraag van grootverbruikers ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag in een gemeente

Om een indicatie te geven van de mogelijke impact van elektrificatie van de potentiële waterstofvraag van de aardgas grootverbruikers hebben we geanalyseerd hoe deze potentiële vraag zich verhoudt ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag per gemeente. Waar en in welke mate waterstof een kosteneffectief alternatief kan bieden voor netverzwaring en een rol kan spelen voor de uitrol van regionale waterstofnetwerk-infrastructuur is nu lastig te bepalen. Dit vraagt bovendien om een uitgebreide analyse van de elektriciteitsinfrastructuur en de elektrificatieplannen van de industrie. Onze indicatie, waarbij we enkel de vraag uit betalingsbereidheid A, B en C meenemen, geeft een eerste beeld. Het voor de hand liggende alternatief voor de ABC-vraag is veelal elektrificatie met een COP van 1. In veel gevallen zal een warmtepomp niet mogelijk zijn. Daarom is aangenomen dat 1 MWh potentiële waterstofvraag bij elektrificatie leidt tot 1 MWh elektriciteitsvraag. Kaart 7-4 laat de ABC-vraag per gemeente zien als verhouding van het huidige elektriciteitsgebruik (zakelijk en particulier) in de gemeente.

Als in bepaalde gebieden géén waterstofinfrastructuur wordt uitgerold en de bestaande industrie daar behouden blijft en bepaalde toepassingen elektrificeert, zal de congestie toenemen en zal een forse (aanvullende) netverzwaringsopgave ontstaan. Dit geldt met name voor gebieden zoals Arnhem/Nijmegen, Roermond, Groningen, Maastricht, Dordrecht/Betuwe. In sommige gemeentes zou de elektriciteitsvraag met meer dan 100% stijgen ten opzichte van de huidige vraag, de elektriciteitsvraag zou dus meer dan verdubbelen. Een dergelijke impact is logischerwijs vooral te zien in gemeentes die ook onderdeel zijn van een geïdentificeerd concentratiegebied. Dit zijn immers regio's waar bedrijven veel AB(C) waterstofvraag hebben. Ook in gemeentes met veel tuinders zou de potentiële elektrificatie van de piekvraag een grote impact hebben op de elektrificatie.

Deze analyse geeft slechts een grove indicatie van de impact. De daadwerkelijke impact zal sterk afhangen van de nettypologie in een specifiek gebied en op welk spanningsniveau de aanvullende capaciteit wordt gevraagd. Bovendien betreft dit alleen de elektrificatie van de aardgasvraag die potentieel ook door waterstofvraag ingevuld zou kunnen worden. De totale impact van de elektrificatie van alle industrie, gebouwde omgeving en mobiliteit is vele malen groter.

8. Europese & nationale regelgeving

De wet- en regelgeving voor de waterstofsector en -markt worden op dit moment vormgegeven op zowel Europees als nationaal niveau. In dit hoofdstuk lichten we de belangrijkste aspecten toe van deze wet- en regelgeving, en vermelden we relevante reacties van Nederland op het Europese ontwerp van regelgeving.

Belangrijkste bevindingen

Het Decarbonisatiepakket bepaalt het wet- en regelgevend kader voor regionale waterstofinfrastructuur. Het pakket bestaat uit de gasrichtlijn en -verordening en is in december 2023 goedgekeurd door de EU-instanties. Het pakket zal medio 2024 in werking treden. De omzetting van de relevante richtlijnartikelen dient tegen medio 2026 plaats te vinden (twee jaar na de inwerkingtreding van de richtlijn).

Voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur zijn de belangrijkste aspecten uit het pakket:

- Het onderscheid tussen transmissie- en distributiewaterstofnetwerken.
- Beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur maken deel uit van de EU-DSO, die extra taken krijgt.
- Er is geen wettelijk monopolie vereist.
- Vanaf 2033 dienen netbeheerders derdentoegang te verlenen en gereguleerde netwerkstarieven toe te passen.
- Een periodiek netwerkontwikkelingsplan is verplicht (4-jaarlijks).
- Samenwerking is vereist tussen distributienetbeheerders onderling en met transmissienetbeheerder(s)
- Het accepteren van een verzoek tot aansluiting is in principe verplicht als de netgebruiker bereid is om de kosten (voor uitbreiding) te betalen. Een eventuele weigering dient te worden gemotiveerd.

Er zijn al initiatieven genomen voor een regelgevend kader voor waterstofnetwerken in Nederland, met name gericht op transport. Er dienen verdere stappen te worden genomen om het Decarbonisatiepakket om te zetten in Nederlandse regelgeving. Het mandaat voor de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet is al verstrekt aan HNS, met rechten en plichten. De Rijksoverheid heeft aangekondigd een centrale rol te willen spelen in de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur, met een adviserende en regelgevende rol voor ACM.

8.1. Relevante Europese regelgeving

De organisatie van de waterstofsector en -markt in Nederland wordt in belangrijke mate beïnvloed door Europese wet- en regelgeving. Het recent goedgekeurde EU-Decarbonisatiepakket, bestaande uit de gasrichtlijn³³ en -verordening³⁴, voert onder andere een certificeringssysteem in voor hernieuwbare en koolstofarme gassen, waaronder waterstof. Deze bepalingen zijn een aanvulling op de certificeringsverplichting van RFNBO's, waar hernieuwbare waterstof onder valt, waarin de RED en de gedelegeerde handeling voorzien. Beide zijn voor Nederland relevant voor de waterstofproductie, -import en -toepassingen in mobiliteit en industrie. Daarnaast bepaalt EU-regelgeving de vereisten waaraan waterstofprojecten moeten voldoen om in aanmerking te komen voor nationale en Europese subsidies. Ook bevat het Decarbonisatiepakket bepalingen over de marktordening, door onder andere vast te leggen welke partij een netwerk mag aanleggen en beheren, hoe derdentoegang moet worden verleend en op welke manier de waterstofsector zal worden gereguleerd.

³³ E.C. (2024). [Proposal for a directive on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas, and hydrogen, amending Directive \(EU\) 2023/1791 and repealing Directive 2009/73/EC](#)

³⁴ E.C. (2024). [Proposal for a regulation on the internal markets for renewable gas, natural gas, and hydrogen, amending Regulations \(EU\) No 1227/2011, \(EU\) 2017/1938, \(EU\) 2019/942 and \(EU\) 2022/869 and Decision \(EU\) 2017/684 and repealing Regulation \(EC\) No 715/2009](#)

8.1.1. EU-marktonwerp waterstof

Het Decarbonisatiepakket creëert dus een regelgevingskader voor specifieke waterstofinfrastructuur en -markten en verplicht lidstaten onder meer om geïntegreerde netwerkplannen op te maken voor de verschillende energiedragers. Tabel 8-1 vat de meest relevante regelgevende aspecten in het Decarbonisatiepakket samen. Het pakket is in december 2023 goedgekeurd door de EU-instanties, het zal rond medio 2024 in werking treden, en de omzetting van de relevante richtlijnartikelen zou medio 2026 moeten plaatsvinden (twee jaar na de inwerkingtreding van de richtlijn). Dit pakket vormt de basis voor de regulering en ordening in de lidstaten en streeft de volgende doelen na:^{35,36}

- Het creëren van een competitieve waterstofmarkt;
- Het faciliteren van integratie van hernieuwbare/koolstofarme gassen in het energiesysteem;
- Het beschermen van consumenten en hun betrokkenheid bij de uitrol van hernieuwbare en koolstofarme gassen stimuleren;
- Het bevorderen van de leveringszekerheid; en
- Het verminderen van de afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele brandstoffen.

Tabel 8-1 Relevante elementen in het Decarbonisatiepakket

Element	Aanpak
Waterstof netbeheerders	<ul style="list-style-type: none"> • Ontvlechtigingsvereisten voor netbeheerders • Oprichting van een nieuwe entiteit voor samenwerking tussen beheerders van transmissienetwerken voor waterstof (European Network of Network Operators of Hydrogen – ENNOH) • H₂-RNB's maken deel uit van de EU DSO Entity, die extra taken krijgt • Geen wettelijk monopolie vereist. • Differentiatie transmissie- en distributienetwerken, waardoor een redelijk en efficiënt ontvlechtigingsregime (horizontaal/verticaal) kan worden toegepast bij nieuwe infra (artikel 2 – gasrichtlijn). • Strikte regels voor verticale/horizontale juridische en boekhoudkundige ontvlechting van distributienetbeheerders, artikel 46 – gasrichtlijn (met uitzondering voor standalonenetwerken, artikel 48 - gasrichtlijn).
Planning van waterstofnetwerk	<ul style="list-style-type: none"> • De distributie-netbeheerders dienen bij de regulerende instantie een periodiek netwerkontwikkelingsplan (4-jaarlijks) in, zodat het waterstofsysteem wordt ontwikkeld o.b.v. realistische schattingen van toekomstig gebruik (artikel 56 - gasrichtlijn). • Periodiek 10-jarig netwerkontwikkelingsplan vereist (2-jaarlijks) op te stellen door transmissienetbeheerders, gericht aan de regulerende instantie (artikel 55(1) – gasrichtlijn). • Aangeduide waterstofnetbeheerders zijn verantwoordelijk voor exploitatie, onderhoud en ontwikkeling van het netwerk. • Nauwe samenwerking tussen waterstofnetbeheerders en andere systeembeheerders waarmee waterstofnetwerken verbonden zijn, voor integratie energiesysteem. • Waterstoftransmissienetbeheerders moeten supranationaal samenwerken (ook via ENNOH) • EU-lidstaten mogen voorschriften over transmissie ontwikkelingsplannen voor aardgas en waterstof ook toepassen op waterstof distributieontwikkelingsplannen en regulerende instanties zijn bevoegd om wijzigingen te vragen van de transmissie- en distributieontwikkelingsplannen voor waterstof (artikel 56(2) – gasrichtlijn). • Samenwerking vereist tussen distributienetbeheerders onderling en met de transmissienetbeheerder(s) om onderhoud, ontwikkeling, en exploitatie van het waterstofsysteem te coördineren. • ENNOH is verantwoordelijk voor ontwikkeling van netwerkcodes en voorbereiding en publicatie van niet-bindend 10-jarig netwerkontwikkelingsplan (TYNDP). • In samenwerking met relevante marktspelers en verenigingen zal ENNOH bestaande werkervaring met het ontwerpen, ontwikkelen en exploiteren van infrastructuur onderzoeken, hierop voortbouwen en deze integreren.
Netwerktarieven	<ul style="list-style-type: none"> • Vanaf begin 2033 moeten gereguleerde netwerktarieven toegepast worden, die

³⁵ Marktordering is het geheel van regels en wetten dat beschrijft welke bedrijven op de markt actief mogen zijn (mogen toetreden) en onder welke voorwaarden (regels, regulering), en ook welke keuzemogelijkheden de consumenten hebben.

³⁶ European Commission (2023). [Deal to decarbonise EU gas markets and promote hydrogen](#)

Element	Aanpak
	<p>goedgekeurd zijn door de nationale regelgevende instanties.</p> <ul style="list-style-type: none"> Bij het bepalen van gereguleerde binnenlandse waterstofnetwerk tarieven hebben lidstaten de mogelijkheid om toekomstige gebruikers een deel van de initiële kosten te laten betalen door middel van een uitgestelde kostenverrekening. Vanaf begin 2033 moeten de methode en kenmerken van gereguleerde netwerk tarieven door de nationale regelgevende instantie worden goedgekeurd. <p>Als de kostenrecuperatie van een bepaald netwerk via de tarieven die door de netgebruiker betaald worden niet voldoende is, kan de nationale regelgevende instantie financiële transacties tussen afzonderlijke gereguleerde diensten van aardgas- en waterstofnetwerken toestaan.</p> <ul style="list-style-type: none"> Vanaf 1 januari 2033 worden waterstofnetten georganiseerd als entry-exit systemen met gereguleerde derdentoegang (Artikel 7(6) van de gasverordening).
Regels voor aansluiting op netwerk	<ul style="list-style-type: none"> Het accepteren van een verzoek tot aansluiting is in principe verplicht als de netgebruiker bereid is om de kosten (voor uitbreiding) te betalen. Netbeheerders moeten een weigering voor een aansluiting motiveren. De EC mag netwerkkodes uitwerken voor aansluitingsvoorschriften op netwerken.
Regels voor derdentoegang tot netwerk	<ul style="list-style-type: none"> Netwerkbedrijven moeten voorzien in gereguleerde derdentoegang tot hun netwerk. Onderhandelde derdentoegang kan worden toegepast gedurende de overgangperiode (tot einde 2032) waarbij de tarieven via onderhandeling tussen de netbeheerder en -gebruiker worden bepaald (Artikel 78 - gasrichtlijn).

8.1.2. Verordening Trans-Europees energienetwerk (TEN-E)

Waterstoftransmissiebuisleidingen en -terminals, en -elektrolyzers vallen voortaan in het toepassingsgebied van de TEN-E verordening. De TEN-E verordening bepaalt de Europese regels voor het in kaart brengen en tijdig ontwikkelen van Projecten van Gemeenschappelijk Belang (*Projects of Common Interest*) voor grensoverschrijdende energie-infrastructuur tussen EU-lidstaten. De initiële TEN-E Verordening dateert van 2013 en de EU-instanties hebben deze in 2022 substantieel aangepast, om rekening te houden met de nieuwe politieke context, met name met betrekking tot de EU-doelstelling voor klimaatneutraliteit in 2050.³⁷ De herziene verordening bevat een aangepaste lijst van infrastructuurcategorieën die in aanmerking komen voor EU-steun.

De TEN-E verordening verplicht ENTSG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) en ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) om elke twee jaar een TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) te publiceren. TYNDP bevat een overzicht van de Europese gas- en elektriciteitsinfrastructuur en de toekomstige ontwikkelingen daarvan, en brengt hierbij het geïntegreerde gas- en elektriciteitstransmissienetwerk in kaart volgens een reeks ontwikkelingsscenario's. Het recent goedgekeurde EU-marktontwerp waterstof bevat wijzigingen van de TEN-E-verordening, bijvoorbeeld de deelname van ENNOH aan de ontwikkeling van de sector overschrijdende energiescenario's, die ook relevant kunnen zijn voor de planning van toekomstige regionale waterstofnetwerken. Dit is het belangrijkste aspect van de TEN-E regeling dat rechtstreeks relevant is voor regionale waterstofnetwerken.

8.2. Relevante Nederlandse regelgeving

Er zijn al initiatieven genomen voor een regelgevend kader voor waterstofnetwerken in Nederland, met name voor het transport. Er moeten verdere stappen worden genomen om het Decarbonisatiepakket uit te voeren. Artikel 10d (2) van de gaswet stelt netwerkbedrijven in staat waterstofpijpleidingen te installeren en te exploiteren. De overheid heeft ook richtlijnen voor waterstofveiligheid opgesteld.³⁸ De opdracht voor de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet is,

³⁷E.C. (2022). [Regulation \(EU\) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022 on guidelines for trans-European energy infrastructure](#)

³⁸ Vanwege het ontbreken van wettelijke bepalingen voor de distributie van waterstof binnen de gaswet heeft de Rijksoverheid [richtsnoeren voor waterstofveiligheid opgesteld](#). Deze richtlijnen geven zo duiding in situaties waarvoor nu nog geen wet- en

voortlopend op de implementatie van het Decarbonatiepakket, via een DAEB-besluit³⁹ verstrekt aan HNS.

In het verlengde van de nieuwe Europese regelgeving, zijn er momenteel verschillende ontwikkelingen in Nederland die het nationale regelgevingskader voor waterstof beïnvloeden. In aanvulling op de wet- en regelgevingen zijn er reacties vanuit EZK en ACM op verschillende voorstellen gepubliceerd. De inzichten van ACM worden hier niet in detail gepresenteerd. Daarnaast publiceerde ACM een leidraad, waarin ze haar interpretatie van het huidige wettelijke kader geeft.⁴⁰

De ontwikkeling en regulering van de waterstofinfrastructuur was eerder uitgewerkt door EZK via twee Kamerbrieven:

- In juni 2021 kondigde het kabinet aan te beginnen met een uitrolplan voor een onderbouwde en gefaseerde uitrol van een landelijk waterstoftransportnet.⁴¹ In deze kamerbrief wordt vermeld dat het aanwijzen van een onafhankelijke netbeheerder gegrond kan zijn vanwege het risico op misbruik van marktmacht en de noodzaak om te kunnen sturen op borging van de publieke belangen. Gasunie wordt hierbij genoemd als een competent bedrijf om de ontwikkeling van het landelijke transmissienet voor waterstof op zich te nemen. De precieze invulling van de rol van Gasunie blijft hierbij nog onduidelijk en zal aan de hand van de marktordening en het uitrolplan later duidelijk worden.
- In december 2021 is de marktordening en marktontwikkeling van waterstof verder uitgewerkt en is de rol van Gasunie (HNS, dochterbedrijf van Gasunie) bevestigd om een landelijk waterstoftransportnetwerk te ontwikkelen en te exploiteren met een tweede kamerbrief.⁴² Ook legt het kabinet de nadruk op een meer samenhangende afweging en sturing op de verschillende onderdelen binnen het energiesysteem. In deze brief wordt ook vermeld dat het regelgevende kader voor waterstofnetwerken nog ontwikkeld moet worden; toegang tot dit netwerk dient niet-discriminerend te zijn en tarieven 'redelijk'.

In een reactie op het EU-marktontwerp waterstof kondigt EZK aan een centrale rol te willen spelen in de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur met een adviserende en regelgevende rol voor ACM. In februari 2022 publiceerde de Nederlandse overheid haar positie ten aanzien van het Decarbonatiepakket.⁴³ Deze visie wordt verder toegelicht en uitgewerkt in twee opvolgende kamerbrieven in juni 2022.^{44,45} In deze brieven benadrukt de Rijksoverheid de complexiteit van de energietransitie en haar plan om een centrale rol te spelen bij het toezicht op de ontwikkeling van het waterstofnetwerk om de publieke belangen te behartigen (mede gezien de geopolitieke ontwikkelingen). Er wordt voorgesteld om ACM vanaf 2025 een adviserende rol te geven en uiteindelijk vanaf 2030 de volledige regulerende bevoegdheid te geven. HNS⁴⁶ krijgt hierbij de opdracht voor de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet. Deze activiteiten worden beschouwd als diensten van algemeen economisch belang. Ook worden voorschriften voor bestaande particuliere netwerken en nieuwe standalonenetten geschetst, met mogelijke vrijstellingen onder gespecificeerde voorwaarden, bijvoorbeeld van ontvlechtigingsvereisten voor nieuwe standalonenetwerken. Derdentoegang tot het landelijke netwerk komt hierbij aan bod, evenals de regels voor ontvlechting, waardoor

regelgeving is opgesteld en stimuleren hiermee de start van waterstofprojecten. Deze richtsnoeren zijn opgesteld voor vier waterstofpilots in de bebouwde omgeving en de beschreven aanvullingen zijn specifiek voor de distributie van waterstof binnen de context van deze pilots. SoDM en ACM zijn beiden toezichthouder. SoDM houdt het toezicht op de veiligheid van de distributie van waterstof naar gebouwen, tot en met de meter. Als SoDM concludeert dat de veiligheid niet voldoende gewaarborgd is kan ACM de gedoogbeslissing (die de pilotprojecten nodig hebben voor uitvoering) intrekken.

³⁹ Diensten van algemeen economisch belang

⁴⁰ ACM (2021). [Leidraad Netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers](#)

⁴¹ EZK (2021). [Kabinetsaanpak Klimaatbeleid](#)

⁴² EZK (2021) [Marktordening en marktontwikkeling waterstof](#)

⁴³ EZK (2022). [Richtlijn en verordening voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof \('waterstof en gas decarbonatiepakket'\)](#)

⁴⁴ EZK (2022). [Voortgang ordening en ontwikkeling waterstofmarkt](#)

⁴⁵ EZK (2022). [Ontwikkeling transportnet voor waterstof](#)

⁴⁶ Gasunie Waterstof Services heeft haar naam veranderd naar HyNetwork Services om verwarring met Gasunie Transport Services te voorkomen.

netwerkbbedrijven onder bepaalde voorwaarden ook opslag- en importinfrastructuur kunnen ontwikkelen en beheren. De overheid behoudt de controle over de voorwaarden voor niet-gereguleerde derdentoegang totdat de EU-regelgeving of voldoende transportvolumes een overgang naar een gereguleerd regime mogelijk maken. Deze aanpak wordt noodzakelijk geacht om de ontwikkeling van het netwerk te beheren en de aanvankelijke verliezen te dekken met overheidsmiddelen.

Tabel 8-2 geeft een overzicht van relevante regelgevende aspecten in de Nederlandse wetgeving.

Tabel 8-2 Relevante elementen in nationale wetgeving

Element	Voorziene aanpak
Wettelijk monopolie/ mandaat toegewezen aan netbeheerders	<ul style="list-style-type: none"> • DAEB toegewezen aan HNS voor het landelijke waterstofnetwerk. • Netwerkbbedrijven kunnen waterstofpijpleidingen ontwikkelen en beheren.
Planning van investeringen in waterstofnetwerk	<ul style="list-style-type: none"> • In eerste instantie uitrolplan met daaraan gekoppelde meerjaren investeringsplan voor het transmissienet van HNS, gevolgd door jaarlijkse investeringsplannen die worden goedgekeurd door de Rijksoverheid.
Derdentoegang tot waterstofnetwerk	<ul style="list-style-type: none"> • DAEB voorziet vanaf 2031 gereguleerde nettoegang op het transmissienet van HNS voor derden. Tot einde 2030 hybride onderhandelbare nettoegang voor derden.
Horizontale ontvlechting van waterstofnetwerk	<ul style="list-style-type: none"> • HNS is afzonderlijke rechtspersoon belast met de taak voor de ontwikkeling en exploitatie van het waterstoftransmissienetwerk.
Inkomsten en tarieven voor gereguleerde netbeheerders	<ul style="list-style-type: none"> • Netinkomsten en -tarieven moeten 'redelijk' zijn, voor HNS tot 2031 met inkomstengarantstelling door overheid.

Aangezien er nog geen beslissingen zijn genomen in verband met de mogelijke uitbouw van regionale distributienetten en de aanduiding van de beheerders ervan, is de verdere ontwikkeling van de nationale wetgeving nog onzeker. In hoofdstuk 10 gaan we verder in op de opties voor een eventuele aanduiding van distributienetbeheerders voor waterstof. Tot nu toe heeft alleen Duitsland specifieke nationale regulering voor waterstof op distributieniveau. Onderstaande kader vat de regulering van waterstofnetwerken in Duitsland samen.

Kader 8 Regulering van waterstofnetwerken in Duitsland

De Duitse wetgeving voorziet vereisten voor derdentoegang tot infrastructuur en voor planning van waterstofnetwerken. Ook is de planning op distributieniveau al enigszins gereguleerd doordat de wet op de warmteplanning⁴⁷ en de energiewet voor gebouwen⁴⁸ transformatieplannen vereisen voor de regionale energievoorziening. Deze wetten viseren onder meer de conversie van aardgasdistributienetten tot waterstofnetten; de betrokken beheerders van de waterstofinfrastructuur moeten voldoen aan strikte technische, wettelijke en economische criteria. De meeste gepubliceerde en aangekondigde bepalingen focussen op de rol van de transmissiewaterstofnetbeheerders. De beheerders van de waterstofinfrastructuur zijn verplicht om netwerkontwikkelingsplannen op te stellen en bij te dragen tot het gezamenlijke netwerkontwikkelingsplan. De Duitse wetgeving voorziet op dit ogenblik onderhandelde derdentoegang tot waterstofnetwerken.

⁴⁷ Bundesregierung (z.d.), [Heat Planning Act for Climate-Neutral District Heating](#)

⁴⁸ Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (z.d.), [Gebäudeenergiegesetz](#)

9. Risico's & uitdagingen bij uitrol & beheer regionale infrastructuur

In dit hoofdstuk identificeren we de meest relevante risico's en uitdagingen bij de ontwikkeling, het beheer en de regulering van regionale waterstofinfrastructuur. Hierbij gaan we eerst in op de risico's, onzekerheden en uitdagingen (9.1). Dan zoomen we in op de uitdagingen met betrekking tot de regulering van regionale infrastructuur (9.2). Tot slot beschouwen we de concentratiegebieden in het licht van de uitdagingen en risico's (9.3). Dit hoofdstuk dient ter voorbereiding van hoofdstuk 10, waarin we de opties bespreken om de geïdentificeerde risico's en uitdagingen te adresseren.

Belangrijkste bevindingen

De uitrol van regionale waterstofinfrastructuur gaat gepaard met risico's & uitdagingen:

- Risico's van een onjuiste **dimensionering zijn het meest kritisch**, waarbij een belangrijk risico het risico op **overdimensionering** (en dus structurele onderbenutting) is (het volloopriscio). Dit kan enerzijds worden veroorzaakt door een *bias* van partijen met een (mogelijk) economisch belang en door overheden, of door onvoorziene ontwikkelingen. Ook is er een belangrijk risico op **tijdelijke onderbenutting** (het aanloopriscio), bijvoorbeeld als infrastructuur te vroeg wordt gerealiseerd. Tot slot is er het risico op **onderdimensionering**, als gevolg van verkeerde aannames, onvoorziene omstandigheden en/of markt- en coördinatiefalen.
- Risico's bij de **aanleg** van de **infrastructuur** hebben met name te maken met mogelijke **kostenoverschrijdingen** en **vertragingen**. Toch beoordelen wij de bovengenoemde dimensioneringsrisico's als belangrijker.
- De mogelijkheid op beleidswijzingen leidt tot **regelgevingsrisico's** die invloed hebben op de waterstofmarkt en de financiële haalbaarheid en rechtvaardiging van investeringen in netwerkinfrastructuur. Belangrijke onzekerheden zijn mogelijke veranderingen in de RED, de ETS-richtlijn, de toepassing van de RFNBO-verplichting en bredere politieke onzekerheid.
- Naast deze risico's zijn er **financiële uitdagingen**. Infrastructuurprojecten vereisen een grote initiële investering. De belangrijkste factoren zijn de mogelijkheden tot het **aantrekken** van **financiering** en de **financieringskosten**. Voor de partijen die eventueel in aanmerking komen voor de uitrol van regionale infrastructuur lijken dit geen onoverkomelijke uitdagingen.

Daarnaast zijn er uitdagingen met betrekking tot regulering van regionale waterstofnetten.

- De **onzekerheid** voor **netwerkontwikkelaars** over het beleid en de eventuele concurrentie, waardoor investeringen mogelijk niet direct tot stand komen, ondanks dat dit maatschappelijk gewenst kan zijn.
- De **kostenverdeling** tussen **netgebruikers** (tussen bestaande en toekomstige netgebruikers, netgebruikers in verschillende gebieden, en tussen aardgas- en waterstofnetgebruikers).
- De **planning** en **coördinatie** van **aansluiting** op de regionale infrastructuur. Soms is een aansluiting op het landelijke of het regionale net mogelijk - coördinatie is dan vereist.
- De **aansluitingsvolgorde** van nieuwe **netgebruikers** (*first come, first served*, of anders).
- De rol voor en de aanpak van **standalone initiatieven**.

In relatie tot de concentratiegebieden concluderen we dat de uitdagingen en risico's in het algemeen voor alle concentratiegebieden gelden (regelgevingsrisico's, dimensioneringsrisico's). Een hoger niveau en hogere concentratie van de waterstofvraag in een bepaald gebied verminderen echter de risico's en uitdagingen. Ook verschilt de betalingsbereidheid per gebied (en daarmee het risico op overdimensionering). Sommige gebieden zijn afhankelijk van slechts één of twee gebruikssectoren, wat leidt tot hogere risico's. Tot slot zou de uitrol in sommige gebieden afhankelijk zijn van één dominante potentiële afnemer; ook dit leidt tot specifieke risico's, maar ook kansen om andere gebruikers te kunnen aansluiten.

9.1. Risico's, onzekerheden & uitdagingen bij ontwikkeling & gebruik regionale waterstofinfrastructuur

De financiële haalbaarheid van de aanleg van netwerkinfrastructuur wordt bepaald door de investerings- en operationele kosten enerzijds en de inkomsten anderzijds, en de mate van zekerheid hieromtrent. De benutting (gecontracteerd vermogen en getransporteerde volumes) van netwerkinfrastructuur is de bepalende factor voor de inkomsten, en dus een belangrijke component van de businesscase. In deze sectie gaan we in op de belangrijkste risico's, waarbij we vooral kijken naar de projectrisico's. Deze zijn relevant voor partijen die netwerken ontwikkelen en beheren, maar ook voor de overheid, aangezien regionale netwerken zeer waarschijnlijk niet tot stand komen als de overheid niet een gedeelte van de risico's op zich neemt.

9.1.1. Dimensionering & benutting

Het belangrijkste risico aan de inkomstenkant is het risico op structurele onderbenutting van de waterstofinfrastructuur. We onderscheiden drie typen volumerisico's:

I: Risico op overdimensionering (en dus structurele onderbenutting) van de infrastructuur door te optimistische aannames (bias). Dit risico speelt bij overheden en partijen die in aanmerking komen voor netbeheer.

Het risico op overdimensionering (en dus structurele onderbenutting) als gevolg van te optimistische verwachtingen) speelt bij **overheden** op alle niveaus. Zo worden de waterstofambities van de Europese Commissie door verschillende experts als te hoog beschouwd.^{49,50} Ook op nationaal niveau kunnen bepaalde overheden (ministeries, provincies, gemeentes) uitgaan van te optimistische aannames over de ontwikkelingen op het gebied van waterstof, omwille van diverse redenen, zoals praktische belemmeringen voor andere technieken en toepassingen, informatieasymmetrie, en beïnvloeding door partijen met economische belangen.

Partijen die een economisch belang kunnen hebben bij de aanleg en het beheer van infrastructuur, zoals gasnetbeheerders, kunnen te optimistische aannames hanteren. Als gevolg van de energietransitie zal het aardgasgebruik de komende decennia sterk dalen, waardoor ook de noodzaak voor distributie van aardgas daalt. Deze belangrijke activiteit van de gasnetbeheerders zal op middellange termijn dus in grote mate uitgefaseerd worden, en op kleinere schaal vervangen worden door de distributie van groen gas. De aanleg en het beheer van een netwerk voor waterstof biedt een kans voor gasnetbeheerders voor herbestemming van bepaalde aardgasnetwerkcomponenten en voor nieuwe en toekomstbestendige economische activiteiten. Op basis van de aanname dat de overheid (een groot deel) van het financiële risico zou dragen (mits de investeringen worden goedgekeurd door de overheid en/of de regulerende instantie(s)) kunnen gasnetbeheerders een prikkel ervaren om te optimistische aannames te hanteren over de mogelijke benutting van een eventueel waterstofnet. Dit risico speelt ook wanneer de inkomstenregulering vormgegeven wordt via een zogeheten kosten-plus-redelijk-rendement methode zonder efficiëntieprikkel, of een andere aanpak. Hierbij worden de kosten van het netwerk in rekening gebracht bij de gebruikers en bestaat er een risico op gold-plating. Dit risico zou lager zijn als de netwerkbedrijven alle risico's zelf zouden dragen. In de economische literatuur is het bewust maken van te optimistische aannames een voorbeeld van een *moral hazard*. Ook op EU-niveau is dit risico geïdentificeerd.⁵¹

II: Risico op overdimensionering (en dus structurele onderbenutting) door onvoorzienbare omstandigheden. Ook als de aannames objectief zijn en gebaseerd zijn op de best beschikbare informatie kan de toekomst anders uitpakken dan voorzien. Zoals aangetoond in hoofdstuk 3 is er nog veel onzekerheid over de verwachte ontwikkeling van vraag en aanbod. Enerzijds vergroot dit het risico

⁴⁹ Energiea (2023). [PBL: alles moet meezitten om energiebesparingsdoel te halen](#)

⁵⁰ NRC (2023). [Advies aan Jetten: kernenergie is overbodig, wees terughoudend met waterstof](#)

⁵¹ Zie bijvoorbeeld: Trinomics & LBST (2021). [Sector integration - Regulatory framework for hydrogen](#). Pagina 54.

op te optimistische aannames, aangezien de aannames binnen een ruime bandbreedte vallen zodat ook heel optimistische aannames kunnen worden gerechtvaardigd door verwijzing naar bepaalde studies (hoewel de studies met de hoogste volumeschattingen vaak zijn gedaan door partijen met een economisch belang). Anderzijds vergroot deze onzekerheid de kans dat objectieve inschattingen in de toekomst aangepast moeten worden.

De belangrijkste onzekerheden zijn de kostenontwikkelingen van waterstof, van alternatieve verduurzamingsopties en van de huidige op fossiele energie gebaseerde opties. Hierbij gaat het niet enkel om de productiekosten van hernieuwbare en koolstofarme energie, maar ook om de transport- en eventuele conversiekosten van de fossiele energie en/of duurzame alternatieven. Andere ontwikkelingen spelen ook een rol, zoals de competitiviteit en investeringsruimte van Nederlandse industriële bedrijven ten opzichte van hun buitenlandse concurrenten. Ook bestaat de kans dat bedrijven buiten de vijf grote clusters alsnog worden aangesloten op het landelijke waterstofnetwerk. Dit betreft een risico voor de benutting van regionale infrastructuur, omdat deze partijen geen gebruik hoeven te maken van deze infrastructuur. Dit risico is nog groot omdat het tracé van het landelijke waterstofnet nog niet definitief vaststaat. Ook na de definitieve vaststelling van het tracé blijft dit risico bestaan.

Het risico op overdimensionering wordt ook wel het **vollooprisico** genoemd.⁵²

III: Risico op tijdelijke onderbenutting van de netwerkinfrastructuur, omwille van de *timing* of configuratie van de infrastructuur. Naast het risico dat netwerkinfrastructuur een structureel lage benuttingsfactor kan hebben, is het zeer aannemelijk dat er vooral in de aanloopfase sprake zal zijn van onderbenutting. Dit is relevant voor nieuwe waterstofnetwerken omdat het aansluiten van netgebruikers naar verwachting stapsgewijs zal gebeuren, niet alleen omwille van de relatieve prijs van waterstof tegenover concurrerende energiedragers, maar vanwege andere overwegingen, zoals de technische haalbaarheid en kosten voor de omschakeling van de bestaande uitrusting op aardgas naar waterstof. Daarnaast kan ook het netgebruik per aansluiting veranderen over tijd, bijvoorbeeld omdat afnemers geleidelijk meer waterstof gebruiken, ter vervanging van aardgas, of doordat nieuwe elektrolyzers aangesloten worden op het net. Het inschatten van de duur van de ingroefase en van het gebruik van de netwerkinfrastructuur tijdens deze ingroefase is zeer lastig. Dit risico wordt ook wel het **aanlooprisico** genoemd.⁵³

Aan de andere kant zijn er risico's dat investeringen in regionale waterstofinfrastructuur niet voldoende of niet tijdig op gang komen, terwijl dit wel nodig zou kunnen zijn. Dit leidt niet direct tot financieringsrisico's, maar gaat wel gepaard met macro-economische effecten. Als gevolg van de onzekerheid over de waterstofontwikkelingen bestaat de kans dat het uiteindelijke waterstofgebruik hoger is dan de huidige schattingen op basis van de best beschikbare informatie. Hierbij speelt ook het *pull effect*: het is mogelijk dat het bestaan van waterstofinfrastructuur op een bepaalde locatie nieuwe actoren aantrekt die gebruik willen maken van de waterstofinfrastructuur. Dit kan leiden tot te weinig (en/of vertraagde) investeringen in waterstofinfrastructuur. Als gevolg hiervan kunnen projecten mogelijk te klein worden gedimensioneerd, waardoor de kans bestaat dat er na een aantal jaar uitbreiding nodig is, met de daarbij horende kosten en hinder voor de leefomgeving. Een andere reden voor het achterblijven van investeringen zijn niet geïnternaliseerde positieve externe effecten van netwerkinfrastructuur. Als deze baten niet worden meegewogen bij de investeringsbeslissing (omdat ze niet terecht komen bij de investeerder) kunnen minder investeringen tot stand komen dan gewenst vanuit macro-economisch perspectief.

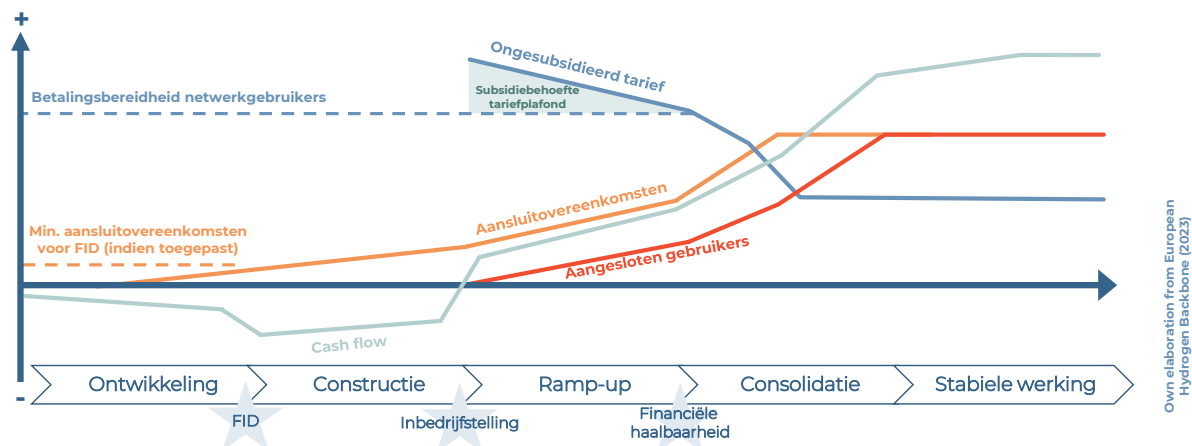
Figuur 9-1 toont de mogelijke ontwikkeling van de nettarieven en cash-flow op basis van een geleidelijke aansluiting van netgebruikers. In de aanloopfase zijn de inkomsten onvoldoende om de afschrijving en operationele kosten te dekken. De financiering dient dus niet alleen de investering te

⁵² Er wordt ook onderscheid gemaakt tussen *volloop-* en *leeglooprisico*. Dat laatste refereert naar de situatie waarbij gebruikers van de infrastructuur na loop van tijd vertrekken.

⁵³ Zie bijvoorbeeld: Ernst & Young (2023). [Externe validatie waterstoftransportnet](#). Pagina 6.

dekken, maar ook de aanloopverliezen. De financieringskosten zullen afhangen van de kredietwaardigheid van het betrokken netbedrijf, de regulering en van de mate waarin bepaalde financiële risico's gedekt worden door de overheid (zie sectie 10.6).

Figuur 9-1 Mogelijke ontwikkeling van aansluitingen & impact op financiering



9.1.2. Risico's bij de aanleg en het beheer van waterstofinfrastructuur

Aan de kostenkant onderscheiden we risico's op vertraging bij de aanleg van een netwerk, risico's op kostenoverschrijding tijdens de bouw, en risico's op hogere kosten tijdens het beheer.

Het risico op vertraging is in het algemeen groot bij grote infrastructuurprojecten. Vertraging kan tot hogere kosten leiden, bijvoorbeeld vanwege de prefinanciering en contractuele verplichtingen tegenover leveranciers van materiaal en toekomstige gebruikers. Daarnaast kan de omzetstroom pas later op gang komen. Vertraging kan er ook toe leiden dat potentiële netgebruikers permanent afzien van een aansluiting, bijvoorbeeld omdat ze ondertussen voor alternatieve verduurzamingsroutes hebben gekozen (elektrificatie), of omdat ze zijn gesloten of verhuisd. De vertraging bij de uitvoering van netwerkinvesteringen is in het algemeen zeer groot, vooral voor grote grensoverschrijdende projecten, maar ook voor 'kleinere' nationale of regionale projecten. 20% van de Europese 'Projecten van Gemeenschappelijk Belang (*projects of common interest*) op het gebied van aardgasinfrastructuur is vertraagd en 35% is aangepast.⁵⁴ De gemiddelde duur van de vertraging bedraagt 20 maanden en voor aangepaste projecten 30 maanden. Ook in Nederland worden infrastructuurprojecten vaak geconfronteerd met een relatief lange doorlooptijd. Lokale bezwaren en rechtszaken kunnen bijvoorbeeld tot (grote) vertraging leiden. Tot dusver hebben lokale bezwaren en rechtszaken vooral geleid tot vertraging van zon- en windenergieprojecten en aanleg/aanpassing van elektriciteitsnetten. Het valt echter niet uit te sluiten dat de realisatie van waterstofinfrastructuur ook te maken krijgt met vergelijkbare procedures en de daaruit voortkomende vertraging. Guidehouse vermeldt zeven jaar als de gemiddelde doorlooptijd voor het realiseren van waterstoftransportinfrastructuur.⁵⁵

Vertraging kan ook ontstaan ten gevolge van onvoldoende (vaste) toezeggingen voor aansluiting en netgebruik. Als slechts enkele afnemers harde toezeggingen doen kan de finale investeringsbeslissing uitgesteld worden, tenzij er andere manieren worden gevonden om de businesscase sluitend te maken (zoals overheidsgaranties).

Een eventuele vertraging bij de ingebruikneming van het landelijke waterstofnetwerk zal een **directe impact hebben op de regionale waterstofinfrastructuur**. Dit geldt allereerst voor de fysieke aanleg van de infrastructuur, waarbij zekerheid over de aanleg en het tracé van het nationale netwerk

⁵⁴ ACER (2022). *Consolidated report on the progress of electricity and gas Projects of Common Interest*. Pagina 17

⁵⁵ Guidehouse (2023). *Implementation Roadmap – cross border projects and costs update*.

noodzakelijk is, maar waarbij ook de infrastructuur pas kan worden gekoppeld als het nationale netwerk beschikbaar is. Bovendien worden regionale netwerken vooral gevoed via het nationale netwerk, waardoor ook de benutting ervan direct afhankelijk is van de totstandkoming van het nationale netwerk. Dit geldt niet voor standaloneprojecten, hoewel verwacht wordt dat deze op termijn veelal ook een aansluiting op het landelijke waterstofnet zullen aanvragen.

Tot slot leidt ook de situatie op de arbeids- en toeleveringsmarkt tot risico's op vertraging. De aanleg van waterstofinfrastructuur concurreert namelijk deels met de aanleg van andere infrastructuur (zoals elektriciteit en glasvezel). Het gebrek aan voldoende technisch geschoold personeel en eventuele bottlenecks in de toeleveringsketen van netwerkcomponenten kunnen leiden tot vertragingen bij de uitvoering van netinvesteringen.

Het risico op en de impact van kostenstijgingen is ook groot. De recente stijgingen in de kosten voor materialen en arbeid illustreren de onzekerheid over de toekomstige kostenniveaus. Hoewel de materiaalkosten na de stijgingen die werden geobserveerd in 2022 en 2023 recentelijk weer zijn gedaald, typeert het de onzekerheid over de kosten. Daarnaast werken ook de krapte op de arbeidsmarkt en de gestegen kapitaalkosten kostenverhogend. Een ander element dat mogelijk kostenverhogend werkt is het gebrek aan ervaring met de aanleg van (regionale) waterstofinfrastructuur en herbestemming van aardgasbuisleidingen. Dit zorgt inherent voor minder zekerheid over de kosten. Om deze risico's te verminderen kan gebruik worden gemaakt van de *lessons learned* van de aanleg (en het beheer) van het landelijke waterstofnet.

De onzekerheid en risico's op het gebied van overdimensionering of tijdelijke onderbenutting (9.1.1) lijken groter dan de risico's bij de aanleg van de infrastructuur. Zoals aangetoond in hoofdstukken 2 en 3 omvatten de kosten voor transport via buisleidingen slechts een zeer beperkt deel van de totale kosten voor een afnemer. Zelfs bij aanzienlijke kostenstijgingen voor transport zijn de productiekosten van hernieuwbare waterstof nog lang doorslaggevend. De uiteindelijke waterstofvraag, en dus de benutting van de infrastructuur, wordt bepaald door de betalingsbereidheid en de kosten voor waterstof ten opzichte van kosten voor alternatieve verduurzamingsopties. Gezien de grote onzekerheid over de ontwikkeling van de productiekosten van waterstof lijken de risico's op overdimensionering en tijdelijke onderbenutting van de infrastructuur groter en meer impactvol dan het risico op kostenoverschrijding bij de aanleg van de infrastructuur.

9.1.3. Regelgevingsrisico's

Beleidswijzigingen kunnen veel invloed hebben op de beschikbaarheid van en vraag naar waterstof en dus op de financiële haalbaarheid en rechtvaardiging van investeringen in een waterstofnetwerk.

Op EU-niveau zullen de RED III en de voorziene aanpassingen aan het ETS een belangrijke impact hebben op de ontwikkeling van de vraag naar waterstof. De RED III verplichting om een minimum aandeel RFNBO's te gebruiken is in deze context het meest relevant. Zoals toegelicht in Kader 2 heeft deze verplichting een grote invloed op het toekomstige gebruik van waterstof (en dragers) in de industrie en op de vraag naar RFNBO's (inclusief hernieuwbare waterstof) in Nederland. Hiermee heeft ook de wijze waarop deze RED III bepalingen geïmplementeerd worden in Nederland een grote invloed op de ontwikkeling van de waterstofvraag. Uit verschillende (internationale) studies blijkt dat de RFNBO-verplichting voor de industrie zoals voorzien in de RED III zeer ambitieus is.

In 2023 is de herziene ETS-richtlijn aangenomen, waardoor het aantal beschikbare emissierechten versneld daalt. Dit verhoogt de ETS-prijs en daarmee de opportuniteitskosten van verduurzaming (de kosten om door te gaan met CO₂-uitstoot stijgen). Dit beïnvloedt de kostenverhouding tussen fossiele, koolstofarme en hernieuwbare waterstof. Ook beïnvloedt de ETS-aanscherping het tijdspad voor decarbonisatie, en stimuleert het tijdige investeringsbeslissingen in verduurzaming. Dit kan de keuze voor investeringen tussen meer en minder marktrijpe technieken beïnvloeden. In de herziene ETS-richtlijn wordt ook vermeld dat de post 2030 doelen nog herzien zullen worden op basis van het nog te bepalen EU-emissiereductiedoel voor 2040. Ook is een principiële politiek akkoord bereikt over de verbreding van het ETS. De verwachting is dat vanaf 2027 het nieuwe emissiehandelssysteem voor

wegtransport en de gebouwde omgeving (ETS2) in werking zal treden. Dit initiatief kan de vraag naar hernieuwbare (of koolstofarme) waterstof stimuleren.

In Nederland is de voorgenomen implementatie van de jaarverplichting van RFNBO's in de industrie en het verdere beleid rond productie en (rechtstreeks) gebruik van hernieuwbare elektriciteit bepalend voor de ontwikkelingen op het gebied van waterstof. De wijze waarop de RED III bepalingen geïmplementeerd worden in Nederlandse wetgeving is van invloed op de vraag naar verschillende typen waterstof en waterstofdragers in de Nederlandse industrie in 2030-2040. De concrete invulling de beleidsambitie om de Nederlandse elektriciteitssector volledig te decarboniseren tegen 2035 zal ook een belangrijke impact hebben op de mogelijke rol van waterstof. De beschikbaarheid van voldoende flexibel vermogen en back-up capaciteit wordt een kritische parameter in het toekomstige elektriciteitssysteem. Flexibel vermogen kan worden geleverd door productie van elektriciteit met hernieuwbare (en koolstofvrije) waterstof. Als voor deze optie gekozen wordt heeft dit een grote impact op de waterstofvraag en op het gebruik van netwerkinfrastructuur.

Het beleid rond koolstofarme waterstof kan ook gevolgen hebben voor het totale waterstofaanbod en de daaruit voortvloeiende transportbehoeften. De Europese Commissie zal tegen eind 2024 een gedelegeerde handeling publiceren met de methodologie om de CO₂-voetafdruk van koolstofarme waterstof te bepalen. Daarnaast is het Nederlandse beleid hieromtrent relevant.

Ook de beleidskeuzes over nettarieven spelen een belangrijke rol. Hierbij zijn niet alleen de nettarieven voor waterstofinfrastructuur relevant, maar ook voor aardgas en elektriciteit (bijvoorbeeld de nettarieven voor elektriciteitsafname voor elektrolyse).

Naast deze specifieke instrumenten zijn er bredere thema's, zoals een verandering van de politieke koers, het voorrang geven aan bepaalde waterstoftoepassingen en de rol van de netbeheerder. Politieke verschuivingen kunnen op allerlei manieren invloed hebben op de waterstofvolumes. Zo kunnen budgetten en ambities veranderen of kunnen andere verdelingskeuzes worden gemaakt. In hoofdstuk 3 van dit rapport presenteren we de mogelijke waterstofvolumes bij verschillende aannames en marktdynamieken. De effectieve ontwikkeling zal echter ook afhangen van de sturing bepaald door de overheden via verplichtingen (zoals quota) en/of fiscale/financiële instrumenten.

9.1.4. Financiële knelpunten

De mogelijkheden tot het aantrekken van financiering en het niveau van de financieringskosten zijn de belangrijkste financiële uitdagingen voor investeerders in waterstofnetwerken. Beide zijn erg relevant omdat het merendeel van de kosten over de totale levensduur van waterstofinfrastructuur bestaat uit investerings- en financieringskosten. Dit geldt niet alleen voor waterstofinfrastructuur, maar ook voor andere energienetwerken. Bij financiering wordt gebruik gemaakt van eigen middelen en leningen.

Deze sectie focust op de financiering van netinvesteringen. De operationele kosten vertegenwoordigen slechts een klein aandeel van de totale kosten en worden in het algemeen rechtstreeks via de nettarieven gedekt. In Bijlage 1 illustreren we de verdeling tussen de investerings- en operationele kosten.

Mogelijkheden voor aantrekken van financiering voor netinvesteringen

De mate waarin een partij in staat is financiering aan te trekken is onder andere afhankelijk van haar balanssituatie en de winstgevendheid van de beoogde investeringen. Ook andere factoren, zoals een toekomstige verandering in de bedrijfsstructuur kunnen van invloed zijn op de mogelijkheden en voorwaarden voor het aantrekken van financiering. Partijen met een grote financiële omvang en hoge (of zekere) rendabiliteit kunnen in het algemeen gemakkelijker en goedkoper financiering ophalen op kapitaalmarkten dan kleinere partijen. Het risico op het niet kunnen nakomen van een financiële verplichting is in dat geval immers kleiner, bijvoorbeeld door meer risicodiversificatie, meer activa, en/of meer eigen middelen. TenneT heeft bijvoorbeeld recent een lening van €25 miljard afgesloten met de Nederlandse staat, om op die manier zekerheid te hebben om zijn investeringen van zo'n €12 miljard per jaar te kunnen financieren. De Nederlandse overheid heeft vanwege haar omvang en kredietwaardigheid namelijk gemakkelijker toegang tot de kapitaalmarkt dan individuele (netwerk)bedrijven.⁵⁶

Of het aantrekken van financiering een doorslaggevend knelpunt kan zijn voor de realisatie van waterstofinfrastructuur verschilt per type partij die deze infrastructuur zou kunnen installeren. In totaal worden de indicatieve investeringen voor de elf geïdentificeerde concentratiegebieden geschat op ongeveer €320 miljoen. Hierbij is rekening gehouden met de tracé-afstand. Toch kunnen de effectieve investeringskosten uiteindelijk hoger zijn, omdat geen rekening is gehouden met de specifieke geografische kenmerken zoals rivieren, snelwegen en stedelijk gebied die kostenverhogend zullen werken. Als de effectieve kosten 3x hoger zouden zijn (willekeurig voorbeeld), bijvoorbeeld doordat meer gebieden worden ontwikkeld of de kosten per gebied hoger zouden uitvallen, zou de totale investeringskosten onder €1 miljard blijven. Hierna volgt een toelichting op deze kosten voor drie typen partijen die in regionale netwerkinfrastructuur kunnen investeren.

Voor de gasnetbeheerders hangt de mogelijkheid tot het aantrekken van financiering af van de toekomstige regulering en de bereidheid van hun publieke aandeelhouders om het kapitaal te verhogen en/of garant te staan voor leningen. Tabel 9-1 toont de indicatieve investeringen voor de geïdentificeerde concentratiegebieden per dekkingsgebied van de regionale gasnetbeheerders. Deze verschillen sterk tussen dekkingsgebieden (€42 - €170 miljoen). De investeringen in concentratiegebieden binnen de 5 grote industriële clusters zijn hierbij niet meegerekend. De indicatieve netinvesteringen in de concentratiegebieden zijn relatief laag in vergelijking met de totale geplande investeringen van de regionale netbeheerders (zo'n €5 miljard voor Enexis, €4 miljard voor Liander, en €3 miljard voor Stedin voor de periode 2024-2026). Het lage aandeel van de mogelijke investeringen in waterstofnetten tegenover het totale investeringsniveau suggereert dat het aantrekken van kapitaal geen doorslaggevend knelpunt zal zijn voor eventuele investeringen in regionale waterstofinfrastructuur door regionale netbeheerders. Echter, om de bestaande investeringsplannen te realiseren kunnen regionale netbeheerders deels afhankelijk zijn van kapitaalverhogingen door hun publieke aandeelhouders. Het aantrekken van voldoende financiering door regionale netbeheerders is dus deels afhankelijk van politiek-bestuurlijke beslissingen. Dit geldt ook voor Gasunie, hoewel de geplande investeringen van HNS aanzienlijk lager zijn (€ 0,6 miljard voor 2024-2026), mede omdat ze alleen in gasnetten investeren. Ook Gasunie heeft mogelijk extra kapitaal nodig voor de financiering van de voorziene investeringen.⁵⁷

Voor private bedrijven die relevante ervaring hebben op het gebied van aanleg en beheer van een waterstofnetwerk en beschikken over een gezonde financiële positie, zou het aantrekken van kapitaal ook geen doorslaggevend knelpunt zijn, vooral als de risico's voldoende afgedekt zijn. Sommige bedrijven, zoals Air Liquide, beheren al waterstofnetwerken en hebben in principe een grotere financieringscapaciteit dan de gasnetbeheerders.

⁵⁶ Kamerbrief 12 januari 2024. [Aanbiedingsbrief toetsingskader lening TenneT](#).

⁵⁷ Energieia (2024). [Gasunie en EBN hebben mogelijk extra kapitaal nodig](#).

Voor potentiële nieuwe partijen kan de toegang tot kapitaal om de investeringskosten te dekken wel een doorslaggevend knelpunt zijn, omdat een groot deel van de kosten over de totale levensduur bestaat uit investerings- en financieringskosten, en omdat de risico's groot zijn.

Tabel 9-1 Indicatieve investeringen per dekkinggebied van de gas-RNB's

Dekkingsgebied netbeheerder	Regionaal concentratiegebied	Aantal gebruikers	Indicatieve investering regionale concentratiegebieden (M€)	Cluster concentratiegebied
Enexis	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8*, 9	48 (65%)	€170	Bergen op Zoom, Emmen, Groningen
Liander	6, 8*, 11	19 (26%)	€110	Amsterdam*
Stedin	8*, 10	7 (9%)	€42	Amsterdam*, Rotterdam*, Zeeland,
Westland Infra				Rotterdam*

Indicatieve investeringen in regionale concentratiegebieden zijn excl. investeringen binnen de vijf clusters. *Deze gebieden liggen in meerdere dekkinggebieden. Bij gebied 8 zijn investeringen/gebruikers verdeeld door te delen door het aantal netbeheerders).

Kosten voor aantrekken van financiering

Bij balansfinanciering is de kredietbeoordeling doorslaggevend voor de financieringskosten. Over het algemeen is de kredietbeoordeling van de netbeheerders positief. Tabel 9-2 illustreert dat het verstrekken van korte termijn financiering aan deze partijen door S&P en Moody's als een zeer laag risico wordt beschouwd, terwijl de lange termijnrisico's iets hoger worden ingeschat. De vergelijkbare kredietbeoordelingen suggereren dat de financieringskosten voor de gasnetbeheerders niet veel verschillen en relatief laag zijn.

De recente stijging van de renteniveaus heeft de financieringskosten verhoogd. Aangezien distributienetten zeer kapitaalintensief zijn, hebben de kapitaalkosten een grote impact op de financiële haalbaarheid van netwerkprojecten.

Tabel 9-2 Kredietbeoordeling gastnetbeheerders

		Schaal	Enexis	Liander	Stedin	Gasunie
Korte termijn	S&P	A-1 (beste) : D (slechtst)	AA-/A1+	A-1	A-2	A-1+
	Moody's	P-1 (beste) : NP (slechtst)	P-1	P-1	/	P-1
Lange termijn	S&P	AAA (beste) : D (slechts)	AA-/A1+	A+	SP: A-	AA-
	Moody's	Aaa* (beste) : C slechtst	Aa3	Aa3	/	A1

* Na Aaa achtereenvolgens: Aa1, Aa2, Aa3, A1, A2, A3

9.2. Uitdagingen met betrekking tot regulering van een regionaal netwerk voor waterstof

Uitdaging 1: Onzekerheid voor netwerkontwikkelaars

Nationale transmissie- en distributienetwerken voor waterstof zijn complementair en kunnen naast elkaar bestaan in bepaalde regio's door de verschillende doeleinden. Een nationaal waterstofnetwerk op hoge druk dient om grootschalige energiehandel en balancering van het systeem op (inter)nationaal niveau mogelijk te maken, en rechtstreeks aangesloten grote netgebruikers (producenten, opslaginstallaties, gebruikers) te bedienen, terwijl regionale netwerken middelgrote (of zelfs kleinere) gebruikers bedienen via buisleidingen op midden- of eventueel lage druk. Omwille van

de schaalvoordelen is het vanuit maatschappelijk oogpunt niet gewenst om parallele netwerken te ontwikkelen die soortgelijke doelen dienen.⁵⁸

Ondanks het feit dat waterstofinfrastructuur een natuurlijk monopolie is kan het ontbreken van een wettelijk mandaat potentiële investeerders ontmoedigen. Waterstofnetwerken zijn een natuurlijk monopolie, zoals wordt beargumenteerd in sectie 10.1 Hierdoor zou de waterstofnetwerkexploitant die als eerste op de markt komt een sterke positie hebben en kan deze mogelijk de toegang voor nieuwe exploitanten in een bepaald geografisch gebied belemmeren. Bij een wettelijk mandaat krijgen partijen (of één partij) al dan niet exclusieve rechten voor de aanleg en het beheer van een waterstofnetwerk, gekoppeld aan verplichtingen, zoals het verstrekken van gereguleerde derdentoegang en de verplichting om gebruikers aan te sluiten op het netwerk. De mogelijke aanleg van buisleidingen kan door andere partijen nog steeds invloed hebben op de investeringsbeslissing van een potentiële regionale netwerkexploitant (wat de risico's die in hoofdstuk 9 worden besproken verhoogt) en kan leiden tot coördinatiefalen. Hierdoor kan het ontbreken van een wettelijk mandaat (wettelijk monopolie) eventueel leiden tot een kleiner netwerk dan wat maatschappelijk optimaal zou zijn. Daar tegenover staat dat het ontbreken van een wettelijk mandaat netwerkbedrijven ook prikkelt om efficiënter te opereren en de kosten van hun netwerk laag te houden. Immers: als hun kosten uit de pas lopen kunnen concurrenten zich op de markt begeven en de markt overnemen. Een wettelijk mandaat kan impliciet (vooral in het geval van publiek eigendom) of expliciet ook inhouden dat de overheid garandeert dat de investeringen (en beheerkosten) effectief met een redelijk rendement terugverdiend kunnen worden.

Een wettelijk mandaat gaat waarschijnlijk gepaard met bepaalde directe of indirecte overheidssteun aan de betrokken netwerkbedrijven. Daarom is een mandaat alleen gerechtvaardigd als de ontwikkeling van een waterstofnetwerk als maatschappelijk gewenst wordt beschouwd. Het is echter niet eenvoudig om te bepalen of regionale netwerken aan de criteria hiervoor voldoen. Als een wettelijk mandaat wordt overwogen moet ook worden bepaald wie in aanmerking komt en of het mandaat exclusief is. Vervolgens dienen potentiële kandidaten te worden gecertificeerd en dienen de geschikte kandidaten te worden aangeduid. Er kan verwacht worden dat zowel bestaande gas-RNB's als partijen die momenteel private waterstofnetwerken exploiteren geïnteresseerd zouden kunnen zijn.

Potentiële investeerders in waterstofnetwerken zullen waarschijnlijk hun beslissingen uitstellen totdat er duidelijkheid is over het wettelijke kader, onder andere over het al dan niet verlenen van een wettelijk mandaat en aan wie. Het Decarbonisatiepakket geeft hierover geen uitsluitel; het laat lidstaten toe om een (exclusief) wettelijk mandaat te geven aan één of meerdere aangeduide waterstofnetbeheerder(s), maar het legt een dergelijke verplichting niet op.

Uitdaging 2: Kostenverdeling tussen netgebruikers

Het vinden van een passende kostenverdeling tussen netgebruikers via aansluitings- en gebruikstarieven is een klassieke uitdaging bij de regulering van energienetwerken. Bij het vaststellen van de tarieven dient vooral rekening te worden gehouden met het principe van kostenreflectiviteit. Daarnaast dient ook rekening te worden gehouden met andere principes, zoals de noodzakelijke recuperatie van de netwerkkosten (inclusief afschrijving en kapitaalkosten) en de daarmee samenhangende noodzaak om de gebruikersbasis van waterstofnetwerken tot een duurzaam niveau te ontwikkelen. Dit betekent dat perfecte kostenreflectiviteit onmogelijk te bereiken is (net als bij andere energienetwerken). De tariefbepaling is daarom vaak impliciet of expliciet gebaseerd op een socialisatie van kosten tussen gebruikersgroepen. In het geval van regionale waterstofnetwerken moeten de kosten verdeeld worden tussen een aantal verschillende gebruikersgroepen:

- De kostenverdeling tussen verschillende gebruikerscategorieën van een netwerk is voor alle energienetwerken een specifiek aandachtspunt. Bij een regionaal waterstofnetwerk kunnen

⁵⁸ In Zuidwest-Nederland en Rotterdam bestaat al een particulier waterstofnetwerk. Vanwege de hoge uitbatingsdruk (tot 100 bar) en het type aangesloten netgebruikers is het evenwel niet waarschijnlijk dat dit netwerk zal concurreren met een eventueel toekomstig "publiek" regionaal waterstofdistributienetwerk.

verschillende gebruikerscategorieën aangesloten zijn met uiteenlopende kenmerken die leiden tot verschillen in veroorzaakte netwerkkosten. Hierbij is de vraag hoe deze verschillen vertaald worden in de tarieven. Dit is relatief eenvoudig voor netwerken met vergelijkbare kosten, zoals industriële gebruikers met een vergelijkbaar afnameprofiel. Voor netwerken met afnemers met variabele profielen (zoals WKK's in de glastuinbouw) is dit een grotere uitdaging, vanwege de lagere en sterk fluctuerende netwerkbenutting. De aansluitcapaciteit en de afname- en invoedingsprofielen zijn de belangrijkste elementen die in overweging dienen te worden genomen bij het vaststellen van de tarieven. Andere factoren, zoals de locatie binnen het netwerk, kunnen ook meespelen.

- Daarnaast speelt de **kostenverdeling tussen huidige en toekomstige gebruikers**. Als het aantal gebruikers van de netwerkinfrastructuur in de startfase heel beperkt is en geleidelijk toeneemt, dienen de kosten in de eerste jaren over een kleinere groep gebruikers te worden verdeeld. Het model van de gereguleerde activawaarde (GAW) dat doorgaans wordt gebruikt om de toegestane inkomsten van gereguleerde netwerkbeheerders te bepalen, houdt rekening met de GAW x de kapitaalkosten (WACC), de afschrijving van de activa gedurende de gereguleerde levensduur en de operationele kosten. In een context waarbij nieuwe netgebruikers geleidelijk worden aangesloten (of eventueel afgekoppeld), dienen specifieke keuzes in het GAW-model te worden gemaakt, zoals de afschrijvingsmethode (lineair/progressief/degressief) om op die manier de kosten toe te wijzen aan de huidige versus toekomstige gebruikers. Een degressieve afschrijvingsmethode zou kunnen toegepast worden om het risico voor netwerkbeheerders (en eventueel ook de kapitaalkosten) te verminderen, maar zou een vroege aansluiting van nieuwe netwerkgebruikers ontmoedigen, terwijl dit voor regionale waterstofnetwerken essentieel is om hun haalbaarheid op lange termijn te garanderen.
- Voor de **kostenverdeling tussen gebruikers van verschillende regionale netwerken** kan in principe worden voorzien om kosten van een bepaald regionaal netwerk deels te verhalen via tarieven van een ander netwerk, b.v. om op die manier een meer uniform tarief te garanderen voor alle distributienetten in Nederland. Dit is echter niet volledig coherent met het kostenreflectiviteitsbeginsel. Echter, een beslissing van de overheid of de regulerende instantie om de kosten tussen regionale netwerken te verdelen op basis van een vastgestelde regel kan wel nuttig zijn om de individuele risico's die het gevolg zijn van de grote onzekerheid over het toekomstige netgebruik, te beperken. Zoals vermeld in sectie 9.1 is deze onzekerheid inderdaad heel groot in het geval van regionale waterstofinfrastructuur.
- Kosten kunnen ook worden verdeeld tussen **waterstof- en aardgasgebruikers**. Het merendeel van de potentiële gebruikers van regionale waterstofnetten zal gedurende een bepaalde tijd een parallelle aansluiting wensen (aardgas en waterstof). Daarnaast is het mogelijk dat bestaande aardgasbuisleidingen geconverteerd zullen worden en deel zullen uitmaken van regionale waterstofnetten (hoewel slechts in zeer beperkte mate), zoals vermeld in sectie 2.2. Daarom kan overwogen worden om (zoals toegestaan in het EU-decarbonisatiepakket via artikel 5 van de gasrichtlijn) financiële overdrachten van regionale gasnetwerken naar waterstofnetwerken uit te voeren om op die manier de kosten voor de waterstofnetgebruikers enigszins te beperken, waardoor de aansluiting van nieuwe gebruikers wordt versneld en de onzekerheid in de aanloopfase wordt verkleind.

Uitdaging 3: Planning & coördinatie aansluitingen op landelijke net en mogelijke regionale netten

Of potentiële netwerkgebruikers in aanmerking komen voor aansluiting op het nationale of regionale netwerk hangt af van een aantal factoren:

- **Voor afnemers is de gewenste capaciteit en/of het jaarlijkse volume dat van het netwerk zal worden afgenomen een belangrijke parameter om het meest geschikte aansluitingsniveau te bepalen.** Er zijn nog geen definitieve minimumdrempels voor een aansluiting op het landelijke netwerk vastgesteld. Op basis van gesprekken met gas- en waterstofnetbeheerders wordt een minimumcapaciteit van ongeveer 11 MW nodig geacht om een aansluiting op het HNS-netwerk economisch te verantwoorden, gezien de hoge aansluitingskosten. Aansluitingen op het regionale net kunnen worden overwogen tot een maximale capaciteit van ongeveer 35 MW. Voor hogere afnames is een aansluiting op het landelijke net in principe voordeliger, maar er bestaat nog steeds onzekerheid over deze marges.

- **Het vraagprofiel van de eindgebruiker en de uitbatingsdruk van het netwerk.** Hogedruknetwerken zijn (omwille van hun grotere, maar nog steeds relatief beperkte 'linepack' en directe toegang tot ondergrondse opslagruimtes) beter in staat om te gaan met schommelingen in het afnameprofiel. Ook kunnen bepaalde afnemers baat hebben bij een hogere afnamedruk, bijvoorbeeld waterstoftankstations (omdat deze het waterstofgas dan minder dienen te comprimeren om de 350 of 700 bar van tankstations te bereiken). Bepaalde industriële processen hebben echter een drukverlaging nodig als ze op het landelijke net worden aangesloten.
- **Ook voor producenten zijn er voor- en nadelen van een aansluiting op een hoge- versus middeldruk netwerk.** Een aansluiting op het landelijke netwerk kan extra compressie vereisen (afhankelijk van de elektrolyser) en voldoende productie om de kosten te rechtvaardigen, maar kan toegang geven tot ondergrondse waterstofopslagcapaciteit, waardoor de balanceringskosten dalen, en tot grotere en meer potentiële afnemers. Een aansluiting van een producent op het regionale waterstofnet vereist minder compressie en is wellicht de meest economische optie voor kleinere productie-installaties. Mogelijk dient in dat geval de invoeding te worden verminderd als deze de lokale vraag overschrijdt, tenzij de infrastructuur zodanig is uitgerust dat 'reverse flows' naar het landelijke net mogelijk zijn.
- **Tenslotte moet rekening worden gehouden met de capaciteit van elk netwerk en de totale systeemkosten.** In sommige gevallen kunnen specifieke aansluitingsvoorkeuren van netgebruikers niet in overeenstemming zijn met systeemoptimalisatie. Zo kan het voorkomen dat een afnemer met een relatief hoge waterstofvraag (die in principe de voorkeur geeft aan het nationale netwerk) toch beter wordt aangesloten op een regionaal netwerk, omdat deze aansluiting doorslaggevend is voor de businesscase van het regionale netwerk, waardoor een groter aantal potentiële gebruikers kan worden bediend, wat gunstig kan zijn voor het algemeen economisch belang en de totale systeemkosten.

Welke netwerkinfrastructuur in welk geval optimaal is hangt af van meerdere factoren. In sommige gevallen is een aansluiting zowel mogelijk op het nationale netwerk als op een regionaal netwerk. Coördinatie is daarom vereist. Om de onzekerheid voor netbeheerders en potentiële netgebruikers te verminderen en systeem-optimale beslissingen te faciliteren, is coördinatie tussen netwerkbeheerders vereist om het meest geschikte aansluitingsniveau te bepalen. Dit kan vrijwillig gebeuren, of eventueel opgelegd worden via een wettelijk mandaat. Een dergelijke noodzaak tot coördinatie is ook vastgesteld voor de aansluiting van groen gas productie-installaties op een transmissie- of distributienetwerk voor aardgas; dit aspect is specifiek aan bod gekomen bij de herziening van het EU-wetgevingskader voor aardgas en groen gas.⁵⁹

Uitdaging 4: De aansluitingsvolgorde van nieuwe gebruikers

Voor de realisatie van regionale waterstofnetwerken is een adequaat proces voor netwerkontwikkeling nodig. Dit houdt in dat de potentiële vraag naar waterstoftransport wordt geïdentificeerd, dat de uitrol wordt gepland, dat vaste aansluitings- en toegangsovereenkomsten worden gesloten en dat definitieve investeringsbeslissingen worden genomen voor de effectieve uitrol. Het huidige proces voor de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet is beschreven in Bijlage 3.

Potentiële netwerkgebruikers zullen voldoende inzicht over de uitrol van het netwerk nodig hebben om aansluitings- en transportovereenkomsten te kunnen tekenen. De beslissing over de ingebruikname van individuele verbindingen hangt niet alleen af van de aansluitingsaanvragen van netwerkgebruikers en de doorlooptijd om de verbindingen te ontwikkelen, maar ook van de algemene planning van het regionale netwerk.

Duidelijkheid over het uitrolplan en de volgorde van aansluiting zijn belangrijke parameters voor de investeringsbeslissingen. Er dient rekening te worden gehouden met elementen als de locatie van de gebruikers, de afstand tot het landelijke waterstofnet en de transportbehoeften. Door grote gebruikers

⁵⁹ Artelys, Trinomics et al. (2021) [Assistance to assessing options improving market conditions for bio-methane and gas market rules](#)

eerst aan te sluiten kunnen de risico's voor de netwerkbeheerder worden verlaagd. Het kan echter ook zinvol zijn om eerst gebruikers dicht bij elkaar, of dicht bij het landelijke net aan te sluiten.

De aansluitingsvolgorde kan afwijken van het principe *first come, first served*. Dit is belangrijk omdat aansluitingsovereenkomsten een voorwaardelijke clausule kunnen bevatten, en bindend worden zodra de toezegging van netgebruikers voor een specifiek tracé een minimumniveau (gecontracteerde capaciteit en/of volume) overschrijdt. De volgorde van investeringen en aansluitingen dient dus zorgvuldig te worden bepaald om de risico's te beperken, het terugverdienen van de netwerkinvesteringen te vergemakkelijken en de aanleg te optimaliseren. Daarnaast biedt het zorgvuldig bepalen van de volgorde van aansluitingen helderheid voor partijen die willen overschakelen naar waterstof, waardoor ze deze overstap beter kunnen plannen.

Uitdaging 5: De aanpak voor standalone initiatieven ('geografisch afgebakende waterstofnetten')

Het Decarbonisatiepakket laat voor standalone-netwerken afwijkingen toe van de ontvlechtingvoorschriften,⁶⁰ (waarbij de keuze aan de lidstaten wordt overgelaten) maar niet van andere bepalingen. De andere regels voor beheerders van waterstofnetten voorzien in het pakket (zie sectie 8.1) zijn wel van toepassing op standalone-netwerken. Deze netten dienen dus te voldoen aan de verplichtingen zoals derdentoeegang, ontwikkeling van waterstofnetwerkplannen en balancering.

Standalone-netwerken kunnen te maken krijgen met specifieke uitdagingen qua balancering en netwerkplanning. Het balanceren van vraag en aanbod zal in standalone-netwerken moeilijker zijn dan in netten die aangesloten zijn op het landelijke net door de beperktere toegang tot opslag en het beperktere aantal netgebruikers. De hogere balanceringskosten en lagere leveringszekerheid kunnen de businesscase van een standalone-netwerk en van zijn potentiële netwerkgebruikers negatief beïnvloeden. Om die reden zullen beheerders van standalone-netwerken wellicht geneigd zijn (of worden ze eventueel verplicht) om aan te sluiten op het nationale of regionale netwerk, zodra deze zijn aangelegd. Dit kan echter ook van invloed zijn op de businesscase van bepaalde netgebruikers, met name door een lager gebruik van de beschikbare flexibiliteitsactiva (zoals opslag) en doordat de producenten aangesloten op het standalone-netwerk concurrentie krijgen van andere aanbieders.

Toch zullen in bepaalde gebieden standalone-netwerken kunnen worden aangelegd; er zijn hiervoor al plannen. Standalone-netwerken kunnen zelfs bepaalde voordelen bieden ten opzichte van regionale netwerken met een aansluiting op het nationale netwerk, met name doordat de globale investeringskosten in netinfrastructuur lager zijn. Dit kan leiden tot aanzienlijke kostenbesparingen voor gebieden die op grote afstand van het nationale netwerk liggen.

Het wetgevingskader voor regionale netwerken dient ook de specifieke uitdagingen met betrekking tot standalone-netwerken te behandelen. Een relevante uitdaging is de regulering van de netwerkbeheerder in de standalone-fase. Hoewel de meeste EU-regels ook van toepassing zijn op beheerders van standalone-netwerken, dienen bepaalde aspecten op nationaal niveau te worden geregeld, zoals het verlenen van een wettelijk mandaat aan waterstofnetbeheerders en eventuele indirecte of directe steun. Hierbij dient te worden beslist of deze nationale regelgeving ook van toepassing is op standalone-netwerken. Daarnaast zijn er specifieke uitdagingen ingeval van een uiteindelijke aansluiting van een standalone-netwerk met een ander netwerk. Dit kan tot problemen leiden op het gebied van netwerkplanning en -coördinatie.

Mogelijk is een uniforme regelgeving voor standalone-netwerken niet gerechtvaardigd. De netwerken kunnen namelijk aanzienlijk verschillen in omvang, configuratie en reikwijdte, variërend van grotere netwerken die meerdere netwerkgebruikers verbinden (zoals het concentratiegebied Oost-Groningen) tot kleinere netwerken die slechts een handvol gebruikers verbinden. Mogelijk is het optimaler om een gedifferentieerde aanpak toe te laten, afhankelijk van bijvoorbeeld de karakteristieken (zoals de omvang) van het netwerk, net zoals er verschillende benaderingen kunnen worden gekozen voor de concentratiegebieden.

⁶⁰ In de wetgeving 'geografisch begrensde netwerken' genoemd.

9.3. Risico's & uitdagingen bij eventuele uitrol regionale waterstofinfrastructuur in concentratiegebieden

In deze sectie maken we de koppeling tussen de algemene risico's en uitdagingen met betrekking tot de eventuele aanleg en beheer van regionale waterstofnetwerken en de specifieke geïdentificeerde concentratiegebieden. Het doel hiervan is om te illustreren hoe de risico's en uitdagingen de effectieve haalbaarheid van netwerken in de verschillende concentratiegebieden concreet beïnvloeden en om te identificeren of elk risico/elke uitdaging beperkt is tot een klein aantal gebieden, of geldt voor de meeste of alle gebieden (en in dat geval meer aandacht van beleidsmakers verdient).

Tabel 9-3 toont de risico's, uitdagingen en voordelen voor de ontwikkeling van waterstofnetwerken in de geïdentificeerde concentratiegebieden. Dit leidt tot de volgende inzichten:

- **Veel risico's en uitdagingen gelden voor alle gebieden, met name de regelgevingsrisico's:** Meerdere risico's zijn onafhankelijk van de kenmerken van de concentratiegebieden en de specifieke potentiële netwerkgebruikers. Ze zijn het gevolg van externe factoren. Het risico van overdimensionering van netwerken is bijvoorbeeld het gevolg van te ambitieuze plannen en/of beperkingen aan de aanbodzijde (zoals vertragingen bij de ontwikkeling van productie- en/of importcapaciteit) en heeft ook gevolgen voor alle regionale netwerken. Daarnaast is de kans reëel dat netgebruikers in alle concentratiegebieden gedurende een bepaalde transitiefase de voorkeur zullen geven aan een dubbele aansluiting (aardgas en waterstof), wat ook de mogelijkheden voor conversie van gasleidingen naar waterstofgebruik beperkt;
- **Een hoger niveau en hogere concentratie van de waterstofvraag in een bepaald gebied vermindert de risico's en uitdagingen:**⁶¹ Een hogere totale vraag in een concentratiegebied verlaagt in principe de netinvesteringkosten per kWh/kg waterstof. Dit is een bepalende factor voor de risico's van netbeheerders en netgebruikers op lange termijn. Een hogere totale vraag naar waterstoftransportdiensten neemt de netgebruikersrisico's niet volledig weg, aangezien een regionaal netwerk zal worden gedimensioneerd in overeenstemming met de totale vraag, maar schaalvoordelen leiden tot lagere kosten voor waterstoftransport die dichter zullen aansluiten bij de betalingsbereidheid van potentiële netwerkgebruikers. De gebieden 1-4 hebben de hoogste vraagdichtheid en vertonen dus over het algemeen lagere risico's dan de overige gebieden. De energiekosten van eindgebruikers zullen veel meer worden bepaald door de leveringskosten waterstof (commodity) dan door de distributiekosten, maar lagere netwerkkosten zouden de inzet van waterstof nog steeds vergemakkelijken.
- **De kenmerken van specifieke gebruikers beïnvloeden de risico's en uitdagingen in beperkte mate:** De concentratiegebieden worden geïdentificeerd op basis van hun A- en B-vraag en gekenmerkt door een relatief hoge betalingsbereidheid. De betalingsbereidheid van bedrijven, zoals weergegeven door de verdeling van de totale vraag over de A-, B- (en C-) vraag, is nog steeds een belangrijke factor. Bovendien onderscheiden sectorale en individuele bedrijfskarakteristieken nog steeds tot op zekere hoogte concentratiegebieden. Sommige gebieden zijn afhankelijk van slechts één of twee gebruikssectoren, wat leidt tot hogere risico's. Zo is de kans groter dat alle gebruikers in een bepaald gebied worden beïnvloed door dezelfde (economische of beleids-) ontwikkeling. Ook zullen bepaalde sectoren een lagere benuttingsgraad van de gecontracteerde netwerkcapaciteit hebben (vooral de glastuinbouw), waarvan de waterstofvraag sterk seizoensgebonden zal zijn en zal fluctueren in functie van de energiemarkten. Tankstations hebben ook een volatiel afnamepatroon, maar zij zijn uitgerust met een buffer zodat het netwerk hierdoor niet sterk beïnvloed wordt.
- **De ontwikkeling van specifieke regionale netwerken is afhankelijk van enkele grote individuele gebruikers:** Grote gebruikers drijven de totale regionale vraag op en verminderen de complexiteit van de onderhandelingen om tot een investeringsbeslissing te komen. Er is in dat geval echter een grotere afhankelijkheid van (enkele) individuele gebruikers, die eventueel kunnen kiezen voor andere energiedragers of voor een rechtstreekse aansluiting op het landelijke waterstofnet, en daardoor de economische haalbaarheid van een bepaald regionaal netwerk in gevaar kunnen brengen. Dit wordt sterk beïnvloed door de onzekerheid over de leveringsprijzen van waterstof.

⁶¹ Uiteindelijk is het voor de investerende netbeheerder relevant in welke mate de vraag naar waterstof zich expliciet manifesteert in een getekende transportovereenkomst en dus zekere inkomsten.

Tabel 9-3 Risico's, uitdagingen & voordelen bij geïdentificeerde concentratiegebieden voor ontwikkeling waterstofnetwerken

Categorie	Risico's, uitdagingen en voordelen	Relevante concentratiegebieden
FID / dimensioneringsrisico	Risico van te ambitieus waterstofbeleid beïnvloedt het gebruik van het netwerk op lange termijn	Alle gebieden
	Afhankelijkheid van beperkt aantal sectoren beïnvloedt risico's van opstarten/gebruik op lange termijn	1 sector: 11 2 sectoren: 3, 5, 6, 10
	Hoge concentratie bij enkele/weinig gebruikers vergemakkelijkt FID en heeft mogelijk aanzuigeffect, maar verhoogt de risico's op overdimensionering en tijdelijke onderbenutting	1-3
	Hoge vraag van individuele gebruikers vergemakkelijkt FID, maar brengt het risico met zich mee dat deze gebruikers de voorkeur geven aan een aansluiting op het landelijke waterstofnet vanwege hun nabijheid en relatief hoge volumes	1, 2, 4
	Mogelijke aansluiting van nabijgelegen gascentrale vergemakkelijkt FID	1
	Een hoge vraag naar C zou de businesscase van het netwerk kunnen verbeteren, maar ook kunnen leiden tot risico onderdimensionering	1, 4, 7, 8
	Lage bereidheid om te betalen beïnvloedt FID en risico's van opstarten/gebruik op lange termijn	Lagere betalingsbereidheid in 1, 3
	Grote afstand tot het landelijke waterstofnet verhoogt investeringskosten en dus tarieven	8
Financiële risico's	Grote investeringsplannen kunnen mogelijk worden belemmerd door financieringsmogelijkheden van H ₂ -RNB's	6, 8
	Mogelijkheid om investeringen te bundelen, waardoor WACC daalt, en tarieven voor meerdere regionale netwerken te uniformiseren	Alle gebieden
Mandaat voor netwerk-ontwikkeling	Concentratiegebieden geïdentificeerd in verschillende provincies, waardoor de coördinatie-uitdagingen voor netwerkontwikkeling toenemen (want met meer partijen)	Alle gebieden
	Uiteenlopende behoeften aan transportcapaciteit, investeringsvolumes en risico's betekenen verschillende businesscases per gebied	Beter geschikt: 1, 2, 4, 6
Kostenverdeling	De meeste gebruikers plannen een dubbele gas-/waterstofaansluiting, waardoor eventuele kruissubsidiëring mogelijk wordt	Alle gebieden
	Mogelijkheid van risicodeling tussen regionale netwerken, afhankelijk van de regionale HNO(s) keuzes	Alle gebieden
	Relatief constante afnameprofielen van industriële gebruikers (alle regio's), fluctuerend gebruiksprofiel van WKK's en andere elektriciteitsproductie-eenheden kan kostendekking belemmeren	1, 8, andere
	Relatief lage tarieven per MWh (kosten worden hoofdzakelijk verrekend op basis van gecontracteerde vermogen)	1, 2
HNS/gas-RNB('s) coördinatie)	Concentratiegebied met gebruikers die momenteel zijn aangesloten bij verschillende gas-RNB's zou coördinatie vereisen als bestaande gas-RNB's een mandaat zouden krijgen	8
	Beslissing over regionaal netwerk / levering individuele gebruikers via het landelijke waterstofnet beïnvloed door locatie, totale vraag & afname/invoedingsprofielen, balanceringsbehoeften en drukniveaus	Alle gebieden
	Coördinatie met e-TNB ⁶² /RNB's is ook relevant gezien de impact van congestie die de verbinding met waterstofnetwerken en de levering van congestiebeheerdiensten stimuleert	Alle gebieden behalve 7, 10
Aansluitvolgorde	Geografische spreiding en timing van de afname kunnen een andere investeringsplanning en aansluitingsvolgorde rechtvaardigen dan voorzien bij de ondertekening van de aansluitingsovereenkomst. Netgebruikers kunnen een verschillende timing hebben, zowel wat betreft investeringsbeslissing als effectieve afname, wat kan leiden tot een suboptimale aanpak.	Alle gebieden

⁶² Transmissienetbeheerder

10. Beleidsopties voor het beperken van risico's & uitdagingen

In dit hoofdstuk identificeren we verschillende opties om de vastgestelde risico's en uitdagingen te adresseren. Hierbij bespreken we eerst de noodzaak om regionale waterstofnetwerken te reguleren (sectie 10.1). In de secties daarna schetsen we de opties, waarna we overwegingen formuleren en de opties beoordelen (secties 10.1.4 t/m 10.6). Ten slotte presenteren we een regelgevingsroutekaart voor regionale waterstofnetwerken (sectie 10.7).

Belangrijkste bevindingen

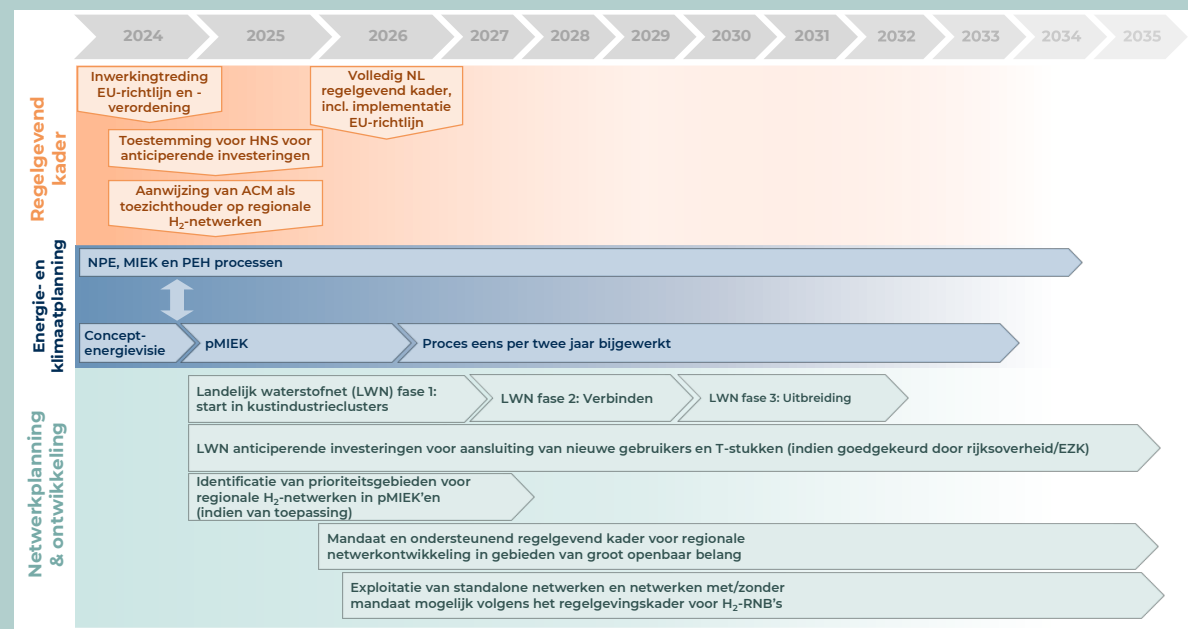
De tabel hieronder bevat een overzicht van de overwogen opties voor elk element van het regelgevingskader voor regionale waterstofnetten. De voorkeuropties zijn gemarkeerd.

	Optie 1	Optie 2	Optie 3	Optie 4	Optie 5
Wettelijk mandaat (geen monopolie)	Geen wettelijk mandaat	Concurrentie per gebied	Wettelijk mandaat voor bepaalde gebieden	Wettelijk mandaat voor alle gebieden	
Partijen die in aanmerking komen voor eventueel mandaat	Meerdere netbeheerders: gasnetbeheerders	Meerdere netbeheerders: open concurrentie	Eén netbeheerder: HNS	Eén netbeheerder: joint venture van gasnetbeheerders	Eén netbeheerder: tender
Coördinatie van ontwikkelingsplannen	Individueel NDP per H ₂ -RNB	Eén nationaal NDP	Dezelfde vereisten voor H ₂ -RNB('s) toepassen als voor TNB's voor gas/waterstof		
Coördinatie voor aansluiting van nieuwe netgebruikers	Vrije keuze van aansluitingsniveau	Rekening houden met regionale vraag bij behandeling aansluitingsaanvraag en planning van T-stukken	Bindende planning en coördinatie tussen netbeheerders		
Aansluitingsvolgorde & behandelen van aansluitingsaanvragen	Verplichting, soepele voorwaarden, first come, first served	Verplichting, strikte voorwaarden, geen first come, first served	Verplichting, redelijke voorwaarden, geen first come, first served		
Tariefmethodes o.b.v. enkel capaciteit of i.c.m. energie gebaseerde component	Capaciteit-gebaseerde tarieven	Hoofdzakelijk capaciteit-gebaseerd met een energie-component			
Bepaling van regionale nettarieven	Aparte tarieven per netwerk	Gedeeltelijk gemeenschappelijke tarieven voor regionale netwerken	Volledig gemeenschappelijke tarieven voor alle regionale netwerken		
Financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken	Geen financiële overdrachten	Financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken			
Intertemporele kostentoewijzing	Lineaire afschrijving over gebruikelijke periode	Lineaire afschrijving over langere periode	Progressieve afschrijving		
Risicodeling met overheid	Investeringssubsidie	Subsidiëren van gebruik van infrastructuur (b.v. maximumtarief)	Garantie voor volledige recuperatie van GAW bij einde levensduur		

We lichten de belangrijkste punten kort toe:

- We stellen voor om een onderscheid te maken tussen geselecteerde gebieden en overige gebieden voor regionale waterstofinfrastructuur als basis voor het regelgevingskader. Voor de geselecteerde gebieden kunnen één of meerdere regionale waterstofnetbeheerder(s) (de huidige gasnetbeheerders of HNS) een mandaat krijgen om regionale waterstofnetwerken te ontwikkelen. In geselecteerde gebieden is de uitrol van waterstofinfrastructuur op termijn maatschappelijk gewenst, ook als de businesscase nog niet sluitend is. Voor andere gebieden hoeft geen wettelijk mandaat te worden verleend.
- Aanvullende analyses zijn noodzakelijk voor het identificeren van geselecteerde gebieden en de beslissing of/wanneer een netwerk uitgerold dient te worden. De geselecteerde gebieden zijn niet noodzakelijk de geïdentificeerde concentratiegebieden in deze studie. De selectie zou in de eerste fase moeten focussen op gebieden met het hoogste potentieel en aanvaardbare risiconiveaus. Dit zou het mogelijk maken om het regelgevend kader te testen en te verfijnen op basis van de ervaring van de eerste regionale netwerken.

- **Er bestaan verschillende geschikte opties voor partijen die in aanmerking komen voor een mandaat:** de huidige gasnetbeheerders, HNS, of een joint venture van de bestaande gasnetbeheerders. Uiteindelijk is dit een politiek besluit. Andere opties lijken niet gewenst. We stellen voor om de ruimte te laten aan andere partijen om netwerken in goed afgebakende gevallen (zoals standalone initiatieven en specifieke netwerken op industrieterreinen) te ontwikkelen en te beheren, met inachtneming van dezelfde regelgevingsvoorschriften.
- **HNS kan vanaf 2025 worden verplicht om de potentiële regionale vraag in deze gebieden mee in aanmerking te nemen bij de configuratie van het landelijke waterstofnet,** en worden gemachtigd om anticiperende investeringen te doen om aan de potentiële vraag in regionale gebieden te voldoen, hetzij rechtstreeks, hetzij door samenwerking met de beheerder(s) van de regionale waterstofnetwerken. Het netwerkontwikkelingsplan moet door de Rijksoverheid of de toezichthouder ACM worden goedgekeurd.
- **Overige regelgevingsopties hebben betrekking op 1) coördinatie voor netwerkplanning en aansluiting van nieuwe gebruikers en 2) kostenverdeling en risicobeperkende maatregelen om de netwerkontwikkeling te faciliteren.** Voor de planningscoördinatie wordt één enkel ontwikkelingsplan voorgesteld dat alle regionale waterstofnetwerken omvat, evenals de verplichting voor netwerkbeheerders om anticiperende investeringen te overwegen. Voor de kostenverdeling en risicovermindering bestaat er een menu van opties dat kan worden overwogen op basis van de geïdentificeerde risico's per gebied.
- **Risicobeperkende maatregelen (zoals subsidies) kunnen worden overwogen voor de netontwikkelaars in geselecteerde gebieden.** Subsidies kunnen gerechtvaardigd zijn voor het faciliteren van de opstartfase, maar mogen in onze optiek niet gebruikt worden voor het garanderen van de financiële haalbaarheid van netinvesteringen op lange termijn. Ook als overheidsgaranties worden verstrekt, is het wenselijk een substantieel deel van de risico's bij de netwerkbeheerders en gebruikers te laten, en naar onze inschatting is het echter maatschappelijk ongewenst om op korte termijn de ontwikkeling van meerdere regionale waterstofnetten ruim te subsidiëren
- **Er wordt een stappenplan voorgesteld om een volledig regelgevingskader vast te stellen en anticiperende investeringen mogelijk te maken totdat dit kader is ingevoerd.** Een dergelijk kader zou in 2026 in kracht kunnen zijn. Dit is onze inschatting voor het bieden van een volwaardig regelgevend kader in 2026. Stappen kunnen worden uitgesteld op basis van marktontwikkelingen, of als beleidsmakers en andere actoren minder urgentie zien. De volgorde van de stappen blijft dan gelden.



10.1. De noodzaak voor specifieke regulering bij regionale waterstofinfrastructuur

In deze sectie lichten we de noodzaak toe voor regulering van de regionale waterstofinfrastructuur. Het Decarbonisatiepakket voorziet sectorspecifieke regulering voor de waterstofmarkt en -netwerken, zoals vermeld in hoofdstuk 8. De belangrijkste punten worden samengevat in deze sectie.

10.1.1. Energie-infrastructuur: natuurlijke monopolie en diensten van maatschappelijk belang

Het transport van waterstof via een landelijk net kan als een dienst van maatschappelijk belang worden beschouwd.⁶³ Regionale netwerken hebben veel overeenkomsten met het landelijke net, aangezien beide eigenschappen hebben van een natuurlijk monopolie (vanwege van de schaalvoordelen en sub-additieve kostenstructuren) en vergelijkbare gebruikerscategorieën hebben (niet-huishoudelijke netgebruikers). Daarentegen is de technische en economische dimensie bij regionale netten verschillend; waar een landelijk net het transport verzekert tussen import/exportinfrastructuur, en grote netgebruikers (producenten, afnemers, en opslaginstallaties) en instaat voor het evenwicht van het systeem, richt een regionaal net zich op minder grote afnemers, en eventueel producenten. Echter, gezien de mogelijk substantiële rol die waterstof zal spelen in het toekomstige energiesysteem kan de uitrol van regionale netten essentieel zijn voor de economie en de energietransitie in de regionale gebieden, en kan de uitrol van regionale netten dus ook maatschappelijk gewenst zijn, zoals het landelijke net. Aangezien zowel het landelijke net als eventuele regionale netten gekenmerkt worden door een natuurlijk monopolie en diensten van maatschappelijk belang aanbieden, is een gepaste overheidsregulering en -toezicht noodzakelijk. In de volgende secties worden deze aspecten verder uitgewerkt.

10.1.2. Potentiële vormen van marktfalen in de waterstofsector

Er kunnen drie vormen van marktfalen voorkomen in de waterstofmarkt: natuurlijke monopolies, externe effecten en informatieasymmetrie.

Natuurlijk monopolie

Bij de eventuele uitrol van regionale waterstofinfrastructuur zal zeer waarschijnlijk een natuurlijk monopolie ontstaan, vanwege de hoge initiële investeringskosten en de schaalvoordelen. Een natuurlijk monopolie ontstaat zodra een netwerk is aangelegd en het voor andere partijen voordeliger zou zijn om dit netwerk te gebruiken dan om zelf een netwerk aan te leggen. Dit heeft te maken met het feit dat de kosten van één netwerk met een bepaalde capaciteit lager zijn dan de totale kosten voor twee of meer netwerken met dezelfde totale capaciteit. Vaak spelen er ook **schaalvoordelen**. Een natuurlijk monopolie kan leiden tot **marktmacht**, waarbij de betrokken partijen de mogelijkheid hebben hun marktpositie te misbruiken voor eigen gewin. Dit kan tot marktfalen leiden en ten koste gaan van het maatschappelijke belang. Bij de ontwikkeling van regionale netten op korte termijn is het echter aannemelijk dat deze netten ontwikkeld zullen worden op basis van de waterstofvraag van individuele bedrijven. Omdat veel van deze individuele bedrijven relatief groot zijn en omdat de netwerkgebruikers en de netbeheerder vóór de uitrol van een waterstofnetwerk zullen coördineren en onderhandelen, is het niet zeker dat de netbeheerders zich aanvankelijk in een positie van marktmacht zullen bevinden. Toch kunnen de natuurlijke monopoliekenmerken van waterstofnetwerken tot marktmacht leiden zodra een netwerk is aangelegd.

Externe effecten

Bij waterstofnetwerken spelen ook externe effecten een rol. Als effecten niet ingeprijsd zijn in de kosten van een product of dienst is er sprake van externe effecten. Er wordt vaak geen (of beperkt) rekening gehouden met externe effecten bij het bepalen van de kosten (of baten) ervan. Externe effecten zijn vaak non-monetair (zoals effecten op de luchtkwaliteit). De markt zorgt niet voor een

⁶³ *Ministerie van Buitenlandse Zaken*: "Diensten van algemeen economisch belang (DAEB) zijn economische activiteiten die het algemeen belang dienen en die de markt, zonder tussenkomst en optreden van de overheid, niet of niet onder dezelfde voorwaarden over objectieve kwaliteit, veiligheid, betaalbaarheid, gelijke behandeling of algemene toegang oppikt." Zie ook

efficiëntie verdeling van deze effecten en er kan dus sprake zijn van marktfalen. Via overheidsingrijpen kunnen externe effecten worden geïnternaliseerd.

Het netwerkeffect is een zeer relevant extern effect. Het netwerkeffect is in dit geval het fenomeen waarbij de waarde die een netwerkgebruiker ontleent aan een waterstofnetwerk afhangt van het totale aantal netwerkgebruikers, hoewel bedrijven die een aansluiting op een regionaal waterstofnetwerk overwegen, primair rekening zullen houden met hun eigen belangen en de daaruit volgende capaciteit bij de investeringsbeslissing. Met het oog op de risico's besproken in hoofdstuk 9, is het ook mogelijk dat een netwerkbeheerder het netwerk niet dimensioneert om een groter aantal netwerkgebruikers op te nemen. Vanuit maatschappelijk oogpunt kan het echter gunstiger zijn om bij een netuitbreiding extra capaciteit te creëren, zodat andere partijen er ook gebruik van kunnen maken. De relatieve kosten van een net nemen immers af naarmate het aantal aangesloten partijen toeneemt. Bovendien zou het netwerkeffect de natuurlijke monopoliekenmerken versterken als er een groot netwerk wordt opgezet.

Asymmetrische informatie tussen marktpartijen

Het risico op informatieasymmetrie bij regionale waterstoftransportnetwerken kan een rol spelen. Informatieasymmetrie verwijst naar de situatie waarbij een bepaalde partij beter op de hoogte is dan een andere partij, terwijl perfecte informatie een vereiste is voor goed werkende markten. In de praktijk is in de energiemarkten de toegang tot relevante informatie (zoals de beschikbare netcapaciteit) niet optimaal, waardoor de marktkuitkomst niet altijd efficiënt is. Een netbeheerder kan bijvoorbeeld informatie verkrijgen over de interesse van potentiële toekomstige gebruikers en deze niet publiceren. Vaak kan die belangstelling echter alleen op vertrouwelijke basis worden geuit, wat het publiceren van informatie bemoeilijkt. Er kan beperkte informatie worden gepubliceerd over de status van de uitrol van het netwerk. De kans op informatieasymmetrie bij de uitrol van regionale waterstofinfrastructuur kan verder beperkt worden door informatie- en transparantieplichtingen op te leggen aan de beheerder, bijvoorbeeld over de beschikbare aansluitingscapaciteit, aansluitingsvoorwaarden, en de voorwaarden en tarieven voor toegang.

10.1.3. Noodzaak voor sectorspecifieke regulering

Het aantal marktspelers in de waterstofsector is momenteel (nog) beperkt tot een klein aantal grote ondernemingen die in staat zijn om tot bilaterale afspraken te komen die aanvaardbaar zijn voor beide partijen zonder overheidsregulering. Het aantal marktpartijen zal echter toenemen, waardoor het noodzakelijk is om een landelijk waterstofnet uit te bouwen, en eventueel ook regionale netten in gebieden waar de potentiële vraag voldoende hoog is.

Bij de ontwikkeling van grootschalige netinfrastructuur door een aangewezen partij die meerdere netgebruikers moet bedienen zal het risico op misbruik van marktmacht en asymmetrische informatie toenemen en is overheidsregulering vereist. Generiek toezicht via de mededingingswet om machtsmisbruik tegen te gaan is dan mogelijk niet meer toereikend. In de waterstofmarkt is het risico van misbruik van marktmacht dan eventueel te groot om alleen te worden aangepakt via het algemene mededingingsrecht, vooral omdat via deze wetgeving misbruik alleen ex post wordt aangepakt, en dus in principe niet proactief wordt opgetreden. Aangezien een waterstofnetwerk kenmerken heeft van een natuurlijk monopolie, bestaat er in de toekomst een inherent risico op misbruik van marktmacht, wat specifiek dient te worden vermeden via regulering. Overheidstoezicht is ook gerechtvaardigd om een optimale planning (inclusief timing) en configuratie van netinfrastructuur te garanderen.

Ook coördinatieproblemen kunnen de realisatie van regionale waterstofnetwerken belemmeren, zelfs als de projecten door alle partijen gewenst zijn. Dit kan regulering ook rechtvaardigen. Netwerkgebruikers en -beheerders hebben voldoende zekerheid nodig om investeringsbeslissingen te nemen, maar gezien de huidige grote onzekerheden (zie hoofdstuk 9), kan het mogelijk zijn dat geen van beide partijen bereid is om de eerste stap te zetten. Regulering kan in dit opzicht coördinatievraagstukken aanpakken en de ontwikkeling van vraag, aanbod en netwerk op elkaar

afstemmen. Een dergelijke coördinatie zou het bovendien mogelijk maken om de hierboven besproken positieve externe effecten te maximaliseren, met name als gevolg van netwerkeffecten.

Voor grotere volumes zijn waterstofnetwerken de meest efficiënte transportvorm. De concurrentiedruk van wegtransport zal niet voldoende zijn om sectorspecifieke regulering van waterstofnetwerken voor gebieden met aanzienlijke vraag overbodig te maken. Waterstoftransport via buisleidingen vereist hoge initiële investeringen en is daardoor enkel concurrerend tegenover andere transportvormen vanaf een volume vanaf ongeveer 10 ton/dag (zie sectie 2.1). Transport via de weg (of via spoor- of waterweg indien technisch mogelijk) is vanuit financieel oogpunt alleen voordelig voor kleine transportvolumes. Doordat transport via een netwerk enkel voordelig is voor grote volumes, is het gewenst om een netwerk alleen aan te leggen in gebieden waar een dergelijk minimum volume behaald wordt; om die reden zijn concentratiegebieden geïdentificeerd (zie hoofdstuk 6). Wegtransport kan ook voordelig zijn als potentiële afnemers zich op grote afstand van elkaar bevinden, waardoor transport via buisleidingen te duur zou zijn. Een ander relevant criterium voor de keuze van de meest geschikte transportvorm is de mate van flexibiliteit in volume en locatie. Wegtransport biedt een hoge mate van flexibiliteit, zeker ten opzichte van buisleidingentransport, maar ook ten opzichte van transport via water- of spoorwegen.

10.1.4. Welke partijen komen eventueel in aanmerking voor een wettelijk mandaat?

Opties

Naast de vraag of een wettelijk mandaat dient te worden gegeven, heerst de vraag welke partijen hiervoor in aanmerking komen. We bespreken vijf opties, in willekeurige volgorde:

1. **Meerdere regionale netbeheerders krijgen een mandaat, namelijk de huidige regionale gasnetbeheerders.**
2. **Meerdere partijen die aan de ontvlechtigingsvereisten voldoen krijgen een mandaat** (apart voor elk gebied).
3. **Eén partij krijgt een wettelijk mandaat, namelijk HNS.**
4. **Eén partij krijgt een mandaat, namelijk een joint-venture van regionale gasnetbeheerders.**
5. **Eén partij krijgt een mandaat via een tenderprocedure**, waaraan alle (aangewezen) partijen kunnen meedoen.

Deze opties hebben alleen betrekking op regionale waterstofnetwerken en veranderen niets aan de rol van HNS bij de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet.

Overwegingen en voor- en nadelen per optie

Meerdere partijen vs. één enkele partij. Het aanwijzen van meerdere partijen kan concurrentie aanjagen (bijvoorbeeld via benchmarking door de regulerende instantie) en daarmee kostenverlagend werken en mogelijk innovatie oplossingen stimuleren. Echter, omdat de netwerkinfrastructuur een natuurlijk monopolie is, lijkt dit potentiële voordeel beperkt. Daarnaast zullen de overheadkosten bij meerdere partijen hoger zijn dan bij aanwijzing van één partij. Het aanwijzen van één enkele partij kan voordelen bieden vanuit operationeel oogpunt. Zo kunnen de planning en coördinatie beter worden geoptimaliseerd als één partij meerdere netwerken aanlegt, en kunnen synergiën en mogelijke schaalvoordelen worden gevaloriseerd (bijvoorbeeld door het op grote schaal inkopen van materialen). Ook kan het aanwijzen van één partij de kennisuitwisseling tussen gebieden bevorderen. De specifieke voordelen van het mandateren van meerdere partijen kunnen mogelijk ook deels worden gerealiseerd door de aanduiding te doen op basis van een tenderprocedure. Het is echter niet waarschijnlijk dat dit op lange termijn innovatie stimuleert.

Het type partij. In principe komen drie typen partijen in aanmerking voor een eventueel mandaat:

- **Private partijen** (die aan de toekomstige ontvlechtigingsregels voldoen, zoals voorzien in de EU-regelgeving). Dit kunnen partijen zijn die al private netten beheren, maar ook nieuwe partijen.

- **HNS** (volgens artikel 49 van de gasrichtlijn). HNS heeft het mandaat voor de aanleg en het beheer van het landelijke waterstofnet. Hierdoor zal HNS beschikken over relevante kennis en praktijkervaring. Deze expertise zal (deels) relevant zijn voor de eventuele uitrol en beheer van een regionaal waterstofnetwerk, waardoor synergiën kunnen ontstaan als HNS betrokken wordt bij de mogelijke uitrol van regionale waterstofinfrastructuur.
- **Regionale gasnetbeheerders**. Omdat de regionale gasnetbeheerders op dit moment de distributie van alle energiedragers beheren (elektriciteit en gas) hebben zij geen belang bij optimalisatie van één van de modaliteiten. Hierdoor kan de integrale systeemafweging vanuit maatschappelijk belang worden meegenomen (bij andere beheerders dient dit belang op een andere manier te worden geborgd). De regionale gasnetbeheerders beschikken ook over relevante kennis op basis van hun ervaring met aardgasdistributie, en ze zijn al vertrouwd met de energieontwikkelingen in de gebieden waarin ze actief zijn. Naast deze kennis beschikken ze ook de huidige aardgasnetten, wat praktische voordelen oplevert bij eventuele herbestemming (op de lange termijn). De gasrichtlijn biedt de mogelijkheid om binnen een netwerkgroep netten te leasen van de ene (aardgas)netbeheerder aan de andere (waterstof)netbeheerder (artikel 46 gasrichtlijn). Bovendien zijn de transactiekosten voor overdrachten van assets van gasnetbeheerders naar de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur lager binnen hetzelfde netwerkbedrijf. Tot slot kennen de regionale gasnetbeheerders de (huidige) bedrijven (potentiële gebruikers van een waterstofnetwerk), de lokale overheden en de (terrein specifieke) obstakels.

Ook kunnen **joint-ventures** worden overwogen tussen verschillende partijen, zoals een tussen de regionale gasnetbeheerders, of HNS en regionale gasnetbeheerders.

Tabel 10-1 Overwegingen bij partijen die in aanmerking komen voor mandaat

1. Meerdere netbeheerders: Gasnetbeheerders	2. Meerdere netbeheerders: Open concurrentie	3. Eén netbeheerder: HNS	4. Eén netbeheerder: Joint venture gasnetbeheerders	5. Eén netbeheerder: Tender
<ul style="list-style-type: none"> + Kennis van bestaande gebieden die iedere gas-RNB bedient. Praktische voordelen in de uitvoering Integrale benadering energiesysteem levert optimalisatie tussen verschillende energie-infrastructuren ● Beperkte concurrentie mogelijk tussen gebieden (via benchmarking), redelijke prikkel voor innovatie en efficiëntieverhogingen - Beperkte ruimte voor schaalvoordelen en verticale synergiën Geen grootschalige ervaring H₂-transport (m.u.v. pilots) 	<ul style="list-style-type: none"> + Sterkste prikkel voor concurrentie, betaalbare infrastructuur en stimuleren innovatie ● Concurrentie tussen H₂-RNB's. - Mogelijk minder schaalvoordelen, hoewel kans op natuurlijk monopolie 	<ul style="list-style-type: none"> + Beschikt over relevante kennis over waterstoftransport Mogelijke schaalvoordelen en verticale synergiën - Geen concurrentie, geen prikkel innovatie Weinig 'lokale' kennis en geen ervaring met distributie 	<ul style="list-style-type: none"> + 'Lokale' kennis bestaande gebieden en ervaring met distributie. Mogelijke schaalvoordelen en horizontale synergiën - Geen concurrentie, geen prikkel innovatie Geen grootschalige ervaring H₂-transport (m.u.v. pilots) 	<ul style="list-style-type: none"> + Toegang voor partijen met meeste waterstofkennis Mogelijke schaalvoordelen. ● Redelijke concurrentie, vooraf - Bemoeilijkt het valoriseren van horizontale synergie.

Op basis van deze overwegingen is er geen duidelijke voorkeur voor één bepaalde optie, aangezien elke optie voor- en nadelen biedt op het gebied van het valoriseren van mogelijke schaalvoordelen en synergiën. Bovendien is het nog onduidelijk hoe groot de schaalvoordelen en mogelijke synergiën zijn. Het toepassen van tenderprocedure voor de selectie van een kandidaat is administratief complex en leidt op middellange termijn niet noodzakelijk tot de beste resultaten. De aanduiding van één partij biedt mogelijke schaalvoordelen, maar kan leiden tot inefficiënties omwille van het ontbreken van concurrentie. De aanduiding van meerdere partijen kan leiden tot inefficiënties omwille van mogelijke schaalnadelen, maar biedt mogelijkheden voor horizontale synergiën en opvolging van de kosten via benchmarking. De tijdige uitrol van infrastructuur en aansluiting van netwerkgebruikers, evenals het

passende regelgevende toezicht op investeringen, belangrijkere factoren zijn dan het bereiken van efficiëntie via een x-factor, benchmarking of andere middelen.

Er is geen strikte noodzaak voor publiek aandeelhouderschap van regionale waterstofnetwerken (meerderheidsbelang). Publiek aandeelhouderschap kan een positieve impact hebben op de toegang tot financiering en de kosten ervan, en is dus een mogelijk argument om ook voor eventuele regionale waterstofnetten de voorkeur te geven aan een structuur met publieke aandeelhouders, zonder daarbij ook private participaties en privaat uitgebate netten wettelijk uit te sluiten. Daarentegen zijn publieke netwerkbeheerders deels afhankelijk van de bereidheid en de mogelijkheid van publieke aandeelhouders om kapitaal te verschaffen, zoals aangegeven in sectie 9.1.4. Naast de WACC moeten hierbij ook andere aspecten in overweging genomen worden, zoals de synergie met de gasactiviteiten. Bovendien zullen niet alle waterstofnetwerken een belangrijke functie vervullen. Deze waterstofnetwerken zullen bijvoorbeeld een beperkter aantal netgebruikers bedienen dan elektriciteitsnetten. En waterstofnetten zullen vrijwel uitsluitend niet-huishoudelijke netgebruikers bedienen (zeker op korte en middellange termijn). De kenmerken van de netwerken en sector zijn dus anders dan die van elektriciteits-, gas- en warmtenetwerken, die in publieke handen zijn of zullen zijn. Tot slot zijn er andere instrumenten om ervoor te zorgen dat het maatschappelijk belang gerespecteerd wordt.

10.2. Zekerheid voor netwerkontwikkelaars door wettelijk mandaat

10.2.1. Wel of geen wettelijk mandaat?

Opties

Bij een wettelijk mandaat krijgt een partij (of partijen) de rechten voor het leveren van een dienst. Dit kunnen exclusieve of niet-exclusieve rechten zijn. Aan het mandaat zijn ook verplichtingen verbonden. De opties voor een eventueel mandaat voor de ontwikkeling van regionale waterstofnetwerken zijn:

1. **Geen wettelijk mandaat**, iedere aangewezen⁶⁴ partij komt dan in aanmerking voor de aanleg en het beheer van regionale waterstofinfrastructuur.
2. **Concurrentie per gebied**, waarbij aan één aangewezen partij per gebied een wettelijk mandaat wordt toegekend op basis van een tenderproces.
3. **Wettelijk mandaat voor geselecteerde gebieden**, waarbij voor meerdere gebieden één of meerdere partijen worden aangewezen voor waterstofnetwerken.
4. **Wettelijk mandaat voor alle gebieden**, waarbij voor alle gebieden één of meerdere partijen worden aangewezen.

Overwegingen en voor-en nadelen per optie

Artikel 43 van de gasrichtlijn verplicht lidstaten om partijen die waterstofinfrastructuur beheren aan te wijzen. Verder legt de EU-wetgeving lidstaten geen restricties (of verplichtingen) op voor het geven van een wettelijk mandaat. Artikel 43 van de gasrichtlijn stelt dat lidstaten dienen te bevestigen dat een partij die de waterstofinfrastructuur beheert voldoet aan alle verplichtingen uit de gasrichtlijn. Dit kan door aanwijzing, waarmee regels worden opgelegd.

Het niet geven van een mandaat kan tot 1) vertraging leiden in de realisatie van regionale waterstofinfrastructuur, 2) een suboptimale netwerkconfiguratie vanuit maatschappelijk standpunt oogpunt en 3) een grotere onzekerheid voor zowel beheerders als gebruikers van regionale waterstofnetten. Tabel 10-2 bevat de overwegingen per optie. Het geven van een wettelijk mandaat leidt in het algemeen tot meer duidelijkheid en maakt het mogelijk om coördinatiefalen te voorkomen. Dit wordt gedaan door ervoor te zorgen dat de uitrol van het netwerk de ontwikkeling van het regionale waterstofsysteem leidt, waarbij de lokale vraag en mogelijk een deel van het lokale aanbod vervolgens een netwerkverbinding tot stand brengen. Bovendien biedt een wettelijk mandaat meer ruimte voor het opleggen van aanvullende verplichtingen naast de vereisten die zijn vastgelegd in het

⁶⁴ Een partij dient aangewezen te zijn in het kader van de EU-regelgeving. Zie artikel 43 van de [Gasrichtlijn](#).

Decarbonisatiepakket. Hoewel het Decarbonisatiepakket eisen oplegt over het verbinden van nieuwe gebruikers, blijft er ruimte bestaan voor de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur om binnen een bepaald gebied vooral de meest interessante netgebruikers te bedienen (cherry picking) als er geen mandaat wordt gegeven. Hierbij bestaat dus de kans dat er uiteindelijk een kleiner netwerk wordt ontwikkeld dan dat vanuit maatschappelijk oogpunt als optimaal zou worden gezien. Deze risico's kunnen worden verminderd met de vereisten gedefinieerd in het Decarbonisatiepakket voor de netwerkplanning (besproken in sectie 10.3.1)

Het verstrekken van een wettelijk mandaat brengt risico's met zich mee, hoewel deze met het juiste regelgevingskader beheersbaar zijn. Het gebrek aan concurrentie kan mogelijk kostenverhogend werken, hoewel dit risico beperkt kan worden door regulering. Bij een wettelijk mandaat zijn de risico's voor overdimensionering en tijdelijke onderbenutting in principe groter, maar deze kunnen beperkt worden door een tussenkomst van de overheid in de netwerkplanning en -regulering.

Bij de keuze voor het mandaat dient een afweging te worden gemaakt tussen het bieden van investeringszekerheid en het stimuleren van private initiatieven en innovatie. Ook als geen wettelijk mandaat wordt verleend is regulering nodig. Omdat waterstofinfrastructuur een natuurlijk monopolie is, zal een bepaalde vorm van regulering nodig zijn om het publieke belang te beschermen, wat ook een vereiste is vanuit het Decarbonisatiepakket. Ook zonder wettelijk mandaat is het risico dat parallelle netten worden aangelegd klein vanwege het natuurlijke monopolie. Eerder, het belangrijkste risico aangepakt door middel van een mandaat is dat vanwege coördinatiefalen waterstofnetwerken niet worden ontwikkeld op plekken waar dat maatschappelijk gewenst zou zijn.

Het gebruik van een tenderprocedure om gebieden toe te wijzen voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk is theoretisch haalbaar, hoewel dit waarschijnlijk te complex zou zijn voor de huidige behoeften. De mededingingsprocedure kan betrekking hebben op elke provincie of een kleiner gebied, welke bijvoorbeeld bepaald wordt op basis van de dichtheid van de potentiële vraag. Een wettelijk mandaat verlenen op basis van een concurrentieprocedure per gebied is administratief complex en kan tot vertraging leiden, ook omdat de toewijzingscriteria vooraf moeten worden bepaald.

Op basis van deze overwegingen lijkt het verlenen van een wettelijk mandaat in meerdere geselecteerde gebieden de meest geschikte optie. Deze geselecteerde gebieden volgen niet direct uit de geïdentificeerde concentratiegebieden. Er kan een mandaat worden gegeven aan één partij voor alle gebieden (om mogelijke schaalvoordelen te realiseren), maar het kunnen ook verschillende partijen zijn in verschillende gebieden (om synergiën met andere regionale netactiviteiten mogelijk te maken). De uitrol van regionale waterstofnetwerken in alle gebieden (in plaats van geselecteerde gebieden) zou niet maatschappelijk gewenst zijn. Daarmee is een mandaat voor alle gebieden niet gerechtvaardigd. Het mandaat dat toegekend wordt aan één of meerdere partijen zou niet exclusief dienen te zijn (door geen wettelijk monopolie te verschaffen of door de mogelijkheid van afwijkingen voor andere netwerkexploitanten te voorzien), aangezien de aanleg en beheer door andere partijen van bijvoorbeeld standalonenetwerken of netwerken op industrieterreinen toegestaan dient te zijn.

Tabel 10-2 Overwegingen bij opties voor wettelijk mandaat

1. Geen wettelijk mandaat	2. Wettelijk mandaat: Concurrentie per gebied	3. Wettelijk mandaat: Bepaalde geselecteerde gebieden	4. Wettelijk mandaat: Alle gebieden
<p>+ Geeft flexibiliteit om te reageren op concrete ontwikkelingen, zoals lokale waterstofvraag of congestie in elektriciteitsnet.</p> <p>Concurrentie kan innovatie stimuleren en benodigde subsidies verlagen.</p> <p>Organisatorisch niet complex.</p> <p>Gelijke behandeling van potentiële netbeheerders</p> <p>Beperkte of geen bijbehorende overheidssubsidies</p> <p>- Onzekerheid over aanleg van netwerk en competitie kan tot vertraging leiden in de transitie.</p> <p>Minder evident om mogelijke schaalvoordelen te benutten.</p>	<p>+ Concurrentie kan innovatie stimuleren en benodigde subsidies verlagen.</p> <p>● Complexiteit van procedure kan tot vertraging leiden, maar de impact hiervan lijkt klein.</p> <p>- Organisatorisch complex.</p> <p>Minder evident om mogelijke schaalvoordelen te benutten.</p> <p>Gelijke behandeling van potentiële waterstofnetbeheerders</p>	<p>+ Zekerheid voor H₂-RNB, en daarmee zekerheid voor investeringen aan aanbod- en vraagzijde</p> <p>Geeft ruimte voor invoering verplichting tot aanleg van netwerk en aansluiting in kansrijke gebieden.</p> <p>● Redelijke complexiteit.</p> <p>Grotere kans dan bij optie 2 op overdimensionering wegens overschatting van waterstofvraag</p>	<p>+ Geeft ruimte voor invoering verplichting tot aansluiten in alle gebieden.</p> <p>- H₂-RNB mogelijk niet geïnteresseerd in ontwikkelen van minder kansrijke gebieden.</p> <p>Kan leiden tot overdimensionering omwille van overschatting van de waterstofvraag</p> <p>Gemiddeld tot hoge complexiteit.</p>

10.3. Procedures voor planning van netwerkinvesteringen

10.3.1. Coördinatie van ontwikkelingsplannen voor waterstofdistributienetwerken

Opties

Vanwege het risico van de ontwikkeling van parallelle netwerken en het onvoldoende meenemen van systeemvraagstukken is een bepaalde mate van afstemming gewenst. Hiervoor zien we drie opties.

1. **Individueel plan per beheerder van regionale waterstofinfrastructuur**, waarbij er beperkte samenwerking zou zijn tussen netbeheerders voor uitwisseling van relevante informatie voor het opstellen van de individuele netwerkplannen (als er meerdere netbeheerders zullen zijn).
2. **Eén nationaal plan voor de ontwikkeling van waterstofdistributienetwerken**, gezamenlijk op te stellen door de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur, eventueel als onderdeel van een gezamenlijk waterstof- en gasnetplan.
3. **De vereisten van gasrichtlijn artikel 55 toepassen**, waarbij dezelfde (en strengere) planningsvereisten voor de transmissienetbeheerder (HNS) gelden voor de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur.

Overwegingen en voor-/nadelen per optie

Artikel 56 van de gasrichtlijn uit het Decarbonisatiepakket bepaalt de vereisten voor het opstellen van vierjaarlijkse plannen voor de ontwikkeling van regionale waterstofnetwerken (*network development plan, of NDP's*). Hierbij gaat het om het verstrekken van informatie over de gecontracteerde en potentiële capaciteitsbehoeften, zowel in volume als in duur, voor invoeding en afname, evenals het in overweging nemen van het emissiereductiepotentieel en de energie- en kostenefficiëntie van waterstof ten opzichte van alternatieven. Artikel 56 van de gasrichtlijn is onduidelijk over de vraag of afzonderlijke waterstof-NDP's (één voor elke beheerder van de regionale waterstofinfrastructuur) zijn toegestaan, of dat één nationaal waterstof-NDP vereist is. We nemen in deze analyse aan dat lidstaten mogen kiezen.

Lidstaten mogen strengere planningsvereisten opleggen aan de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur dan voorzien in het Decarbonisatiepakket. De gasverordening staat lidstaten toe om aan beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur dezelfde planningsvoorschriften op te leggen als degene die gelden voor TNB's (transmissienetbeheerders) voor gas en waterstof, zoals gedefinieerd in artikel 55 van de gasrichtlijn. De strengere planningsvereisten hebben onder meer betrekking op de verhoogde frequentie (om de twee in plaats van om de vier jaar), de ontwikkeling van scenario's die zijn afgestemd op het nationale energie- en klimaatplan, consistentie met de

TYNDP's voor gas en waterstof, raadpleging van belanghebbenden (voor de scenario's en het NDP) en toezicht van de regelgevende instantie (voor goedkeuring van de scenario's en het NDP).

De keuze van de aanpak hangt af van de voordelen van coördinatie voor de planning van regionale waterstofnetwerken. Gebieden kunnen relatief dicht bij elkaar liggen, zoals geïllustreerd in hoofdstuk 6. Er kan meer dan één alternatief bestaan om netwerkgebruikers aan de rand van de concentratiegebieden aan te sluiten. Bovendien zou het zinvol kunnen zijn om deze netwerken in de toekomst met elkaar te verbinden, bijvoorbeeld om voldoende infrastructuur te realiseren of om de herbestemming van sommige delen van aardgasbuisleidingen te vergemakkelijken.

De noodzaak van afstemming van de netwerkontwikkelingsplannen op beleids- en klimaatdoelstellingen is ook een relevante factor. Aangezien waterstofnetwerken kunnen worden gebruikt voor het transport van fossiele waterstof is het van groot belang om ervoor te zorgen dat investeringen in regionale netwerken de decarbonisatie van eindgebruikerssectoren vergemakkelijken en deze het risico van lock-in van fossiele energie niet vergroten. De toepassing van alle vereisten van NDP's voor gas op NDP's voor waterstof (artikel 55 van de gasrichtlijn) is in dit opzicht een optie, maar afstemming op de Nederlandse doelstellingen dient ook vereist te zijn in de andere regelgevende beleidsopties.

De voorschriften voor netwerkplanning dienen te gelden voor alle waterstofnetbeheerders, dus ook voor de exploitanten van bestaande netten en standalonenetwerken.⁶⁵ De vereisten dienen ook onafhankelijk te zijn van andere regelgevingsaspecten, bijvoorbeeld of de exploitant al dan niet een mandaat heeft gekregen om een netwerk te ontwikkelen. Hoewel de opstelling van NDP's voor waterstof (inclusief de coördinatie tussen exploitanten van waterstofnetwerken en andere belanghebbenden) administratieve kosten met zich meebrengt, zouden de baten ruimschoots moeten opwegen tegen de kosten. Waterstofnetwerken zijn immers kapitaalintensief en de mogelijke uitrol ervan dient bij te dragen aan de klimaat- en energiedoelstellingen.

Het opleggen van één enkel landelijk NDP voor regionale waterstof is de meest geschikte optie, waarbij de meeste (maar niet alle) vereisten worden toegepast zoals voor HNS. Tabel 10-3 toont de voor- en nadelen van de opties voor de planning van waterstofnetwerken. Het is duidelijk onwenselijk om iedere beheerder van regionale waterstofinfrastructuur toe te staan een eigen NDP te ontwikkelen (optie 1). Er is immers een groot risico dat de NDP's niet vergelijkbaar zullen zijn, onvoldoende rekening zullen houden met interacties met andere energiedragers (ook in gevallen waarin die betere opties voor decarbonisatie vertegenwoordigen) en mogelijk geen synergiën tussen waterstofdistributienetwerken zullen identificeren. De ontwikkeling van één nationaal NDP voor waterstofdistributie met dezelfde vereisten als voor HNS (optie 3) heeft verschillende voordelen, waaronder betere coördinatie tussen transmissie- en distributieniveaus en met andere energiedragers. De voorschriften kunnen echter een te grote administratieve last vormen, aangezien de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur op dezelfde basis zullen moeten samenwerken met de TNB's voor waterstof en gas.

Tabel 10-3 Overwegingen bij plannen ontwikkeling waterstofnetwerken

1. Individueel NDP per H ₂ -RNB	2. Eén nationaal NDP voor waterstofdistributienetwerken	3. Dezelfde planningsvereisten toepassen voor distributienetten als voor transmissienetten
<ul style="list-style-type: none"> + Vrijheid voor individuele H₂-RNB('s) om NDP's op maat te maken. Komt overeen met format van NDP's voor elektriciteit en gas ● Afstemming op klimaat- en energiedoelstellingen is vereist, maar kan moeilijker te garanderen zijn. - Identificeert mogelijk geen relevante synergiën tussen waterstofnetwerken Distributie NDP's zijn waarschijnlijk niet vergelijkbaar. 	<ul style="list-style-type: none"> + Vergemakkelijkt de identificatie van synergiën tussen waterstofdistributienetwerken. Maakt eenvoudigere coördinatie mogelijk met HNS en gas-/elektriciteitsnetwerkbeheerders Vereisten kunnen indien nodig worden aangepast voor kleinere/standalone netwerken Zorgt voor afstemming op klimaat- en energiedoelstellingen ● Standaardoptie als wettelijk nationaal mandaat wordt gegeven aan één H₂-RNB 	<ul style="list-style-type: none"> + Vergemakkelijkt de identificatie van synergiën tussen H₂-RNB('s) onderling en met HNS en andere energiedragers. Het gebruik van gemeenschappelijke scenario's voor waterstof/gas/elektriciteit verbetert de consistentie en de overweging van alternatieve opties voor het koolstofarm maken van de economie. Faciliteert het toezicht door ACM. Zorgt voor afstemming op klimaat- en energiedoelstellingen. ● Verhoogde NDP-frequentie (2 jaar)

⁶⁵ ACM zou zich kunnen onthouden van het uitbrengen van een advies over de plannen voor bestaande en zelfstandige netten, zoals mogelijk wordt gemaakt door artikel 56, lid 4, van de gasrichtlijn

Interacties met andere energiedragers worden mogelijk onvoldoende in rekening gebracht



Hogere administratieve kosten



Hogere administratieve kosten.

Hogere administratieve lasten door coördinatie met TNB's voor waterstof en gas.

10.3.2. Coördinatie tussen waterstofnetbeheerders voor de aansluiting van nieuwe netgebruikers

Opties

Aanvragen voor aansluiting kunnen op verschillende manieren worden gecoördineerd. De centrale vraag is de vrijheid die gebruikers hebben om hun aansluitingsniveau te kiezen. We zien drie opties:

1. **Keuzevrijheid**, waarbij netwerkgebruikers vrij zijn om een aansluiting aan te vragen op het landelijke waterstofnet of een regionaal netwerk;
2. **Verplichting voor beheerders van waterstofnetwerken om bij nieuwe aansluitingsaanvragen rekening te houden met potentiële extra aanvragen**, wat bijvoorbeeld betekent dat HNS bij het ontwikkelen van langere aftakkingen om gebruikers te bedienen die verder van het landelijke waterstofnetwerk zijn gevestigd, moet overwegen om de aftakking zo te dimensioneren dat ze aan een potentiële bijkomende vraag op regionaal niveau kan voldoen. Ook anticiperende investeringen voor T-stukken zouden onder deze optie kunnen vallen;
3. **Bindende afspraken**, waarbij HNS en de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur samen beslissen, op basis van de ligging en de gevraagde capaciteit, over het meest geschikte aansluitingsniveau en de plaats vanuit systeemooipunt, en de potentiële nieuwe gebruiker niet kan tussenkomen in deze keuze.

Overwegingen en voor-/nadelen per optie

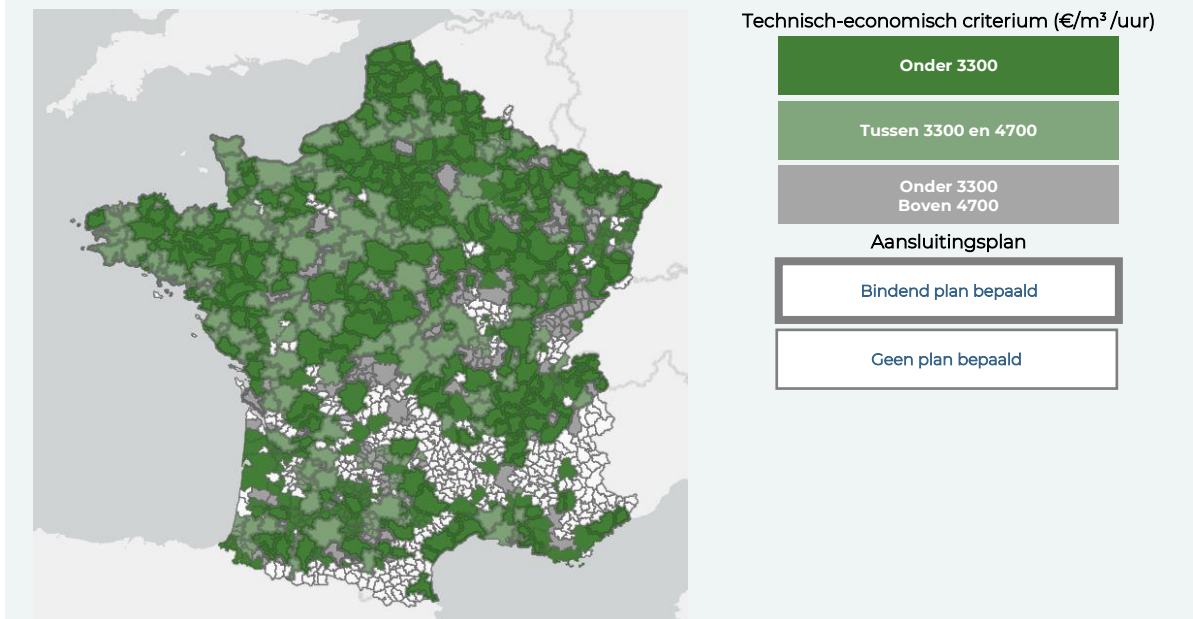
Coördinatie tussen beheerders van waterstofnetwerken moet ervoor zorgen dat optimale beslissingen worden genomen vanuit systeemooipunt. Een aanzienlijk aantal potentiële netgebruikers kan worden aangesloten op het transmissie- of een distributiewaterstofnetwerk. Dit kan voor de netgebruiker leiden tot een verschillend niveau van aansluitings- en toegangskosten, en de systeemimpact zal ook verschillend zijn. Echter, als grote potentiële netgebruikers die zich buiten de vijf grote industriële clusters bevinden op het landelijke netwerk worden aangesloten via een lange aftakking, kan de economische haalbaarheid van een regionaal netwerk daardoor in het gedrang komen (als de rest van de regionale vraag niet in aanmerking wordt genomen bij het dimensioneren van de aftakking). Dit effect wordt mogelijk groter naarmate deze grotere gebruikers verder van het landelijke waterstofnet gevestigd zijn. Potentiële netwerkgebruikers zouden ook strategische investeringsbeslissingen kunnen nemen voor het opstarten van nieuwe activiteiten op basis van de mogelijkheid voor een aansluiting op het nationale of regionale netwerk. Dit zou de energietransitie positief kunnen beïnvloeden, vooral als de netwerkexploitanten passende signalen geven over de aansluitingsmogelijkheden op de twee niveaus in de verschillende regio's.

Ongeacht of gebruikers een keuze hebben in het aansluitingsniveau, dienen netwerkbeheerders volledige transparantie te bieden over de aansluitingsmogelijkheden en gerelateerde kosten. Dit betreft nauwkeurige en actuele netwerkontwikkelingsplannen, informatie over beschikbare capaciteit en aansluitingsniveaus. Als potentiële netgebruikers het aansluitingsniveau niet zelf kunnen kiezen, zijn duidelijke regels nodig over hoe het optimale aansluitingsniveau door de netwerkbeheerders wordt bepaald. Bij voorkeur dient een gebruiker te kunnen weten op welk niveau hij kan worden aangesloten op basis van bepaalde parameters, zoals het gevraagde invoedings-/afnamevermogen en -profiel. De procedure voor aansluitingsaanvragen op een waterstofnetwerk zou geïnspireerd kunnen worden op de wijze waarop aansluitingsaanvragen van groen gas producenten worden behandeld, zoals beschreven in Kader 9.

Kader 9 Franse procedure aansluitingsaanvragen groen gas producenten⁶⁶

In Frankrijk moet voor elk gebied een bindend aansluitingsplan voor groen gas invoeding worden opgesteld zodra een eerste aansluitingsaanvraag is ontvangen. De gastransmissie- en distributienetbeheerders publiceren kaarten met de gebieden waarvoor dergelijke aansluitingsplannen zijn opgesteld en wat de technisch-economische criteria zijn (in €/m³/uur) voor subsidiëring van de aansluitingskosten (zie kaart). De geschiktheid van een dergelijke aanpak voor waterstof in Nederland hangt af van het verwachte aantal aansluitingen en de bijbehorende behoeften aan waterstoftransport. Bovendien is er een groot verschil tussen de aansluiting van groen gas producenten en gebruikers van waterstofnetwerken, namelijk dat groen gas producenten meestal gebruik maken van bestaande gasnetten, terwijl waterstofnetten nog moeten worden ontwikkeld.

Aansluitingsplannen voor groen gas in Frankrijk



Waterstoftransmissie- en distributienetbeheerders zijn op grond van artikel 56 van de gasverordening verplicht om samen te werken bij het aansluiten van nieuwe gebruikers.⁶⁷ Het artikel bepaalt echter geen verdere details voor deze samenwerking, maar dergelijke specifieke eisen zouden door de Rijksoverheid of ACM kunnen worden opgesteld.

Netbeheerders kunnen een aanvraag tot aansluiting weigeren op basis van goed onderbouwde economische en technische redenen, maar dienen de nodige investeringen te doen waar deze economisch verantwoord en in overeenstemming met de netwerkplanning zijn, zoals gedefinieerd in artikel 38 van de gasrichtlijn. Bovendien dienen netbeheerders de regels voor aansluiting op het net te specificeren, overeenkomstig bijlage I 4.2 1(g) van de gasverordening. Op basis daarvan moet het mogelijk zijn om een aansluitingsaanvraag van een gebruiker op het landelijke waterstofnet te weigeren op grond van het feit dat het vanuit systeemoogpunt beter is om deze specifieke gebruiker op een regionaal netwerk aan te sluiten (en vice versa). De afstemming over aansluitingsaanvragen kan gekoppeld worden aan eventuele aansluitingsverplichtingen die door de overheid kunnen worden opgelegd (bijvoorbeeld gekoppeld aan een wettelijk mandaat, zoals besproken in sectie 10.1.4) en toekomstige regelgeving van de Rijksoverheid of ACM over de voorwaarden voor netbeheerders om een aansluitingsaanvraag te weigeren.

Volgens het meest recente (concept)uitrolplan van HNS zullen de vijf industriële clusters in 2028-2029 met elkaar verbonden zijn. Er wordt verwacht dat er tegen die tijd nauwelijks of geen regionale

⁶⁶ <https://sig.las.aws.terega.fr/portal/apps/webappviewer/index.html?id=5abef26e6eba4603b8550e6786f586ca>

⁶⁷ Council of the EU and European Parliament (2023). *Final compromise text - Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast)*

netwerken ontwikkeld zullen zijn, hoewel een aantal kleinere standalonenetwerken kan ontstaan en enkele projectontwikkelaars voorzien om tegen die tijd op het landelijke waterstofnet te worden aangesloten, zoals H2avennet. Gebruikers met een sluitende businesscase die voor 2030 een aansluiting wensen, zullen dus wellicht een aansluiting op het landelijke waterstofnetwerk aanvragen of alternatieven overwegen (zoals de ontwikkeling van een standalonenetwerk), omdat ze mogelijk niet willen wachten op de uitrol van een regionaal net. Als een aansluitings-aanvraag op het landelijke net geweigerd wordt, dienen de betrokken potentiële netgebruikers nadien nog de mogelijkheid te hebben om een nieuwe aanvraag in te dienen voor een aansluiting op een mogelijk aangelegd nabijgelegen regionaal netwerk.

Tabel 10-4 presenteert de opties voor de coördinatie van de aansluiting van nieuwe gebruikers van het waterstofnetwerk. Aan de ene kant is een bindend plan voor de aansluiting van gebruikers een uitdaging, vooral omdat de vaste vraag naar regionale vervoersdiensten onzeker zal zijn. Anderzijds kan het gebrek aan coördinatie (door gebruikers de vrijheid te geven om hun aansluitingsniveau te kiezen) specifieke regionale netwerken onuitvoerbaar maken die vanuit maatschappelijk oogpunt interessant zijn. De optie om de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur te verplichten om bij de dimensionering van buisleidingen rekening te houden met potentiële extra vraag dient de keuzevrijheid van netwerkgebruikers te beschermen, terwijl het mogelijk blijft om extra gebruikers in hetzelfde gebied aan te sluiten. Als een belangrijke gebruiker een aansluiting op het nationale netwerk aanvraagt, kan HNS (eventueel in coördinatie met de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur) beoordelen of een grotere buisleiding gerechtvaardigd is gezien de (relatief) vaste vraag in het gebied. De kosten zouden nog steeds kunnen worden toegerekend aan de relevante netwerkgebruikers (waarbij de hoofdgebruiker alleen betaalt voor de kosten waarvoor hij direct verantwoordelijk is), hoewel er mechanismen nodig zouden zijn om dergelijke anticiperende investeringen kostendekkend te maken. Als een beheerder van een regionaal net een voorstel doet voor de uitrol van een netwerk voordat belangrijke gebruikers een aansluiting op het landelijke net aanvragen, dan zou het probleem zich in eerste instantie niet voordoen.

Tabel 10-4 Overwegingen voor coördinatie van aansluitingsaanvragen

1. Vrije keuze van aansluitingsniveau	2. Netwerkbeheerders houden rekening met regionale vraag bij behandeling aansluitingsaanvragen en planning van T-stukken	3. Bindende afspraken tussen HNS en H ₂ -RNB('s)
<p>+ (Sleutel) gebruikers kunnen het niveau kiezen dat de businesscase het beste ondersteunt.</p> <p>Lage administratieve kosten.</p> <p>- Garandeert niet dat verzoeken van gebruikers optimaal zijn voor de ontwikkeling van regionale netwerken.</p>	<p>+ Maakt het mogelijk om in de toekomst kleinere geïnteresseerde gebruikers in het geografische gebied aan te sluiten, rekening houdend met de algehele optimalisatie van het systeem</p> <p>(Sleutel)gebruikers kunnen het niveau kiezen dat de businesscase het beste ondersteunt.</p> <p>Belangrijke gebruikers worden ingezet om een breder regionaal netwerk te ontwikkelen.</p> <p>Extra administratieve kosten per aansluiting.</p> <p>- Verhoogt de doorlooptijd voor individuele verbindingen</p>	<p>+ Faciliteert regionale uitrol inclusief voor kleinere gebruikers</p> <p>Optimale beslissingen vanuit systeemogpunt</p> <p>- Hoge administratieve kosten.</p> <p>Kan belangrijke gebruikers ontmoedigen, afhankelijk van timing van uitrol en andere factoren.</p> <p>Onzekerheid over welke gebieden voldoende vraag / extra kleinere gebruikers zullen hebben.</p>

10.4. Aansluitingsvolgorde & behandeling aansluitingsaanvragen

Opties

De volgorde van behandeling van aansluitingsaanvragen is ook een relevant vraagstuk. Voor alle opties hieronder geldt dat een aansluiting (tijdelijk) kan worden geweigerd vanwege een gebrek aan (aansluitings)capaciteit. Ook geldt in alle gevallen een aansluitingsverplichting als de afnemer bereid is de aansluitingskosten te dekken en de systeemkosten redelijk zijn (excl. 'diepe' systeemkosten).

1. **Verplichting tot aansluiting als wordt voldaan aan soepele economische voorwaarden, *first come, first served*.** Dit is de meest verregaande verplichting, waarbij veel aanvragen dienen te worden gehonoreerd en chronologisch te worden behandeld.

2. **Verplichting tot aansluiting als wordt voldaan aan strikte economische voorwaarden, geen *first come, first served*.** Hierbij heeft de ontwikkelaar de meeste vrijheid. De ontwikkelaar is alleen verplicht tot aansluiting op basis van de EU-wetgeving.
3. **Verplichting tot aansluiting als wordt voldaan aan redelijke economische voorwaarden, geen *first come, first served*.**

Overwegingen en voor-en nadelen per optie

Artikel 38 van de gasrichtlijn definieert de mogelijkheid die waterstofnetbeheerders hebben om aansluitingsaanvragen te weigeren. Als een netgebruiker de kosten dekt is de netbeheerder verplicht een aansluiting te realiseren, tenzij er een gebrek is aan (aansluitings)capaciteit. Hiermee geeft de EU-regelgeving ruimte aan lidstaten voor het realiseren van aansluitingen van partijen die niet bereid zijn de volledige kosten ervan te dekken. Daarnaast laat de richtlijn ruimte aan ontwikkelaars om de volgorde van aansluitingen te bepalen (en af te wijken van *first come, first served*).

Het lijkt gewenst om het *first come, first served* principe niet (direct) toe te passen op regionale waterstofnetwerken, zodat ontwikkelaars de uitrol kunnen optimaliseren en de kosten kunnen beperken. Omdat het aantal aansluitingen mogelijk beperkt is in de beginfase van de uitrol, kan de aansluitingsvolgorde veel invloed hebben op de totale kosten van waterstofinfrastructuur. Vanuit kosten oogpunt is het daarom wenselijk om op dit vlak voldoende flexibiliteit te bieden aan de ontwikkelaar van infrastructuur, zeker als de kosten worden gesocialiseerd, aangezien het hanteren van het *first come, first served* principe tot hogere systeemkosten kan leiden.

Er dienen criteria te worden vastgesteld om de impact van individuele aansluitingen op de systeemkosten objectief te bepalen en er dient te worden bepaald in welke mate individuele afnemers dienen bij te dragen aan de systeemkosten. De directe aansluitingskosten dienen bij alle opties door de betrokken netgebruiker te worden betaald; als partijen deze niet betalen hebben ze geen recht op een aansluiting. De indirecte aansluitingskosten (systeemkosten) zijn onder andere afhankelijk van de afstand van de afnemer tot de bestaande waterstofinfrastructuur, en de eventueel noodzakelijke aanpassingen ervan. Hierbij dient te worden bepaald welke systeemkosten redelijk zijn vanuit een macro-economisch perspectief. Hiervoor kunnen verschillende maatstaven worden gehanteerd (van zeer strikt tot soepel). Tot slot dient te worden bepaald in welke mate de netgebruiker dient bij te dragen aan de systeemkosten die gepaard gaan met zijn aansluitingsaanvraag.

Tabel 10-5 Overwegingen voor behandeling aansluitingsaanvragen

1. Verplichting, soepele voorwaarden, <i>first come, first served</i>	2. Verplichting, strikte voorwaarden, geen <i>first come, first served</i>	3. Verplichting, redelijke voorwaarden, geen <i>first come, first served</i>
<ul style="list-style-type: none"> + Grootste kans voor potentiële afnemers op aansluiting. Chronologische behandeling biedt duidelijkheid (en kan als niet-discriminerend worden beschouwd). - Geen ruimte voor kostenoptimalisatie, waardoor relatief hogere systeemkosten 	<ul style="list-style-type: none"> + Maximale ruimte voor kostenoptimalisatie, binnen de kaders van EU-wetgeving. Hierdoor waarschijnlijk relatief lagere systeemkosten. ● Mogelijk geen aansluiting voor partijen die verder van het nationale net gevestigd zijn, wegens de hoge kosten van de aansluiting. - Weinig zekerheid voor potentiële netgebruikers over aansluitingsvolgorde. 	<ul style="list-style-type: none"> + Ruimte voor kostenoptimalisatie, (want geen <i>first come, first served</i>). Relatief veel partijen komen in aanmerking voor aansluiting (indien systeemkosten redelijk zijn). ● Niet alle potentiële afnemers komen in aanmerking voor een aansluiting: alleen als impact op systeemkosten redelijk is. - Weinig zekerheid voor potentiële afnemers over aansluitingsvolgorde.

10.5. Tariefmethodes voor gebruik van waterstofdistributienetten

In deze sectie worden de opties verkend voor het ontwerpen van tariefmethodes voor het gebruik van regionale waterstofnetwerken. Er worden verschillende manieren overwogen om de kosten toe te wijzen aan netgebruikers, op basis van de tarifieringsaspecten zoals besproken in sectie 9.2.

De focus ligt op het ontwerp van tariefstructuren voor toegang tot en gebruik van regionale waterstofinfrastructuur. Het is relevant om op te merken dat de bevoegdheid voor het goedkeuren van de tariefmethodologieën voor regionale waterstofnetwerken in de toekomst bij de ACM zal liggen,

zoals bepaald in het Decarbonisatiepakket – maar het kabinet zal ook een rol moeten spelen bij sommige van de hieronder besproken keuzes, met name eventuele financiële overdrachten van gas naar waterstofnetwerken.

10.5.1. Tariefstructuur o.b.v. gecontracteerde capaciteit en/of effectief getransporteerde energie

Opties

1. **Capaciteitsgebaseerde tarieven (in €/MW)**, zonder een energie (€/MWh) of vaste (forfaitair bedrag in €) component, waarbij (vrijwel) alle toegestane inkomsten worden verkregen uit de capaciteitsgebaseerde component.
2. **Overwegend capaciteitsgebaseerde tarief met energiecomponent**, waarbij de energiegebaseerde component wordt gebruikt om een deel van de toegestane inkomsten te innen.

Overwegingen en voor-/nadelen per optie

Vaste kosten vormen veruit de belangrijkste kostencomponent van regionale waterstofinfrastructuur, net als voor andere energienetwerken (zie bijlage 1). Deze vaststelling vormt het uitgangspunt voor het bepalen van de opties met betrekking tot de tariefstructuur.

Lidstaten (en/of hun de regulerende instantie, en/of beheerder(s) van regionale infrastructuur) dienen de gewenste tariefstructuren voor regionale waterstofinfrastructuur vast te stellen. Artikel 7(6) van de gasverordening bepaalt dat waterstofnetwerken (inclusief distributienetwerken) moeten worden georganiseerd als entry-exitsystemen vanaf 2033. Artikel 72e(1) van de gasverordening geeft de EC de bevoegdheid om netcodes vast te stellen met betrekking tot geharmoniseerde tariefstructuren voor nettoegang. Het is echter waarschijnlijk dat de netwerkcode gericht zal zijn op de harmonisatie van de tarieven voor waterstoftransmissie (inclusief interconnectie en binnenlandse entry/exit-punten). Lidstaten zullen in principe ruimte hebben om de tariefmethodologieën in ruime mate zelf te bepalen.

De gastransmissietarieven in de EU zijn veelal gebaseerd op capaciteit (gecontracteerde en/of effectief gebruikte maximum netcapaciteit). Voor gastarieven geeft de tariefnetwerkcode Verordening (EU) 2017/460 aan dat de investerings- en operationele kosten van transmissie-activa die deel uitmaken van de gereguleerde activabasis moeten worden gerecupereerd via capaciteitsgebaseerde tarieven (een energiegebaseerde component is onder specifieke voorwaarden toegestaan).

Afhankelijk van het gebruiksprofiel van de netgebruikers kan het gerechtvaardigd zijn om de tarieven voor het gebruik van waterstofnetwerken hoofdzakelijk op capaciteit te baseren en tegelijk een energiecomponent in te voeren. Capaciteitsgebaseerde tarieven zijn bijvoorbeeld minder voordelig voor waterstofgebruikers met een beperkte benutting en/of een variabel netwerkgebruiksprofiel, zoals producenten van hernieuwbare elektrolytische waterstof, elektriciteitsproducenten (WKK's en piekcentrales) en eventueel waterstoftankstations (hoewel die wellicht over lokale opslag zullen beschikken). Deze gebruikers zullen grotendeels vaste netwerkkosten veroorzaken. Toch kan een hoge capaciteitsgebaseerde tariefcomponent hun aansluiting op het netwerk ontmoedigen. De toevoeging van een op energie gebaseerde tariefcomponent zorgt voor een lagere capaciteitsgebaseerde tariefcomponent en kan hiermee deze potentiële netgebruikers wellicht stimuleren om toch aan te sluiten en op die manier kan het globale netgebruik verhogen, waardoor op termijn lagere netwerktarieven kunnen worden bereikt voor alle netgebruikers. Sommige landen hebben alternatieve tarieven voor gas of elektriciteit ingevoerd om gebruikers met een laag netwerkgebruik niet disproportioneel te belasten. Italië, Portugal en Spanje hebben bijvoorbeeld alternatieve tarieven ingevoerd voor EV-laadstations, waarbij de energiecomponent een groter aandeel heeft.⁶⁸

De voorgestelde opties zijn niet exclusief, en er kan eventueel een menu van tarieven aan de netgebruikers worden aangeboden, waarbij het ene tarief uitsluitend op capaciteit is gebaseerd en het andere hoofdzakelijk op capaciteit, maar met een energiecomponent. Dit zou netgebruikers in

⁶⁸ ACER (2023) [Verslag over de tariefmethodes voor elektriciteitstransmissie en -distributie in Europa](#).

staat stellen om de tariefstructuur te kiezen die het beste bij hun profiel past. Dit is aanvaardbaar zolang de totale tariefinkomsten voldoende zijn om de kosten van de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur te dekken. Vaste (forfaitaire) tariefcomponenten kunnen ook worden toegestaan voor de aanrekening van specifieke diensten van waterstofnetwerken, zoals meting, maar mogen niet worden gebruikt om systeemkosten te verrekenen.

Het toepassen van een energie-gebaseerde tariefcomponent lijkt een gewenste optie. Tabel 10-6 bevat de beoordeling van de voorgestelde opties voor tariefstructuren voor waterstof distributie. Optie 2 lijkt het meest geschikt aangezien 1) sommige categorieën netwerkgebruikers een variabel gebruiksprofiel zullen hebben (en een energie-component kan het tariefniveau verlagen in perioden van laag gebruik van de aansluiting, waardoor de risico's worden verminderd), en 2) sommige kosten (die relevant zijn, maar niet de belangrijkste kostenfactor) zoals voor compressie-energie afhangen van de hoeveelheden getransporteerde waterstof. Andere mechanismen om de aansluiting van gebruikers met een variabel profiel te stimuleren kunnen worden overwogen (zoals directe subsidies).

Tabel 10-6 Overwegingen voor distributietariefstructuren voor waterstof

1. Uitsluitend op capaciteit gebaseerd	2. Hoofdzakelijk gebaseerd op capaciteit met een energie-component
<p>+ Is gebaseerd op de vaste kosten die effectief de belangrijkste kostencomponent zijn.</p> <p>Past goed bij gebruikers met een stabiel netwerkgebruiksprofiel.</p>	<p>+ Maakt het mogelijk om variabele kosten te recupereren (die niet verwaarloosbaar zijn).</p> <p>Stimuleert netgebruikers met een variabel profiel.</p>
<p>- Kan gebruikers met een variabel gebruiksprofiel ontmoedigen.</p> <p>Geeft geen variabele netwerkkosten weer</p>	<p>- Minder geschikt voor netwerkgebruikers met een stabiel netwerkgebruiksprofiel, zoals industriële gebruikers.</p> <p>Kan leiden tot impliciete kruissubsidiëring tussen netgebruikers met een verschillend profiel</p>

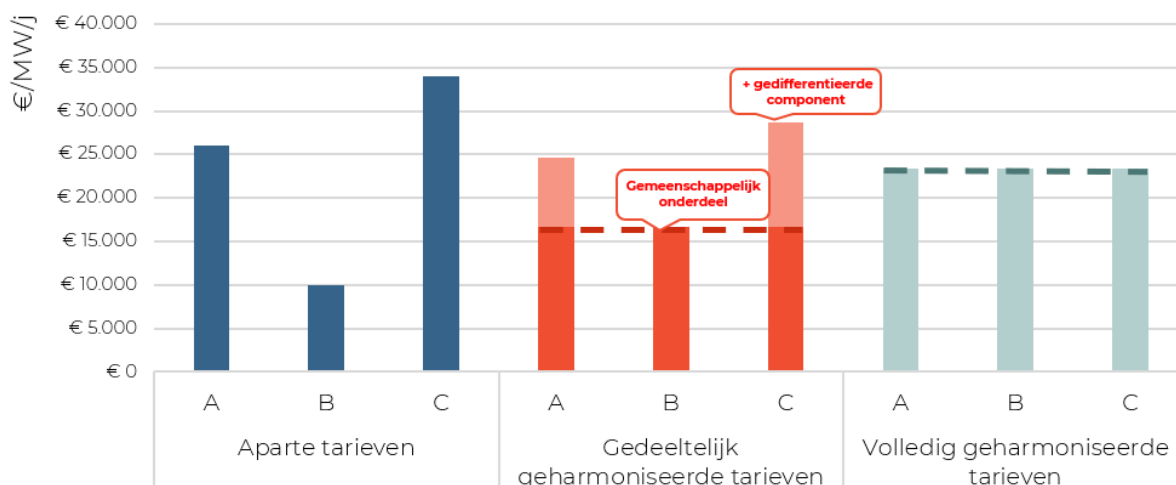
10.5.2. Bepaling van regionale nettarieven

Opties

De opties in deze sectie zijn bedoeld om de risico's van het gebruik van regionale waterstofinfrastructuur bij het opstarten en op lange termijn te verminderen door (een deel van) de kosten over de verschillende regionale netwerken te socialiseren. Figuur 10-1 illustreert de opties:

1. **Aparte tarieven voor elk regionaal netwerk**, berekend op basis van specifieke kosten, gebruikersbasis en netwerkgebruik.
2. **Regionale netwerktarieven met deels geharmoniseerde en deels gedifferentieerde componenten**, wat betekent dat de tarieven vergelijkbaar zouden zijn, maar in beperkte mate verschillen, variërend binnen een bepaalde bandbreedte om socialisatie van bepaalde kosten mogelijk te maken en ook rekening te houden met de specifieke regionale netkenmerken.
3. **Geharmoniseerde tarieven voor een groep regionale netwerken**, wat betekent dat gebruikers met exact dezelfde tarieven te maken krijgen, ongeacht het net waarop ze aangesloten zijn.

Figuur 10-1 Illustratie van regionale tariefopties voor drie fictieve gebieden



Overwegingen en voor-/nadelen van de opties

Een geharmoniseerde tariefcomponent voor meerdere regionale netwerken impliceert het socialiseren van netwerkkosten, gedeeltelijk of volledig, afhankelijk van het tariefontwerp. Regionale waterstofnetwerken zullen in veel opzichten verschillen van elkaar (lengte, capaciteit, configuratie en bijbehorende netwerkkosten, categorieën netwerkgebruikers en gebruik). Het principe van kostenreflectiviteit is niet volledig verenigbaar met socialisatie van kosten tussen regionale netwerken. Als bij de bepaling van de tarieven rekening wordt gehouden met de kosten van alle regionale netten samen, kunnen de tarieven ook beschouwd worden als kostenreflectief. Echter, geharmoniseerde tarieven weerspiegelen minder de specifieke regionale kosten- en gebruiksfactoren.

Bij het vaststellen van tarieven dient een evenwicht te worden gevonden tussen kostenreflectiviteit en andere principes. Het is onmogelijk om volledig reflectieve tarieven te definiëren, aangezien niet alle (of zelfs de meeste) kosten kunnen worden toegewezen aan specifieke netwerkgebruikers. Bovendien dient bij het vaststellen van nettatarieven rekening te worden gehouden met andere aspecten, zoals eenvoud, transparantie en in het geval van waterstofnetwerken ook de impact ervan op het aantal aangesloten netgebruikers en het gebruik van het netwerk. Verschillende lidstaten passen bijvoorbeeld uniforme tarieven toe, zelfs voor binnenlandse exit-punten van gastransmissiesystemen. Uniforme tarieven zullen in principe ook worden toegepast voor de Nederlandse en Duitse⁶⁹ landelijke waterstofnetten. Er bestaat geen uitgebreide recente informatie, maar in 2014 werden de meeste gasdistributietarieven in de EU gedifferentieerd per distributienetbeheerder, waarbij geen verdere geografische differentiatie werd gemaakt tussen gebieden van elke distributienetbeheerder.⁷⁰ In Nederland gelden bijvoorbeeld voor alle gebruikers die aangesloten zijn op een net van een regionale gasnetbeheerder dezelfde tarieven, terwijl ze in verschillende gebieden liggen en de netkosten dus verschillend kunnen zijn.

Gezien de grote onzekerheden met betrekking tot de aansluiting van gebruikers en het algehele gebruik van het netwerk, kunnen geharmoniseerde netwerktarieven voor regionale netwerken gerechtvaardigd zijn en verantwoord vanuit maatschappelijk oogpunt. Zelfs netwerken in concentratiegebieden met een grotere potentiële vraag naar waterstof hebben te maken met grote onzekerheid. Ook hier speelt het risico op overdimensionering. Daarom is het moeilijk om de kosten vooraf toe te wijzen aan specifieke netwerkgebruikers. Gemeenschappelijke netwerktarieven kunnen een oplossing bieden om de risico's te socialiseren met betrekking tot het opstarten en gebruik op lange termijn die specifiek zijn voor elk netwerk - bijvoorbeeld risico's in verband met de verduurzamingsstrategieën van belangrijke individuele gebruikers. De mate waarin dergelijke risico's

⁶⁹ BMWK (2023) [Wet planning waterstofnetwerken en financiering kernnetwerken aangenomen](#)

⁷⁰ refE et al. (2015) [Studie over tariefontwerp voor distributiesystemen](#)

kunnen worden afgedekt hangt af van het aantal netwerken en de totale transportbehoeften waarvoor uniforme tarieven gelden (gemeenschappelijke tarieven voor bijvoorbeeld twee netwerken zouden de risico's slechts in beperkte mate afdekken). Gedeeltelijk of volledig uniforme tarieven zouden ook de invloed van gedifferentieerde tarieven op vestigingsbeslissingen van bedrijven kunnen verminderen, hoewel dit waarschijnlijk een minder belangrijke factor zal zijn.

Ook bij geharmoniseerde nettarieven voor regionale waterstofinfrastructuur kunnen niet alle gemeenschappelijke risico's worden afgedekt. Deze risico's moeten niet worden onderschat, zoals het risico dat de beschikbare waterstofvoorziening voor regionale gebruikers beperkt en/of relatief duur is. Dit zou gevolgen hebben voor meerdere regionale netwerken tegelijk, en het aantal aangesloten gebruikers of getransporteerde volumes in heel Nederland beperken.

Het is onwaarschijnlijk dat de vestigingsbeslissingen van bedrijven zullen worden beïnvloed door een eventuele (gedeeltelijke) tariefharmonisatie tussen regio's. Geharmoniseerde tarieven kunnen de localisatiesignalen voor vestigingsbeslissingen van bedrijven verminderen, maar dat effect zal waarschijnlijk klein zijn, omdat de productiekosten van waterstof het belangrijkste kostenelement zijn. Bovendien zal de aansluitbaarheid op het landelijke of regionale waterstofnet waarschijnlijk een belangrijker impact hebben op localisatiebeslissingen dan de tariefniveaus.

Gezien de voordelen van het afdekken van netwerkspecifieke risico's kan een zekere mate van socialisering van de tarieven over de regionale netwerken een gewenste optie zijn voor zowel de beheerder(s) als gebruikers van regionale waterstofinfrastructuur en kan het de opstartfase faciliteren. Tabel 10-7 presenteert de beoordeling van de verschillende opties. Het is onduidelijk of een gedeeltelijk gedifferentieerde component in de tarieven voor de verschillende netten een impact zou hebben op de investeringen en operationele beslissingen van netgebruikers. Dit kan voorkomen als zeer verschillende netwerken (bijvoorbeeld op het gebied van omvang, kostenniveaus en aangesloten gebruikerscategorieën) gemeenschappelijke tarieven zouden hebben, en een bepaald netwerk bijvoorbeeld veel verder van het landelijke waterstofnet zou liggen en dus veel hogere transportkosten zou hebben dan andere regionale netwerken. In dergelijke gevallen zou een gedeeltelijk gedifferentieerde tariefcomponent gerechtvaardigd zijn, maar als regionale netwerken vergelijkbare kenmerken hebben, zouden volledig gemeenschappelijke tarieven wellicht de voorkeursoptie zijn.

Tabel 10-7 Overwegingen bij de opties voor regionale nettarieven

1. Aparte tarieven per netwerk	2. Gedeeltelijk gemeenschappelijke tarieven voor regionale netwerken	3. Volledig gemeenschappelijke tarieven voor alle regionale netwerken
<ul style="list-style-type: none"> + Maakt een grotere kostenreflectiviteit van tarieven mogelijk in zoverre kosten kunnen worden toegewezen aan specifieke gebruikerscategorieën, en algemene tariefniveaus gedifferentieerd per netwerk ● Dekkt geen systeemrisico's af die alle regionale netwerken treffen. - Geen risicodeling tussen regionale netwerken. Verhoogt de complexiteit van tarieven 	<ul style="list-style-type: none"> + Maakt enige kostenreflectiviteit in tarieven mogelijk. Maakt het mogelijk om netwerkspecifieke risico's gedeeltelijk af te dekken. Maakt het mogelijk om eventuele subsidies van provincies beter in de tarieven tot uiting te laten komen ● Dekkt geen systeemrisico's af die alle regionale netwerken treffen. - Gedifferentieerde tariefcomponent kan te klein zijn om daadwerkelijk bruikbare signalen te leveren aan netwerkgebruikers. 	<ul style="list-style-type: none"> + Maakt het mogelijk om netwerkspecifieke risico's beter af te dekken. Biedt een coherent tariefsignaal in lijn met het uniforme landelijke waterstofnettarief. Eenvoudiger tarief. ● Tarief heeft beperkte invloed op/vergemakkelijkt beslissingen van gebruikers over locatiekeuze voor nieuwe faciliteiten. - Dekkt geen systeemrisico's af die alle regionale netwerken treffen. Vermindert de kostenreflectiviteit, vooral voor zeer verschillende netwerken.

10.5.3. Financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken

Opties

Voor de mogelijke financiële overdrachten tussen gas- en waterstofnetten hebben we twee opties overwogen:

1. **Geen financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken.** Alleen de tarieven die aan gebruikers van het waterstofnetwerk worden aangerekend worden gebruikt om de

toegestane inkomsten van de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur te genereren (naast eventuele directe subsidies van de Nederlandse staat of provincies).

2. **Financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken** om de tarieven voor waterstofnetwerken in de aanloopfase dicht bij de betalingsbereidheid van de gebruikers te brengen.

Overwegingen en voordelen/nadelen financiële overdrachten tussen gas- en waterstofnetwerken
Artikel 5(4) van de gasverordening staat financiële overdrachten tussen gas- en waterstofnetten toe, mits aan bepaalde voorwaarden is voldaan, met name:

- De regulerende instantie heeft vastgesteld dat de financiering van netten via tarieven voor netwerktoegang die alleen door de netwerkgebruikers worden betaald, niet haalbaar is. De regulerende instantie houdt in haar beoordeling onder meer rekening met de waarde van voorziene financiële overdrachten, de resulterende kruissubsidiëring tussen gebruikers van de respectieve netten en de kostenefficiëntie van die financiële overdrachten.
- De inkomsten die nodig zijn voor de financiële overdracht worden geïnd als specifieke heffing;
- De specifieke heffing wordt alleen geïnd van exitpunten naar eindgebruikers die zich in dezelfde lidstaat bevinden als de begunstigde van de financiële transfer.
- Netwerkstarieven gelden voor de gebruikers van de gereguleerde activabasis waaraan de financiële overdracht ten goede komt.
- De som van de financiële overdrachten en inkomsten die via de tarieven voor netwerktoegang worden geïnd, is niet hoger dan de toegestane en de streefinkomsten.
- Een financiële overdracht wordt goedgekeurd voor een beperkte periode en nooit voor een langere periode dan een derde van de resterende afschrijvingsperiode van de infrastructuur.

Financiële overdrachten van gas- naar waterstofdistributienetwerken zijn niet in overeenstemming met het principe van kostenreflectiviteit. Bepaalde voorwaarden kunnen echter helpen om de negatieve effecten op de kostenreflectiviteit te verminderen. Als meerdere (industriële) gebruikers in de aanloopfase van de infrastructuur een dubbele gas-waterstofaansluiting hebben, kunnen de gasdistributietarieven gebruikt worden om waterstofdistributienetwerken te financieren. Dit biedt geen oplossing voor het probleem dat de gecombineerde gas- en waterstofnettatarieven voor deze gebruikers eerst waarschijnlijk boven hun betalingsbereidheid liggen. Echter, het verhogen van de gasnettatarieven om de waterstofnettatarieven te verlagen zou industriële gebruikers kunnen stimuleren om eerder over te schakelen op waterstof (of op andere koolstofarme alternatieven zoals elektrificatie). Bovendien zou de specifieke heffing voor gasnetgebruikers waarmee de overdrachten worden gefinancierd, alleen of hoofdzakelijk kunnen worden gerecupereerd van gelijkwaardige gebruikersgroepen die op gasnetten zijn aangesloten (bijvoorbeeld industriële gebruikers en glastuinbouw). Door de gasnetheffingen en de waterstofnettatarieven per sector te differentiëren, kunnen de negatieve gevolgen van een overdracht op de kostenreflectiviteit mogelijk worden beperkt.

Omgekeerde financiële overdrachten van waterstof- naar gasdistributienetwerken kunnen op lange termijn worden overwogen, maar leiden alsnog tot risico's en financiële lasten op korte termijn voor gebruikers van gasnetwerken. Als regionale waterstofinfrastructuur op middellange termijn een stabiele benutting heeft, zouden financiële overdrachten naar de uit te faseren gasdistributienetwerken met een afnemende gebruikersbasis kunnen worden gebruikt om de tarieflast voor de resterende gebruikers te verminderen, bijvoorbeeld tegen 2040 en daarna. Een dergelijke regeling impliceert echter nog steeds dat de huidige gasgebruikers de waterstofdistributienetten in de aanloopfase zouden financieren, mogelijk op lange termijn gecompenseerd door omgekeerde financiële overdrachten. Dit zou een rechtvaardiging kunnen zijn voor het toepassen van financiële overdrachten, maar de invoering ervan wordt hoe dan ook door de grote onzekerheid over de effectieve ontwikkeling van waterstof- en gasdistributienetwerken tegen 2040 belemmerd.

Er zijn een aantal nadelen aan financiële overdrachten tussen gas- en waterstofnetten, naast verminderde kostenreflectiviteit De gasnettatarieven en -accijnzen zullen volgens de prognoses in de

komende jaren stijgen, zodat het gecombineerde effect van eventuele overdrachten en tariefstijgingen op de gasgebruikers in aanmerking moet worden genomen. Bovendien zijn dergelijke overdrachten op dit ogenblik niet voorzien voor de financiering van het landelijke waterstofnet. Dit betekent dat de invoering van financiële overdrachten voor regionale netten waarschijnlijk zou leiden tot discriminatie (zowel voor gebruikers als beheerders van gas- en waterstofnetwerken).

Idealiter zouden andere middelen moeten worden gezocht om waterstofdistributienetwerken te financieren. Tabel 10-8 presenteert de beoordeling van de opties betreffende financiële overdrachten. Hoewel financiële overdrachten een mogelijkheid zijn en een passende tariefbepaling verstoringen van de kostenreflectiviteit tot een minimum zou kunnen beperken, is het feit dat dergelijke overdrachten niet zijn voorzien voor het landelijke waterstofnetwerk een belangrijk argument om een dergelijke aanpak niet te voorzien voor distributienetwerken.

Tabel 10-8 Overwegingen financiële overdrachten van gas- naar waterstofnet

1. Geen financiële overdrachten	2. Financiële overdrachten van gas- naar waterstofdistributienetwerken
<ul style="list-style-type: none"> + Hogere kostenreflectiviteit Eenvoudigere en transparantere tariefbepaling. ● Verhoogt de kosten voor de residuele gasgebruikers naast de al verwachte stijging van gasnettarieven en accijnzen. - Hogere tarieven voor waterstofdistributie. 	<ul style="list-style-type: none"> + Kan het effectieve tariefniveau van het waterstofnetwerk dichter bij de betalingsbereidheid van de gebruikers brengen zonder dat er subsidies van de staat of provincie nodig zijn. Een specifieke heffing voor gasgebruikers met een dubbele aansluiting leidt tot dezelfde totale kosten voor de gebruikers maar stimuleert de overstap naar waterstof. Kosten en baten kunnen worden toegewezen aan vergelijkbare gebruikersgroepen van gas- en waterstofnetwerken. - Lagere kostenreflectiviteit. Is niet in overeenstemming met de aanpak voor de financiering van het landelijke waterstofnetwerk, waar dergelijke overdrachten niet worden voorzien

10.5.4. Intertemporele kostentoewijzing

Opties

De volgende opties voor intertemporele kostentoewijzing zijn in overweging genomen:

1. **Lineaire afschrijving:** de afschrijving gebeurt over een gereguleerde periode, overeenkomstig de verwachte technische levensduur (vergelijkbaar met gasdistributieactiva).
2. **Lineaire afschrijving** over een langere afschrijvingstermijn dan de gereguleerde afschrijvingstermijn die conventioneel zou worden toegepast.
3. **Progressieve afschrijving**, waarbij de afschrijvingskosten geleidelijk toenemen gedurende de afschrijvingsperiode (d.w.z. backloading van afschrijvingen).

Degressieve afschrijving (versnelde of vervoegde afschrijving) wordt niet in overweging genomen; dit kan relevant zijn voor aardgasdistributieactiva, maar niet voor een nieuw waterstofnetwerk, aangezien de hoge(re) tarieven in de eerste fase de aansluitingsaanvragen zouden kunnen afremmen.

Overwegingen en voor-/nadelen van intertemporele kostentoerekening

Intertemporele kostentoewijzing is toegestaan volgens artikel 5, lid 3, van de gasverordening. Deze optie heeft zelfs de voorkeur boven financiële overdrachten van gas- naar waterstofnetwerken. Het artikel staat lidstaten ook toe maatregelen in te voeren om de financiële risico's van netwerkbeheerders te verlagen, mits deze in overeenstemming zijn met artikel 107 van het staatssteunverdrag.

Bij het beoordelen van mogelijke intertemporele kostentoewijzingsopties dient een afweging te worden gemaakt tussen de tariefniveaus in de aanloopfase (aantrekkelijkheid voor nieuwe gebruikers) en het beperken van kapitaalkosten. Door afschrijvingen uit te stellen tot een stabiele benutting van het netwerk is bereikt, waarbij de kosten kunnen worden gecupereerd bij een grotere groep van netgebruikers, wordt de tariefcomponent die de afschrijvingen dekt in de aanloopfase verlaagd,

waardoor het tarief dichter aansluit bij de betalingsbereidheid van (potentiële) gebruikers. Dit kan echter de totale kapitaalkosten- en daarmee gerelateerde tariefcomponent verhogen. Investeerders dienen echter ook rekening te houden met de positieve effecten van een progressieve afschrijving op de haalbaarheid van de businesscase; daarom is het nuttig om de netto impact van een dergelijke maatregel op investeringsprojecten in regionale netten. Op die basis kan dan een gepaste beslissing worden genomen. In werkelijkheid zullen de kapitaalkosten voor regionale waterstofinfrastructuur afhangen van de verdeling van de kosten en risico's tussen de staat/provincies, netbeheerders en netgebruikers. Gasnetbeheerders geven aan dat progressieve afschrijvingen doorgaans niet worden toegepast voor energienetwerken, omdat dit het aantrekken van kapitaal bij kredietverstrekkers en aandeelhouders zou bemoeilijken.

ACM laat een relatief lange afschrijvingstermijn toe voor gasdistributieactiva. ACM laat een afschrijvingstermijn toe van 55 jaar voor regionale gasleidingen, afsluiters en kathodische bescherming, wat in lijn is met de technische levensduur van deze activa. Voor diverse andere gasactiva worden afschrijvingstermijnen van 5-45 jaar gehanteerd.⁷¹ Zoals blijkt uit bijlage I, zouden nieuwe waterstofbuisleidingen een technische levensduur hebben van 40-50 jaar. De gereguleerde afschrijvingstermijn van dergelijke activa zou dus maximaal 50 jaar mogen bedragen, aangezien een gereguleerde levensduur langer dan de technische levensduur niet in overeenstemming is met de economische principes en onaantrekkelijk zou zijn voor investeerders. Voor activa met een kortere technische levensduur (drukregelstations) kan een kortere afschrijvingstermijn worden toegepast.

De parameters voor progressieve afschrijvingen kunnen worden aangepast om de afschrijvingskosten op een stabiel niveau te brengen zodra de regionale waterstofnetten een stabiele gebruiksfase bereiken. Bij een progressieve afschrijvingsmethode kunnen de afschrijvingskosten geleidelijk worden verhoogd rekening houdend met het gebruik van het netwerk, of ze kunnen zeer laag worden gehouden in de aanloopfase en worden verhoogd zodra een bepaald aantal gebruikers is aangesloten. Beide benaderingen kunnen helpen om de tarieven dichter bij de betalingsbereidheid van de gebruikers te houden, zonder dat subsidies nodig zijn, en kunnen voordelig zijn voor de eerste gebruikers. Echter, lineaire afschrijving zou ook geschikt kunnen zijn, op voorwaarde dat de tariefniveaus in de opstartfase op een redelijk niveau worden bepaald zodat potentiële gebruikers niet worden afgeschrikt.

Tabel 10-9 Overwegingen bij opties voor intertemporele kostentoe wijzing

1. Lineaire afschrijving	2. Lineaire afschrijving over langere periode	3. Progressieve afschrijving
<ul style="list-style-type: none"> + Vermindert potentiële risico's voor de overheidsbegroting als garanties worden gegeven om activa af te schrijven aan het einde van de wettelijk voorgeschreven levensduur. ● Kredietverstrekkers en aandeelhouders zijn er bekend mee - Kan WACC verlagen, maar algehele toewijzing van kosten en risico's moet worden overwogen. Kan leiden tot hoge tarieven in opstartfase. 	<ul style="list-style-type: none"> + Kan tariefniveaus verlagen in opstartfase zonder subsidies van staat/provincie ● Kan WACC verhogen, maar algehele toewijzing van kosten en risico's moet worden overwogen - Kan onvoldoende zijn om de tarieven in de aanloopfase te verlagen tot een niveau dat dicht bij de betalingsbereidheid van netwerkgebruikers ligt. Lange afschrijvingstermijn is in lijn met de technische levensduur van activa en met de huidige praktijken voor regionale gasnetten 	<ul style="list-style-type: none"> + Afschrijvingskosten kunnen worden aangepast aan de snelheid waarmee aansluitingen op het netwerk worden gerealiseerd. Kan de tariefniveaus verlagen in opstartfase zonder subsidies van staat/provincie. ● Kan WACC verhogen, maar algehele toewijzing van kosten en risico's moet worden overwogen. - Kan de nood aan overheidssubsidies verhogen in het geval garanties worden gegeven om activa volledig af te schrijven tegen het einde van de gereguleerde levensduur

⁷¹ ACM (2020) [Regulatorische Accountingregels 2019 - Regionale Netbeheerders Elektriciteit en Gas](#)

10.6. Ondersteuningsinstrumenten

In deze sectie gaan we in op de opties voor ondersteuningsmechanismes vanuit de overheid.⁷²

Opties

1. **Investeringssubsidie voor aanleg van netinfrastructuur**, waarbij de overheid een deel van de investeringskosten financiert;
2. **Subsidie voor het gebruik van netinfrastructuur**, bijvoorbeeld via de invoering van tariefplafonds, waarbij de overheid het verschil tussen de netwerkstarieven en de betalingsbereidheid subsidieert;
3. **Publieke garantie voor volledige afschrijving van GAW bij einde levensduur**, waarbij de overheid borg staat voor de recuperatie van de volledige afschrijving, ongeacht de daadwerkelijke afschrijving via tariefinkomsten tijdens de levensduur van de activa.

Overwegingen en voor-en nadelen per optie

De meest eenvoudige vorm van risicodeling met de overheid is het verlenen van investeringssubsidies voor regionale netwerken (optie 1). Het voordeel van investeringssubsidies (in het algemeen) is dat ze niet marktverstoringen werken, aangezien ze operationele beslissingen niet beïnvloeden. Ook leiden ze tot lagere tarieven voor netwerkgebruikers. Deze voordelen moeten afgewogen worden tegen het risico en mogelijk nadeel van subsidies: ze kunnen de ontwikkeling van een netwerk stimuleren met een te lage benuttingsfactor. Bovendien zullen subsidies de tariefniveaus in de aanloopfase slechts gedeeltelijk verlagen. Ze kunnen er ook toe leiden dat partijen die aansluiten in een latere fase van dezelfde voorwaarden genieten als partijen die in een vroeg stadium zijn aangesloten, waardoor er geen prikkel is voor partijen om al in een vroeg stadium aan te sluiten. Als een investeringssubsidie wordt toegekend voor de aanleg van regionale waterstofnetten, is het niet gewenst om de gesubsidieerde investeringen op te nemen in de GAW-basis voor de berekening van de (toegelaten) inkomsten van de netbeheerder. Dit vermindert namelijk de kostenreflectiviteit en kan gepaard gaan met onbedoelde voordelen voor buitenlandse gebruikers indien waterstof via een regionaal net geëxporteerd wordt naar het buitenland.

De blootstelling aan risico's voor netbeheerders en marktpartijen kan ook worden verlaagd door de kosten voor netgebruik (tijdelijk) te verlagen, bijvoorbeeld door het vaststellen van maximumtarieven, waarbij de overheid de gedeerde inkomsten van netbeheerders borgt (optie 2). Dit is voorgesteld in Duitsland en wordt daar gezien als een gewenste optie om de gebruikskosten in de eerste fase van de uitrol laag te houden en daarmee het aanlooprisico te verlagen. Voor het landelijke waterstofnet garandeert de Nederlandse Rijksoverheid ook redelijke inkomsten tot en met 2031 voor HNS. Een vergelijkbare optie zou kunnen worden overwogen voor geselecteerde regionale waterstofnetten. Zoals besproken in sectie 10.5 zijn meerdere tariefstructuren denkbaar. Sommige kunnen hetzelfde doel bereiken, namelijk lagere netwerkkosten in de uitrolfase, maar de gevolgen kunnen verschillen (zoals hogere gastarieven, of hogere waterstoffarieven op middellange termijn). Een tariefplafond in de uitrolfase zal tot lagere inkomsten voor de netbeheerder leiden die gesubsidieerd dienen te worden door de overheid. Vanuit macro-economisch oogpunt kan het toch efficiënt zijn, doordat het netgebruik geleidelijk toeneemt, waardoor ook de nettarieven zullen dalen (tot beneden het plafond, zodat verdere subsidie niet nodig is. Indien de energie-gebaseerde tariefcomponent wordt gesubsidieerd, heeft dit als nadeel dat dit operationele beslissingen van netwerkgebruikers kan verstoren.

De hoogte van een eventueel maximumtarief is een afweging tussen het verlagen van de gebruikskosten en de risicoblootstelling voor de overheid. Het tariefplafond dient voldoende laag te zijn om een wezenlijke impact op het netgebruik (en dus de transportvolumes) te hebben.

⁷² Ook (lump-sum) subsidies aan netgebruikers kunnen worden overwogen. De subsidie kan bijvoorbeeld een deel van de investeringskosten van netgebruikers dekken (aansluiting en aanpassing installaties) en heeft als voordeel dat de totale staatsuitgaven van te voren kunnen worden vastgelegd.

Tariefplafonds nemen niet alle risico's weg. Het volloopriscico kan zelfs toenemen ten gevolge van tariefplafonds als gevolg van overdimensionering. Een tijdelijk tariefplafond kan het aanloopriscico verlagen, hoewel hierdoor het volloopriscico toeneemt. Door het invoeren van tariefplafonds worden potentiële gebruikers niet (of slechts beperkt) geconfronteerd met de effectieve kosten voor netinfrastructuur. Hierdoor is de kans groot dat partijen een aansluiting aanvragen, wat het aanloopriscico verlaagt. Een bijkomend effect is dat bij een (te) laag tariefplafond een partij wel een aansluiting aanvraagt, maar deze vervolgens niet (of onvoldoende) benut, wat het risico op structurele onderbenutting doet stijgen. Het lijkt dan ook noodzakelijk om netgebruikers bloot te stellen aan 'realistische' kostenniveaus. Eventueel kan een minimum volume en looptijd (b.v. 10 jaar) worden opgelegd voor aansluitings- en toegangscontracten, zodat het risico dat gebruikers hun aansluiting niet of onvoldoende gebruiken wordt verkleind.

Een staatsgarantie voor volledige afschrijving van de GAW bij einde levensduur kan de investeringsrisico's voor netbeheerders verlagen en leidt niet tot directe kosten voor de overheid (optie 3). Gedurende de afschrijvingsperiode van regionale netwerkinfrastructuur kan veel veranderen. Daarom dient het financieringsmodel flexibel te zijn. Om rekening te houden met mogelijk te verwachten kostenstijgingen bij beheer en eventuele vernieuwing van een waterstofnet, zouden de tarieven in zekere mate dynamisch dienen te zijn. Het risico dat een investering niet volledig is terugverdiend bij het einde van de afschrijvingsperiode kan gedekt worden door een staatsgarantie. Dit heeft als voordeel dat geen overheidsfinanciering vereist is gedurende de afschrijvingsperiode, en vergemakkelijkt het aantrekken van private financiering. Hiertegenover staat dat bij overdimensionering (structurele onderbenutting van de infrastructuur) de staat aan het einde van de gereguleerde afschrijvingstermijn geconfronteerd kan worden met (aanzienlijke) kosten om de resterende boekwaarde te dekken.

Het uitgangspunt bij tijdelijke ondersteuningsmechanismes voor netwerkinfrastructuur is dat de kosten uiteindelijk worden gedragen door de netgebruikers. Ook andere tijdelijke ondersteuningsmechanismes kunnen het aanloop- en volloopriscico indirect of direct verminderen. De besproken ondersteuningsmechanismes kunnen de investeringszekerheid verhogen en het aanloopriscico verlagen. Dit laatste is relevant in de aanloopfase en kan uiteindelijk ook een positief effect hebben op de benutting na de opstartfase. Het gewenste niveau van risicodeling met de overheid is grotendeels afhankelijk van externe factoren, zoals de kostenontwikkelingen van waterstof tegenover conventionele oplossingen en alternatieve verduurzamingroutes en de uiteindelijke betalingsbereidheid van potentiële gebruikers, ook op basis van toekomstige nationale regelgeving. Het risico op overdimensionering is reëel en blijft ook met directe of indirecte overheidssteun bestaan. Tabel 10-10 vat de opties en overwegingen samen.

Tabel 10-10 Overwegingen bij opties voor risicodeling

1. Investeringssubsidie	2. Maximale tarieven	3. GAW-garantie
<p>+ Verlaagt tarieven voor netgebruikers. Verstoort de financiële prikkels voor netgebruikers niet</p> <p>- Verlaagt de tariefniveaus in de aanloopfase slechts gedeeltelijk en kan gunstiger zijn voor netgebruikers die in later stadium aansluiten. Beperkt direct effect op gebruik van netwerken; subsidie stimuleert mogelijk te groot gedimensioneerde investeringen</p>	<p>+ Mogelijk lagere kosten voor overheid dan in geval van investeringssubsidie, afhankelijk van succes van de uitrol.</p> <p>- Budgettaire impact onzeker. Kosten kunnen aanzienlijk zijn, afhankelijk van het succes van de uitrol. Beïnvloedt operationele beslissingen netgebruikers (Politiek) risico om tarieven blijvend kunstmatig laag te houden</p>	<p>+ Kan private investeringen ontlokken zonder hoge kosten voor overheid (op dit moment)</p> <p>- Groot budgettair risico bij het einde van de levensduur van de netactiva.</p>

10.7. Voorgestelde tijdslijn voor regelgeving & planning van regionale waterstofinfrastructuur

Selectie van gebieden voor het verstrekken van een mandaat en risicobeperkende maatregelen

Om het meest geschikte regelgevingskader te identificeren voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofnetwerken en om de geïdentificeerde risico's te beperken, hebben we beleidsopties voor

verschillende regelgevingsaspecten gedefinieerd en beoordeeld. Op basis van de uiteenlopende kenmerken van de concentratiegebieden, de uitdagingen en risico's, de beleidsopties en de ordeningsprincipes komen we tot de volgende overwegingen. Het voorgestelde regelgevingskader zou van toepassing zijn op alle waterstofnetwerken die geen deel uitmaken van het landelijke waterstofnet - ongeacht of ze zich buiten of binnen het geografische gebied van de vijf clusters bevinden.

We stellen voor om een onderscheid te maken tussen geselecteerde gebieden en overige gebieden voor regionale waterstofinfrastructuur als basis voor het regelgevingskader. Voor de geselecteerde gebieden kunnen één of meerdere regionale waterstofnetbeheerders (de huidige gasnetbeheerders of HNS) een mandaat krijgen om regionale waterstofnetwerken te ontwikkelen. In geselecteerde gebieden is de uitrol van waterstofinfrastructuur op termijn maatschappelijk gewenst, ook als de businesscase dan nog niet sluitend is. Voor andere gebieden hoeft geen wettelijk mandaat te worden verleend.

Aanvullende analyses zijn noodzakelijk om gebieden te selecteren en te besluiten of en wanneer een netwerk uitgerold wordt, omdat:

- Er op dit ogenblik nog grote onzekerheid bestaat over het waterstofaanbod en de productiekosten. Het is niet ondenkbaar dat de beschikbaarheid onvoldoende zal zijn om de vraag van alle gebruikstypes met een hoge betalingsbereidheid (zoals waterstof in de mobiliteit en als grondstof in de industrie) te dekken. Zelfs regionale gebieden met een hoog vraagpotentieel zijn daarom onderhevig aan netwerkbenuttingsrisico's.
- De concentratiegebieden wel een basis bieden voor het selecteren van gebieden, maar deze selectie nog verder moet worden verfijnd. Hiervoor zijn er meerdere redenen. 1: Keuzes op individueel bedrijfsniveau kunnen anders zijn dan door ons verondersteld. De betalingsbereidheidscategorieën geven een goede indicatie van de kans voor het ontstaan van waterstofvraag, maar zeker geen uitsluitsel. 2: De afbakening van een gebied voor regionale infrastructuur moet fijnmaziger zijn. Door de ligging van bedrijven ten opzichte van het landelijke waterstofnet kunnen sommige bedrijven in een concentratiegebied bijvoorbeeld beter direct worden aangesloten op het landelijke transportnet, of kunnen gebieden worden gecombineerd of opgesplitst. Voor de uiteindelijke identificatie van gebieden kan deze studie als uitgangspunt worden beschouwd en worden aangevuld met andere inzichten, zoals de informatie uit de provinciale Cluster Energiestrategieën (pCES'en). Andersom geldt dat gebieden die in deze studie niet als concentratiegebied zijn geïdentificeerd, wel gebieden kunnen zijn waar de aanleg van regionale waterstofinfrastructuur maatschappelijk gewenst is.

Voor de definitieve selectie van gebieden waar de aanleg van regionale waterstofinfrastructuur maatschappelijk gewenst is, is het gewenst dat de Rijksoverheid de besprekingen coördineert om te komen tot de gepaste beslissing, na overleg met de provincies, ACM en belanghebbenden. Het proces voor de identificatie van gebieden waar de ontwikkeling van regionale waterstofnetwerken maatschappelijk gewenst is dient plaats te vinden binnen de bredere integrale energie- en klimaatprogrammering. Er kan gebruik worden gemaakt van objectieve criteria als:

1. Of de ontwikkeling van een regionaal waterstofnetwerk nodig is om de relevante energie- en klimaatdoelstellingen op provinciaal en indien relevant nationaal niveau te bereiken.
2. Of aansluitingen van (een groep van) grote potentiële gebruikers mogelijk zijn waarvoor waterstof de meest geschikte verduurzamingsoptie is.
3. Of het netwerk niet zou worden ontwikkeld vanwege onzekerheden over de businesscase en marktfalen, zoals (niet geïnternaliseerde) externe effecten;
4. Of de aanleg van een regionaal waterstofnetwerk maatschappelijk het voordeligste alternatief is om aan de totale energievraag in het gebied te voldoen.

Deze criteria overlappen elkaar gedeeltelijk en kunnen worden aangevuld met de criteria voor het selecteren van projecten voor de nationale en pMIEK's.⁷³ Aanvullende criteria als urgentie, ruimtelijke inpasbaarheid en (publieke) kosten kunnen bijvoorbeeld in overweging worden genomen.

Een aantal regelgevingsaspecten dient van toepassing te zijn op alle regionale waterstofnetten, ongeacht of ze al dan niet als maatschappelijk gewenst worden geacht. Dit geldt voor de vereisten die de EU-wetgeving oplegt (zoals derdentoegang), maar ook onze voorstellen voor de uitwerking van één enkel plan voor de ontwikkeling van regionale waterstofinfrastructuur in samenwerking met de landelijke waterstofnetbeheerder (HNS), de verplichting voor de regionale waterstofnetbeheerder(s) om bijkomende potentiële vraag mee in overweging te nemen bij de behandeling van aansluitingsaanvragen, en regels voor de uitbreiding van het net om nieuwe gebruikers aan te sluiten als dit economisch en technisch redelijk is.

Overgangsmaatregelen zoals voorzien in het Decarbonisatiepakket zijn niet relevant voor regionale of standalone waterstofnetwerken. Het Decarbonisatiepakket voorziet in een aantal overgangsmaatregelen voor waterstofnetwerken tot eind 2032, bijvoorbeeld de mogelijkheid voor lidstaten om onderhandelde derdentoegang in te voeren. Echter, er is een beperkte rechtvaardiging voor een overgangsregulering gezien de voordelen van gereguleerde derdentoegang en de risico's op regelgevingsafwijkingen, en daarom kunnen de belangrijkste regelgevingsbepalingen het beste meteen worden toegepast op alle netwerken (standalone, of aangesloten op het landelijke waterstofnet).

We stellen voor om voor de geselecteerde gebieden (een) beheerder(s) van regionale waterstofnetwerken aan te wijzen en deze een mandaat te geven om een netwerk aan te leggen en te beheren, maar de ruimte te laten aan andere partijen om netwerken in goed afgebakende gevallen (zoals standalone initiatieven en specifieke netwerken op industrieterreinen) te ontwikkelen en te beheren, met inachtneming van dezelfde regelgevingsvoorschriften. Dit kan worden geïmplementeerd door ervoor te zorgen dat het mandaat voor de ontwikkeling van regionale waterstofnetwerken niet exclusief is, of door uitzonderingen in te voeren voor externe ontwikkelaars in het geval het mandaat exclusief is (wettelijk monopolie).

De uiteindelijke investeringsbeslissingen van de regionale netwerkbeheerder(s) dienen gebaseerd te zijn op voldoende toezeggingen van toekomstige netwerkgebruikers. Gezien de hoge risico's voor onderbenutting, achten wij het passend dat definitieve investeringsbeslissingen (afgestemd op de netwerkontwikkelingsplannen) worden gebaseerd op een minimale toezegging van netwerkgebruikers.

Risicobeperkende maatregelen (zoals subsidies) kunnen worden overwogen voor de netontwikkelaars in geselecteerde gebieden. Financiële ondersteuning kan in verschillende vormen, zoals investeringssubsidies, het subsidiëren van gebruik (zoals via maximum nettarieven), en garanties voor netbeheerders (bijvoorbeeld op het rendement of de volledige afschrijving van activa tegen het einde van de reglementaire levensduur). De risicobeperkende maatregelen en de hoogte van de subsidies kunnen worden afgestemd op de specifieke risico's die in elk gebied zijn vastgesteld en de investeringskosten voor het netwerk.

Subsidies kunnen gerechtvaardigd zijn voor het faciliteren van de opstartfase, maar mogen in onze optiek niet gebruikt worden voor het garanderen van de financiële haalbaarheid van netinvesteringen op lange termijn. Risicobeperkende mechanismes kunnen het best gebruikt worden om investeringen mogelijk te maken, tarieven op een redelijk niveau te houden, en de gebruiksrisico's op lange termijn te verminderen. De mogelijke uitrol van regionale waterstofnetwerken dient gebaseerd te zijn op de niet-gesubsidieerde financiële haalbaarheid van de investeringen na de aanloopfase. Ook als overheids garanties worden verstrekt, is het wenselijk een substantieel deel van de risico's bij de netwerkbeheerders en gebruikers te laten. Zo niet, dan bestaat het risico dat netwerken worden aangelegd in gebieden met een te klein potentieel, of dat netten te groot worden gedimensioneerd.

⁷³ [Bijlagen bij Handreiking Integraal Programmeren](#) - Afwegingskader

Mogelijke tijdslijn voor een regelgevend kader

De overheid dient op korte termijn duidelijkheid te verschaffen over het toekomstige wetgevingskader. Dit kan een kip-en-ei-probleem voorkomen en de ontwikkeling van de eerste regionale waterstofprojecten mogelijk maken. Volgens het meest recente (concept) uitrolplan van HNS zullen de vijf industriële clusters in 2028-2029 met elkaar verbonden zijn. Er wordt verwacht dat tegen die tijd ook enkele (kleinere) standalonenetwerken zullen ontstaan. Sommige projectontwikkelaars overwegen om hun netwerk op termijn op het landelijke waterstofnet te laten aansluiten. Het Decarbonisatiepakket zou medio 2024 in werking treden, en de omzetting van de relevante richtlijnartikelen zou uiterlijk medio 2026 moeten plaatsvinden. Gezien de interactie tussen de regulering en de planning en uitbouw van het landelijke en de regionale waterstofnetten en de lange aanlooptijd voor de ontwikkeling van dergelijke netwerken, is het nuttig dat het regelgevingskader voor regionale netwerken tijdig wordt ingevoerd. Daarom is het naar onze inschatting niet maatschappelijk gewenst om op korte termijn de ontwikkeling van meerdere regionale waterstofnetten ruim te subsidiëren

Het schema in de box met belangrijkste bevindingen van dit hoofdstuk geeft een mogelijke tijdslijn voor de ontwikkeling van het regelgevingskader, het Nederlands integraal energie- en klimaatplanningsproces en de planning en ontwikkeling van regionale waterstofnetten. We lichten het kort toe:

- EZK kan in 2025 de uitgangspunten bepalen die ze wil hanteren voor het reguleringskader van regionale netwerken. Dit zou belangrijke aspecten omvatten zoals het proces voor de identificatie van geselecteerde gebieden voor uitrol, welke partijen een mandaat krijgen en de voorziene risicobeperkende maatregelen.
- HNS kan vanaf 2025 worden verplicht om de potentiële regionale vraag in deze gebieden mee in aanmerking te nemen bij de configuratie van het landelijke waterstofnet, en worden gemachtigd om anticiperende investeringen te doen om aan de potentiële vraag in regionale gebieden te voldoen, hetzij rechtstreeks, hetzij door samenwerking met de beheerder(s) van de regionale waterstofnetwerken. Het netwerkontwikkelingsplan moet door de Rijksoverheid of de toezichthouder ACM worden goedgekeurd om ervoor te zorgen dat het aansluit bij de energie- en klimaatdoelstellingen, en dat de veronderstelde vraag realistisch is. De investeringskosten kunnen in eerste instantie op dezelfde manier worden toegewezen als de andere systeemkosten, en daarna worden toegewezen aan regionale netwerken zodra deze zijn ontwikkeld.
- Vanaf 2025 kunnen ook gebieden voor de uitrol van regionale waterstofnetwerken worden geïdentificeerd, als onderdeel van de integrale energie- & klimaatprogrammering. Deze selectie kan de gebieden aanvullen (en indien nodig bevestigen) die al zijn geïdentificeerd in het pMIEK 2023. De selectie zou in de eerste fase moeten focussen op gebieden met het hoogste potentieel en aanvaardbare risiconiveaus. Dit zou het mogelijk maken om het regelgevend kader te testen en te verfijnen op basis van de ervaring van de eerste regionale netwerken.
- Het verstrekken van een mandaat voor geselecteerde gebieden aan één of meerdere beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur kan vervolgens vanaf 2026 (of eerder als beleidsmakers besluiten dat dit nodig is om de coördinatie met HNS te verzekeren). De activiteiten van de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur dienen te worden gereguleerd in overeenstemming met de EU-wetgeving en met inachtneming van aanvullende bepalingen die rekening houden met de specifieke nationale context.
- De geschetste mogelijke (maar ambitieuze) tijdslijn is onze inschatting voor het bieden van een volwaardig regelgevend kader per 2026. Stappen kunnen worden uitgesteld op basis van marktontwikkelingen, of als beleidsmakers en andere actoren minder urgentie zien. De volgorde van de stappen blijft dan gelden. Rekening houdend met een doorlooptijd van ongeveer 7 jaar om regionale netwerken te ontwikkelen, zou in gebieden die in 2025 zijn geselecteerd ten vroegste in 2032 een netwerk in gebruik kunnen worden genomen.

11. Bijlage 1: Aanvullende informatie over waterstoftransportvormen

In deze bijlage presenteren we (1) de achterliggende data die is gebruikt in hoofdstuk 2 en (2) aanvullende informatie over de transportvormen:

- Tabel 11-1 vergelijkt de technische, veiligheids- en economische aspecten van waterstoftransport. De LCOT-schattingen zijn voornamelijk gebaseerd op het HyDelta-project, HyWay27 en de Europese waterstofbackbonerapporten.⁷⁴ Deze informatie is aangevuld op basis van andere bronnen, met name voor transport via water- en spoorwegen. De LCOT-schattingen zijn vermeld voor verschillende afstanden. Als voor een specifieke transportoptie geen LCOT-raming wordt vermeld voor een bepaalde afstand, betekent dit niet dat deze optie technisch niet haalbaar is, maar eerder dat deze voor de betreffende afstand niet voldoende concurrerend wordt geacht. De informatie uit deze tabel vormt de basis voor Hoofdstuk 2.
- Tabel 11-2 zoomt vervolgens in op de kenmerken van buisleidingen.
- Figuur 11-1 illustreert de impact van de verhouding OPEX/CAPEX op de LCOT.
- Tot slot behandelen we kort een aantal veiligheidsoverwegingen.

⁷⁴ NEC et al. (2021) HyDelta [D7A.2 - Techno-economic analysis of hydrogen value chains in the Netherlands: value chain design and results](#); TNO, DNV et al (2023) HyDelta 3 [D3.4 Technical analysis of hydrogen supply chains - factsheets \(update 2023\)](#); PwC (2021) [HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?](#); Guidehouse (2022) [European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries](#)

Tabel 11-1 Waterstoftransport in gas en vloeibare vorm via verschillende transportvormen

	Buisleiding Transmissie (nieuw)	Buisleiding Distributie (nieuw)	Weg Gasvormig	Weg Vloeibaar	Weg LOHC	Spoor Vloeibaar ⁷⁵	Binnenvaart Vloeibaar	Binnenvaart Ammoniak ⁷⁶
Economisch haalbare hoeveelheden (bandbreedte)	>100 t/d ⁷⁷	10-100 t/d ⁷⁶	Tot 10 t/d ⁷⁶ (0,1-1,5 t/truck) ^{78,79,80}	Tot 30 t/d ⁷⁵ (4,0-4,3 t/truck)	Tot 10 t/d ⁸¹	Tot 75 t/d ⁷⁹	Beperkte analyses beschikbaar	1100-1540 tNH ₃ /schip 700 t/duwbak
Economisch haalbare afstanden (max)	>1000 km ⁷⁶	10-100 km ⁷⁶	Tot 200-400 km ^{76,82}	100-1000 km	>1000 km	>1000 km	100-1000 km ⁸³	-
Drukniveau	30-50 bar (NL)	8-16 bar (NL)	100-700 bar	5-12 bar	1 bar	5-12 bar ⁸⁴	250-700 bar	1-18 bar ⁸⁵
Technische levensduur (jaren)	40-50 (buisleidingen) 15-25 (compressoren) ^{86,87}		15 (compressoren) 30 (tube trailer) ⁸⁸	30 (tank trailer) ⁸⁸	15 (de/hydrogenatie, trailer)	Beperkte analyses beschikbaar	Beperkte analyses beschikbaar	-
Levelised cost of transport (€ ₂₀₂₂ /kg)	1-10 km	0,045 ⁷⁸	0,045 - 0,056 ⁷⁸	0,591 - 0,691 ⁷⁸	-	-	-	-
	10-100 km	0,025 ⁸⁷ - 0,09 ⁷⁸	0,056 - 0,201 ⁷⁸	0,624 - 1,572 ⁷⁸	-	-	-	-
	100-1000 km	0,025 ⁸⁷ - 0,535 ⁷⁸	0,201 - 1,661 ⁷⁸	-	0,869 - 3,522 ⁷⁸	0,869 - 3,522 ⁷⁸	1,449 - 2,452 ⁷⁸	Beperkte analyses beschikbaar 10.1-10.7 €/tNH ₃
	>1000 km	0,190 ⁸⁷ - 2,472 ⁷⁸	-	-	3,534 - 6,120 ⁷⁸	3,534 - 6,120 ⁷⁸	1,672 - 2,898	N/A 10.1-10.7 €/tNH ₃
Relevante vergunningen en veiligheidsrestricties	Regelgeving van toepassing, maar geen bijzondere beperkingen		Al enkele beperkingen voor grotere trailers Groot aantal trailers zou leiden tot verdere beperkingen		Weinig/geen beperkingen voor meeste dragers ⁸⁹	Beperkte ruimte in Basisnetrisicoplafond ⁸⁹	Niet toegestaan in ingebouwde scheepstanks ⁸⁴	Toegestaan, enige ruimte in het Basisnetrisicoplafond ^{89,90}
Flexibiliteit	Laag Door de vaste route kan niet overal geleverd worden, Odorisatie nodig voor distributie,		Hoog	Hoog	Middel Dehydrogenatie nodig	Middel voor afnemers dicht bij het spoor, laag in andere gevallen	Middel voor afnemers dicht bij de kade, laag in andere gevallen	Middel voor afnemers dicht bij de kade, laag in andere gevallen.

⁷⁵ Borsboom et al. (2022) [Point-to-point transportation: The economics of hydrogen export](#)

⁷⁶ Continental Engineers (2003) *Ketenstudie ammoniak, chloor en LPG*

⁷⁷ IRENA (2022) *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*

⁷⁸ PwC (2021) [HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?](#)

⁷⁹ Li et al. (2020) [Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks](#)

⁸⁰ TNO, DNV et al. (2023) [WP3 – Risks, uncertainty, and collaboration in the hydrogen based value chain - D3.4 – Technical analysis of hydrogen supply chains – factsheets \(update 2023\)](#)

⁸¹ BNEF (2020) [Hydrogen Economy Outlook - Key messages](#)

⁸² Energy Transitions Commission (2021) *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*

⁸³ Lloyd's Register (2020) [World first for liquid hydrogen transportation](#)

⁸⁴ IFV (2022) [Kenniscijfel transport van waterstof\(dragers\)](#)

⁸⁵ ABS et al. (2022) [Potential of ammonia as fuel for shipping](#)

⁸⁶ VIS (2023) [Study on requirements and implementation of ENTSO's CBA for hydrogen infrastructure](#)

⁸⁷ Guidehouse (2022) [European Hydrogen Backbone – A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries](#)

⁸⁸ US Department of Energy (2020) [Technical Targets for Hydrogen Delivery](#)

⁸⁹ TNO et al. (2023) [Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers](#)

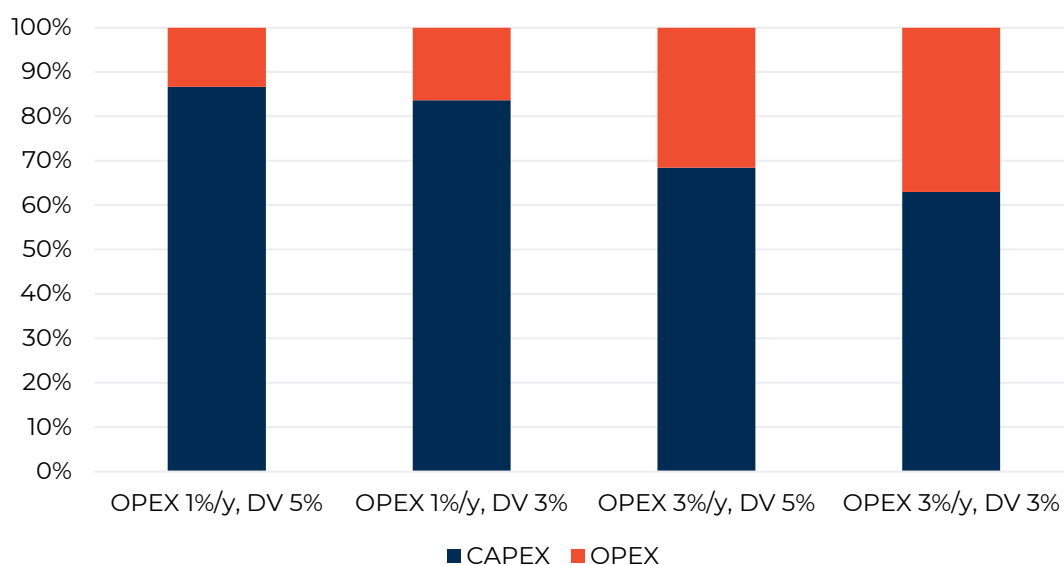
⁹⁰ Arcadis en Berenschot (2021) [Ketenstudie omgevingsveiligheid van duurzame waterstofrijke energiedragers](#)

Tabel 11-2 Specificaties waterstofbuisleidingen op land (excl. compressie)

	Buisleiding naam	Jaar	Druk bar	Diameter inch	Capaciteit GW	CAPEX M€/km	OPEX	LCOT (incl. compressie)	
Europese waterstof-backbone	Nieuw, klein	/	50	20"	1,2	1,4-1,8	0,8-1% van CAPEX/j	0,16 €/kg/200 km	
	Nieuw, middel		50	36"	4,7	2,0-2,7		0,35 €/kg/1000 km	
	Nieuw, groot		80	48"	13	2,5-3,4		0,19 €/kg/1000 km	
	Herbestemd, klein		50	20"	1,2	0,2-0,5		0,05 €/kg/200 km	
	Herbestemd, middel		50	36"	3,6	0,2-0,5		0,12 €/kg/1000 km	
	Nieuw, groot		80	48"	13	0,3-0,6		0,09 €/kg/1000 km	
HyDelta 1 ⁹¹	Nationale buisleiding	/	/	36"	/	/	/	0,11 €/kg	
	Last-mile buisleiding, nieuw	/	/	8"	>0,1	/	/	<0,20 €/kg	
	Last-mile buisleiding, herbestemd	/	/	8"	>0,1	/	/	<0,10 €/kg	
HyDelta 3 ⁹²	Hogedruk buisleiding, nieuw	2030	/	20"	1,2	3,2	0,25% van CAPEX/j	/	
			50	36"	4,7	/		/	
	80		48"	16,9	/	/			
	Hogedruk buisleiding, herbestemd		/	20"	1,2	0,84		/	/
			50	36"	4,7	/		/	/
	80		48"	16,9	/	/		/	
Decentrale buisleiding (Last Mile), nieuw	2020	30 – 70 (inlet)	8"	/	/	1%	/		
Decentrale buisleiding (Last Mile), herbestemd		30 (outlet)	8"	/	30% van nieuw	3,33% van CAPEX/j	/		

/ betekent niet beschikbaar in bron

Figuur 11-1 Aandeel van OPEX in LCOT bij verschillende aannames



DV = discountvoet

⁹¹ NEC et al. (2021) HyDelta [D7A.2 – Techno-economic analysis of hydrogen value chains in the Netherlands: value chain design and results](#)

⁹² TNO, DNV et al (2023) HyDelta 3 [D3.4 Technical analysis of hydrogen supply chains – factsheets \(update 2023\)](#)

De OPEX (voornamelijk energiekosten voor compressie en onderhoud) kunnen een aanzienlijk deel van de LCOT beslaan en zijn dus een relevante overweging voor de regelgeving van de beheerder(s) van regionale waterstofinfrastructuur. Het is echter onwaarschijnlijk dat de OPEX de geschiktheid van transport via buisleidingen ten opzichte van alternatieven wezenlijk verandert. Figuur 11-1 toont het aandeel van de OPEX in de LOCT, afhankelijk van het niveau ervan (1 of 3% van CAPEX per jaar) en het disconteringspercentage (3 of 5%) bij een levensduur van 30 jaar. Het valt op dat de OPEX 13%-37% van de LCOT beslaat, waarbij de OPEX-niveaus de grootste invloed hebben en de disconteringsvoet minder. Gasnetbeheerders geven echter aan dat de OPEX-kosten aanzienlijk hoger kunnen zijn. Dit geeft aan dat de OPEX een relevante overweging dient te zijn bij het vergoedingskader. Het is echter niet waarschijnlijk dat de OPEX-niveaus een sterke impact zouden hebben op het concurrentievermogen van transport via buisleidingen in vergelijking met andere transportopties.

Veiligheidsoverwegingen

Directe veiligheidsoverwegingen of het gebrek aan regelgeving kunnen tot beperkingen leiden bij de toepassing van bepaalde transportvormen. Een eventuele toekomstige herziening van de regelgeving kan bepaalde beperkingen mogelijk adresseren. Bij veiligheidsaspecten is het relevant onderscheid te maken tussen de veiligheidsrisico's van individuele *transportladingen* en van de *transporttrajecten*. Hierbij is het Basisnet en de (ontbrekende) ruimte voor vervoer van gevaarlijke stoffen centraal.

Het Basisnet is het nationale netwerk voor het vervoer van gevaarlijke stoffen. Het bestaat uit snelwegen, kanalen en spoorwegen die relevant zijn voor het vervoer van gevaarlijke stoffen. De Basisnetwetgeving is er niet alleen op gericht om het vervoer van gevaarlijke stoffen te beheersen, maar ook om richting te geven bij nieuwe ontwikkelingen en de veiligheid van omwonenden te waarborgen. Voor elke traject in het Basisnet zijn risicoplafonds vastgesteld, die jaarlijks worden gecontroleerd.⁹³ In 2022 zijn in het *Basisnet water* geen overschrijdingen van de risicoplafonds geconstateerd. In het *Basisnet weg* zijn in datzelfde jaar vier overschrijdingen vastgesteld en in het *Basisnet spoor* 27 overschrijdingen (tegen 29 in 2021). De belangrijkste reden voor de overschrijdingen bij het spoor is de beperkte afstand tussen het spoor en de bebouwde omgeving. TNO (2023) onderzocht de belasting van het Basisnet bij toekomstige scenario's voor vraag en aanbod van waterstof(derivaten).⁹⁴ We onderscheiden de volgende veiligheidsoverwegingen:

- **Buisleidingen:** Hoewel de externe veiligheid van buisleidingen is onderworpen aan verschillende besluiten en regelingen onder de omgevingswet⁹⁵, zijn er geen bijzondere beperkingen vastgesteld.
- **Weg - gasvormig en vloeibaar:** Op korte termijn kan de wegtransportcapaciteit worden uitgebreid, bijvoorbeeld om bestaande en toekomstige waterstof tankstations te bevoorraden. In de toekomst zou een aanzienlijke uitbreiding van het waterstoftransport via de weg evenwel kunnen worden beperkt door de limieten in het Basisnet. Voor het gebruik van gecomprimeerde waterstofbuizen met grote capaciteit (tot 1,2 ton per trailer) gelden al strengere veiligheidsvoorschriften. Er is slechts beperkte ervaring met het transport van vloeibare waterstof in Nederland.
- **Weg – LOHC:** De meeste LOHC-tankers hebben te maken met veiligheidsbeperkingen voor wegtransport. De technologie is echter nog in ontwikkeling; er is weinig praktijkervaring. In vergelijking met de vloeibare fossiele brandstoffen die momenteel per weg worden vervoerd zouden er echter geen significant hogere beperkingen moeten zijn om LOHC's via snelwegen te vervoeren.⁹⁶
- **Spoor – vloeibaar:** De vastgestelde Basisnetrisicoplafonds voor spoortransport blijken regelmatig overschreden te worden, omdat de fysieke ruimtes te beperkend zijn (zoals hierboven vermeld), vooral op de Brabantroute en de route tussen Amersfoort naar Bad-Bentheim. Er zou dus slechts beperkt ruimte zijn voor grootschalig transport van waterstof.

⁹³ [Informatiepunt Leefomgeving - Gegevens van vervoer van gevaarlijke stoffen over het water](#)

⁹⁴ TNO (2023) *Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers*

⁹⁵ <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037885/2024-01-01/0>

⁹⁶ TNO (2023) *Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers*

- **Vervoer over water - vloeibaar:** Er is momenteel wereldwijd beperkte ervaring met het vervoer van waterstof via binnenschepen.⁹⁷ De huidige regelgeving staat dit vervoer niet toe (maar dit kan veranderen). Hoewel het huidige risicoplafond van het *Basisnet water* niet wordt overschreden, zullen scenario's met een aanzienlijke toename van het waterstoftransport via de binnenwateren er waarschijnlijk toe leiden dat de risicoplafonds worden overschreden.⁹⁸
- **Vervoer over water - ammoniak** Er bestaan technische normen voor het transport van vloeibare ammoniak (onder druk) en gekoelde ammoniak (onder atmosferische druk). In Nederland vindt momenteel alleen het eerste plaats. Het vervoer vindt met name plaats in de Westerschelde (met zowel zeevaart- als binnenvaartschepen), met ook een overslagterminal op Chemelot. Het *Basisnet water* heeft een specifiek risicoplafond (GT3) voor ammoniak en andere giftige gassen, dat de afgelopen jaren niet is overschreden, met zelfs een aanzienlijke daling van de transporten in 2021-2022.⁹⁹

⁹⁷ Voor het transport van waterstof over binnenwateren is nog geen commerciële toepassing geïdentificeerd. De enige binnenschepen voor transport van waterstof worden momenteel geëxploiteerd door NASA.

⁹⁸ TNO (2023) Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers

⁹⁹ TNO (2023) Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers

12. Bijlage 2: Aanvullende informatie over ontwikkeling waterstofvraag -aanbod en -kosten

In deze bijlage presenteren we (1) de achterliggende data die is gebruikt in hoofdstuk 3 en (2) aanvullende informatie over waterstofvolumes en kostenschattingen:

- In het eerste deel richten we ons op het huidige waterstofgebruik en de verwachtingen over toekomstig waterstofgebruik en -productie, op basis van (1) intenties en ambities en kwantitatief onderzoek.
- In het tweede deel richten we ons op de verwachtingen over de kostenontwikkeling

I. Volumes

Intenties & ambities

Productie in Nederland

Tabel 12-1 Geschatte realisatie windparken met koppeling elektrolyse (NPE)

Windenergiegebied	Verwachte realisatie	Beoogde indicatieve elektrolyse (in MW) [totaal vermogen windenergiegebied]
Borssele		100 [1 502]
Hollandse Kust (Zuid)		100 [1 529]
Hollande Kust (Noord)		200 [759]
Hollandse Kust (West)	2025-2026	750 [1 400]
IJmuiden Ver Beta	2029	1 000 [1 000]
IJmuiden Ver (Alpha)	2029	1 000 [1000]
IJmuiden Ver (Noord)	2029	1 000 [1000]
Nederwiek gebied 1	2030	2 000 [ca. 6 000]
Totaal		6 000

Ministerie van EZK (2023). [Concept NPE](#). Pagina 31

Tabel 12-2 Geschatte ontwikkeling van binnenlandse elektrolysecapaciteit

Verwachte realisatie	Tenders	Jaarlijkse productie (TWh) ¹⁰⁰	Cumulatieve Elektrolyse-capaciteit (GW)	Indicatieve koppeling
2025	Bestaand beleid	3	0,8	
2026	6 x 100 MW	5	1,4	Hollandse Kust V-VII (2,16 GW)
2027	2 x 250 MW	7	1,9	Hollandse Kust V-VII (2,16 GW)
2028	2 x 500 MW	10	2,6	IJmuiden Ver III+IV (2 GW)
2029	3 x 500 MW	15	4,1	IJmuiden Ver I+II+V+VI (4 GW)
2030	4 x 500 MW	22	6,0	IJmuiden Ver I+II+V+VI, Nederwiek I+II (4+4 GW)
2031	4 x 500 MW	31	8,3	Diverse windenergieparken (cumulatief 16 GW)

Nationaal Waterstof Programma (2022). [Routekaart Waterstof](#). Pagina 30.

Tabel 12-3 Elektrolyseplannen uitgesplitst per projectfase

Projectfase	Elektrolysecapaciteit (MW)	% van totaal
Demo	1	<0%
Operationeel	4	<0%
In opbouw (investeringsbeslissing genomen)	219	1%
Front-End Engineering Design	140	1%
Haalbaarheidsstudie	9 194	43%
Concept	11 682	55%
Totaal	21 240	100%

CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#). Pagina 53.

Naast de ontwikkeling van elektrolyzers zijn er in Nederland ook plannen voor de productie van koolstofarme waterstof met CCS. Koolstofarme¹⁰¹ waterstof zal volgens het NPE voornamelijk een rol spelen voor regelbaar productievermogen tijdens de transitiefase van het Nederlandse energiesysteem. De eerste CO₂-opslagprojecten zijn momenteel in ontwikkeling en worden naar verwachting in 2024-2026 in gebruik genomen.¹⁰² Ook aan de productiekant zijn er plannen voor koolstofarme waterstof. Zo staat de realisatie van H₂Gateway gepland in Den Helder en heeft Linde, samen met Equinor, in januari 2024 aangekondigd te willen investeren in een koolstofarme waterstoffabriek in Eemshaven.¹⁰³ H₂gateway is een geplande productiefaciliteit voor grootschalige (jaarlijks 13,2 TWh) productie van koolstofarme waterstof.¹⁰⁴ Over de (ontwikkelings)plannen in de Eemshaven is nog weinig bekend. Volgens het NPE kan met de huidige CCS-initiatieven (H-vision¹⁰⁵, Porthos,¹⁰⁶ Aramis¹⁰⁷) jaarlijks 17 – 19 TWh koolstofarme waterstof geproduceerd worden.

Nederland heeft ook plannen voor de realisatie van hernieuwbare waterstofproductie met andere technologieën dan elektrolyzers. Zo is in 2024 een finale investeringsbeslissing gepland voor het

¹⁰⁰ Totale jaarlijkse productie in TWh, uitgaande van 6000 vollasturen en 60% inzettingsrendement

¹⁰¹ Koolstofarme waterstof (ook wel 'blauwe' waterstof genoemd) is waterstof die wordt geproduceerd uit aardgas waarbij 60-95% van de CO₂ die vrijkomt tijdens de productie wordt afgevangen en ondergronds wordt opgeslagen.

¹⁰² Natuur en milieu (2023). [Waterstof in transitie](#)

¹⁰³ Energiea (2024). [Linde wil blauwe waterstof produceren in Eemshaven](#)

¹⁰⁴ Waterstofnln (z.d.). [Den Helder - haven van de toekomst](#)

¹⁰⁵ H-vision. FID gepland voor 2025, waarna bij akkoord in 2027 gepland tot operationeel

¹⁰⁶ Porthos. FID genomen. Start bouw gepland voor 2024. Naar verwachting operationeel in 2026

¹⁰⁷ Aramis. FID gepland voor 2025. Jaar van realisatie gepland eind 2028, hoewel onzeker door benodigde vergunningen.

FUREC-project om niet-recyclebaar gemeentelijk afval te gebruiken om waterstof (jaarlijks 2 TWh) te produceren. Hiermee is de volledige productie van FUREC afkomstig van afvalstromen en aangezien verwacht wordt dat deze afval voor meer dan de helft uit biogene materialen zal bestaan, zal meer dan de helft van de waterstofproductie aangemerkt kunnen worden als hernieuwbaar.¹⁰⁸

Import

Verschillende zeehavens hebben ambitieuze doelstellingen voor het importeren van waterstof en derivaten. Deze ambities bedragen gezamenlijk 183-197 TWh per jaar in 2030¹⁰⁹ en 833 TWh per jaar in 2050.¹¹⁰ De haven van Rotterdam heeft als ambitie om 133 TWh hernieuwbare waterstof(derivaten) te importeren in 2030.¹¹¹ Voor 2050 heeft de Rotterdamse haven de ambitie uitgesproken om de jaarlijkse waterstofimport op te schalen naar 600 TWh, waarvan naar verwachting 433 TWh naar Duitsland en andere EU-landen wordt doorgevoerd.¹¹² Ook de Noordzeehaven (10 – 17 TWh¹¹²) en de haven van Amsterdam (33 TWh¹¹³) hebben ambities uitgesproken voor waterstof(derivaten)import in 2030. De Noordzeehaven heeft voor 2050 een ambitie van 67 – 200 TWh waterstof(derivaten)import. Naast import via deze zeehavens is het ook technisch mogelijk om waterstof te importeren via onshore buisleidingen vanuit Duitsland en België, hoewel de verwachting is dat de importlocaties van waterstof zich hoofdzakelijk in de Nederlandse havens bevinden.¹¹⁴

Sommige studies maken gebruik van de bottom-up ambities van havens voor schattingen over toekomstige waterstofvolumes. De invloed van aannames op deze schattingen is echter aanzienlijk. Zo concludeerde CE Delft op basis van de ambities van en consultaties met de havens van Rotterdam en Amsterdam dat een importvolume van 33 TWh per jaar voor 2030 mogelijk zou zijn op basis van uitgesproken ambities en de duurzaamheidsverplichtingen gesteld vanuit de RED-II doelen.¹¹⁵ Recenter onderzoek van CE Delft komt uit op een importcijfer van 49 TWh voor 2030. Hierbij is de aanname gemaakt dat Nederland een totale importambitie heeft van 196 TWh. CE Delft neemt (zonder verdere toelichting) aan dat de helft van deze totale importambitie wordt gerealiseerd en de helft van de totale import wordt doorgevoerd naar buurlanden, waardoor de importvolumes een kwart van de totale ambities bedragen.

Kader 10 Waterstofderivaten en hun rol bij import

Waterstoftransport over grote afstanden kan in de vorm van vloeibare waterstof, ammoniak, methanol en *Liquid Organic Hydrogen Carriers* (LOHC's).

- Bij vloeibare waterstof wordt de gasvormige waterstof gekoeld tot -252,9 °C om deze geschikt te maken voor vervoer in zeer goed geïsoleerde tanks. De extreme koeling kost veel energie en na verloop van tijd vindt verdamping van waterstof plaats, waardoor waterstof verloren kan gaan (hergebruik is soms mogelijk). Bij het vervoer van vloeibare waterstof zijn er ook risico's van explosieve ontbranding.
- Transport van ammoniak is technisch eenvoudiger en goedkoper dan transport van vloeibare waterstof. Ammoniak kan in vloeibare vorm bij -33 °C bewaard worden (of op kamertemperatuur onder 8-10 bar). Ammoniak wordt in diverse industrieën gebruikt (bijvoorbeeld kunstmestproductie). Ammoniaktransport vindt al op grote schaal plaats. De rol van ammoniak als energiedrager is relatief nieuw. Het kraken van ammoniak (conversiestap naar waterstof) is een relatief nieuw, energie-intensief en duur proces, hoewel dit technisch en economisch haalbaar blijkt te zijn. Ammoniak is erg toxisch, waardoor het grote veiligheidsrisico's kent. Het NPE verwacht dat import van waterstof in de vorm van ammoniak vanaf 2030 op grote schaal zal plaatsvinden. Deze grote verwachte volumes gekoppeld aan het ontbreken van infrastructuur voor het afhandelen van deze stromen, stelt Nederland voor opgave betreffende invoer, opslag, conversie en transport van ammoniak.

¹⁰⁸ RWE (z.d.). [FUREC](#)

¹⁰⁹ CE Delft (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#). Pagina 54

¹¹⁰ WaterstofNet (2023). [Cross-border hydrogen value chain in the Benelux and its neighbouring regions](#). Pagina 29 figuur 14.

¹¹¹ CE Delft (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#). Pagina 53.

¹¹² Waterstofnet + Benulux (2023) [Cross border H2 value chain in Benelux](#)

¹¹³ [Werken aan import van 1 miljoen ton groene waterstof in Amsterdamse haven | Port of Amsterdam](#)

¹¹⁴ PwC (2021). [Hyway27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?](#) Pagina 50

¹¹⁵ CE Delft (2022). [50% green hydrogen for Dutch industry – analysis of consequences draft RED3](#)

- Met de productie, transport en opslag van **methanol** heeft Nederland ruime ervaring en methanol heeft beperkte veiligheidsrisico's. Ook voor methanol is de rol als energiedrager relatief nieuw. Het nadeel van methanol zijn de relatief hoge kosten om waterstof los te maken van methanol. Om waterstof te kunnen absorberen, wordt de **LOHC** in contact gebracht met waterstof door middel van een hydrogeneringsreactie. LOHC's zijn eenvoudig in grote hoeveelheden te transporteren en worden momenteel al internationaal als commodity verhandeld. Het voordeel van LOHC's is dat de bestaande infrastructuur gebruikt kan worden, dat de 'dragers' relatief makkelijk te hanteren zijn en dat er veel ervaring is met het omgaan met dergelijke gevaarlijke stoffen. Daardoor zijn de LOHC's relatief makkelijk te transporteren naar locaties die geen aansluiting tot een buisleiding hebben. Daartegenover staat dat de vereiste dehydrogenering energie-intensief is en daarom duur. Ook zorgt de productie van LOHC voor extra CO₂-uitstoot en moet de stof (zoals DBT en MCH) waaraan waterstof gebonden wordt terug getransporteerd worden om nieuwe waterstof te transporteren.

Transport in een andere vorm dan vloeibare waterstof vereist dus conversie. Dit gaat gepaard met hoge energieverliezen en heeft daardoor een lagere efficiëntie. De conversiekosten¹¹⁶ voor vloeibare waterstof bedragen ongeveer 0,80 €/kg, hoewel afhankelijk van de gehele keten.¹¹⁷ Ammoniak kent hogere conversiekosten. De conversiekosten voor het binden van waterstof aan stikstof (Haber-Bosch-proces) variëren tussen de 1,50 en 1,90 €/kg waterstof.¹¹⁸ Omdat ammoniak toxisch is worden bij de conversie extra voorzorgsmaatregelen getroffen. De conversiekosten voor LOHC's liggen met een bedrag tussen 1,10 en 2,10 €/kg H₂ hoger dan voor ammoniak¹¹⁸ Dit komt mede doordat rekening gehouden moet worden met retourstromen. De conversiekosten van methanol naar waterstof zijn relatief hoog, waardoor methanoltransport als waterstofdrager duur is en een niet voor de hand liggende keuze is, tenzij de ammoniak zeer goedkoop geproduceerd kan worden zodat de conversiekosten (deels) gecompenseerd worden.

Kwantitatieve verwachtingen en data

Tabel 12-4 Waterstofgebruik in 2022 in Nederland per sector (TWh)

Sector	Waterstofvraag (TWh) [%]
Raffinaderijen	13,1 [40%]
Andere chemicaliën	7,4 [23%]
Industriële warmte	1,3 [4%]
Ammoniak	8,6 [26%]
Methanol	0,7 [2%]
Mobiliteit	0,02 [<1%]
Overig	1,3 [4%]
Totaal	32,5

Bron: [European Hydrogen Observatory](#)

¹¹⁶ De geanalyseerde conversiekosten bestaan uit de conversiekosten van waterstof naar het transportmiddel en conversiekosten van transportmiddel weer terug naar waterstof.

¹¹⁷ CE Delft (2018). [Waterstofroutes Nederland](#)

¹¹⁸ PwC (2021) [HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?](#)

Tabel 12-5 Geschat waterstofgebruik in Nederland (in TWh)

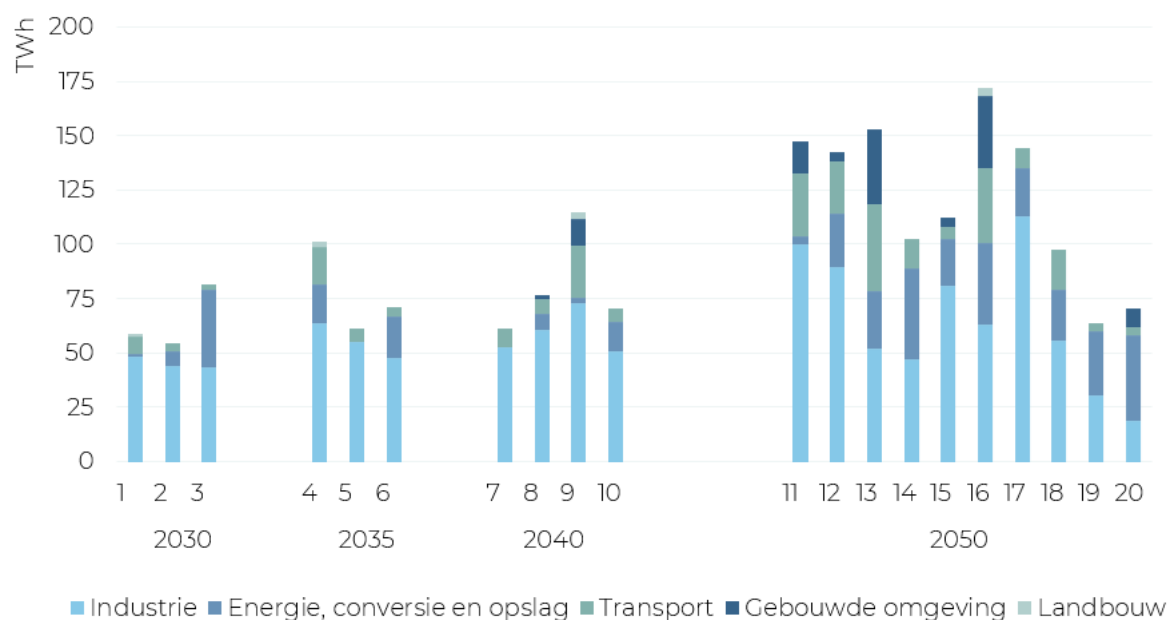
Studie	2030	2035	2040	2050	Opmerkingen
FCH JU				33-133	Lage waarde is <i>business as usual</i> , hoge waarde bij ambitieus beleid
Berenschot & Kalavasta				70-165	
II3050 Netbeheer Nederland	48-61	66-108	78-142	102-174	
Trinomics & Quo Mare	12-20	14-90			
Trinomics & VITO – support to REPowerEU	2-32		41-94	102-163	Tussen 2030 en 2050 wordt een grote gebruikstoename verwacht voor internationaal luchttransport
TNO 2021	5,6		32-99	71-205	
TNO, Julich & Dena				239	
TYNDP 2022	21-53		60-97	111-186	

Tabel 12-6 Waterstofaanbod in II3050 (in TWh)

Onderzoek	2030	2035	2040	Opmerkingen
II3050	63-75	65-91	66-110	Nationaal geproduceerd
	77-119	107-183	124-245	Nationaal + import
	48-61	66-109	78-144	Nationaal + netto import*

*Scenario's met veel import gaan gepaard met veel export. Netto import (import – export) geeft daarom een realistischer beeld.

Figuur 12-1 Verdeling van waterstofgebruik over sectoren per scenario (in TWh)



Cijfers refereren naar namen van de scenario's: 1 = 2030-II3050 IA, 2 = 2030-II3050 KA, 3 = 2030-II3050 ND, 4 = 2035-II3050IA, 5 = 2035-II3050KA, 6 = 2035-II3050KA, 7 = 2040-II3050DEC, 8 = 2040-II3050EUR, 9 = 2040-II3050INT, 10 = 2040-II3050NAT, 11 = 2050-Internationale sturing, 12 = 2050-Europese CO₂ sturing, 13 = 2050-FCH JU – Ambitious, 14 = 2050-II3050DEC, 15 = 2050-II3050EUR, 16 = 2050-II3050INT, 17 = 2050-II3050NAT, 18 = 2050-Nationale sturing, 19 = 2050-Regionale sturing, 20 = 2050-FCH JU – Business as usual

II. Kostenontwikkeling

De verschillende vormen van waterstof (fossiel, koolstofarm en hernieuwbaar) hebben verschillende **kostencomponenten**:

- **Fossiele waterstof** wordt voornamelijk geproduceerd door het hervormen van aardgas (SMR- Steam Methane Reforming). De brandstofkosten vormen het grootste aandeel (70-75%) in de totale kosten van fossiele waterstof. Andere relevante kostencomponenten zijn de kapitaal- en vaste operationele kosten voor reactoren, vergassers en pyrolyse-eenheden. Deze beslaan samen bijna 20% van de totale productiekost. Indirect zijn de ETS-kosten relevant en deze worden relevanter naarmate de ETS-prijs stijgt. Hierdoor is het aannemelijk dat de kosten voor fossiele waterstof stijgen in de toekomst.
- De kostencomponenten voor **koolstofarme waterstof** zijn vergelijkbaar met deze van fossiele waterstof. Bijna de helft van de totale productiekosten van koolstofarme waterstof bestaat uit de aankoopkosten van aardgas.¹²¹ Vergeleken met fossiele waterstofproductie zijn er een aantal relevante verschillen, zoals de investerings- en operationele kosten voor CO₂-afvang en opslag, het extra energiegebruik als gevolg van de toepassing van CCS-technieken, en de ETS-kosten die aanzienlijk lager zijn (maar niet nul omwille van de resterende CO₂-uitstoot).
- De belangrijkste kostencomponenten voor **binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof** zijn de investeringskosten, de elektriciteitskosten en de netkosten. Deze vormen samen ca 84% van de totale kostprijs,¹¹⁹ hoewel elke component sterk kan variëren afhankelijk van de aannames. Zo worden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit vooral drie technieken ingezet (windenergie op zee, windenergie op land en zon-pv), waarvan de kosten sterk verschillen. Ook lopen de schattingen van de investeringskosten voor elektrolyzers voor 2030 uiteen, van 1.400 tot 2.800 €/kW.¹²⁰ Verder zijn de operationele productiekosten van hernieuwbare waterstof afhankelijk van het aantal vollasturen van de elektrolyser en andere kosten, zoals voor de watervoorziening.
- De kosten voor **geïmporteerde hernieuwbare waterstof** verschillen onder andere door verschillen in investerings- en kapitaalkosten, stroomprijzen, kosten voor watervoorziening, transportkosten en conversiekosten. Van de totale kosten voor geïmporteerde waterstof bestaat ongeveer een derde tot de helft uit kosten gerelateerd aan transport.¹²¹ Deze transportkosten bestaan uit buffering (opslag), conversiestappen en het transport zelf, inclusief eventuele havenfaciliteiten. De locatie en vorm van waterstof hebben een grote invloed op de uiteindelijke kostenverhoudingen.

Als gevolg van deze verschillende kostenopbouw verschillen ook de **kostenschattingen**:

¹¹⁹ Uitgaande van respectievelijk 3,75, 2,62 en 3,80 €/kg voor 2030 op een kostprijs van 12,14 €/kg in totaal

¹²⁰ Berenschot & TNO (2023). [Effecten van een productiesubsidie voor elektrolyzers](#)

¹²¹ TNO (2021). [Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof](#)

Tabel 12-7 Kostenschattingen waterstofproductie en -import (€/kg)

Vorm	Onderzoek	2020	2030	2035	2040	2050
Ongespecificeerd	II3050 Netbeheer Nederland		1,90		1,00	1,00
	BCG		5,00 – 8,00			
Hernieuwbaar – binnenlands geproduceerd	Berenschot & TNO		9,73-12,14			
	CE Delft & TNO		8-15*			
	TNO 2021	5,20 - 7,20	3,60 - 5,80			
	Trinomics & Quo Mare	7,07	4,98			2,98
Hernieuwbaar – geïmporteerd	Bloomberg		2,00			
	CE Delft & TNO		7,30-9,30			
	TNO 2021		5,80-9,30			
Koolstofarm	Ricardo		2,70-7,81			
	BCG		2,80			
	TNO 2021	1,90 - 2,70	1,90 – 4,40			
	Trinomics & Quo Mare	2,88	3,70			2,93
Fossiel	Trinomics & Quo Mare	1,8	2,82			3,85
	CE Delft & TNO		2,70 – 3,00	2,90 – 3,00		
	Bloomberg		1,80-2,00			

*CE Delft TNO: 8 €/kg voor productie met elektriciteit van wind-op-zee, 11 €/kg voor productie met elektriciteit van wind-op-land en 27 €/kg voor productie met elektriciteit van zon-PV. Potentiële waterstofaanbieders van hernieuwbare waterstof komen uit op prijsschattingen tussen de 8 en de 15 €/kg.

BCG: Koolstofarme waterstofproductie door autothermal reforming (ATR) in combinatie met Carbon Capture and Storage (CCS). TNO 2021: Koolstofarme waterstofproductie door steam methane reforming (SMR) in combinatie met Carbon Capture and Storage (CCS). De kosten van ATR en SMR worden in dit onderzoek aan elkaar gelijkgesteld.

Tabel 12-8 Verwachte kostprijs hernieuwbare waterstofimport in 2030 (€/kg)

Land van herkomst	Kostprijs (€/kg)
Australië	8,20
Canada	7,90
Chili	7,80
Noorwegen	7,70
Marokko	7,30
Saudi-Arabië	9,00
Zuid-Afrika	9,30
Spanje	7,40

Bron: CE Delft & TNO (2023). [Afnameverplichting groene waterstof](#)

13. Bijlage 3: Aanvullende informatie & resultaten overige hoofdstukken

III. Classificatie sectoren

Bedrijfsklasse	Drijfveren			Aandeel warmte t.o.v. huidig energetisch aardgasgebruik				
	Leverings- en prijs zekerheid	Aandeel energiekosten	Duurzaamheid ambities	ZHT	HT	MT	LT	Piek (MT<)
Asfalt	Laag	Laag	Midden	0%	0%	80%	20%	0%
Bierbrouwers	Laag	Midden	Hoog	0%	0%	33%	57%	10%
Biochemie en farmacie	Hoog	Laag	Laag	0%	0%	43%	57%	0%
Bouwmaterialen	Midden	Hoog	Midden	0%	50%	50%	0%	0%
Chemie	Hoog	Hoog	Laag	35%	35%	25%	5%	0%
Diensten	Laag	Laag	Midden	0%	0%	0%	100%	0%
Diervoer	Laag	Midden	Midden	0%	0%	25%	55%	20%
Energie	Midden	Hoog	Midden	0%	0%	0%	0%	20%
Glas	Hoog	Midden	Midden	20%	60%	20%	0%	0%
Handel	Laag	Laag	Laag	0%	0%	0%	100%	0%
Horeca	Laag	Midden	Midden	0%	0%	0%	100%	0%
Keramiek	Hoog	Hoog	Midden	30%	45%	25%	0%	0%
Land en glastuinbouw	Midden	Hoog	Midden	0%	0%	0%	70%	30%
Maakindustrie	Midden	Laag	Midden	0%	0%	0%	100%	0%
Metaal	Midden	Midden	Midden	35%	50%	5%	10%	0%
Mijnbouw	Midden	Midden	Laag	0%	0%	0%	100%	0%
Overig	Laag	Midden	Laag	0%	0%	0%	100%	0%
Papier en karton	Midden	Hoog	Midden	0%	0%	80%	0%	20%
Plastic en rubber	Midden	Midden	Midden	0%	30%	40%	30%	0%
Steenwol	Midden	Midden	Laag	50%	50%	0%	0%	0%
Textiel	Midden	Midden	Hoog	0%	0%	20%	80%	0%
Vervoer overig	Midden	Midden	Midden	0%	0%	0%	100%	0%
Voedsel	Midden	Midden	Hoog	0%	0%	28%	52%	20%
Zorg	Hoog	Laag	Laag	0%	0%	0%	100%	0%
Zuivel	Midden	Midden	Hoog	0%	0%	40%	40%	20%

IV. Huidige financiële indicatoren aardgasnetbeheerders

Deze analyse gaat niet uit van de hypothese dat de huidige gasdistributienetbeheerders ook effectief zullen aangeduid worden voor de uitbouw en exploitatie van waterstofdistributienetten, maar gezien de verwachte parallellen tussen gereguleerde netten voor aardgas en waterstof, lijkt het ons nuttig om in deze sectie van de bijlage meer inzicht te bieden in enkele financiële indicatoren van de nationale en regionale gasnetbeheerders. Het is op dit ogenblik nog niet duidelijk tot welke investeringsbehoeften in distributienetten het potentiële gebruik van waterstof buiten de grote industriële clusters zou leiden. Dit zal ook afhangen van de mate waarin bestaande gasleidingen buiten dienst kunnen worden gesteld en herbestemd worden voor waterstofdistributie, en van de resterende waarde van de te converteren gasleidingen. Deze waardebepaling (transferprijs) zal

moeten bewaakt worden door ACM, om kruissubsidiëring tussen energiedragers en partijen te vermijden.

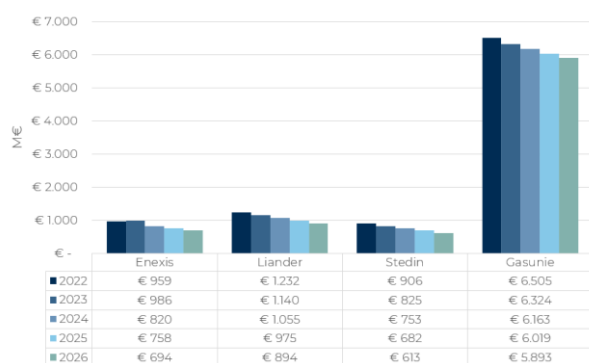
Tabel 13-1 toont een overzicht van enkele financiële indicatoren van de aardgasnetbeheerders, waarna Figuur 13-1 en Figuur 13-2 visueel inzicht geven in de gepresenteerde waarden van deze tabel.

Tabel 13-1 Financiële indicatoren van de aardgasnetbeheerders

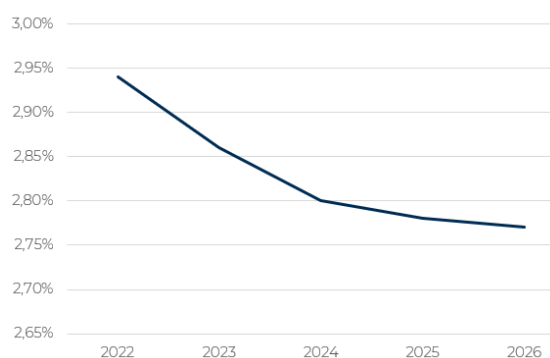
	Enexis	Alliander	Stedin	Gasunie
Dekkingsgebied	Groningen, Drenthe, Overijssel, Noord-Brabant en Limburg	Grote delen van Noord-Holland en Flevoland, Gelderland en klein deel van Friesland	Zuid-Holland, Zeeland, provincie Utrecht en deel van Friesland.	Geheel Nederland
GAW* Transportdienst	2022: 879M 2023: 814M 2024: 755M 2025: 699M 2026: 642M	2022: 1.189M 2023: 1.103M 2024: 1.024M 2025: 949M 2026: 874M	2022: 750M 2023: 683M 2024: 623M 2025: 564M 2026: 506M	2022: 6.505M 2023: 6.324M 2024: 6.163M 2025: 6.019M 2026: 5.893M
GAW* Aansluitdienst	2022: 80M 2023: 172M 2024: 65M 2025: 59M 2026: 52M	2022: 43M 2023: 37M 2024: 31M 2025: 26M 2026: 20M	2022: 156M 2023: 142M 2024: 130M 2025: 118M 2026: 107M	2022: 6.505M 2023: 6.324M 2024: 6.163M 2025: 6.019M 2026: 5.893M
Credit Rating korte termijn	SP: AA-/A1+ (2024) Moody's: P-1 (2024)	SP: A-1 (2024) Moody's: P-1 (2023)	SP: A-2 (2024) Moody's: /	SP: A-1+ (2023) Moody's: P-1 (2023)
Credit Rating lange termijn	SP: AA-/A-1+ (stabiel vooruitzicht) (2024) Moody's: Aa3 (stabiel vooruitzicht) (2024)	SP: A+ (stabiel vooruitzicht) (2024) Moody's: Aa3 (stabiel vooruitzicht) (2023)	SP: A- (2024) Moody's: /	SP: AA- (stabiel vooruitzicht) (2023) Moody's: A1 (stabiel vooruitzicht) (2023)
Nominale WACC voor belasting	2022: 2,94%; 2023: 2,86%; 2024: 2,80%; 2025: 2,78%; 2026: 2,77%			
Investeringsplannen gas	2024: NB 2025: NB 2026: NB	2024: 133M 2025: 148M 2026: 159M	2024: 209M 2025: 215M 2026: 216M	2024: 179M 2025: 253M 2026: 184M
Investeringsplannen totaal	2024: 1.699M** 2025: 1.808M 2026: 1.930M	2024: 1.303M 2025: 1.392M 2026: 1.470 M	2024: 924M 2025: 1.044M 2026: 1.182M	2024: 179M 2025: 253M 2026: 184M
Netto schulden/vaste activa (leveraging)	2022: 24,6%	2022: 39,0%	Onbekend	2022: 36,2%
FFO/Net Dept	2022: 27,7%	2022: 17,4%	2022: 10,1%	2022: 31,3%

*GAW = Gestandaardiseerde Activa Waarde. Dit is de waarde van de investeringen die de netbeheerder met een redelijk rendement via de tarieven in rekening mag brengen. Ook bekend als de RAB, 'Regulated Asset Base'. GAW-waarden enkel voor gas. ** = De vermelde investeringen zijn de voorgestelde investeringen. De toegelaten investeringen liggen met 1.421 M, 1.575 M en 1.790 M voor respectievelijk 2024, 2025 en 2026 lager dan de voorgestelde investeringen.

Figuur 13-1 GAW totaal



Figuur 13-2 WACC voor belasting



De WACC van de nationale en regionale gasnetbeheerders in Nederland de laatste jaren gedaald is en momenteel lager is dan bij voorbeeld de WACC van de distributienetbeheerders in Vlaanderen.¹²²

V. Stapsgewijs proces voor ontwikkelen waterstofnetwerk

Voor de ontwikkeling van het nationale waterstoftransportnetwerk heeft HyNetwork Services een stapsgewijs proces opgezet. Via dit stapsgewijze proces kunnen potentiële netgebruikers:

1. Zich informeren over de mogelijkheden van waterstofinfrastructuur voor hun bedrijf in Nederland
2. Transportcapaciteit en gerelateerde diensten boeken in het toekomstige waterstofnetwerk
3. Een connectie met het waterstofnetwerk (entry en/of exit) afsluiten voor hun waterstofproject(en)

Figuur 13-3 Stapsgewijs proces HNS voor ontwikkelen van landelijk net



Figuur 13-3 visualiseert het stapsgewijze proces voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk door HNS. De volgende stappen worden doorlopen in dit proces:

1. **Eol en Non-Disclosure Agreement (NDA)**
Een NDA biedt de eventueel aan te sluiten partij en HNS de mogelijkheid om vertrouwelijke informatie met elkaar uit te wisselen. De Eol is niet bindend en is vooral bedoeld voor bedrijven om hun interesse te tonen voor een toekomstige aansluiting tot de waterstofinfrastructuur die ontwikkeld wordt door HNS. Via de Eol bezorgt de betrokken partij informatie over het verwachte transportvolume en de fluctuaties hierin.
2. **Connection Study Agreement (CSA)**
Nadat de EOI en NDA zijn afgesloten kan een CSA worden opgesteld en ondertekend. Met een CSA wordt gewerkt naar een bindende aansluitingsovereenkomst. In deze CSA verklaart de mogelijke netgebruiker interesse te hebben voor een aansluiting en levert hij hiertoe de technische specificaties. Op basis hiervan wordt een uitvoerige studie uitgevoerd door HNS (genaamd 'Extensive study phase'). Deze studie vormt de basis voor de Investment Agreement en de Connection Agreement. HNS levert bij deze studie ook informatie over de planning met een mogelijke 'Ready For Operations' (RFO) datum en de geschatte kosten voor de aansluiting. De kosten van deze studie worden gedragen door HNS, en HNS verhaalt deze kosten bij de effectieve uitvoering van de Connection Agreement. Een uitzondering hierop is wanneer de Investment Agreement niet is ondertekend binnen de zes maanden na de voltooiing van de studie of na de door de mogelijke netgebruiker aangegeven gewenste einddatum voor de studie. In dat geval draagt de aanvragende partij de door HNS gemaakte kosten ten bedrage van €150.000.
3. **Investment Agreement (IA)**
Als de CSA succesvol wordt afgerond en de marktpartij een bindende aansluitingsovereenkomst wil afsluiten wordt een IA ondertekend. In de IA wordt vastgelegd wat de capaciteit van de aansluiting zal zijn, onder welke voorwaarden de aansluiting zal worden gerealiseerd en de wijze waarop ze zal worden uitgevoerd. Hierbij wordt ook vastgelegd welke uitrusting juridisch tot de aansluiting behoort en wordt ook de kostenverdeling afgesproken, evenals de planning (timing). Bij het ondertekenen van de IA dienen verschillende specificaties toegevoegd te worden die samen met een Contract Data Sheet de basis vormen voor de Connection Agreement.
4. **Transport agreement (alleen voor invoerders/producenten)**

¹²² Fluvius: RAB-based WACC is 3,50% (pre-tax) [Investor Presentation](#)

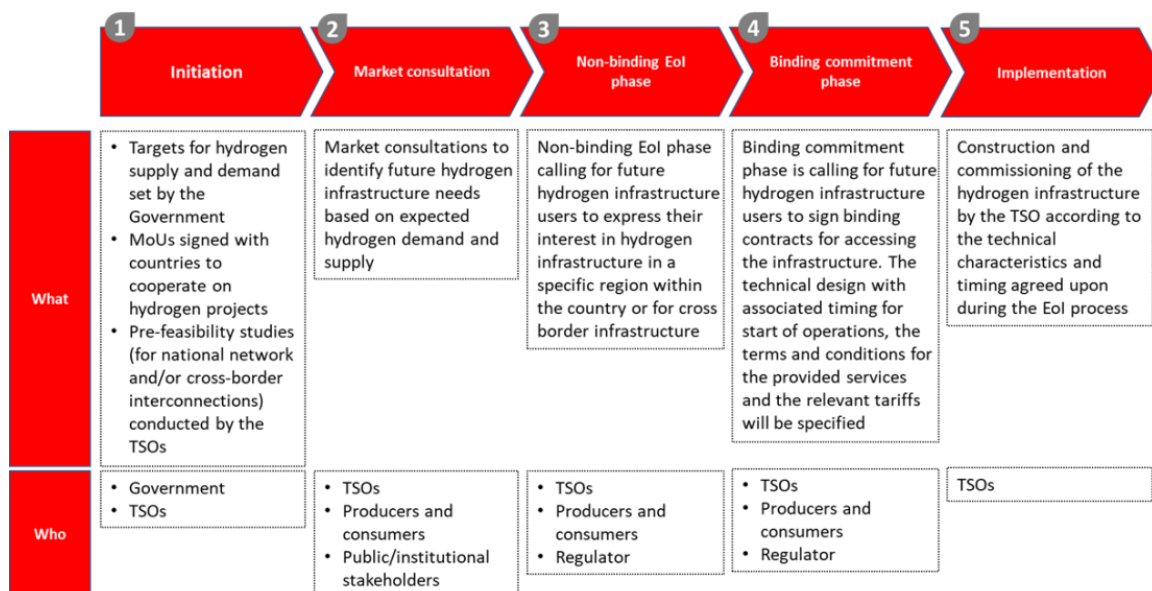
Na een getekende EoI en een NDA, en parallel met een IA, kan tussen HNS en de invoerder/producent een Transport Agreement getekend worden. Het doel hiervan is om de betrokken partij toegang te verlenen tot en gebruik te laten maken van het HNS Transportsysteem. In de Transport Agreement worden onder meer de allocatie en meting, balancering, capaciteitsrestricties en mogelijkheden tot capaciteitsoverdracht vastgelegd.

5. Connection agreement

In de Connection Agreement worden de afspraken vastgelegd over de fysieke verbinding en de operationele fase. Het gaat om de verschillende aspecten die gericht zijn op de fysieke aansluiting tot het HNS-systeem, waaronder de (operationele) veiligheid, meting, toewijzing, operationele aspecten, exploitatievoorwaarden, gegevensoverdracht, financiële aspecten en/of afspraken met betrekking tot installaties.

Het bovenstaande stapsgewijze proces van HNS is vergelijkbaar met het voorstel in de studie van ACER waarin een procedure wordt geschetst die gebaseerd is op praktijken in Europa en de VS.¹²³ Figuur 13-4 toont het geschetste proces in deze studie van ACER in vijf stappen.

Figuur 13-4 Stapsgewijs proces voor ontwikkelen van landelijk net



In deze procedure worden ook de 2 stappen vermeld ter voorbereiding van stap 3 (niet bindende EoI fase), namelijk:

De initiatie stap vangt aan wanneer waterstofdoelen gesteld worden door de overheid. Deze doelen zijn/worden mogelijk opgesteld door, onder andere, consultatie met relevante stakeholders. Ook worden in deze stap MoUs ondertekend met andere landen om zo gezamenlijk een grensoverschrijdende waterstofinfrastructuur uit te bouwen. In de initiële stappen worden ook pre-haikbaarheidsstudies uitgevoerd, waarbij verschillende mogelijke waterstofscenario's geschetst worden en ook rekening wordt gehouden met grensoverschrijdende infrastructuur, die in samenwerking met TNB's van de buurlanden dient te worden ontwikkeld.

In de tweede stap, de **marktconsultatie**, worden uitvoerige studies uitgevoerd om de mogelijke waterstofvraag en het -aanbod beter in kaart te brengen. Hiertoe worden verschillende scenario's opgesteld. Op basis van deze marktconsultatie kan een inschatting gemaakt worden van de benodigde toekomstige waterstofinfrastructuur. Deze stap biedt ook relevante informatie voor het inschatten van de toekomstige waterstofinfrastructuur door de TNB. Hierbij kunnen de timing voor implementatie, de aan te bieden diensten en het contractuele kader verder worden gespecificeerd.

¹²³ ACER (2023). [Study on requirements and implementation of ENTSOG'S Cost Benefit Analysis for hydrogen infrastructure.](#)

Trinomics® 



Trinomics B.V.
Mauritsweg 44
3012 JV Rotterdam
Nederland

T +31 (0) 10 3414 592
www.trinomics.eu

KvK n°: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01