Autoriteit
Consument & Markt

Muzenstraat 41
2511 WB Den Haag
070 722 20 00
www.acm.nl

Openbaar

Marktrapportage waterstoftransporttarieven in perspectief van de waterstofmarkt

Managementsamenvatting

De ACM laat markten goed werken voor mensen en bedrijven. Nu en in de toekomst. De ACM is de toezichthouder op de energiemarkten en de beoogd toezichthouder op de waterstofinfrastructuur. Zo gaat de ACM over de nettarieven elektriciteit en moet de ACM vanaf uiterlijk 2033 de tarieven voor het waterstoftransportnetwerk vaststellen.

Uit verschillende recente studies blijkt dat de waterstofmarkt nog niet goed van de grond komt. Doordat volumes waterstof achter blijven en investeringskosten hoger uitvallen, kunnen ook de nettarieven voor waterstoftransport aanzienlijk gaan stijgen op het moment dat de tariefregulering in gaat. Om de waterstofdoelen te behalen, is een verscheidenheid aan maatregelen in samenhang nodig om knelpunten en onzekerheden op de waterstofmarkt weg te nemen en volumes op gang te brengen. Het handelingsperspectief hiervoor ligt bij meerdere partijen, waaronder de overheid. De ACM heeft gekeken welk handelingsperspectief zij heeft vanuit haar rol als toezichthouder om belemmeringen op de waterstofmarkt weg te nemen en bij te dragen aan een betaalbaar waterstoftransportnet.

Door diverse knelpunten en onzekerheden blijft de ontwikkeling van de waterstofketen achter bij de verwachtingen
Schone waterstof wordt gezien als een belangrijke schakel in de energietransitie en nodig om de klimaatdoelen te halen. Ambities als het gaat om hernieuwbare en koolstofarme waterstof zijn groot, maar doelstellingen voor waterstof raken uit zicht.[1] Er zijn knelpunten in vrijwel alle schakels van de waterstofketen. Marktpartijen zien zich momenteel geconfronteerd met (te) grote onzekerheden om investeringsbeslissingen te nemen. Deze onzekerheden zijn divers en mede door onderlinge afhankelijkheden zonder enige coördinatie vanuit de overheid moeilijk te doorbreken.

Diverse studies zijn al gedaan om de belemmeringen bij de ontwikkeling van de waterstofmarkt in kaart te brengen en aanbevelingen te doen om de stagnatie door wederzijdse onzekerheden te doorbreken. Zo ook de recente publicatie van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) ‘Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid’; een verkenning naar de knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen in de ontwikkeling van een groene waterstofmarkt.’[2]

Uit het onderzoek van PBL en andere recente studies volgt dat de prijs, de verbindende factor tussen vraag en aanbod, voor hernieuwbare waterstof niet concurrerend is met koolstofrijke waterstof of fossiel verbruik. Bovendien blijft, mede hierdoor, de vereiste marktvraag naar hernieuwbare waterstof, sterk achter. Onzekerheid bij gebruikers over voldoende aanbod van hernieuwbare waterstof speelt daarin ook een rol. De opbouw van deze aanbodzijde komt vooralsnog onvoldoende van de grond. Investeringsbeslissingen voor elektrolysers worden uitgesteld en de ontwikkeling van importketens blijft vooralsnog achter bij de eerder gestelde ambitie.

Samenhangende interventies zijn nodig om de waterstofmarkt opgang te helpen

[1] Zie bijvoorbeeld Kamerbrief Voortgang waterstofbeleid, 10 december 2024 (link).
[2] PBL (2025) Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link)

PBL doet in haar recente publicatie diverse suggesties voor beleidsaanpassingen die kunnen bijdragen aan het vlot trekken van de productie en het gebruik van hernieuwbare waterstof. Niet één enkele aanpassing op zich zal volgens PBL voldoende zijn om de ontwikkeling van de waterstofketen van de grond te krijgen. Meerdere partijen, waaronder de overheid, zijn aan zet om hier iets aan te doen.

Producenten en gebruikers zijn pas bereid te investeren als zij voldoende vertrouwen hebben dat volumes ook daadwerkelijk afgenomen respectievelijk gebruikt gaan worden. Om het uiteindelijk doel van hernieuwbare waterstof te behalen, kan in de opstartfase van de markt ook de toepassing van koolstofarme (blauwe en turquoise) waterstof een rol spelen. Koolstofarme (blauwe of turquoise) waterstof zou door de lagere kostprijs, ten minste in de transitiefase, kunnen zorgen voor meer volumes waterstof en het op gang brengen van de waterstofketen.

Eén van de belangrijke kostencomponenten voor de productie van hernieuwbare waterstof zijn de nettarieven elektriciteit. De ACM stelt deze vast op basis van de kosten. Grootschalige investeringen in het elektriciteitsnet zijn de komende jaren nodig voor de energietransitie én energieonafhankelijkheid. De netkosten zullen hierdoor verder stijgen. Elektrolysers kunnen door gebruik te maken van het recent ingevoerde tijdsduurgebonden transportrecht een korting van maximaal 65 procent krijgen op de nettarieven.[3] Daarnaast kijkt de ACM naar kansrijke verdere aanpassingen in de nettarieven, zoals bijvoorbeeld locatiegebonden tarieven.[4]

Stijging waterstoftarieven beperken door kosten en volumes niet te ver uit de pas te laten lopen
De ACM zal vanaf uiterlijk 2033 de nettarieven voor het waterstoftransportnet van Hynetwork, een dochterbedrijf van Gasunie, moeten vaststellen. Tot dat moment geldt het door de voormalig minister voor Klimaat en Energie vastgestelde nettarief.

Door de minder zekere ontwikkeling van de waterstofmarkt is nog niet goed vast te stellen waar, wanneer en hoeveel waterstoftransport nodig zal zijn, nu en op de (middel)lange termijn.[5] Om dit coördinatieprobleem te doorbreken, heeft de overheid in Nederland de keuze gemaakt om het waterstoftransportnet voor de markt uit te ontwikkelen. Dit betekent wel dat de kosten voor het waterstoftransportnet in de beginfase naar verwachting niet alleen gedekt kunnen worden vanuit kosten-gebaseerde tarieven. Daarnaast bestaat bij deze keuze het risico dat de vraag naar het transport van waterstof achterblijft op het, ten tijde van het ontwerp van het transportnet, verwachte gebruik daarvan. Daarom heeft de Rijksoverheid aan Gasunie/Hynetwork een subsidie van maximaal EUR 750 miljoen beschikbaar gesteld om deze risico's af te dekken.

Gasunie/Hynetwork heeft aangegeven dat het eerder geschatte en begrote investeringsbedrag voor de uitrol van het waterstoftransportnet van circa 1,5 miljard euro ruim zal worden overschreden en acht een investeringsbedrag van 3,8 miljard euro waarschijnlijker. Daarnaast is duidelijk dat recente ramingen (1-1,5 GW) voor volumes over het gebruik van het waterstoftransportnet in 2030 sterk achter blijven bij de eerder geschatte verwachting van 4 GW in 2030.[6]

Zonder aanvullende maatregelen zou dit betekenen dat de waterstofnettarieven in de gereguleerde fase aanzienlijk stijgen ten opzichte van het huidige tarief. Onder specifieke aannames zou het aandeel van de waterstofnettarieven als percentage van de totale kosten van hernieuwbare waterstof kunnen toenemen van ongeveer 5 procent tot ongeveer 30 procent. Dergelijke onzekerheden over de hoogte van de transportkosten maakt het opstellen van een rendabele businesscase voor productie of gebruik van hernieuwbare waterstof ingewikkelder. Daarbij is er ook een interactie tussen tarieven en volumes. Hogere nettarieven maken de business case voor waterstof minder aantrekkelijk. Dit kan leiden tot een negatieve spiraal van lagere volumes en hogere nettarieven.

[3] ACM, Codebesluit alternatieve transportrechten, 16 juli 2024 (link).
[4] ACM (2024), Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit, 19 juli 2024 (link).
[5] Dit leidt tot verschillende uitroldilemma's. Zie ACM (2023), Waterstofnotitie over dilemma's uitrol waterstofinfrastructuur (link).
[6] Gasunie/Hynetwork (2025), webbericht, Tweede Kamer geïnformeerd over kostenraming waterstofnetwerk (link).

Als we de waterstofambities in Nederland willen realiseren, zijn beleidsmaatregelen die er op gericht zijn om volumes waterstof te verhogen daarom van het grootste belang. Meer volumes waterstof dragen daarnaast ook bij aan een betaalbaar waterstoftransportnet. Om vollooprisico's te beperken is het belangrijk om het maken van kosten door Gasunie/Hynetwork en de ontwikkeling van volumes waterstof niet teveel uit de pas te laten lopen bij de uitrol van het waterstoftransportnetwerk, bijvoorbeeld door toezeggingen te vragen van gebruikers voordat investeringen in onderdelen van het transportnet daadwerkelijk plaatsvinden.

Europese regels bieden mogelijkheden om terugverdienen kosten in de tijd te spreiden
Er is een aantal maatregelen dat genomen kan worden om (het risico op) een stijging van het waterstoftransportnettarief bij aanvang van de tariefregulering te beperken. Zo biedt de Europese regelgeving mogelijkheden voor een expliciete intertemporele kostentoerekening. Hiervoor geldt dat de wetgever dit mogelijk moet maken in de Nederlandse regelgeving en de ACM dit vervolgens zou moeten goedkeuren.

Een intertemporele kostentoerekening houdt in dat lidstaten waterstofnetbeheerders kunnen toestaan om het terugverdienen van de kosten van waterstoftransportnetten via nettoegangstarieven in de tijd te spreiden. De ACM staat positief tegenover een dergelijk mechanisme en zal dit ook toepassen, omdat het bij kan dragen aan het op gang brengen van de markt in een opstartfase, en omdat het bijdraagt aan een eerlijkere verdeling van de initiële kosten van de uitrol van het transportnet tussen initiële en toekomstige gebruikers. Omdat het mechanisme van intertemporele kostentoerekening, afhankelijk van de invulling, in meer of mindere mate garanties vanuit de overheid vergt, is het echter niet alleen aan de ACM om te bepalen of toepassing hiervan wenselijk is.

Europese regels bieden ruimte voor (kruis)subsidiëring
Als de overheid de tarieven wil verlagen om de waterstofmarkt op gang te brengen, kan zij (binnen de grenzen van de staatssteunregels) subsidie verstrekken aan Gasunie/Hynetwork. Dat kan zij doen via directe subsidies, of via indirecte steun in de vorm van bijvoorbeeld garantstellingen op leningen en/of het leveren van een bijdrage vanuit haar rol als aandeelhouder van Gasunie/Hynetwork.

Waar de Europese wetgeving in de regel kruissubsidiering door netbeheerders verbiedt, is er bij waterstof ruimte om voor een beperkte periode een extra heffing bij de gebruikers van de gastransportnetten in rekening te brengen, waarmee de tarieven voor het waterstoftransportnet kunnen worden verlaagd. De Nederlandse wetgever kan dit, met goedkeuring van de ACM, invoeren. De ACM is normaliter geen voorstander van kruissubsidie. Het kostenveroorzakingsprincipe (iedere gebruiker betaalt voor de kosten die zij veroorzaakt) is een belangrijk principe dat bijdraagt aan een efficiënt functionerende markt en dat veel draagvlak heeft. Er ligt momenteel geen voorstel vanuit de overheid voor een dergelijke kruissubsidie in Nederland. Mocht dat voorstel er wel komen dan zal de ACM dat op haar merites beoordelen, rekening houdend met de voorwaarden voor goedkeuring binnen de Europese kaders.

De ACM zal ook andere reguleringsinstrumenten inzetten om een tariefstijging bij de start van de regulering te beperken
De ACM moet alle efficiënte kosten die de netbeheerder maakt in de tarieven verwerken. De ACM zal in ieder geval transparante, niet-discriminerende en kosten-reflectieve tarieven moeten waarborgen.
Ook zonder een expliciete door de wetgever toegestane intertemporele kostentoerekening kan de ACM tot op zekere hoogte zelfstandig keuzes maken over hoe deze kosten over de tijd worden verdeeld. Dit ziet op keuzes over te hanteren afschrijvingsmethoden en het WACC-stelsel. De ACM zal deze mogelijkheden benutten om in ieder geval een deel van de kosten naar achter te schuiven, om daarmee bij te dragen aan het op gang brengen van de waterstofmarkt, en aan een eerlijkere verdeling van de initiële kosten van de uitrol van het waterstoftransportnet tussen initiële en toekomstige gebruikers.

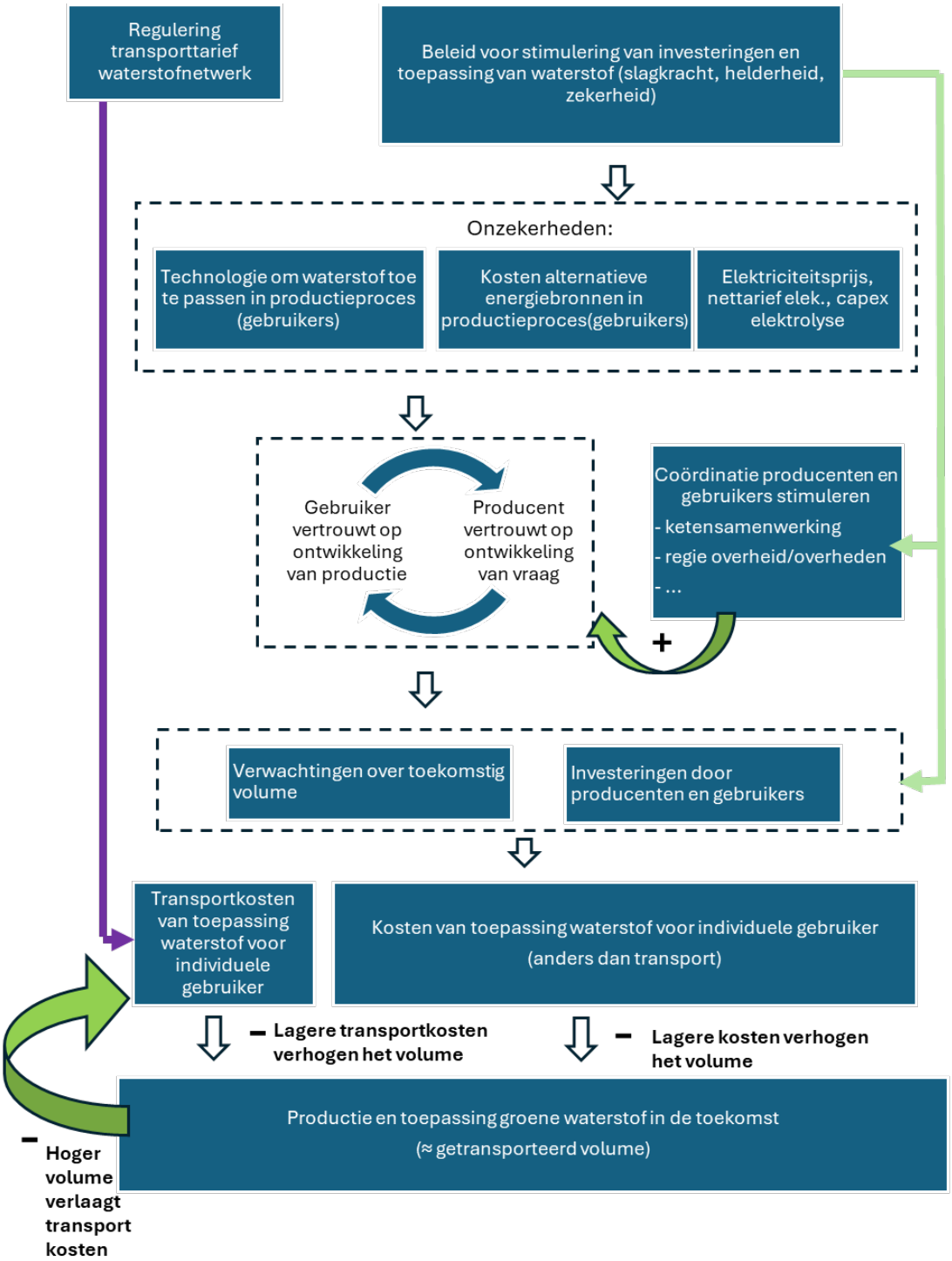
De ACM zal specifiekere keuzes in de tariefstructuur op een later moment maken
De huidige door de Minister vastgestelde waterstoftransportnettarieven zijn gebaseerd op de capaciteit uitgedrukt in kW per jaar, waarbij invoeders (entry) en afnemers (exit) evenveel per kW betalen. Het huidige

tarief maakt geen onderscheid in de tarieven op basis van bijvoorbeeld locatie, en bevat ook geen kortingen voor specifieke gebruikers. Het tarief geldt ook op grenspunten.

Als de ACM vanaf uiterlijk 2033 de waterstoftransportnettarieven moet vaststellen, zal zij zelfstandig dergelijke specifieke keuzes over de tariefstructuur moeten maken. De ACM kan het tarief net als de Minister vaststellen op basis van de geboekte transportcapaciteit, maar zou ook rekening kunnen houden met de daadwerkelijk stromende volumes. De ACM kan kiezen voor een andere verdeling van de kosten tussen invoeders en afnemers, en kan de keuze maken om tarieven te differentiëren op basis van locatie of tijd. Daarnaast kan de ACM in sommige gevallen kortingen voor specifieke groepen gebruikers instellen, en beslissingen nemen over of er wel of niet een tarief betaald moet worden op grenspunten. De ACM zal dergelijke keuzes in een later stadium maken, waarbij ze rekening zal houden met onder andere kostenreflectiviteit.

Vooralsnog verwacht de ACM wel tarieven op grenspunten te hanteren om de kostenreflectiviteit van de tarieven zoveel als mogelijk te waarborgen. De ACM zal de te ontwikkelen reguleringsmethode en de keuzes voor de kostenverdeling eerst consulteren en daarna vastleggen en publiceren.

De ACM nodigt eenieder uit om te reageren op de inhoud van deze publicatie. De ACM is daarbij in het bijzonder benieuwd naar hoe marktpartijen aankijken tegen de in deze publicatie genoemde maatregelen die bij kunnen dragen aan een betaalbaar waterstoftransportnet. U kunt uw vragen, opmerkingen en ideeën delen met de ACM via acm-post@acm.nl.



***Figuur 1**: Omdat gebruikers en producenten nu op elkaar wachten, komen investeringen niet tot stand en zijn de verwachtingen over het toekomstig volume ongunstig. Stimulering en coördinatie vanuit beleid kunnen er aan bijdragen dat gebruikers en producenten het vertrouwen krijgen om te investeringen (hoofdstuk 2). De toekomstige business case voor waterstof omvat ook de transportkosten van waterstof. Hoe minder gebruikers overstappen op waterstof, hoe hoger lager de benutting van het waterstoftransportnetwerk en hoe hoger de nettarieven voor de gebruikers die wel overstappen. Voor de betaalbaarheid van de transportkosten is het daarom belangrijk om het gebruik van waterstof te stimuleren (hoofdstuk 3). De ACM kan aanvullende maatregelen nemen om de waterstoftransportnettarieven bij aanvang van de regulering te beperken (hoofdstuk 4).*

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting 1
1 Aanleiding en probleemstelling 7
1.1 Aanleiding 7
1.2 Belang en ambities schone waterstof 7
1.3 Ontwikkeling waterstofmarkt blijft achter bij verwachtingen 8
2 Knelpunten en onzekerheden vragen om samenhangende interventies in de gehele waterstofketen 9
2.1 Knelpunten en wederzijdse onzekerheden in vrijwel alle schakels van de keten 9
2.1.1 Prijs voor hernieuwbare waterstof 10
2.1.2 Vraag naar hernieuwbare waterstof 10
2.1.3 Aanbod van hernieuwbare waterstof 11
2.2 Samenhangende interventies op alle onderdelen van de keten nodig 12
2.2.1 Rol voor koolstofarme waterstof in transitiefase 13
2.2.2 Nettarieven elektriciteit relevant voor elektrolysers 15
3 Ontwikkeling van waterstofvolumes belangrijk voor betaalbaar waterstoftransportnet 16
3.1 Belangrijk om verstandig voor de markt uit te investeren 16
3.2 Nettarieven waterstof kunnen bij aanvang regulering aanzienlijk stijgen 18
4 Aanvullende maatregelen die bijdragen aan een betaalbaar waterstoftransportnet 20
4.1 Uitgangspunten tariefregulering 20
4.2 Maatregelen om een aanzienlijke tariefstijging te beperken 22
4.2.1 Inleiding 22
4.2.2 Intertemporele kostentoerekening 22
4.2.3 (kruis)subsidiering 25
4.2.4 Overige reguleringsmaatregelen 25
4.3 Nadere keuzes in de tariefstructuren 29
4.3.1 Verdeling van de kosten 29
4.3.2 Tariefdifferentiatie 30

1 Aanleiding en probleemstelling

1.1 Aanleiding

Schone waterstof, in de zin van hernieuwbare en koolstofarme waterstof, wordt gezien als een belangrijke schakel in de energietransitie en nodig om de klimaatdoelen te halen. In vrijwel alle (scenario)studies komt waterstof terug als een essentieel onderdeel van het toekomstige energiesysteem, waarin omvang en tijdspaden wel kunnen verschillen.[7] Tegelijkertijd zit de ontwikkeling van de markt voor schone waterstof nog in de opstartfase en komt deze moeilijk van de grond. De doelstellingen voor waterstof raken uit zicht.[8]

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) heeft recent de stand van zaken in de ontwikkeling van de waterstofmarkt in Nederland in kaart gebracht in het rapport "Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (hierna: PBL (2025).[9] PBL ziet op veel onderdelen van de keten voor hernieuwbare waterstof uitdagingen en knelpunten die ervoor zorgen dat de waterstofmarkt onvoldoende van de grond komt en beleidsdoelen niet worden gerealiseerd.

De Autoriteit Consument en Markt (ACM) wil een bijdrage leveren om de uitdagingen en knelpunten te benoemen en waar mogelijk aan te pakken. De ACM is de beoogd toezichthouder op de waterstofinfrastructuur (netten, terminals en opslag). Vanaf uiterlijk 2033 zal de ACM ook de tarieven voor het waterstoftransportnet van Gasunie/Hynetwork vaststellen.[10] Vanuit de markt worden zorgen geuit over een mogelijk aanzienlijke stijging van het waterstofnettarief op dat moment. Tarieven voor waterstoftransport zouden op dat moment zo hoog kunnen worden dat zij op zich een belemmering kunnen gaan vormen voor de ontwikkeling van de waterstofmarkt. De waterstofnettarieven zijn weliswaar niet de enige factor die de business case van waterstof bepalen, maar kunnen deze wel verslechteren. De ACM verkent daarom dit potentiële probleem en plaatst dit in het bredere perspectief van de waterstofmarkt die zich nog moet ontwikkelen en de volumes die nog moeten ontstaan. Vanuit deze optiek en het belang van het versnellen van de energietransitie, wil de ACM bijdragen aan de ontwikkeling van de markt voor schone waterstof.

1.2 Belang en ambities schone waterstof

Hernieuwbare, ook wel bekend als groene, waterstof wordt verkregen uit elektrolyse van water met gebruikmaking van duurzame elektriciteitsbronnen als wind en zon. In Nederland is wind-op-zee de meest voor de hand liggende elektriciteitsbron voor de productie van hernieuwbare waterstof.

Hernieuwbare waterstof wordt gezien als vervanging van grijze, koolstofrijke waterstof zoals die nu op grote schaal wordt gebruikt bij olieraffinage en als grondstof in de chemische industrie, zoals de productie van ammoniak, methanol en tal van andere chemicaliën. Grijze waterstof wordt voornamelijk verkregen uit reactie van hogedruk stoom met aardgas waarbij ook CO_2 vrijkomt.

Naast vervanging, wordt vooral nieuwe vraag naar hernieuwbare waterstof verwacht voor de productie van ijzer en staal en als grondstof voor de productie van synthetische brandstoffen die op hun beurt kunnen worden ingezet in de lucht- en zeescheepvaart en het zware (internationale) wegtransport. Andere toekomstige toepassingen van waterstof kunnen onder meer zijn als brandstof in processen of sectoren waarin elektrificatie moeilijk uitvoerbaar of erg kostbaar is. Ook zou waterstof kunnen worden toegepast in de elektriciteitssector, als brandstof bij elektriciteitsproductie tijdens langdurige windstille en zonloze periodes en voor de balancering van het net.[11]

[7] Zie bijvoorbeeld IEA (2024), World Energy outlook 2024 (link), IRENA (2024), World Energy Transitions Outlook 2024 1.50 C Pathway (link), Netbeheer Nederland, Integrale infrastructuur verkenning 2030-2050 (link).
[8] Zie bijvoorbeeld Kamerbrief Voortgang waterstofbeleid, 10 december 2024 (link).
[9] PBL (2025), Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link).
[10] Deze publicatie gaat over het landelijk waterstoftransportnetwerk van Gasunie/Hynetwork. De ACM is daarnaast beoogd toezichthouder op mogelijk te ontstane regionale waterstofdistributienetwerken en waterstofnetten op zee.
[11] PBL (2025,) Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link).

Waterstof kan bovendien een belangrijke rol spelen bij de toekomstige groei en ontwikkeling van windenergie op zee.[12] Projecten voor wind op zee hebben zicht nodig op verwachte vraag. Elektrolyse kan de business case van windenergie op zee versterken.[13] De productie van hernieuwbare waterstof via elektrolyse kan in belangrijke mate bijdragen aan de integratie van grootschalige variabel opgewekte hernieuwbare energie, door elektriciteitsnetten te ontlasten in tijden van overvloedige aanvoer van elektriciteit en door het energiesysteem langdurige opslag te bieden.[14]

Het kabinet onderkent het belang van waterstof in het toekomstige energiesysteem. In het Nationaal Plan Energiesysteem 2050 kent het kabinet waterstof in 2050 een systeemrol in het Nederlandse energiesysteem toe. Tot 2035 is beoogd dat waterstof alleen wordt ingezet op plekken waar geen redelijk alternatief is, zoals in de industrie en mobiliteit tot 2035. Daarna is ook een beperkte inzet van waterstof voorzien in de gebouwde omgeving en landbouwsector.[15] Het kabinet concludeert 'zonder waterstof geen betrouwbaar energiesysteem en geen groene industrie'.[16]

In Europa en ook in Nederland zijn grote ambities als het gaat om de productie van waterstof. De EU-waterstofstrategie van de Europese Commissie geeft prioriteit aan hernieuwbare waterstof[17] en stelt een doel vast om tegen 2030 ten minste 40 GW aan elektrolyse-installaties voor de productie van hernieuwbare waterstof te installeren en in de EU tot 10 miljoen ton hernieuwbare waterstof te produceren.[18] In het REPowerEU-plan heeft de Europese Commissie deze ambities vergroot door een streefcijfer vast te stellen van 10 miljoen ton binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof (in lijn met de EU-waterstofstrategie) en 10 miljoen ton invoer van hernieuwbare waterstof tegen 2030.[19]

Voor Nederland is in het Klimaatakkoord de ambitie opgenomen voor de ontwikkeling van 3 à 4 gigawatt (GW) elektrolysecapaciteit met voldoende opslaglocaties en infrastructuur in 2030.[20] Het kabinet ziet waterstof als onmisbaar om de klimaatdoelen voor 2050 te halen. Naast het nationale doel van 4 GW in elektrolysecapaciteit in 2030 en het streven naar 8 GW in 2032 wordt waterstofimport als cruciaal gezien.[21]

1.3 Ontwikkeling waterstofmarkt blijft achter bij verwachtingen

Ondanks de ambities en beleidsdoelen blijft de ontwikkeling van de waterstofmarkt achter bij de verwachtingen. De Europese Rekenkamer concludeert dat de EU-streefcijfers voor hernieuwbare waterstof te ambitieus waren en dat het onwaarschijnlijk is dat de EU deze doelen tegen 2030 zal halen.[22]

Cijfers uit het ACER Monitoring report maken dit inzichtelijk. Het totaal geïnstalleerde vermogen aan elektrolysers in Europa bedraagt nu iets meer dan 200 MW. Nog eens 1,8 GW aan capaciteit, waarvan het grootste deel eigendom is van één enkele afnemer of industrie, is in aanbouw en zal naar verwachting eind 2026 operationeel zijn. Van de totale geplande 100+ GW elektrolysecapaciteit in 2030 is nu slechts circa. 60 GW in ontwikkeling of wacht op een investeringsbeslissing.[23] Volgens het IEA heeft minder dan 4 procent van de projecten voor de productie van hernieuwbare waterstof gepland voor 2030, een definitieve investeringsbeslissing bereikt of is in bedrijf.[24]

[12] Zie bijvoorbeeld. Kamerbrief Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2024, 6 juni 2024 (link).
[13] Guidehouse (2020), Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie eindrapportage (link).
[14] Bijvoorbeeld: Europese Commissie (2020), Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem (link).
[15] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023), Nationaal Plan Energiesysteem (link).
[16] Zie bijvoorbeeld Kamerbrief Voortgang waterstofbeleid, 10 december 2024 (link).
[17] Hernieuwbare waterstof wordt gezien als het meest verenigbaar met het EU klimaatbeleid. Tegelijkertijd wordt erkend dat koolstofarme waterstof op de korte tot middellange termijn nodig zal zijn om de ontwikkeling van de sector mogelijk te maken.
[18] Europese Commissie (2020), Waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa (link).
[19] Europese Commissie (2022), REPowerEUPlan (link).
[20] (2019) Klimaatakkoord (link).
[21] Kamerbrief Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof, 23 juni 2023 (link).
[22] De Europese Rekenkamer (2024), het industriebeleid van de EU inzake hernieuwbare waterstof (link).
[23] ACER (2024), Market Monitoring Report, European Hydrogen Markets (link), pagina 4.
[24] IEA (2024), Northwest European Hydrogen Monitor (link).

Voor Nederland geeft het PBL aan dat het klimaatdoel 2030 uit zicht raakt. Specifiek voor waterstof is de verwachting in de Klimaat- en Energieverkenning 2024 dat, inclusief geagendeerd beleid, een elektrolysevermogen van tussen de 1,2 en 1,5 GW kan worden gerealiseerd in 2030.[25] Dit is aanzienlijk minder dat het doel uit het Klimaatakkoord van 3 tot 4 GW. Definitieve commitments, die nodig zijn om finale investeringsbeslissingen te kunnen nemen voor de bouw van elektrolysers, blijven uit of worden vooruitgeschoven.[26]

2 Knelpunten en onzekerheden vragen om samenhangende interventies in de gehele waterstofketen

Meerdere studies zijn gedaan naar de ontwikkeling van schone waterstof of de markt daarvoor.[27] De ACM maakt hier primair gebruik van de recente en gedetailleerde verkenning van het PBL (2025) waarin de stand van zaken van de ontwikkeling van de waterstofmarkt in Nederland is onderzocht en knelpunten in kaart zijn gebracht.[28] Samengevat concludeert PBL (2025) dat door meerdere knelpunten de opbouw van de productie- en importketen voor hernieuwbare waterstof onvoldoende van de grond komt en dat voor het op gang brengen van een markt voor hernieuwbare waterstof aanvullend en samenhangend Europees en nationaal beleid op nagenoeg alle onderdelen van de keten nodig is.

PBL(2025) ziet de onzekere vraag op lange termijn, het onzekere aanbod op langere termijn en de wisselwerking tussen beiden in combinatie met de relatief hoge prijs van hernieuwbare waterstof als centrale belemmering voor de ontwikkeling van de hernieuwbare waterstofmarkt en geeft aan de hand hiervan een uitgebreide analyse van de belemmeringen. Deze belemmeringen worden hierna besproken in paragraaf 2.1.

Suggesties voor het verbeteren van het handelingsperspectief van partijen die aan zet zijn om deze belemmeringen te doorbreken of weg te nemen, het handelsperspectief van de ACM en de mogelijke aanvullende rol die koolstofarme waterstof hierbij zou kunnen spelen worden besproken in paragraaf 2.2.

2.1 Knelpunten en wederzijdse onzekerheden in vrijwel alle schakels van de keten

De verkenning van PBL (2025) maakt goed inzichtelijk hoeveel verschillende factoren van invloed zijn op de ontwikkeling van productie en verbruik van hernieuwbare waterstof en hoe de gesignaleerde knelpunten zonder coördinatie moeilijk door de markt zelf te doorbereken zijn.

Voor een goed functionerende waterstofmarkt moeten vraag en aanbod van hernieuwbare waterstof zich parallel ontwikkelen. Hiervoor is nodig dat hernieuwbare waterstof qua prijs kan concurreren met alternatieven. In de praktijk blijkt dat in deze startfase van de markt moeilijk. Aan de vraagzijde maakt de onzekerheid over tijdige en voldoende ‘betaalbare’, in de zin van competitieve, hernieuwbare waterstof potentiële afnemers huiverig om zich te committeren aan de afname van hernieuwbare waterstof. Anderzijds aan de aanbodzijde, voor potentiële producenten van hernieuwbare waterstof zijn de investeringsrisico’s vaak te groot zonder garanties voor afname.

Bovenstaande onzekerheden rondom de ontwikkeling van vraag en aanbod en de prijs van hernieuwbare waterstof hebben negatieve invloed op de verwachtingen van producenten en gebruikers over het volume van de toekomstige waterstofmarkt. De verwachting van achterblijvende volumes heeft een negatieve

[25] PBL (2024), Klimaatverkenning en Energieverkenning (link).
[26] Zie bijvoorbeeld het project H2eron van HYCC in Delfzijl (link).
[27] Zie bijvoorbeeld: IEA (2024) Northwest European Hydrogen Monitor 2024 (link), ACER (2024), European hydrogen markets MMR 2024 (link), Hydrogen Europe (2024), Clean Hydrogen Monitor 2024 (link), Natuur & Milieu (2024), Schaalsprong waterstof voor een toekomstbestendige industrie (link), Invest NL (2024), Ontwikkeling van een waterstofmarkt in Nederland (link), Deloitte, Invest NL, Energie Nederland (2025), Mobilizing consumer demand for green hydrogen-based products (link).
[28] PBL (2025) Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link).

invloed op hun investeringen in productiecapaciteit/import en toepassingen voor gebruik van hernieuwbare waterstof. De financierbaarheid van dergelijke projecten is momenteel zeer lastig en definitieve investeringsbeslissingen blijven vooralsnog uit. Zonder dit te doorbreken zal naar verwachting ook de huidige stagnatie in de waterstofketen aanhouden.

2.1.1 Prijs voor hernieuwbare waterstof

Prijs is de verbindende factor tussen vraag en aanbod. De investeringen in de productie en het gebruik van hernieuwbare waterstof blijven tot nu toe achter, omdat de prijs voor hernieuwbare waterstof nu en naar verwachting ook de komende jaren niet concurrerend is met grijze (fossiele) waterstof of fossiel verbruik.

Uit twee recente studies[29] volgt dat de productiekosten van hernieuwbare waterstof in Nederland de komende vijftien jaar een factor 5 tot 6 hoger zullen zijn dan van grijze waterstof. PBL (2024) komt op gemiddeld 16 euro per kilogram hernieuwbare waterstof. TNO komt tot een bandbreedte van 12 tot 14 euro. Voor grijze waterstof worden over eenzelfde periode op basis van verwachte aardgasprijzen de productiekosten geschat op 2,5 euro (PBL 2024). Deze hoge productiekosten voor hernieuwbare waterstof worden vooral bepaald door de hoge investeringskosten voor de elektrolyser (ook in relatie tot het aantal vollasturen dat deze jaarlijks kan realiseren) en de hoge kosten gerelateerd aan het elektriciteitsgebruik van de elektrolyser, zowel de elektriciteitsprijs als het nettarief elektriciteit. Volgens PBL (2024) zouden door leereffecten en schaalvergroting de investeringskosten na 2030 mogelijk lager kunnen worden maar is het niet de verwachting dat de elektriciteitsprijzen en de nettarieven elektriciteit lager zullen liggen. TNO schat in dat bij gunstige ontwikkelingen op al deze elementen de kostprijs voor hernieuwbare waterstof op ongeveer 10 euro per kilogram uit kan komen. Dit ligt dicht in de buurt van een gemiddelde kostprijs van 9,80 euro per kilogram die Nederlandse producenten bij de eerste veiling voor Europese Hydrogen Bank subsidies hanteerden.[30]

De productiekosten van hernieuwbare waterstof liggen in het buitenland volgens PBL en andere recente studies aanmerkelijk lager dan in Nederland. Hoewel hernieuwbare waterstof elders goedkoper geproduceerd kan worden dan in Nederland is deze (inclusief transport) nog altijd een factor twee duurder dan grijze waterstof. Zo berekent Hydrogen Europe[31] een kostprijs voor hernieuwbare waterstof geproduceerd in Spanje van 6,5 euro per kilogram.[32] Voor het transport van waterstof via pijpleidingen naar Nederland (wat naar verwachting vanaf 2032 mogelijk zou moet worden) zullen hier nog enkele tientallen eurocenten bijkomen. Vanuit verder weg gelegen landen zal waterstof per schip naar Nederland kunnen komen (benodigde infrastructuur met importterminals moet nog gerealiseerd worden). De transportkosten daarvan hoeven die met pijpleidingen niet veel te ontlopen. Productie van hernieuwbare waterstof in landen als Australië en Canada bijvoorbeeld komt op een lagere kostprijs van ruim 4 euro per kilogram uit.[33] Echter, de omzetting naar waterstofdrager ammoniak (om het transport over lange afstand interessant te houden) en weer terug naar waterstof maakt dat de uiteindelijke prijs weer vergelijkbaar is met (en voor sommige exportlanden hoger dan) de goedkope hernieuwbare waterstofproductie in sommige delen van Europa.

2.1.2 Vraag naar hernieuwbare waterstof

Voor de vereiste transitie van grijze naar hernieuwbare waterstof voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 is voldoende marktvraag naar hernieuwbare waterstof nodig. Deze marktvraag blijft sterk achter, mede doordat hernieuwbare waterstof veel duurder is dan grijze of koolstofarme waterstof. Potentiële afnemers maken de overstap naar hernieuwbare waterstof niet omdat ze geen mogelijkheid zien de meerkosten door te rekenen aan hun klanten. Het is ook aannemelijk dat potentiële afnemers van

[29] TNO (2024), Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands (link) en PBL (2024), Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (link).
[30] ACER (2024), European hydrogen markets MMR 2024 (link).
[31] Hydrogen Europe (2024), Clean Hydrogen Monitor 2024 (link).
[32] Dat is iets hoger dan het gemiddelde van Spaanse biedingen in de eerste veiling voor Europese Hydrogen bank subsidies van 5,80 euro per kilogram.
[33] PBL (2025,) Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link).

hernieuwbare waterstof hun processen pas aanpassen als het aanbod van hernieuwbare waterstof voor langere tijd is gegarandeerd.

De Rijksoverheid wil de vraag naar hernieuwbare waterstof op gang helpen met jaarverplichtingen voor de industrie en de transportsector overeenkomstig de Europese richtlijn voor hernieuwbare energie (RED III). Deze richtlijn schrijft onder meer voor dat in 2030 42% van het industriële verbruik van waterstof hernieuwbaar moet zijn en in 2035 60%. Nederland kiest er als enige land voor om dit te vertalen naar een jaarverplichting voor bedrijven.[34] Voor de transportsector licht Nederland de optie uit betreffende Europese richtlijn om het gebruik van hernieuwbare waterstof in raffinaderijen voor de productie van transportbrandstoffen (de zogenoemde raffinageroute) mee te laten tellen in de verduurzamingsdoelstellingen. Daarnaast is er een bedrag van EUR 767 miljoen beschikbaar voor stimulering van de vraag buiten deze jaarverplichtingen om. PBL (2025) stelt dat de jaarverplichting voor het gebruik van hernieuwbare waterstof in de industrie en transportsector dusdanig is vormgegeven dat er geen noodzaak is om in 2030 de beoogde 4 GW elektrolysevermogen te realiseren, maar hooguit een kwart tot een derde van dit vermogen.[35] Dit komt door uitzonderingsbepalingen op deze verplichting voor ammoniakproducenten en doordat het gebruik in raffinaderijen vanwege de correctiefactor bij de raffinageroute minder interessant is geworden.

Industriële bedrijven die onder de jaarverplichting vallen, zouden er namelijk voor kunnen kiezen om dat deel van de productie dan maar te importeren uit regio's waar hernieuwbare waterstof goedkoper is. Dit wordt in het bijzonder genoemd bij ammoniak. Om deze reden ligt er nu een beleidsvoorstel om 60% van de ammoniakproductie voor deze verplichting uit te zonderen. Gelet op dat deze groep momenteel het grootste volume aan grijze waterstof verbruikt in Nederland (ongeveer een derde), heeft dit ook direct gevolgen voor de omvang van de vraag naar hernieuwbare waterstof. Voor de transportsector werd de raffinageroute aanvankelijk als gunstig voor de vraag naar hernieuwbare waterstof gezien. Bij de verdere invulling hiervan heeft Nederland aanvankelijk besloten een correctiefactor van 0,4 toe te passen. Dit om ervoor te zorgen dat gebruik van hernieuwbare waterstof in raffinaderijen niet ten koste gaat van rechtstreeks verbruik in de transportsector. Omringende landen kennen zo'n correctiefactor niet.[36] Het kabinet heeft, ook op verzoek van de Kamer, recent alsnog besloten de correctiefactor voor de raffinageroute aan te passen naar 1,0. Dat betekent dat hernieuwbare waterstof geleverd aan raffinaderijen voor 100% meetelt in de verduurzamingsverplichtingen. Hierdoor wordt het aantrekkelijker om hernieuwbare waterstof te gebruiken bij raffinaderijen.[37]

2.1.3 Aanbod van hernieuwbare waterstof

De opbouw van de productie- en importketen voor hernieuwbare waterstof komt vooralsnog onvoldoende van de grond. Investeringsbeslissingen voor elektrolysers worden uitgesteld en de ontwikkeling van importketens blijft achter bij de eerder gestelde ambitie.

Marktpartijen die elektrolysers willen bouwen zullen waarschijnlijk pas een definitieve investeringsbeslissing nemen als er garanties zijn voor langjarige vraag naar hernieuwbare waterstof. Deze vraag blijft achter, omdat hernieuwbare waterstof voorlopig vele malen duurder blijft dan grijze waterstof of fossiel verbruik. Waterstofproductie met elektrolyse kent daarmee een zogenoemde onrendabele top. Voor een deel kan daaraan met subsidies tegemoet gekomen worden. Aan productiesubsidies is in Nederland in de jaren

[34] Het gaat hier om bedrijven die jaarlijks meer dan 100 ton waterstof verbruiken. In het wetsvoorstel voor de Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong krijgen deze bedrijven een geleidelijk oplopende verplichting richting 2030. Het kabinet heeft op 25 april 2025 (zie voetnoot 37) aangegeven voor een relatief lage verplichte inzet van hernieuwbare waterstof van 4% te kiezen. De bedoeling is met aanvullende vraagsubsidies tot de 42% te komen.
[35] PBL (2025), Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid (link).
[36] Shell heeft al laten weten de kans uitgesloten te achten dat er nog een tweede elektrolyser op de Maasvlakte bijkomt en BP zegt dat de kans klein is op gebruik van hernieuwbare waterstof bij raffinage. Zie Financieel Dagblad, 10 november 2024. Plannen voor groene waterstof in gevaar door nieuwe rekenregels kabinet. BP heeft nog geen finale investeringsbeslissing genomen voor de elektrolyser op de Maasvlakte, terwijl BP er wel een elektrolyser vlak over de grens in het Duitse Lingen gaat bouwen.
[37] (Beslisnota bij) Kamerbrief, Pakket voor Groene Groei: voor een weerbaar energiesysteem en een toekomstbestendige industrie, 25 april 2025 (link).

2022 en 2023 ruim EUR 1 miljard toegekend, wordt in 2025 nog eens EUR 1 miljard toegekend en zal in 2025 EUR 2,5 miljard beschikbaar komen voor nieuwe aanvragen. PBL (2025) heeft becijferd dat deze subsidies voldoende zijn om productie van hernieuwbare waterstof overeenkomstig de maximale vraag vanuit de jaarverplichtingen voor de komende 5 tot 10 jaar rendabel te maken.

De investeringsbeslissing voor de bouw van een elektrolyser is ook afhankelijk van zekerheid over voldoende aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Elektrolysers in Nederland zullen voornamelijk elektriciteit afkomstig van wind-op-zee gebruiken. Dit kan voor een beperkt deel worden aangevuld met elektriciteit uit zonneparken en van het net. De realisatie van nieuwe windparken op zee is afhankelijk van de verdere elektrificatie van de industrie en van de bouw van elektrolysers die beiden in de vertraging zitten. Tegelijkertijd geven initiatiefnemers van elektrolysers aan dat ze hun definitieve investeringsbeslissing uitstellen vanwege de beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit. PBL (2025) signaleert hier een kip-ei probleem als wind-op-zee-projecten niet doorgaan, omdat er te weinig vraag naar elektriciteit is en elektrolyser-projecten niet doorgaan, omdat er te weinig aanbod van hernieuwbare elektriciteit is.

Voor de investeringsbeslissing bij een elektrolyser speelt daarnaast zekerheid over de benodigde transportinfrastructuur een rol. Dit betreft onder meer de ontwikkeling van elektriciteits- en, op de langere termijn, waterstofinfrastructuur op zee om de daar geproduceerde elektriciteit respectievelijk waterstof naar land te kunnen transporteren. Het ziet er naar uit dat voor alle geplande wind-op-zee parken er tijdig kabels naar de industriële clusters (en daarmee elektrolysers aldaar) gelegd worden om de elektriciteit te kunnen transporteren. Daarnaast gaat het om de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur op land. Voor het transport van waterstof in Nederland ligt er een uitrolplan voor een landelijk waterstofnetwerk. Recent heeft Gasunie/HyNetwork een voorstel tot aanpassing van het uitrolplan gedaan die in een vertraging van 4 tot 5 jaar op het oorspronkelijke plan (backbone in 2027) resulteert. Alleen voor het cluster Rotterdam loopt de aanleg van waterstofinfrastructuur volgens originele planning. Vertraging van de uitrol van het geplande waterstoftransportnet kan reden zijn voor initiatiefnemers van elektrolysers om de investeringsbeslissing voor onbepaalde tijd uit te stellen. Mogelijke vrees bij infrastructuurontwikkelaars voor het niet terugverdienen van investeringen kan leiden tot vertragingen rond het landelijke waterstoftransportnet.

Ook voor waterstofimport-projecten is het aannemelijk dat langjarige vraag naar hernieuwbare waterstof en zekerheid over transportcapaciteit voorwaarden voor een investeringsbeslissing zullen zijn. Om bij te dragen aan de investeringszekerheid voor waterstofterminals en de importketen, heeft de ACM in een publicatie uitleg gegeven over de regels zoals die gaan gelden voor derdentoegang voor waterstofterminals.[38] Voor doorvoer naar Duitsland lijkt er meer zekerheid omtrent de vraag te komen omdat de raffinageroute daar een stimuleringsfactor van 3 krijgt in plaats van een correctiefactor van 1, zoals in Nederland. Transport van waterstof naar Duitsland vanuit de Rotterdamse haven zal mogelijk worden na het realiseren van de Delta Rhine Corridor waarvan de oplevering voor 2032 gepland staat. Nederland en Duitsland participeren in het H2Global subsidieprogramma om de realisatie van lange termijn importcontracten te faciliteren. Dit programma kent echter beperkte financiële middelen.

2.2 Samenhangende interventies op alle onderdelen van de keten nodig

Genoemde belemmeringen en onzekerheden rondom de ontwikkeling van de waterstofketen zijn onderling afhankelijk en zonder enige coördinatie moeilijk te doorbreken. Voor een aantal belemmeringen geldt dat al maatregelen worden genomen en of zijn aangekondigd. Samengevat doet PBL (2025) de volgende suggesties voor het verbeteren van het handelingsperspectief van partijen die aan zet zijn:

- Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de bijmengverplichting van groene waterstof in de industrie;
- Biedt investeringszekerheid voor de productie van hernieuwbare waterstof in de raffinagesector en heroverweeg in dat licht de correctiefactor voor de raffinageroute;
- Zorg dat de infrastructuur op land voor waterstof en ammoniak zo snel mogelijk wordt aangelegd;

[38] ACM (2024), Publicatie derdentoegang waterstofterminals (link).

- Zoek naar manieren om de productiekosten van hernieuwbare waterstof die samenhangen met overheidsregulering te verlagen;
- Overweeg in de SDE++-subsidieregeling voor hernieuwbare waterstof ook de productie van een beperkt aandeel koolstofarme waterstof te subsidiëren;
- Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de methodiek voor toewijzingen van de subsidies van de European Hydrogen Bank; en
- Overweeg meer tijd te nemen voor het realiseren van de doelstellingen voor elektrolysers voor 2030 en 2032 en zorg voor versnelde opschaling daarna.

ACM onderschrijft wat PBL (2025) benoemt in haar verkenning, namelijk dat geen enkele van de voorgestelde aanpassingen op zich voldoende zal zijn om de ontwikkeling van de waterstofketen van de grond te krijgen. Op vrijwel alle vlakken en vaak ook nog op een geïntegreerde manier zullen veranderingen nodig zijn. Dit vraagt (internationale) samenwerking in de gehele keten. Dit is nodig, zodat er voldoende vertrouwen komt van producenten en afnemers om te investeren.

Voorgaande suggesties laten zien dat het handelingsperspectief ook bij meerdere partijen ligt, waarbij een belangrijke rol is weggelegd voor de overheid en mogelijk de Europese Commissie. Uiteindelijk zullen ook marktpartijen en hun financiers stappen moeten zetten.

Koolstofarme waterstof zou een belangrijke aanvullende rol kunnen spelen in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem met name doordat het zorgt voor volume en daarmee de waterstofketen op gang kan helpen. De ACM bespreekt dit verder in paragraaf 2.2.1.

De ACM heeft verder gekeken welke aanbevelingen mogelijk aan haar zijn gericht en wat binnen haar mogelijkheden ligt om mogelijke knelpunten aan te pakken. Wat betreft de suggestie om waterstofinfrastructuur op land zo snel mogelijk aan te leggen, wijst de ACM erop dat voor de uitrol van de waterstofinfrastructuur op land de overheid al maatregelen heeft genomen door het toekennen van een Dienst van Algemeen Economisch belang (DAEB) aan Gasunie/Hynetwork en het beschikbaar stellen van subsidie aan Gasunie/Hynetwork voor het afdekken van vollooprisico's bij de aanleg van het landelijke waterstoftransportnet. Hiermee krijgt de markt de zekerheid dat er een waterstoftransportnet komt. De opgelopen vertraging bij de uitrol van het transportnet lijkt andere oorzaken te hebben, maar kan de markt nog steeds terughoudend maken om te investeren in aanbod en vraag naar waterstof. In hoofdstuk 3 wordt nader ingegaan op de aanleg van het waterstoftransportnet en de noodzaak en consequenties om dit transportnet voor de markt uit aan te leggen.

Een ander mogelijk knelpunt, waar de ACM over gaat, zijn de netwerktarieven voor elektriciteit. Dit is één van de belangrijke kostencomponenten voor de productie van hernieuwbare waterstof, die zoals aangegeven niet, en naar verwachting voorlopig ook niet, concurrerend is met grijze waterstof of fossiel verbruik. De ACM staat hier bij stil in paragraaf 2.2.2.

2.2.1 Rol voor koolstofarme waterstof in transitiefase

Uiteindelijk is het doel hernieuwbare waterstof. Voor het genereren van die volumes zou, in ieder geval in de transitiefase, de 'kleur' van het waterstof niet zoveel moeten uitmaken zolang het maar geen fossiele (grijze) waterstof is. Zo zou koolstofarme waterstof, ten minste in de transitiefase, door de lagere kostprijs, een serieuze rol kunnen spelen. Het kan volumes generen voor het waterstoftransportnetwerk[39], helpen om de keten op gang te brengen en doet iets voor het klimaat. PBL (2025) maar ook een organisatie als Natuur & Milieu[40] zien dat blauwe waterstofproductie een dergelijke rol kan spelen in de transitie.

[39] De mate waarin dit leidt tot extra volume op het landelijke transportnetwerk zal onder andere afhangen van de mate waarin naast lokale productie en afname van binnen de clusters ook grootschalige gecentraliseerde productie van koolstofarme waterstof gaat ontstaan, van waaruit die waterstof vervolgens via het landelijk transportnet getransporteerd wordt naar afnemers.
[40] Natuur & Milieu (2023), Waterstof in transitie, Stap voor stap schoner (link).

Het bestaande Europees beleid is erop gericht de stap van grijs naar groen (hernieuwbaar) in één keer te zetten. De huidige prijsniveaus voor aardgas, elektriciteit en CO_2-rechten geven echter enorme meerkosten te zien voor groene boven grijze waterstof. Voor Europa berekent Hydrogen Europe[41] een actuele kostprijs voor groene waterstof van 7,1 €/kg en voor grijze waterstof een kostprijs van 3,3 €/kg. Deze bedragen wijken af van die genoemd in paragraaf 2.1.1 waar het specifiek gaat om de Nederlandse situatie (met hogere elektriciteitsprijzen en hogere nettarieven elektriciteit) en waarin vooruitgeblikt wordt over een periode van 15 jaar. Bij koolstofarme waterstof, zoals blauw of turquoise, als tussenstap op weg naar hernieuwbare waterstof wordt een groot risico op fossiele lock-in gepercipieerd. Langer gebruik van fossiel zou betekenen dat de overstap naar hernieuwbaar nog langer op zich laat wachten. Maar zolang hernieuwbare waterstof vanwege de enorme meerkosten nog niet van de grond komt, kan koolstofarme waterstof een bijdrage leveren aan het terugdringen van CO_2-uitstoot. Koolstofarme waterstof kan in die rol ook de ontwikkeling van een waterstofketen verder aanjagen en daarmee volumes genereren die er anders (nog) niet zouden zijn. Nederland stimuleert het gebruik van blauwe waterstof met subsidies voor afvang, transport en opslag van CO_2. Hernieuwbare waterstof krijgt daarmee langer de tijd die het nodig heeft om tot volle wasdom te komen.

Blauwe waterstof wordt, op eenzelfde wijze als grijze waterstof, geproduceerd uit aardgas waarbij de CO_2-uitstoot deels wordt afgevangen (Carbon Capture and Storage).[42] De kosten voor CCS inclusief CO_2 -transport worden door Hydrogen Europe momenteel geschat op 100 €/t CO_2 waarmee de kostprijs voor blauwe waterstof uitkomt op 3,9 €/kg. Vergeleken met groene waterstof zijn de meerkosten ten opzichte van grijze waterstof beperkt. Indien gewenst kan het risico op een fossiele lock-in bij blauwe waterstof worden uitgesloten (voor zover ontwikkelingen in kostprijs van groene waterstof en beprijzing van CO_2-rechten daar niet voor zorgen), bijvoorbeeld via een verbod op blauwe waterstof dat rond of na 2050 zou moeten ingaan of via een eis dat blauwe waterstofproductie vanaf 2050 klimaatneutraal moet zijn, bijvoorbeeld door bijmengen van groen gas.

Bij turquoise waterstof wordt aardgas door verhitting, gebruikmakend van elektriciteit, gescheiden in waterstof en vaste koolstof (dus zonder CO_2 uitstoot).[43] Vaste koolstof kan weer gebruikt worden in andere producten, wat de business case ten goede komt. Hydrogen Europe rekent onder meer met een opbrengst voor vaste koolstof van 500 €/ton, waarmee de kostprijs van turquoise waterstof uitkomt op 3,3 €/kg.[44] Onder betreffende aannames is geen sprake meer van meerkosten ten opzichte van grijze waterstof. Nederland kan ervoor kiezen naast blauwe ook turquoise waterstof te stimuleren met het oog op de klimaatdoelstellingen. Zoals gezegd vormt dat mogelijk ook een impuls voor de ontluikende waterstofketen en de volumes die daarin omgaan. Het risico op fossiele lock-in kan bijvoorbeeld worden tegengegaan door uitfasering van aardgas ten gunste van biogas in subsidieregelingen op te nemen. Het uiteindelijke gebruik van biogas zou bovendien in omvangrijke negatieve CO_2-emissies resulteren.[45]

De volgende tabel geeft een overzicht van de omvang van de kostencomponenten voor de verschillende kleuren waterstof gebaseerd op een fictief Europees project[46] voor een 100 MW installatie. Dit overzicht is samengesteld op basis van de bevindingen in Hydrogen Europe (2024). Voor de basecase wordt (naast bovengenoemde kosten voor CO_2-transport en opslag en opbrengsten voor vaste koolstof) gerekend met

[41] Hydrogen Europe (2024), Clean Production Pathways 2024 report (link).
[42] In Nederland zijn er twee initiatieven voor blauwe waterstofproductie: H2M van Linde en Equinor in de Eemshaven en Sapphire van Onyx power op de Maasvlakte. Voor zover bekend is in beide gevallen nog geen finale investeringsbeslissing genomen.
[43] In Nederland zijn er geen plannen voor turquoise waterstofproductie (buiten wetenschappelijk onderzoek om) bekend. Commerciële demonstratieprojecten zijn er in Europa (Hycamite Finland in aanbouw) en Australië (Hazer Group, Pure Hydrogen); in de VS staat een operationele fabriek op commerciële schaal (Monolith).
[44] Hydrogen Europe (2024), Clean hydrogen production pathways, Report 2024 (link).
[45] DVGW, Hydrogen Europe (2022), Pyrolysis, Potential and possible applications of a climate friendly hydrogen production.(link).
[46] Voor groene waterstof geeft het Europees perspectief een ander beeld dan bij Nederland vanwege verschil in prijs voor elektriciteit en nettarief elektriciteit, zoals eerder in de tekst al aangegeven. Daarnaast gaat het hier om recente prijzen voor elektriciteit, CO_2-rechten en aardgas waar bij de kostprijzen voor groene en grijze waterstof genoemd in paragraaf 2.1.1 voor de komende 15 jaar vooruit gekeken wordt.

recente prijzen voor aardgas van 40 €/MWH, voor CO_2-rechten van 80 €/ton, voor een PPA voor hernieuwbare elektriciteit van 60 €/MWh en met 5500 vollast draaiuren per jaar voor een elektrolyser.[47]

Tabel 1: Opbouw van de kostprijs (Europa) voor verschillende kleuren waterstof

€/kg	**Grijs**	**Blauw**	**Turquoise**	**Groen**
Capex	0,2	0,4	1,3	2,4
Feedstock	2,2	2,2	2,4	
Elektriciteit				3,4
Energie	0,3	0,3	1,0	
Overige opex	0,1	0,1	0,6	0,3
Nettarief (E)				1,3
ETS	0,5	-0,1	-0,2	-0,2
CO_2 opslag en transport		0,9		
Opbrengst			-1,8	
Totaal basecase	3,3	3,9	3,3	7,1
Bandbreedte	2,2 – 5,3	2,7 – 4,9	0,8 – 5,9	5,2 – 10,2

2.2.2 Nettarieven elektriciteit relevant voor elektrolysers

De kosten gerelateerd aan elektriciteit vormen een belangrijke component van de kostprijs bij hernieuwbare waterstof. Deze kosten bestaan uit de energieprijs, de nettarieven, en overige kosten (zoals belastingen en heffingen). De energieprijs is weliswaar gestegen, maar ligt op een vergelijkbaar niveau als in de buurlanden. De nettarieven voor grootverbruikers en de daarmee samenhangende netwerkkosten op het hoogspanningsnet zijn de afgelopen jaren sterk gestegen en zullen naar verwachting verder stijgen.[48] Grootschalige investeringen in het elektriciteitsnet zijn de komende jaren nodig voor de energietransitie én energieonafhankelijkheid. In de buurlanden liggen de nettarieven voor elektriciteit op een vergelijkbaar niveau, maar subsidies en kortingen daar zorgen voor verschillen met Nederland.[49] Bijvoorbeeld in Duitsland zijn elektrolysers, die uiterlijk in 2029 worden gerealiseerd, vrijgesteld van netwerktarieven. Deze vrijstelling geldt voor een periode van 20 jaar vanaf de aansluiting op het net.

Stijgende nettarieven voor elektriciteit roepen de vraag op of bepaalde groepen netgebruikers, waaronder elektrolysers kunnen worden ontzien door bijvoorbeeld een korting op de nettarieven. Het feit dat omliggende landen gedeeltelijke of volledige kortingen op de nettarieven voor industriële grootverbruikers hanteren,[50] verslechtert de concurrentiepositie voor elektrolysers in Nederland.[51] Ook het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) over de bekostiging van elektriciteitsinfrastructuur wijst op verschillen in de interpretatie van het Europese kader voor het vaststellen van nettarieven en stelt dat deze verschillen tot een ongelijk speelveld leiden en onwenselijk zijn.[52]

De ACM stelt de nettarieven vast om de kosten van netbeheerders te vergoeden. Het uitgangspunt daarbij is een eerlijke verdeling van de kosten op basis van kostenreflectiviteit, zodat de gebruiker betaalt voor de

[47] In sensitiviteitsanalyses (zie bandbreedtes) wordt ook gerekend met aardgasprijzen van 20 en 60 €/MWh, EU ETS prijzen van 200 en 300 €/ton (beide relevant voor grijze en blauwe waterstof), opbrengst voor vaste koolstof van 0 en 1000 €/ton (samen met aardgasprijzen relevant voor turquoise), PPA's voor hernieuwbare elektriciteit van 30 en 90 €/MWh en vollast draaiuren voor de elektrolyser van 3000 en 8000 uur per jaar (beide relevant voor groene waterstof).
[48] ACM (2024), Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers (link).
[49] E-bridge (2024), Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France: Final report (link).
[50] Zie artikel 118 lid 6 van de Energiewirtschaftsgesetz – EnWG.
[51] CE Delft (2024), Elektrolysers, nettarieven en het elektriciteitssysteem(link).
[52] IBO (2025), Schakelen naar de toekomst - over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur (link).

kosten die hij veroorzaakt. Een korting op de nettarieven voor een deel van de gebruikers waar geen lagere kosten voor de netbeheerder tegenover staan, wordt betaald door andere netgebruikers via hogere nettarieven. De totale netwerkkosten veranderen namelijk niet en dus betreft het in feite een subsidie door andere netgebruikers.[53]

De ACM heeft, met het oog op het efficiënt gebruiken van het elektriciteitsnet, onder andere tijdafhankelijke transporttarieven op het transmissienet ingevoerd en alternatieve transportrechten mogelijk gemaakt.[54] De ACM ziet met name in het tijdsduurgebonden transportrecht een goede mogelijkheid voor elektrolysers om de nettarieven te beperken als zij het net op bepaalde momenten ontlasten. Zo kunnen elektrolysers een korting van maximaal 65 procent krijgen op de nettarieven. Uit onderzoek van CE Delft blijkt dat hiervoor maar een hele kleine beperking van de draaiuren nodig is en de daardoor gemiste inkomsten voor elektrolysers zeer beperkt zijn.[55] CE Delft heeft uitgerekend dat met een tijdsduurgebonden transportrecht de netkosten kunnen worden teruggebracht van € 2 naar € 1 per kg op een totaal voor de productie van hernieuwbare waterstof van € 12 per kg.

Daarnaast kijkt de ACM, binnen de Europese kaders voor nettarieven, naar kansrijke verdere aanpassingen. Een van de mogelijke aanpassingen zijn locatiegebonden tarieven.[56] De ACM voert dit jaar verkennend onderzoek uit naar de mogelijkheid en wenselijkheid van locatiegebonden tarieven. In het IBO wordt geconcludeerd dat locatiesturing kan op basis van financiële prikkels maar een sterkere energieplanologie is effectiever.[57] Deze twee kunnen elkaar ook aanvullen.

De ACM zet ook in op Europese harmonisatie van methodes voor vaststelling van transporttarieven. De ACM heeft hier in het verleden aandacht voor gevraagd en blijft dat doen.[58] De Europese Commissie heeft bij de aankondiging van de Clean Industrial Deal aangekondigd te komen met aanbevelingen om de methodes voor vaststelling van transporttarieven te harmoniseren.[59]

3 Ontwikkeling van waterstofvolumes belangrijk voor betaalbaar waterstoftransportnet

In Nederland is de keuze gemaakt om het waterstoftransportnet voor de markt uit te ontwikkelen om daarmee een coördinatieprobleem tussen de markt en de waterstof-infrastructuurontwikkelaars te doorbreken. Een consequentie daarvan, veel lagere volumes ten opzichte van de capaciteit waarop het waterstoftransportnet wordt uitgerold, in ieder geval in de startfase, maakt het raadzaam om op een verstandige manier voor de markt uit te investeren in het waterstoftransportnet (paragraaf 3.1). De ACM voorziet dat, vanwege gestegen kosten voor de uitrol van het waterstoftransportnet en achterblijvende volumes, zonder aanvullende maatregelen de waterstofnettarieven in de gereguleerde fase fors kunnen stijgen ten opzichte van de huidige waterstofnettarieven (paragraaf 3.2).

3.1 Belangrijk om verstandig voor de markt uit te investeren

Meerdere partijen doen de suggestie om te zorgen dat de infrastructuur op land voor waterstof zo snel mogelijk wordt aangelegd. Zekerheid over de beschikbaarheid van infrastructuur voor het transport van waterstof naar afnemers en voor de opslag van waterstof voor initiatiefnemers in Nederland en in potentiële exportlanden lijkt een belangrijke voorwaarde voor het nemen van een definitieve investeringsbeslissing. Dit geldt zowel voor investeringsbeslissingen bij producenten als gebruikers van waterstof.

[53] ACM (2024), Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers (link).
[54] ACM (2024), Overzicht en inzicht congestiemaatregelen ACM (link).
[55] CE Delft (2024), Elektrolysers, nettarieven en het elektriciteitssysteem(link).
[56] ACM (2024), Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit, 19 juli 2024 (link).
[57] IBO (2025), Schakelen naar de toekomst - over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur (link), pagina 10.
[58] ACER (2025, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe (link), ACM (2025), Focus op Energie 2025 (link).
[59] Europese Commissie (2025), Clean Industrial deal (link).

Netbeheerders zullen op basis van de nieuwe Europese regels de taak krijgen om te voldoen aan een redelijke vraag naar transport van waterstof, aan de hand van het netontwikkelingsplan.[60] Een aandachtspunt hierbij blijft dat door de minder zekere ontwikkeling van de waterstofmarkt nog niet altijd goed is vast te stellen waar, wanneer en hoeveel waterstoftransport nodig zal zijn, nu en op de (middel)lange termijn. Dilemma's die hierbij spelen is dat een keuze moet worden gemaakt tussen een 'geleidelijke uitleg van de infrastructuur versus het in één keer op maximale omvang uitrollen van het transportnet, en tussen een organische groei vanuit clusters versus een snelle uitrol van het landelijke waterstoftransportnet.[61]

Juist om dit coördinatieprobleem te doorbreken, heeft de overheid in Nederland de keuze gemaakt om te interveniëren. Zo streeft de Rijksoverheid ernaar om het waterstoftransportnet tijdig en met capaciteit gericht op de toekomst te realiseren.[62] De realisatie van een landelijk transportnet voor waterstof wordt van groot belang geacht voor de ontwikkeling van een duurzame waterstofketen en daarmee ook de verduurzaming van het Nederlandse energie- en grondstoffenverbruik. [63] Het door de Minister gepresenteerde uitrolplan laat deze keuze ook zien.[64]

Deze keuze om een transportnet voor de markt uit te ontwikkelen heeft consequenties. Zo zal de benutting van het waterstoftransportnet, in ieder geval in de startfase, (veel) lager zijn dan de capaciteit waarop het transportnet is uitgerold. Dit betekent dat de kosten voor het waterstoftransportnet in de beginfase naar verwachting niet alleen gedekt kunnen worden vanuit kosten-gebaseerde tarieven. Het uitgangspunt bij kosten-gebaseerde tarieven is dat de efficiënte kosten van het transportnet via de tarieven worden betaald door de gebruikers van het transportnet (zie ook hoofdstuk 4). Tarieven zouden zo hoog kunnen worden dat ze de business case van (hernieuwbare en koolstofarme) waterstof dermate negatief beïnvloeden dat volumes grotendeels of helemaal wegblijven. Tarieven zouden zodoende zelf een drempel kunnen gaan vormen om het transportnet te gaan gebruiken.

Daarnaast bestaat bij deze keuze het risico dat de vraag naar het transport van waterstof achterblijft op het, ten tijde van het ontwerp van het transportnet, verwachte gebruik daarvan. Zo staat niet vast dat de bij het ontwerp van het transportnet geraamde volumes ook daadwerkelijk gehaald gaan worden. Als de volumes uitblijven of (veel) lager zullen zijn dan vooraf geraamd, dan zal er uiteindelijk geen of onvoldoende basis zijn om de kosten voor het waterstoftransportnet te dekken vanuit kosten-gebaseerde tarieven.

Bij het voor de markt uit ontwikkelen van het waterstoftransportnet spelen volumes, zowel de geraamde als de daadwerkelijke, dus een cruciale rol. De geraamde volumes zijn mede bepalend voor het ontwerp en de omvang van het waterstoftransportnet en daarmee de investeringskosten van het transportnet. De daadwerkelijk te transporteren volumes bepalen uiteindelijk de opbrengsten van het transportnet. Hoe beter de geraamde en daadwerkelijk volumes op elkaar aansluiten, hoe kleiner het (financiële) risico dat één of meerdere partijen aan de voorkant moet dragen. Ook de timing, wanneer die volumes er zijn, speelt hierbij een rol. Hoe eerder de volumes er zijn, hoe langer er een basis is om de kosten voor het netwerk terug te verdienen.

De risico's, die horen bij het voor de markt uit ontwikkelen van het transportnet, zijn risico's die Gasunie/Hynetwork en de markt niet willen of kunnen dragen. Om het waterstoftransportnet 'betaalbaar' te houden en het risico op niet gebruik van het transportnet zoveel mogelijk te beperken, is het ook belangrijk om 'verstandig' voor de markt uit te investeren. Hierbij is van belang dat de overheid via toekenning van de DAEB aan de markt zekerheid heeft gegeven dat het waterstoftransportnet er komt en via een subsidie aan Gasunie/Hynetwork steun beschikbaar heeft gesteld om vollooprisico's (in ieder geval deels) op te vangen.

[60] Artikel 50 lid 1 sub b Richtlijn (EU) 2024/1788.
[61] Zie ACM (2023), Waterstofnotitie over dilemma's uitrol waterstofinfrastructuur (link).
[62] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023), Nationaal Plan Energiesysteem (link).
[63] Kamerbrief van 29 juni 2002, 32 813, nr. 1061. Zie ook Bijlage A, Beleidsagenda 2024.
[64] Kamerbrief van 29 juni 2002, 32 813, nr. 1061.

Als vervolgens de kosten voor de aanleg van het transportnet enigszins in de pas lopen met de toenemende volumes wordt het vollooprisico beperkt.

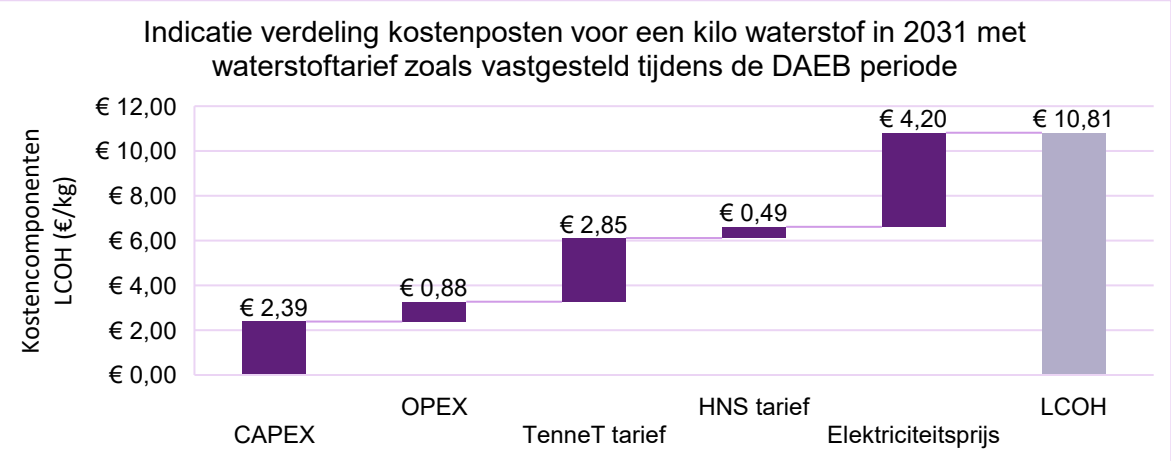
Binnen deze context vindt de ACM het redelijk dat Gasunie/Hynetwork toezeggingen kan vragen van gebruikers voordat zij finale investeringsbeslissingen voor de aanleg van delen van het waterstoftransportnet neemt. Hierdoor kan een stijging van het tarief bij de inwerkingtreding van de tariefregulering worden beperkt, omdat de ontwikkeling van kosten dan beter zal aansluiten bij de volumeontwikkeling.

3.2 Nettarieven waterstof kunnen bij aanvang regulering aanzienlijk stijgen

Vanaf uiterlijk 2033 zal de ACM de nettarieven voor waterstof gaan vaststellen. Tot uiterlijk 2033 geldt het in de subsidiebeschikking door de voormalig minister voor Klimaat en Energie vastgestelde nettarief. Dit tarief is vastgesteld op 21,13 euro per kW in prijspeil 2023, voor zowel entry als exit (dus 42,26 euro per kW in totaal).

Het tarief van in totaal 42,26 euro per kW is door de minister vastgesteld op basis van een relatief eenvoudige tariefberekening.[65] In deze berekening is aangenomen dat er in totaal 1,545 miljard euro geïnvesteerd wordt in het transportnet, met een afschrijvingstermijn van 30 jaar. Samen met een WACC[66] van 4,04% en geschatte operationele kosten van 40 miljoen euro leidt dit tot 153,9 miljoen euro aan kosten per jaar. Deze kosten worden verdeeld onder een geschatte 4,0 GW aan aangesloten capaciteit en daarna jaarlijks geïndexeerd.

In figuur 1 heeft de ACM op basis van bovenstaande gegevens en gegevens uit TNO (2024)[67] een inschatting gemaakt van het aandeel van dit nettarief in de totale productiekosten van een kilo hernieuwbare waterstof in 2031. Het huidige nettarief voor waterstof van 42,26 euro per kW vertaalt zich onder deze specifieke aannames naar ongeveer 50 cent aan kosten per kilo hernieuwbare waterstof. Dat zou betekenen dat het nettarief voor waterstof een aandeel van ongeveer 5 procent heeft in de totale kosten van een kilo hernieuwbare waterstof. In deze cijfers zitten onzekere aannames over onder andere de (ontwikkeling van de) elektriciteitsprijs, de investeringskosten en het aantal vollasturen.



Figuur 1: Indicatie verdeling kostenposten voor een kilo waterstof bij huidige waterstofnettarieven
Waterstofnettarief van 21,13 euro per kW in prijspeil 2023, voor zowel entry als exit (dus 42,26 euro per kW in totaal). CAPEX zijn de kapitaalkosten van de elektrolyser, OPEX de operationele- en onderhoudskosten, TenneT tarief is het transporttarief op het extra hoogspanningsnet van TenneT, HNS tarief is het (verwachte) transporttarief op het waterstoftransportnet van Gasunie/Hynetwork, elektriciteitsprijs is gebaseerd op een stroomafnameovereenkomst (power purchasing agreement, PPA) met wind op zee, LCOH refereert naar de productiekosten van groene waterstof (de Levelised Cost of Hydrogen). De berekening van de LCOH is

[65] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2024), Presentatie Hydrogen State of Play (link)
[66] Weighted Average Costs of Capital: Wordt gebruikt om bij het bepalen van een redelijk rendement op de investeringen
[67] TNO (2024), Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands (link)

gebaseerd op een eenvoudige genivelleerde kosten berekening (de equivalente jaarlijkse kostenmethode) en aannames uit TNO (2024). De volgende gegevens zijn hierbij gehanteerd: kapitaalkosten van 3050 €/kW, operationele- en onderhoudskosten van 75,34 €/kW/jaar, TenneT tarief 244 €/kW/jaar, HNS tarief van 42,26 €/kW/jaar, een stroomprijs van 75 €/MWh en 4800 vollasturen. Bron: TNO (2024).

Op basis van de meest recente begroting van Gasunie/Hynetwork is duidelijk dat het eerder geschatte en begrote investeringsbedrag van ruim 1,5 miljard euro voor de uitrol van het waterstoftransportnet ruim wordt overschreden.[68] Een totaal investeringsbedrag van ongeveer 3,8 miljard euro lijkt waarschijnlijker.[69] Daarnaast is duidelijk dat de volumes achterblijven op de eerder geschatte verwachting van 4 GW aan elektrolysecapaciteit in 2030 waarmee de minister gerekend heeft in de subsidiebeschikking. De meest recente ramingen gaan uit van tussen de 1,2 en 1,5 GW in 2030, maar ook nog lagere volumes zijn mogelijk.[70]

Omdat daarnaast ook de ontwikkeling van het transportnet vertraging heeft opgelopen[71], worden de kosten door Gasunie/Hynetwork wel later in de tijd gemaakt. De tegenvallende kosten en volumes leiden daarom vooralsnog maar in beperkte mate tot hogere aanloopverliezen voor Gasunie/Hynetwork in de periode tot 2033 Aanloopverliezen blijven voor Gasunie/Hynetwork daardoor mogelijk beperkt. Maar omdat een deel van de kosten hierdoor de ‘DAEB aanloopfase’ uitlopen en de ‘gereguleerde fase’ (per uiterlijk 2033) inlopen, zal naar verwachting de gereguleerde fase met een hogere kostenbasis aanvangen.[72] Dit werkt door in de door de ACM dan vast te stellen tarieven.

De ACM kan op dit moment niet precies zeggen wat zonder aanvullende maatregelen het effect van bovenstaande ontwikkelingen zal zijn op de nettarieven voor waterstof op het moment dat de tariefregulering in werking treedt. In alle eenvoud kan grofweg wel gezegd worden dat als de kosten verdubbelen, het tarief zal verdubbelen. Het tarief zal ook verdubbelen als de volumes halveren. Dit betekent dat zonder aanvullende maatregelen de waterstofnettarieven in de gereguleerde fase fors kunnen stijgen ten opzichte van de huidige tarieven (zie tabel 2).

Ceteris paribus zou daarmee ook het aandeel van de waterstofnettarieven als percentage van de kosten van 1 kilo hernieuwbare waterstof kunnen toenemen (zie tabel 1). De ACM merkt hierbij nadrukkelijk op dat verschillende factoren, zoals de investeringskosten in elektrolysers en de elektriciteitsprijs, een groot, en in veel scenario’s significant groter, aandeel hebben in de kostprijs van hernieuwbare waterstof dan de waterstoftransporttarieven. Ook ten aanzien van deze factoren is er veel onzekerheid. Daarnaast houdt deze berekening nog geen rekening met additionele maatregelen die mogelijk genomen kunnen worden om een stijging van het tarief te beperken (zie hoofdstuk 4).

Tabel 2: Grove indicatie tarieven waterstoftransportnet bij verschillende kosten en volumes. Bovenste rij is het scenario uit figuur 2.

Aannames		**Tarief EUR/kW/jaar[73]**	**Tarief per kilo h2[74]**	**Tarief als percentage van de kosten van 1 kilo H2[75]**
Investering in miljoen euro	**Capaciteit in GW**			
1545	4	€ 42,26	€ 0,49	4,56%
3800	4	€ 87,91	€ 1,03	9,04%
3800	2	€ 175,81	€ 2,05	16,59%

[68] Hynerwork (2025), webbericht Tweede Kamer geïnformeerd over kostenraming waterstofnetwerk (link)
[69] Gasunie/Hynetwork spreekt van een “P50” raming, waarbij de kans 50 procent is dat de kosten hier onder blijven.
[70] Gasunie/Hynetwork (2025), webbericht Tweede Kamer geïnformeerd over kostenraming waterstofnetwerk (link).
[71] Gasunie/Hynetwork (2024), Conceptvoorstel aangepast uitrolplan (link).
[72] Onderdeel van de subsidiabele kosten zijn de afschrijvingen en doordat de investeringen naar achteren schuiven in de tijd, worden ook de afschrijvingen in de aanloopfase tot medio 2032 lager. Hierdoor zal in de gereguleerde fase vanaf uiterlijk 2033 nog een groter deel van deze kosten moeten worden terugverdiend.
[73] Dit tarief wordt berekend met dezelfde methode als het huidige gesubsidieerde tarief: Een afschrijvingstermijn van 30 jaar, een WACC van 4,04 procent en EUR 30 miljoen aan operationele kosten. De ACM houdt geen rekening met inflatie.
[74] Voor dit bedrag per kilo waterstof gebruikt de ACM zoveel mogelijk de waardes uit TNO 2024.
[75] Voor dit percentage gebruikt de ACM dezelfde berekening als gebruikt voor figuur 2.

3800	1	€ 351,63	€ 4,10	28,45%
6000	4	€ 132,44	€ 1,55	13,03%
6000	2	€ 264,89	€ 3,09	23,05%
6000	1	€ 529,77	€ 6,18	37,47%

De ontwikkeling van de waterstofeconomie wordt mogelijk geraakt door deze tegenvallers bij de volumes en de kosten. Een transporttarief van ongeveer 42 euro per kW is onvergelijkbaar met een transporttarief dat in een pessimistisch scenario en zonder aanvullende maatregelen enkele honderden euro's per kW bedraagt. De kans op zulke hoge transportkosten maakt het opstellen van een rendabele businesscase voor productie of gebruik van groene waterstof veel ingewikkelder. Daarbij is er ook een interactie tussen tarieven en volumes. Hogere nettarieven maken de business case voor hernieuwbare waterstof minder aantrekkelijk. Afnemers die een alternatief hebben, zullen mogelijk gebruikmaken van duurzame alternatieven (directe elektrificatie), of investeringen in verduurzaming uitstellen (grijze waterstof of fossiel), of productie naar het buitenland verplaatsen. Dit kan leiden tot een negatieve spiraal van lagere volumes en hogere nettarieven. Beleidsmaatregelen die er op gericht zijn om volumes waterstof te verhogen zijn daarom cruciaal. Niet alleen om de waterstofketen van de grond te krijgen, maar ook voor een betaalbaar waterstoftransportnet.

In hoofdstuk 4 gaat de ACM verder in op andere maatregelen die genomen kunnen worden om een tariefstijging te beperken om daarmee te kunnen bijdragen aan een betaalbaar waterstoftransportnet.

4 Aanvullende maatregelen die bijdragen aan een betaalbaar waterstoftransportnet

4.1 Uitgangspunten tariefregulering

De Europese Commissie heeft op 15 juli 2024 het 'Decarbonisatiepakket' gepubliceerd.[76] Hiermee introduceert de Europese Commissie de juridische basis voor de ontwikkeling van een gereguleerde waterstofmarkt. De Richtlijn uit het Decarbonisatiepakket dient nog te worden geïmplementeerd, dit houdt in dat de wetgever de bepalingen nog zal moeten omzetten in nationale wetgeving. De uitgangspunten in deze paragraaf komen uit het Europese wetgevingskader.

Om waterstofnetbeheerders flexibiliteit te bieden tijdens de opstartfase van de markt, maakt het Europese wetgevingskader het lidstaten mogelijk om toegang tot waterstoftransportnetten tot en met 31 december 2032 nog niet volledig te reguleren.[77] Tot die tijd gelden er wel regels om te waarborgen dat onderhandelingen over toegang tot waterstoftransportnetten eerlijk verlopen. Waterstofnetbeheerders dienen transparante en non-discriminatoire toegangsregels te hanteren.

Vanuit het Europees wetgevingskader moet de tarieven van de aangewezen landelijk waterstofnetbeheerder uiterlijk 2033 worden gereguleerd door de ACM.[78] De minister van Klimaat en Groene Groei heeft nog geen besluit genomen over per wanneer de ACM de tarieven van Gasunie/Hynetwork vast zal stellen. Vooralsnog is voorzien dat tariefregulering door de ACM vanaf 2031 ingaat.[79]

Voordat de ACM de nettarieven vaststelt, zal zij eerst een methodebesluit nemen waarin zij bekend maakt hoe zij deze tarieven vast wil stellen. Naar verwachting zal de ACM circa 2 á 3 jaar voor het ingaan van de tariefregulering beginnen aan dit besluitvormingstraject. De ACM zal hierbij belanghebbenden betrekken.

[76] Dit omvat Richtlijn (EU) 2024/1788 en Verordening (EU) 2024/1789 inzake de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof.
[77] Overweging 84 Richtlijn (EU) 2024/1788.
[78] Artikel 78 lid 1 sub c Richtlijn (EU) 2024/1788 en Artikel 35 Richtlijn (EU) 2024/1788.
[79] Kamerbrief van 29 juni 2002, 32 813, nr. 1061.

Figuur 2: Tijdlijn regulering waterstoftransportnet. *De Verordening is op 3 februari 2025 van kracht geworden. Op 5 augustus 2026 is de Europees vastgestelde implementatietermijn van de Richtlijn. Tot uiterlijk 1 januari 2033 kunnen lidstaten kiezen voor onderhandelde derdentoegang. Daarna geldt verplicht gereguleerde derdentoegang (tariefregulering). Vooralsnog is het voornemen dat op 1 januari 2031 de tariefregulering in Nederland gaat.*

De toekomstige regulering van het waterstoftransportnet zal in de basis gaan lijken op de bestaande regulering van de aardgas- en elektriciteitsnetten. Gasunie/Hynetwork zal worden belast met de uitvoering van aan haar opgedragen wettelijke taken.[80] Bij het uitvoeren van haar wettelijke taken maakt de netbeheerder kosten. De tarieven moeten de efficiënte kosten van de netbeheerder vergoeden. Hiervoor dekken de tarieven de kosten van de waterstoftransmissienetbeheerder, inclusief een redelijk rendement op investeringen. De tarieven moeten voldoende ruimte bieden voor netontwikkeling en verbetering van het waterstoftransmissienetwerk.[81]

Belangrijk is dat de ACM alle kosten, voor zover efficiënt, terug moet laten komen in de tarieven.[82] Hiermee zal Gasunie/Hynetwork voldoende inkomsten moeten krijgen om haar wettelijke taken uit te kunnen voeren. Hoe de tariefregulering er in detail uit komt te zien zodra deze ingaat, kan de ACM nu nog niet zeggen. De ACM zal vooraf een methodebesluit consulteren en publiceren waarin de details van de regulering beschreven staan. Hierbij zal de ACM in ieder geval transparante, niet-discriminerende en kosten-reflectieve tarieven moeten waarborgen.[83] Deze uitgangspunten zijn vastgelegd in Europese regelgeving en gebaseerd op economische principes die zorgen voor een optimaal gebruik van het transportnet.

Transparantie
Zowel de tarieven als de tariefregulering moeten helder en transparant zijn. Het moet navolgbaar zijn op basis van welke gegevens en keuzes de ACM beslissingen maakt bij het vaststellen van de tarieven.[84] Om transparante vaststelling van de tarieven te waarborgen zal Gasunie/Hynetwork, of de ACM, informatie moeten publiceren over onder andere de tariefmethodologie en de tariefstructuur.[85]

Non-discriminatie
Het non-discriminatieprincipe komt er in het kort op neer dat gelijke gevallen op gelijke wijze worden behandeld. De tarieven of de voor de berekening daarvan gebruikte methoden zijn niet-discriminerend en worden op niet-discriminerende wijze en voor elk entry- en exitpunt van het waterstoftransmissiesysteem vastgesteld.[86] Non-discriminatie betekent niet dat iedereen evenveel betaalt, maar dat de verschillen op objectieve criteria gebaseerd zijn, zodat gebruikers niet onevenredig bevoordeeld of benadeeld worden.[87]

Kostenreflectiviteit

[80] Artikel 50 Richtlijn (EU) 2024/1788.
[81] Artikel 17 Verordening (EU) 2024/1789 (Gasverordening). De ACM is verplicht om de inkomsten van Gasunie/Hynetwork vast te stellen op basis van de efficiënte kosten die de netbeheerder maakt voor zover deze kosten overeenkomen met die van een efficiënte, structureel vergelijkbare netbeheerder en waarbij rekening wordt gehouden met de nodige winst op investeringen.
[82] Artikel 17 Verordening (EU) 2024/1789.
[83] Artikel 17 Verordening (EU) 2024/1789
[84] Artikel 78, lid 1 sub c Richtlijn (EU) 2024/1788 en 3:46 van de Awb
[85] Artikel 66, lid 2 Verordening (EU) 2024/1789
[86] Artikel 17, lid 1 Verordening (EU) 2024/1789
[87] Artikel 66, lid 2 Verordening (EU) 2024/1789

Een uitgangspunt voor het vaststellen van de transporttarieven is dat de partij die het transportnet belast de kosten voor het faciliteren van die netbelasting betaalt. De veroorzaker van de kosten dient in principe ook deze kosten betalen.[88]

De ACM hanteert deze uitganspunten bij de tariefregulering van GTS, de netbeheerder van het landelijke gasnetwerk, en zal deze principes ook toepassen bij de regulering van Gasunie/Hynetwork. De ACM heeft een bepaalde mate van vrijheid in de kostenverdeling en het vaststellen van de kosten voor efficiënt netbeheer. Bij het verdelen van de kosten kan het in enkele gevallen gerechtvaardigd zijn af te wijken van de bovengenoemde uitgangspunten, zie hiervoor paragraaf 4.2.

4.2 Maatregelen om een aanzienlijke tariefstijging te beperken

4.2.1 Inleiding

De tarieven die de ACM voor Gasunie/Hynetwork vast moet stellen worden in principe berekend door de efficiënte kosten door de volumes te delen. Dat betekent dat als de kosten stijgen, of de volumes dalen, de waterstofnettarieven zullen stijgen. Dat is, zonder additionele maatregelen, onvermijdelijk. Daarmee liggen, zonder aanvullende maatregelen, de risico's van hogere kosten per gebruiker als gevolg van achterblijvende volumes en/of hoger investeringskosten bij de toekomstige gebruiker van het transportnet. Gebruikers van het transportnet die geen alternatief hebben voor waterstof, zullen meer gaan betalen, waardoor hun business case verslechtert. Gebruikers die wel een alternatief hebben, zullen wellicht overstappen. Het gevolg is dat de waterstofmarkt mogelijk niet of minder snel van de grond komt. Dit kan leiden tot een negatieve spiraal van lagere volumes, hogere waterstofnettarieven en weer lagere volumes.

Aanvullend en samenhangend beleid is op nagenoeg alle onderdelen van de keten nodig om knelpunten en onzekerheden aan de productie- en vraagzijde te doorbreken en daarmee substantiële volumes waterstof sneller van de grond te krijgen (zie hoofdstuk 2). Daarnaast is het belangrijk om het maken van kosten en de ontwikkeling van volumes niet teveel uit de pas te laten lopen, bijvoorbeeld door toezeggingen te vragen van gebruikers voordat investeringen daadwerkelijk plaatsvinden (zie paragraaf 3.1). De waterstofnettarieven zijn weliswaar niet de enige factor die de business case van hernieuwbare waterstof bepalen, maar kunnen deze business wel verslechteren (zie paragraaf 3.2). De ACM acht daarom een aanzienlijke stijging van het waterstofnettarief onwenselijk.

Gegeven bepaalde kosten en volumes zijn er enkele aanvullende maatregelen denkbaar om (het risico op) een aanzienlijke stijging van het tarief bij aanvang van de regulering te beperken. Zo biedt de Europese regelgeving mogelijkheden voor een expliciete intertemporele kostentoerekening (paragraaf 4.2.2) en mogelijkheden voor (kruis)subsidiëring (paragraaf 4.2.3). Voor beide maatregelen geldt dat de minister van Klimaat en Groene Groei deze mogelijk moet maken in de Nederlandse wet- en regelgeving en de ACM deze vervolgens zou moeten goedkeuren. Daarnaast zijn er nog enkele maatregelen die de ACM zelfstandig in de tariefregulering kan nemen (paragraaf 4.2.4).

4.2.2 Intertemporele kostentoerekening

In de vroege stadia van marktontwikkeling, wanneer de vraag naar waterstof nog laag is, zijn er weinig gebruikers om de kosten tussen te verdelen. Hierdoor kunnen vroege transportnetgebruikers via traditioneel gereguleerde tarieven (kosten die door huidige transportnetgebruikers worden betaald) te maken krijgen met extreem hoge kosten, waardoor waterstof minder betaalbaar wordt en mogelijk verdere vraag wordt ontmoedigd. Binnen de Europese regelgeving is er daarom ruimte gemaakt voor expliciete "intertemporele kostenallocatie mechanismes". Dit houdt in dat lidstaten op basis van de nieuwe Gasverordening waterstofnetbeheerders kunnen toestaan om het terugverdienen van de kosten van

[88] Overweging 10 Verordening (EU) 2024/1789

waterstoftransportnetten via nettoegangstarieven in de tijd te spreiden, zodat toekomstige gebruikers naar behoren bijdragen aan de initiële kosten van de ontwikkeling van het waterstofnet. [89]

Als de Nederlandse Staat een dergelijk mechanisme wil invoeren, zal de ACM de onderliggende methode en kenmerken ervan moeten goedkeuren.[90] Technisch kan dit op verschillende manieren worden ingericht, maar concreet komt het in alle gevallen neer op een lening van de toekomst naar het heden. Een voorbeeld van hoe dit er uit zou kunnen komen te zien, is het systeem van regulering van het waterstoftransportnetwerk in Duitsland. Zie daarvoor onderstaande tekstbox.

Regulering van het waterstoftransportnetwerk in Duitsland

De situatie in Duitsland verschilt op verschillende punten met de situatie in Nederland. Het waterstoftransportnetwerk in Duitsland wordt door meerdere verschillende systeemnetbeheerders beheerd. In Duitsland is de toezichthouder nu al verantwoordelijk voor het vaststellen van de waterstoftransporttarieven.

Daarbij heeft Duitsland geconcludeerd dat de markt voor waterstof zich nog moet ontwikkelen en dat dat kan leiden tot onwenselijk hoge tarieven in de eerste jaren. Om de marktontwikkeling te faciliteren, vindt de Duitse toezichthouder het noodzakelijk om te hoge netwerktarieven in de eerste jaren te voorkomen. Om tarieven in de beginfase te drukken, wordt gebruik gemaakt van intertemporele kostentoekerening.[91]

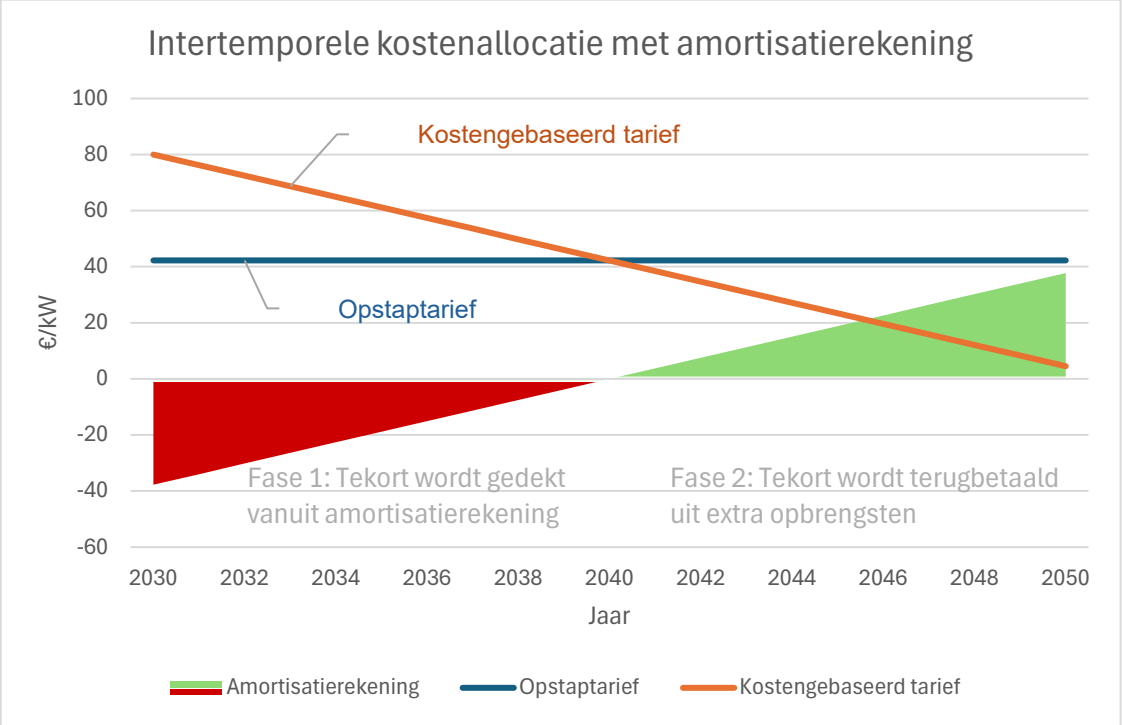
Bij deze intertemporele kostentoerekening wordt een opstaptarief vastgesteld dat op uniforme wijze wordt toegepast op alle entry- en exitpunten van het waterstoftransportnet. Het doel van dit opstaptarief is om de initiële kosten van het transportnet op een later moment te kunnen herfinancieren, terwijl de tarieven gedurende de hele periode zo stabiel en voorspelbaar mogelijk blijven.

De geplande terugverdientijd kan in grofweg twee fasen worden opgesplitst. De theorie is dat in de eerste fase het opstaptarief lager zal zijn dan het kostengebaseerde tarief, waardoor de netbeheerder een tekort aan inkomsten heeft. In de tweede fase, wanneer het gebruik van het transportnet is toegenomen, zal het opstaptarief tot meer inkomsten dan netkosten moeten leiden en daarmee extra opbrengsten genereren. Het initiële tekort aan inkomsten uit de eerste fase wordt op een amortisatierekening geboekt, wat het mogelijk maakt om de transportnetkosten op een later moment (fase 2) terug te verdienen. Zie onderstaande figuur 4 voor een schematische weergave van de werking van deze vorm van intertemporele kostentoerekening.

De terugbetalingsperiode loopt tot en met 31 december 2055. Als de aflossingsrekening op die datum nog steeds een negatief saldo heeft (als de opbrengsten uit fase 2 onvoldoende zijn om de tekorten uit fase 1 te dekken), betaalt de Duitse overheid 76% van het uitstaande negatieve saldo terug en dekken de netbeheerders de resterende 24%.

Als al eerder (vanaf 2038) blijkt dat het waterstoftransportnet in 2055 niet kostendekkend zal zijn, kan de overheid ervoor kiezen om de aflossingsrekening te beëindigen. Als dit gebeurt, lijden de netbeheerders een verlies van 16% wat na 2038 elk jaar met 0,5 procentpunt toeneemt tot 24% in 2055. De resterende kosten komen voor rekening van de Duitse staat. De amortisatierekening wordt gefinancierd met leningen van de Duitse ontwikkelingsbank, de ‘Kreditanstalt für Wiederaufbau’.

[89] Overweging 10 Verordening (EU) 2024/1789.
[90] Artikel 5, lid 3 Verordening (EU) 2024/1789.
[91] Zie besluit van de Bundesnetzagentur met kenmerk GBK-24-01-2# 1 (link)



Figuur 3: Illustratie systeem intertemporele kostenallocatie. *In fase 1 ligt het tarief onder het kostengebaseerde tarief. Het tekort dat ontstaat, wordt in fase 1 gedekt vanuit de amortisatierekening. In fase 2 ligt het tarief boven het kostengebaseerde tarief. In fase 2 wordt het tekort terugbetaald uit de extra opbrengsten.*

Een intertemporele kostentoerekening kan bijdragen aan duidelijkheid en zekerheid over de nettarieven op lange termijn. De mate van verschuiving van kosten over de tijd kan daarbij in theorie zo groot of klein gemaakt worden als wenselijk geacht wordt. Zolang Gasunie/Hynetwork op lange termijn al haar efficiënte kosten kan terugverdienen, kunnen de tarieven daarmee in theorie ook op elk gewenst niveau worden vastgelegd gedurende de totale periode waarop het mechanisme betrekking heeft. Dat kan een nettarief betekenen dat constant is over de gehele periode.

Dit betekent dat - zonder tussentijdse evaluaties en bijstellingen van de nettarieven als de ontwikkeling van de vraag achterblijft - tekorten als gevolg van tegenvallende opbrengsten niet terechtkomen bij de toekomstige gebruikers van het transportnet, maar volledig terechtkomen bij Gasunie/Hynetwork. Dit draagt weliswaar bij aan tariefzekerheid voor toekomstige gebruikers van het transportnet op lange termijn, maar kan zonder aanvullende maatregelen leiden tot financierbaarheidsproblemen en/of onbetaalbaar hoge risicopremies voor Gasunie/Hynetwork. Het is daarom moeilijk voor te stellen dat een dergelijk mechanisme plaats kan vinden zonder dat de Staat (in ieder geval een gedeelte van) deze risico's overneemt, bijvoorbeeld in de vorm van garanties. Het Europees wetgevingskader maakt dit ook mogelijk.[92]

Omdat het mechanisme van intertemporele kostentoerekening, afhankelijk van de invulling, in meer of mindere mate garanties vanuit de staat vergt, is het niet alleen aan de ACM om te bepalen of toepassing hiervan wenselijk is. De ACM heeft echter wel een rol bij de goedkeuring en implementatie van zo'n mechanisme. De ACM is van mening dat een dergelijk mechanisme bij kan dragen aan het op gang brengen van de markt in de opstartfase, waarin de kosten hoog zijn en de vraag nog moet ontwikkelen, en aan een eerlijkere verdeling van de initiële kosten van uitrol van het transportnet tussen huidige en toekomstige gebruikers. Indien de wetgever een dergelijk mechanisme voor intertemporele kostentoerekening mogelijk maakt, zal de ACM hier daarom gebruik van maken in de toekomstige regulering.

[92] Artikel 5, lid 3 Verordening (EU) 2024/1789.

4.2.3 (kruis)subsidiering

Als de overheid de waterstofmarkt op gang wil brengen, kan zij (binnen de grenzen van de staatssteunregels) subsidie verstrekken aan Gasunie/Hynetwork. De overheid kan direct subsidiëren, zoals ze bijvoorbeeld nu reeds in de opstartfase doet. De overheid kan ook indirecter steun bieden bijvoorbeeld door zich garant te stellen, waardoor Gasunie/Hynetwork goedkoper leningen kan aangaan voor investeringen in het waterstofnet, of door een bijdrage te leveren in haar als aandeelhouder van Gasunie/Hynetwork. De wenselijkheid hiervan is een politieke vraag. In het geval van een (indirecte) subsidie zou de ACM lagere tarieven kunnen vaststellen.

Europese wetgeving biedt ook ruimte voor een specifiek type subsidie: een kruissubsidie met gasgebruikers.[93] De staat mag financiële overdrachten tussen afzonderlijke netbeheerders voor waterstof en gas toestaan, mits de ACM heeft vastgesteld dat financiering van het waterstoftransportnet vanuit de tarieven niet haalbaar is. Voor een beperkte periode mag dan een extra heffing bij de gebruikers van de gastransportnetten in rekening worden gebracht, waarmee de waterstoftarieven kunnen worden verlaagd. Normaliter is een dergelijke vorm van kruissubsidie verboden, maar onder de nieuwe Gasverordening[94] kan de staat dit bij waterstof, met goedkeuring van de ACM, invoeren.

Er ligt momenteel geen voorstel voor een dergelijke kruissubsidie in Nederland. Mocht dat voorstel er wel komen dan zal de ACM dat op haar merites beoordelen, rekening houdend met de voorwaarden voor goedkeuring die hiervoor zijn gesteld.[95] De ACM is normaliter geen voorstander van kruissubsidie. Het kostenveroorzakingsprincipe (iedere gebruiker betaalt voor de kosten die het veroorzaakt) is een belangrijk principe dat een efficiënt functionerende markt bevordert en veel draagvlak heeft. Daarnaast zou een dergelijke heffing mogelijk onevenredig zwaar kunnen drukken op kwetsbare consumenten die niet eenvoudig van het gastransportnet af kunnen gaan. Een voorstel voor een kruissubsidie zou rekening moeten houden met deze overwegingen.

4.2.4 Overige reguleringsmaatregelen

De ACM moet alle efficiënte kosten die de netbeheerder maakt in de tarieven verwerken. Ook zonder een expliciete intertemporele kostentoerekening (zie paragraaf 4.2.2) kan de ACM tot op zekere hoogte zelfstandig keuzes maken over hoe deze kosten over de tijd verdeeld worden. Uitgaven in een bepaald jaar worden niet altijd in de tarieven van dat jaar verrekend. Als een groter deel van de kosten verschoven wordt naar een moment in de tijd waarop er meer gebruikers zijn, kan de tariefstijging bij de start van de regulering verkleind worden.

De ACM moet verschillende technische beslissingen nemen over de verdeling van kosten over de tijd.. Binnen de juridische en economische mogelijkheden die de ACM heeft, zal zij waar mogelijk rekening houden met een eerlijke verdeling van kosten over tijd, die de ontwikkeling van de waterstofmarkt op gang helpt. Dit betekent dus dat de ACM ook in afwezigheid van een expliciete intertemporele kostentoerekening in ieder geval een deel van de kosten naar achter zal schuiven.

In de onderstaande paragrafen licht de ACM een aantal van deze technische keuzes toe. [96]

4.2.4.1 Afschrijvingsmethode aanpassen

Een investering in het waterstoftransportnet wordt niet direct volledig vergoed via de tarieven. De kosten worden uitgesmeerd over meerdere jaren via “afschrijvingen”. De ACM kan bepalen hoe deze afschrijvingen precies bepaald worden. Normaliter kiest de ACM ervoor om de afschrijvingstermijn (het aantal jaar waarover de kosten worden uitgesmeerd) te baseren op de technische levensduur van het actief

[93] Artikel 5, lid 4 Verordening (EU) 2024/1789.
[94] Verordening (EU) 2024/1789.
[95] Artikel 5, lid 5 Verordening (EU) 2024/1789.
[96] Dit is een niet limitatieve lijst. Er zijn nog meer aanpassingen denkbaar, zoals het verlengen van de afschrijvingstermijn of het activeren van een deel van de operationele kosten (fixed opex/capex share). De voor- en nadelen hiervan zijn grotendeels vergelijkbaar met de maatregelen die de ACM in deze paragraaf uitwerkt.

waarin wordt geïnvesteerd en dan een “lineair” afschrijvingspatroon te kiezen. Dit betekent dat er elk jaar evenveel wordt afgeschreven. Het lineaire afschrijvingspatroon is niet noodzakelijk. De ACM kan ook een afwijkend afschrijvingspatroon kiezen. Zo kan de ACM ervoor kiezen dat in de eerste jaren minder wordt afgeschreven en in latere jaren meer.

De ACM kan dit doen als zij van mening is dat hiermee het kostenveroorzakingsprincipe beter wordt nageleefd. Dat lijkt op dit moment bij waterstof aannemelijk. Gasunie/Hynetwork maakt voor de aanleg van het waterstoftransportnet nu al kosten ten behoeve van toekomstige netgebruikers. Een dergelijke afweging zou voor de ACM ook niet nieuw zijn.

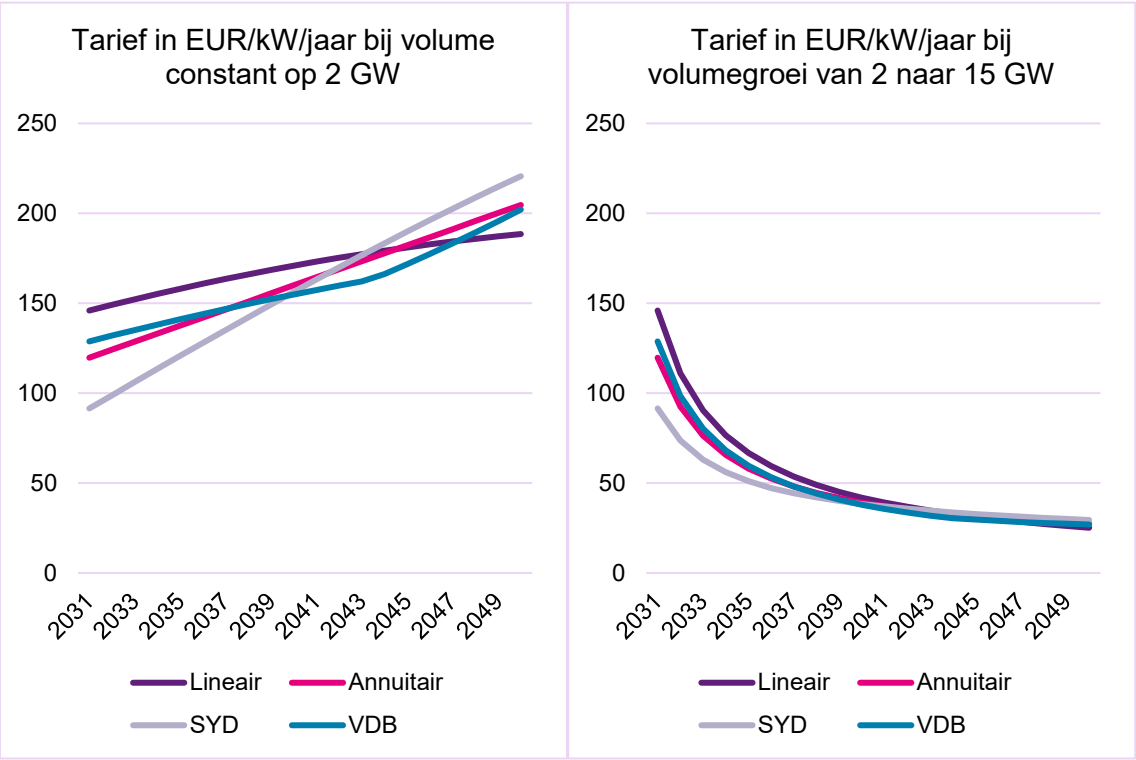
In theorie zijn er talloze manieren te bedenken om afschrijvingen naar achteren te schuiven. Dit naar achter schuiven wordt primair beperkt door de financierbaarheid van de netbeheerder. Indien de ACM teveel kosten naar achteren schuift, krijgt de netbeheerder wellicht te weinig inkomsten om aan haar financiële verplichtingen te voldoen. Dat zou weer tot gevolg kunnen hebben dat de netbeheerder bijvoorbeeld onvoldoende kan investeren. De ACM kan zonder uitgebreid nader onderzoek niet zeggen hoe ver ze kosten naar achteren kan schuiven.

Onderstaande figuur 5 toont, op basis van een aantal zeer vereenvoudigde berekeningen,[97] de mogelijke tariefontwikkeling bij verschillende afschrijvingsmethodes. De gekozen afschrijvingsmethodes moeten hierbij niet gezien worden als voorstellen vanuit de ACM, maar dienen ter illustratie. Om een indicatie te kunnen geven van de impact van bepaalde methodes, heeft de ACM voor deze cijfers bepaalde aannames gedaan voor toekomstige investeringen en volumes en daarbij voor redelijk arbitraire getallen gekozen. Bij een methodebesluit zal de ACM een uitgebreider onderzoek moeten doen naar wat financieel, juridisch en boekhoudkundig mogelijk is. Hierbij is het zeer goed denkbaar dat één of meerdere van deze afschrijvingsmethodes onmogelijk of onwenselijk blijken te zijn of dat nog andere opties op tafel komen.

[97] Deze versimpelde berekening is gebaseerd op dezelfde methode als gebruikt in paragraaf 3.2. Voor deze berekening neemt de ACM aan dat er tussen 2025 en 2030 3,8 miljard euro geïnvesteerd wordt in 6 gelijke jaarlagen van 633 miljoen euro per jaar, elk met een afschrijvingstermijn van 30 jaar. Hierop past de ACM een WACC van 4,04% toe, en schat de ACM in navolging van de minister de operationele kosten op 40 miljoen euro per jaar. De ACM neemt aan dat er tot en met 2030 lineair wordt afgeschreven. Vanaf 2031 berekent de ACM op vier verschillende manieren de afschrijvingen:

1) Lineair afschrijven (elk jaar evenveel afschrijven)
2) Annuïtair afschrijven (zorgen dat de som van vermogenskosten en afschrijvingen over de looptijd van het actief constant blijft)
3) De inverse nemen van de “variable declining balance” methode met een versnellingsfactor van 2. De VDB methode wordt nu ook gebruikt bij de aardgas-tarieven. Normaliter haalt deze methode kosten naar voren, maar in deze berekening neemt de ACM in jaar 1 de afschrijvingen die normaliter toegerekend worden aan jaar 30, in jaar 2 de afschrijvingen van jaar 29, etcetera.
4) De inverse nemen van de “sum of the year digits” methode. Hier nemen we op dezelfde manier de inverse van als bij de VDB methode.

Voor alle jaren na 2030 neemt de ACM arbitrair aan dat Gasunie/Hynetwork 150 miljoen euro per jaar investeert.



Figuur 4: Simpele raming tariefontwikkelingen voor verschillende progressieve afschrijvingsmethoden (lineair, Annuïtair, SYD en VDB) bij verschillende volumes[98]

Uit deze versimpelde raming van de tariefontwikkeling blijkt dat ook andere afschrijvingsmethodes een mogelijke aanzienlijke stijging van het tarief niet kunnen voorkomen als de volumes fors tegenvallen. Bij alle methodes liggen de tarieven bij de start van de regulering significant hoger dan de huidige waterstofnettarieven, zoals vastgesteld in het kader van de subsidiebeschikking voor Gasunie/Hynetwork. Ten tweede blijkt hieruit ook dat afschrijvingen naar achter schuiven een relatief kleinere toekomstige tariefimpact heeft als de volumes later toenemen. Dit is ook logisch: als er in latere jaren meer gebruikers zijn, worden de afschrijvingen over meer gebruikers verdeeld en hebben ze dus een minder grote impact op de kW-prijs. Dit impliceert dat bij meer zekerheid over toekomstige volumegroei het verantwoorder is om meer kosten naar achter te schuiven.

4.2.4.2 Het WACC stelsel aanpassen

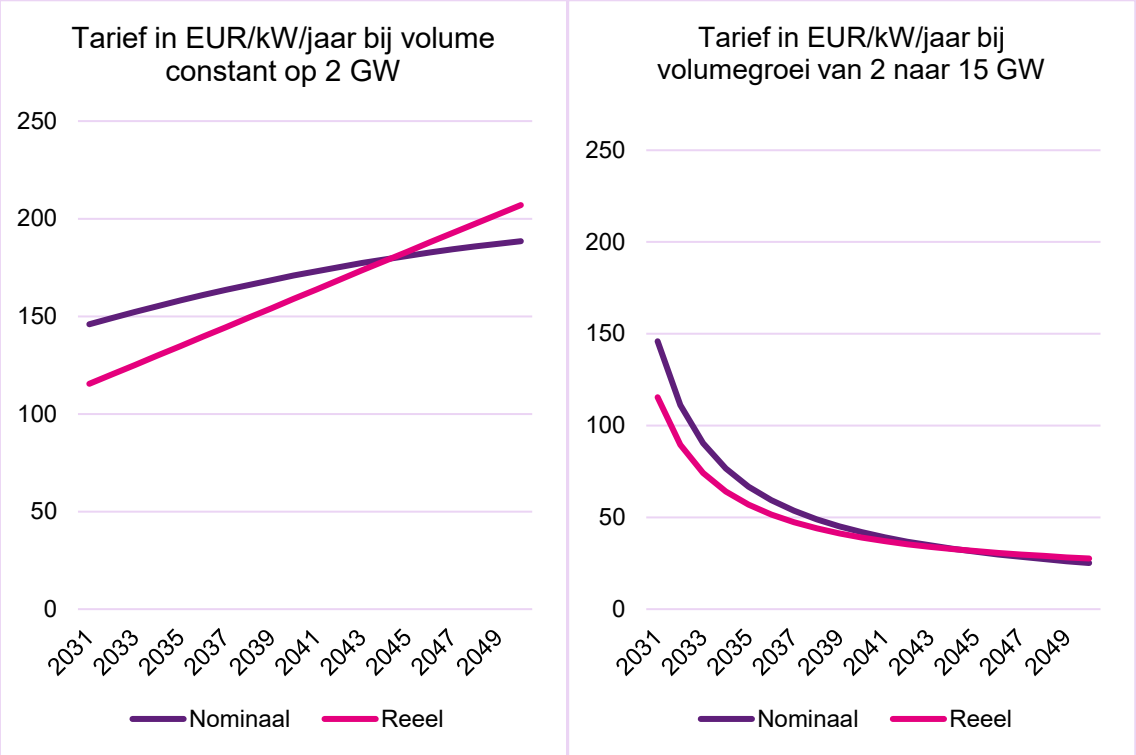
Naast afschrijvingen zijn er ook vermogenskosten. Simpel gezegd zijn dit de kosten die een netbeheerder maakt om voldoende geld te krijgen om te kunnen investeren. Geld lenen kost geld. De kosten hiervan bepaalt de ACM met behulp van de *"Weighted Average Cost of Capital"*, oftewel de WACC. De ACM vermenigvuldigt deze WACC met de totale activawaarde van de netbeheerders.

De WACC bestaat uit verschillende componenten. Impliciet zit er ook een geschatte inflatiecomponent in. De ACM kan op verschillende manieren omgaan met deze inflatiecomponent. De simpelste manier is deze geschatte inflatie in de WACC houden. Dan krijgen netbeheerders direct alle vermogenskosten vergoed. Dit heet een "nominale WACC". De ACM kan ook kiezen om de inflatiecomponent uit de WACC te halen. Dan is er een WACC die geen rekening houdt met inflatie. Dit noemen we een "reële WACC" en deze WACC is dus lager.

Deze kosten voor inflatie moet de ACM wel vergoeden. Bij een reële WACC "activeert" de ACM deze kosten. Praktisch gezien betekent dit dat de inflatiecomponent niet direct, maar later en op een andere

[98] De 5 GW voor 2050 is gebaseerd op een prognose van PBL (2024). De ACM neemt voor de tussenliggende jaren aan dat de volumes lineair stijgen.

manier wordt betaald.[99] De exacte impact van deze keuze hangt af van de hoogte van de hoeveelheid investeringen en de hoogte van de inflatiecomponent in de WACC. Onderstaande grafiek illustreert de impact die een andere keuze in de WACC zou kunnen hebben.[100] De ACM benadrukt dat dit geen voorspellingen zijn, maar slechts een illustratie om een indicatie te kunnen geven van de impact van een keuze voor een nominale of een reële WACC. Ook hier geldt: een lager tarief in 2031 betekent noodzakelijkerwijs een hoger tarief in latere jaren.



Figuur 5: Simpele raming tariefontwikkelingen voor verschillende WACC-stelsels bij verschillende volumes

De conclusies uit deze versimpelde raming van de tariefontwikkeling bij de WACC zijn vergelijkbaar met die voor de verschillende afschrijvingsmethodes en eventuele andere maatregelen die de ACM kan treffen in de regulering. De te hanteren methoden zullen niet genoeg zijn om een aanzienlijke stijging van het tarief bij fors achterblijvende volumes te voorkomen, maar ze kunnen wel een significante impact hebben op de hoogte van de tarieven. De impact op de toekomstige tarieven is een stuk groter als de volumes langdurig achterblijven.

4.2.4.3 Efficiëntietoetsen

De ACM moet de tarieven baseren op de efficiënte kosten (zie paragraaf 4.1). De ACM kan via de regulering Gasunie/Hynetwork stimuleren om efficiënt(er) te werken en daarmee de kosten en dus de tarieven te verlagen. Efficiëntiemaatregelen kunnen de tarieven wel iets verlagen, maar een grote stijging van het tarief, indien de kosten significant stijgen en de volumes achterblijven, kan hiermee niet voorkomen worden.

Bij mogelijke efficiëntiemaatregelen kan bijvoorbeeld gedacht worden aan benchmarks en projectspecifieke doelmatigheidstoetsen, maar ook aan financiële prikkels in de tariefstelling of het stimuleren van interne verbeterprogramma's. Welke maatregel of combinatie van maatregelen ze precies toe zal passen, zal de ACM op een later moment bepalen.

[99] Technisch gezien worden deze kosten dan geactiveerd in de GAW, waarmee de toekomstige afschrijvingen toenemen.
[100] Deze versimpelde berekening is gelijk aan de versimpelde berekening gebruikt voor figuur 4. Zie voetnoot 95 voor de details. Voor deze figuur heeft de ACM gebruik gemaakt van een lineair afschrijvingsstelsel en neemt de ACM aan dat de inflatiecomponent in de WACC 2% bedraagt.

4.3 Nadere keuzes in de tariefstructuren

Er zijn dus verschillende knoppen om aan te draaien die de hoogte van de gemiddelde tarieven kunnen beïnvloeden. Daarbovenop moet de ACM specifieke keuzes maken die bepalen wat individuele marktpartijen zullen betalen. Dit ziet op keuzes ten aanzien van de tariefstructuur. Via de tariefstructuren worden de kosten van de netbeheerder verdeeld onder de gebruikers.

Wat deze keuzes zullen worden en daarmee wie uiteindelijk welk tarief moet betalen om de totale kosten te dekken, zal de ACM op een later moment besluiten. De keuzes voor de kostenverdeling zal de ACM eerst consulteren en daarna vastleggen en publiceren.[101,102] Daarnaast kan de Europese Commissie in de toekomst aanvullende regels opstellen voor tariefstructuren van waterstoftransportnettarieven.[103] Hier zal de ACM rekening mee houden en mogelijk kunnen bepaalde keuzes ook aan de ACM worden opgelegd.[104]

4.3.1 Verdeling van de kosten

Waterstoftransportnetten moeten vanaf 2033 worden opgezet als entry-exitsysteem.[105] Dat betekent dat een netgebruiker die transportcapaciteit contracteert op een entrypunt daarmee het recht verkrijgt een hoeveelheid waterstof per uur het net in te voeden. Een netgebruiker die transportcapaciteit contracteert op een exitpunt, verkrijgt daarmee het recht een hoeveelheid waterstof per uur aan het transportnet te onttrekken. Er kunnen verschillende keuzes gemaakt worden over hoe de kosten over de punten worden verdeeld. De ACM bespreekt deze hierna.

4.3.1.1 Verdeling kosten tussen entry- en exit

De ACM kan verschillende tarieven vaststellen voor invoeding en afname. Bij GTS hanteert de ACM bijvoorbeeld een 40/60 entry/exit split, waarbij invoeders 40% van de totale kosten en afnemers 60% van de totale kosten betalen. Het huidige waterstoftarief gebruikt een 50/50 split. Vanuit het kostenveroorzakingsprincipe ligt een split waarbij zowel invoeders als afnemers een gedeelte betalen voor de hand.

4.3.1.2 Locatieonafhankelijke nettarief

Deze keuze bepaalt of de locatie van een entry- of exitpunt wel of niet tot uitdrukking komt in de tarieven. Bij een afstandsgebonden tarief betaalt de netgebruiker mede op basis van hoe ver de waterstof getransporteerd moet worden. Bijvoorbeeld een exitpunt in de buurt van een elektrolyser (waar waterstof in het transportnet wordt ingevoed) zou een lager tarief kunnen krijgen dan een exitpunt dat verder weg ligt. Deze methodologie is mogelijk goed voor kostenreflectiviteit, omdat afstand meeweegt als kostendrijver. Hiermee kunnen bedrijven gestimuleerd worden om zich op net-efficiënte locaties te vestigen. Het is wel de vraag of de ACM met voldoende nauwkeurigheid de impact van locatie op de kosten kan berekenen. Een alternatief is, net als momenteel bij gas en het huidige waterstoftarief, te kiezen voor een postzegelmethode. Daarbij zijn alle entrytarieven en alle exit-tarieven gelijk. Deze methode kan minder kostenreflectief uitpakken, maar heeft minder inputparameters om rekening mee te houden. Het voordeel hiervan is onder andere meer voorspelbaarheid en reproduceerbaarheid van de tarieven dan bij afstandsgebonden tarieven.

4.3.1.3 Capaciteitstarief of volumecomponent

De ACM kan het tarief vaststellen op basis van de geboekte transportcapaciteit, maar zou ook rekening kunnen houden met de daadwerkelijk stromende volumes. Anders gezegd, moet worden besloten of een partij die capaciteit heeft geboekt om bijvoorbeeld 100 eenheden te transporteren maar slechts 50 eenheden transporteert evenveel betaalt als een partij die bijvoorbeeld 100 eenheden capaciteit heeft

[101] Artikel 78, lid 7 en 8 Richtlijn (EU) 2024/1788.
[102] Bijvoorbeeld voor de tarieven van GTS zijn deze keuzes vastgelegd in de Tarievencode Gas LNB (link).
[103] Artikelen 70, 71 en 72 Verordening (EU) 2024/1789.
[104] Bijvoorbeeld voor de kostenverdeling van gastransporttarieven is een korting voor gasopslagen voorgeschreven.
[105] Artikel 7, lid 6 Verordening (EU) 2024/1789.

geboekt en deze ook volledig gebruikt. Bij gas en het huidige waterstoftarief wordt gebruikt gemaakt van een capaciteitstarief.

4.3.2 Tariefdifferentiatie

Na het verdelen van de toegestane inkomsten over de entry- en exitpunten is het mogelijk om specifieke aanpassingen te doen op de referentieprijs door specifieke partijen korting te geven of door op bepaalde punten geen tarief te hanteren. Dit soort aanpassingen werken in de rest van tariefberekening door. Dit houdt in dat korting voor een bepaalde groep netgebruikers leidt tot hogere tarieven voor andere netgebruikers, omdat deze kosten over deze groep worden gesocialiseerd. Bij het huidige waterstoftarief wordt er geen gebruik gemaakt van dergelijke tariefdifferentiatie.

4.3.2.1 Kortingen voor specifieke types entry- en/of exitpunten

Indien dit maatschappelijk wenselijk is, kunnen bepaalde types entry- en/of exitpunten in specifieke gevallen korting krijgen. Gegeven het non-discriminatieprincipe kan dit alleen als er een specifieke onderbouwing is die deze korting rechtvaardigt. De ACM kan nog niet zeggen of kortingen voor bepaalde types entry- en/of exitpunten wenselijk en gerechtvaardigd zijn. De ACM is over het algemeen terughoudend met het toepassen van kortingen als dit niet op basis van het kostenveroorzakingprincipe verdedigd kan worden. Een korting op entry en/of exitpunten naar waterstofopslagen, net als bij gasopslagen, is niet onwaarschijnlijk.

4.3.2.2 Tarieven op grenspunten

Vanuit het Europese wetgevingskader bestaat de mogelijkheid om geen tarieven op grenspunten in rekening te brengen.[106] Dit voorkomt dat tarieven opstapelen wanneer waterstof meerdere interconnectiepunten passeert.[107] Echter, gebruikers dragen bij aan de kosten van het systeem waar ze gebruik van maken, via de tarieven voor het op- en afgaan van een transportnet. Het hanteren van tarieven op grenspunten is een logisch gevolg van kostenreflectieve tarieven. Als een partij geen entry- of exit-tarief betaalt, draagt ze niet bij aan het dekken van de kosten van het systeem. Voor waterstof kan dit leiden tot hogere tarieven bij de inwerkingtreding van de regulering voor de binnenlandse netgebruikers, zoals elektrolysers en industriële afnemers dan wanneer geen tarieven op grenspunten in rekening zouden worden gebracht. De ACM verwacht vooralsnog wel tarieven op grenspunten te hanteren om de kostenreflectiviteit van de tarieven zoveel als mogelijk te waarborgen.

[106] Artikel 7, lid 8 Verordening (EU) 2024/1789.
[107] Zie bijvoorbeeld Kamerstuk 21501-33 nr. 979 (link)