

Een verkenning van de rol van waterstof in Nederland

De energietransitie zorgt voor een forse verbouwing van de gebouwde omgeving. Dit artikel verkent de rol van waterstof in de energievoorziening van de gebouwde omgeving en andere sectoren. Denk aan de verduurzaming van ruimteverwarming, transport en logistiek en de elektriciteitsvoorziening. Daarbij wordt de rol van waterstof eerst in een breder perspectief geplaatst en vragen belicht als: Waar is waterstof zeker nodig en is er wel genoeg waterstof?

Een goed vertrekpunt voor de inzet van duurzame waterstof is om vast te stellen waar dit eigenlijk niet anders kan en/of waar het besparingspotentieel groot is. Dit eerste is het geval voor de productie van kunstmest, waar waterstof uit aardgas een basisbestanddeel vormt en er dus geen alternatieven voorhanden zijn. Veruit de grootste producent van waterstof (18 TWh per jaar) in Nederland is de kunstmestindustrie [1]. Daarmee is deze sector goed voor ruim 50% van de huidige Nederlandse waterstofvraag (32 TWh) [1]. Het overige deel van de waterstofvraag, die vervangen kan worden door duurzame waterstof, komt hoofdzakelijk voor rekening van de petrochemische industrie, zoals voor ontzwareling van (fossiele) brandstoffen.

Naast kunstmest is ook de staalindustrie een kansrijke kandidaat voor inzet van koolstofvrije geproduceerde waterstof op basis van de DRI techniek met waterstof. Alternatieven technieken zijn wel in ontwikkeling, maar lijken nog minder snel op industriële schaal inzetbaar dan DRI met waterstof [2]. Met de DRI-technologie op waterstof wordt ijzererts omgezet in ruw ijzer met waterstof in plaats van met steenkool. Dat is belangrijk, want het gebruik van steenkool maakt staalproductie zeer CO₂-intensief. Ter vergelijking: bij 1 TWh chemische energie uit aardgas of steenkool komt

respectievelijk 0,21 en 0,35 megaton CO₂ vrij. Er is dus ruim 1,5x keer zoveel CO₂-reductie te behalen in de staalsector in vergelijking met de door aardgas gedreven processen, zoals de kunstmestindustrie. Dus doordat de staalproductieprocessen zo gecentreerd zijn rondom steenkool als energiebron heeft vervanging met waterstofgas extra veel impact.

Gezien de schaal van de staal- en kunstmestindustrie in Nederland vormen dit logische kandidaten voor inzet van koolstofvrije geproduceerde waterstof. Eenzelfde beeld ontstaat ook op wereldwijd niveau: de kunstmest- en staalproductie zijn goed voor respectievelijk 1,2% en 7% van de wereldwijde energievraag. Tezamen goed voor een waterstofvraag van 13.500 TWh per jaar. Om deze waarde in perspectief te plaatsen volgt hierna een vergelijking met de totale jaarlijkse energieproductie van alle zon en wind turbines ter wereld.

Is er genoeg duurzame waterstof?

Het is belangrijk om te beseffen dat 1) de duurzame waterstof (nog) niet ruimschoots voorhanden is, 2) er veel elektriciteit nodig is voor de productie van groene waterstof en 3) de duurzame opwek capaciteit nog fors opgeschaald moet worden om aan de elektrische energievraag te voldoen.

In 2021 groeide het wereldwijd geïnstalleerd vermogen duurzame energie met 260 GW tot 3.100 GW, waarvan 210 GW afkomstig van nieuwe wind en zon capaciteit. Daarmee bedroeg het wereldwijd geïnstalleerd vermogen zon en wind circa 1.650 GW. Met een royaal geschatte capaciteitsfactor van gemiddeld 40% is 1.650 GW goed voor 5.800 TWh aan duurzame elektriciteit of 4.000 TWh aan groene waterstof (gegeven 30% conversieverliezen bij elektrolyse). Kortom, met het huidige wereldwijd opgestelde vermogen aan zon en wind kan slechts 30% van de waterstofvraag (13.500 TWh) voor de staal- en kunstmestindustrie worden voorzien!

Dus dit gegeven vraagt op z'n minst om een zorgvuldige afweging waar waterstof ingezet moet worden. Zet waterstof in op die

plekken waar de CO₂-besparing het grootst is. In Nederland is dat Tata, maar denk bijvoorbeeld ook aan doorvoer van waterstof uit Nederland naar staalindustrie in Duitsland.

Theoretisch gezien dus alle ballen op de staalindustrie. Maar in de praktijk kan ook Tata geen ijzer met handen breken. Tata moet miljarden investeringen doen voor de omslag naar groene staalproductie en mikt op een waterstofvraag van 3 TWh in 2030. Circa 10% van de huidige Nederlandse waterstofvraag. Tegelijkertijd gelden er ook Europese richtlijnen voor adoptie van waterstof in bijvoorbeeld de industrie. 42% van de waterstofvraag in Nederland moet in 2030 afkomstig zijn van waterstof van niet-fossiele bronnen. Dus met enkel de 3 TWh van Tata kan Nederland niet aan haar verplichting voldoen.

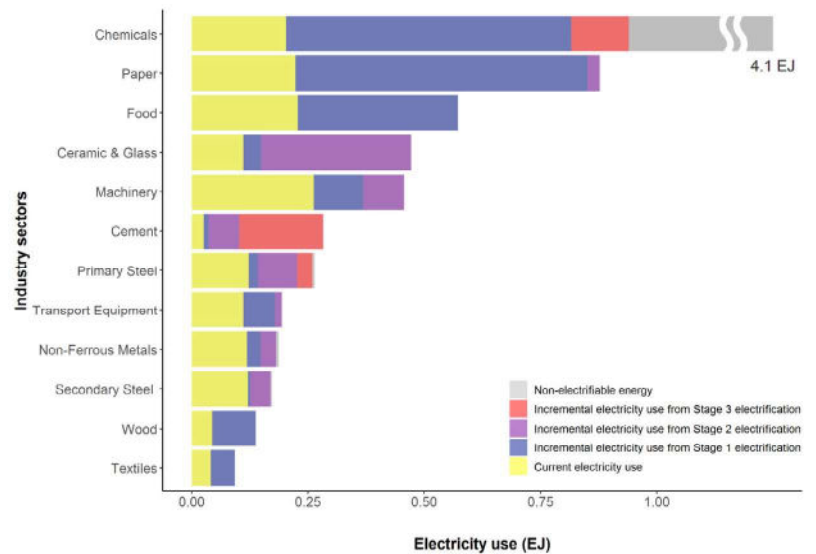
Waterstof in industrie?

Een zekere terughoudendheid bij de inzet van waterstof is dus gepast. Bovendien is waterstof niet de enige optie voor verduurzaming van industrie. Ook elektrificatie is een optie.

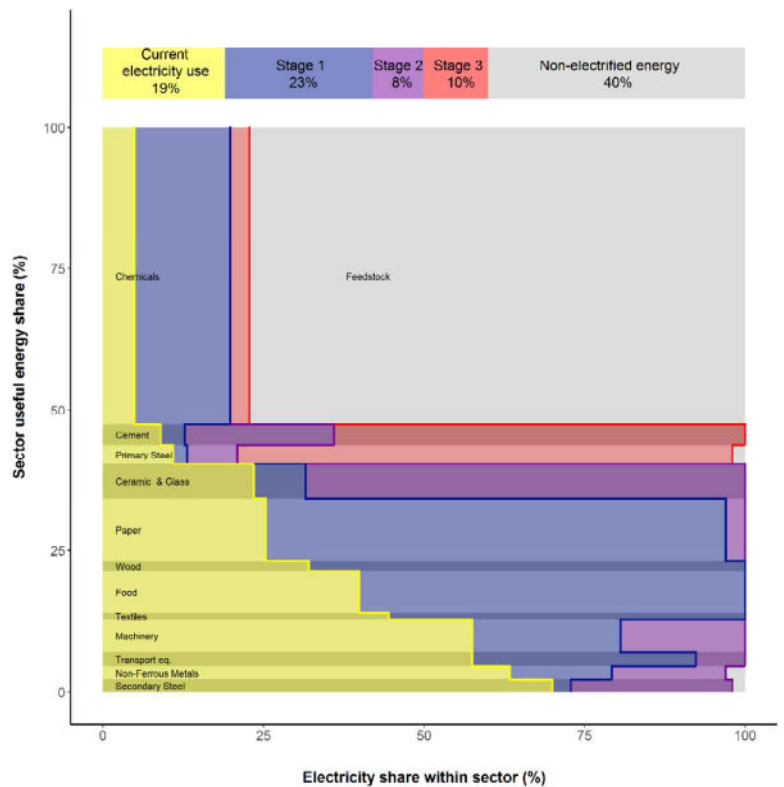
In de industrie is het gangbare beeld dat hogere temperatuur processen niet eenvoudig kunnen elektrificeren en duurzame gassen, zoals waterstof en groengas, nodig blijven. Voor processen boven de 400°C is dit inderdaad meer uitdagend, maar ook hier wordt wel op ingezet. Zo doen Shell en DOW onderzoek of zij (een deel van) hun energie intensieve processen elektrisch kunnen vormgeven, op basis van elektrisch kraken. Verder is voor de 11 grote industriële sectoren in Europa onderzocht in welke mate deze geëlektrificeerd [3] zouden kunnen worden. Daarin is onderscheid gemaakt tussen drie fasen, die aangeven hoe geavanceerd de benodigde elektrificatie is en hoe hoog de benodigde temperaturen zijn.

Voor fase 1 (<400°C) geldt dat, technisch gezien, een aantal sectoren al grotendeels zouden kunnen worden geëlektrificeerd. Dat kan gedeeltelijk op basis van warmtepomp gebaseerde technieken, die zorgen voor een

energiebesparing ten opzichte van waterstof. Uitdagingen zijn echter de hoge investeringskosten van deze technieken, de hogere energiekosten, en de capaciteit van het elektriciteitsnet. De hogere energiekosten spelen bij waterstof ook een rol, dus daar heeft de overheid met name een rol om een of beide opties meer te stimuleren. Uiteindelijk is voor de afweging tussen waterstof of elektriciteit in de industrie een heet hangijzer de capaciteit van het elektriciteitsnet en de snelheid waarmee nieuwe capaciteit beschikbaar komt. Hierover zo meer.



A)



B)

Figuur 1: Mate van elektrificatie dat per fase per type industrie in Europa mogelijk is.[3]

Waterstof in de gebouwde omgeving?

De inzet van waterstof in de gebouwde omgeving is op z'n minst twijfelachtig. Uit een reviewstudie [4] blijkt dat 32 onafhankelijke studies stellen dat waterstof in de gebouwde omgeving geen goed idee is. Een belangrijke reden is dat er een veel zuiniger alternatief voorhanden is om gebouwen te verwarmen: de warmtepomp. Voor nieuwbouw is dit zo klaar als een klontje. De warmteverliezen zijn beperkt door goede isolatie en dus kan een warmtepomp het gebouw prima warm (en koud!) krijgen. Bovendien is door de hoge efficiëntie van de warmtepomp veel minder energie dan nodig dan bij gasketels. Een warmtepomp kan uit 1 kWh stroom circa 3 tot 4 kWh warmte produceren, terwijl een gasketel uit 1 kWh aardgas slechts in 0,9 kWh warmte produceert. Een factor 4 meer energie! Voor de bestaande bouw is de omschakeling naar een warmtepomp door de mate van isolatie niet (direct) mogelijk en/of kostbaar. Omdat waterstof schaars is (en dus kostbaar), maar ook omdat het CO₂ besparingspotentieel bij aardgas lager is dan bij kolen, geldt dat waterstof alleen ingezet zou moeten worden als het echt niet anders kan. Dat betekent: eerst isoleren waar mogelijk en zodra mogelijk: besparen op gas met een hybride warmtepomp. Hooguit de resterende gasvraag zou op termijn met waterstof (maar vooral ook groengas) ingevuld kunnen worden.

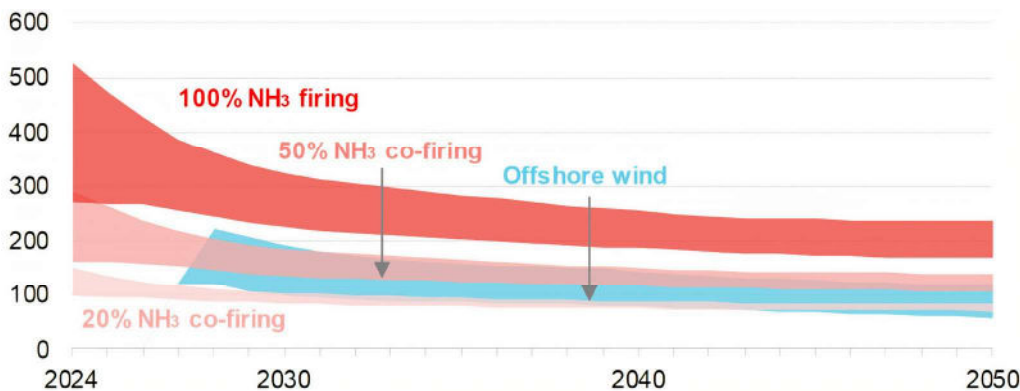
Waterstof in mobiliteit?

Ook in de mobiliteitshoek is waterstof beperkt kansrijk. Het aantal waterstofauto's is op een hand te tellen [5], terwijl de elektrische auto's, busjes en vrachtwagens steeds sneller over de toonbank vliegen. Van de 1.200 subsidieaanvragen die onlangs werden ingediend voor uitstootvrije vrachtwagens [6] waren geen aanvragen gericht op vrachtwagens op waterstof. TNO becijferde in een recent rapport dan ook dat de Total Cost of Ownership (TCO) van een elektrische vrachtwagen [7] in 2030 lager liggen dan die van het waterstofequivalent. Verder ligt het systeemrendement van waterstof aangedreven

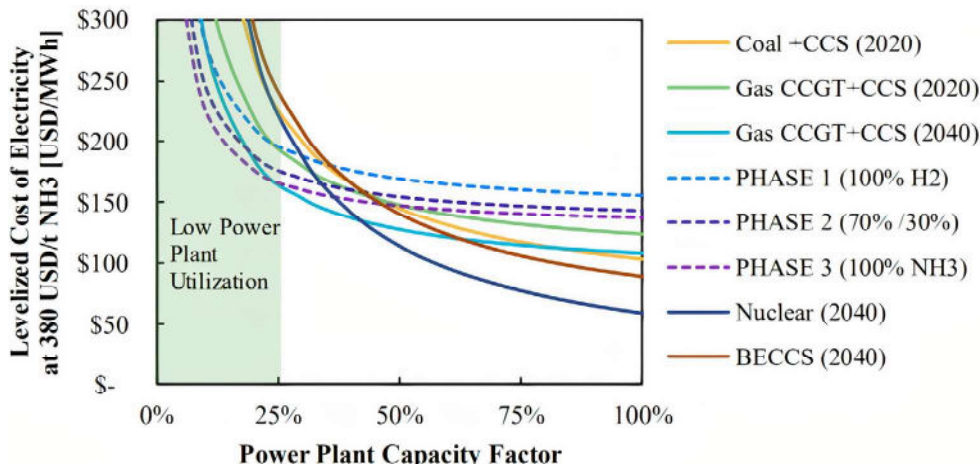
voertuigen een factor twee lager dan dat van elektrische voertuigen. Daarnaast speelt bij waterstof het kip-ei probleem dat er nauwelijks waterstoftankstations zijn. Mede daarom wil het kabinet investeren in waterstoftankstations. Gevraagd naar de reden om op waterstoftankstations in te zetten meldt RVO dat men niet verwacht dat het elektriciteitsnet in staat is om aan de grote vraag van elektrisch laadinfrastructuur te voldoen. En dat is ook gelijk een van de uitdagingen van elektrisch transport. Daarnaast is, vooralsnog, de actieradius van elektrische voertuigen kleiner dan bij waterstof en de laadtijd langer. Maar of deze voordelen opwegen tegen de hogere TCO en lagere systeemrendement valt sterk te betwijfelen.

Kolencentrales op ammoniak?

Kolencentrales op waterstof of ammoniak lijken vanuit kosten oogpunt een minder goed idee. Ammoniak (chemische code: NH₃, dus drie waterstofatomen) is een drager van waterstof en wordt gezien als een kansrijke manier om waterstof te transporteren. Bijvoorbeeld vanuit locaties met veel wind en/of zonpotentie. Eenmaal hier kan ammoniak weer worden omgezet in waterstof, ten koste van 20% van de energie-inhoud. Voor elektriciteitsproductie is het daarom interessanter om ammoniak direct te verstoken. Japan zet hier zwaar op in, vanwege de beperkte offshore windpotentie en inperking van kernenergie. Onlangs fileerde BloombergNEF [8] deze plannen en liet zien dat deze strategie zeer kostbaar is. BloombergNEF vergeleek de elektriciteitskosten (in termen van de LCOE: Levelised Cost Of Electricity) tussen offshore wind en kolencentrales (op ammoniak). Daaruit blijkt dat kolencentrales bij 50 tot 100% bijmenging van ammoniak, en een capaciteitsfactor van 75%, een LCOE hebben van 150-275 dollar per MWh. Oftewel, de resulterende elektriciteitsprijzen zijn daarmee fors hoger dan die van offshore wind. Ammoniak als alternatief voor kolen in kolencentrales is dus duur en op plekken met offshore wind (zoals Nederland) financieel niet aantrekkelijk.



Figuur 2: LCOE van offshore wind en omgebouwde kolencentrales bij verschillende mate van bijmenging van ammoniak als brandstof in plaats van kolen.[8]



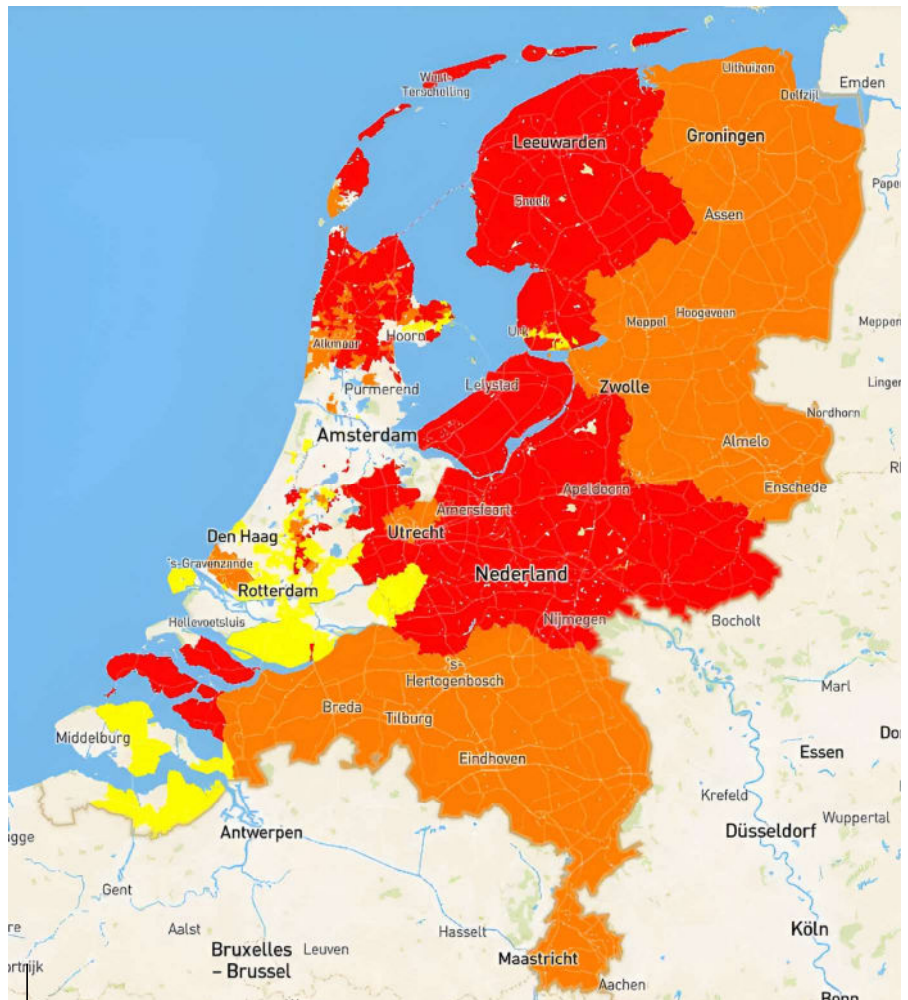
Figuur 3: LCOE van verschillende CO₂-arme/-vrije opties voor elektriciteitsproductie bij verschillende capaciteitsfactoren en een voorspelling van de ammoniakprijs voor 2040.[9]

Waterstof bij gascentrales?

Gascentrales lijken wel een betere match voor waterstof. Hier wordt nu al voorgesteld op het ombouwen van gascentrales die – in combinatie met zoutcavernes en het landelijke waterstofnetwerk – de benodigde systeemflexibiliteit en leveringszekerheid kunnen leveren. Zeker gedurende langere periodes met weinig wind/zon en veel elektriciteitsvraag. Batterijopslag die gebruikelijke tot 4 of 6 uur stroom leveren, is dan ook niet voldoende. Er dus is behoefte aan opslag van waterstof in zoutcavernes vanwege de grote opslagcapaciteit tegen lage opslagkosten. Uit een onderzoek aan de universiteit van Oxford [9] blijkt dat stroomproductie met gasturbines op waterstof of ammoniak op termijn (2040) concurrerend zou kunnen zijn met aardgasgestookte gascentrales in combinatie met CCS. De economische haalbaarheid van gascentrales op waterstof op de lange termijn wordt ook bevestigd in recent onderzoek in opdracht van het ministerie van economische zaken [10].

Elektrische infrastructuur schiet tekort

Als gevolg van de elektrificatie van transport, warmte en industrie krijgen ondernemers steeds vaker geen nieuwe of grotere netaansluiting. Zo kleurt de kaart van netbeheer Nederland over de beschikbare transportcapaciteit op het elektriciteitsnet [11] steeds verder oranje en rood. Afhankelijk van de netsituatie en beschikbare ruimte kan een netverzwaring 5-10 jaar op zich laten wachten. Daar komt bij dat netbeheerders (nog) niet mogen anticiperen op een verwachte groei, maar moeten afgaan op nieuwe aanvragen. Mogelijk gaat dit verschuiven



Figuur 4: De capaciteitskaart laat zien waar in Nederland sprake is van netcongestie voor levering van stroom aan klanten (deze afbeelding) en teruglevering.[11]



Figuur 5: De locatie van het waterstoftransportnetwerk, bron: Gasunie.

door meer progressief te gaan verzwaren. Maar hoe dan ook zal het elektriciteitsnet de komende jaren op allerlei plaatsen (ruimschoots) tekort schieten. Een eerste oplossing is om de ruimte op het net die er nog is beter te benutten, maar ook dit is eindig. Dus ook al zijn de kosten van elektrische vrachtwagens voordelig. Als er niet geladen kan worden zijn waterstof-tankstations wellicht toch nodig.

Waterstoftransportnetwerk in 2028

Voor waterstof geldt het transportschaarste vraagstuk tot op zekere hoogte ook. In 2028 beoogt Gasunie een landelijk waterstoftransportnet op te leveren dat de vijf grote industriële clusters verbindt met zoutcavernes in Groningen. Maar met de komst van dit transportnet is nog niet gelijk voorzien in de distributie van waterstof naar kleinere gebruikers. Zo zullen bijvoorbeeld waterstof-tankstations niet direct aansluiten op dit transportnet. Clusters met voldoende vraag (circa 100 MW) naar waterstof die in de nabijheid van de waterstofbackbone liggen komen na 2030 mogelijk in aanmerking voor een aansluiting. Daarmee biedt de waterstofbackbone, net als het elektriciteitsnet, dus ook niet gelijk soelaas voor het energieschaarste vraagstuk. Wel zouden locaties met waterstof bevoorrad kunnen worden met tube trailers, zoals

benzine nu ook bij tankstations wordt bezorgd. Ook kan met wind of zon lokaal waterstof worden geproduceerd. Al is het de vraag of de elektriciteit uit wind- of zon niet beter direct kan worden ingezet.

Decentrales gascentrales op waterstof?

Vooralsnog lijkt de inzet van (grote) gascentrales op waterstof vooral te worden gezien vanuit de landelijke (langere termijn) behoefte naar leveringszekerheid en flexibiliteit. Echter zouden gascentrales wellicht ook een rol kunnen spelen in het beperken van regionale transportschaarste, waarbij nieuwe decentrale gascentrales het elektriciteitsnet ondersteunen. Toegegeven, ook dit zorgt voor extra stikstof emissies en inefficiëntie (een flexibele gascentrale heeft een rendement van circa 40%). Bovendien is duurzame waterstof de komende jaren nog steeds schaars en is de waterstofhoofdinfrastructuur pas klaar in 2027-2028. Verder kost het bouwen van dergelijke centrales ook tijd en tegen die tijd zijn de elektriciteitsnetten wellicht alweer versterkt. Toch wordt op sommige plekken al wel met (kleine) gascentrales invulling gegeven aan de transportschaarste en noodzaak tot flexibiliteit. Zo draait er op de smart energy hub van Schiphol Trade Park een gasturbine [13] (op aardgas) mee om, ondanks de transportschaarste op het

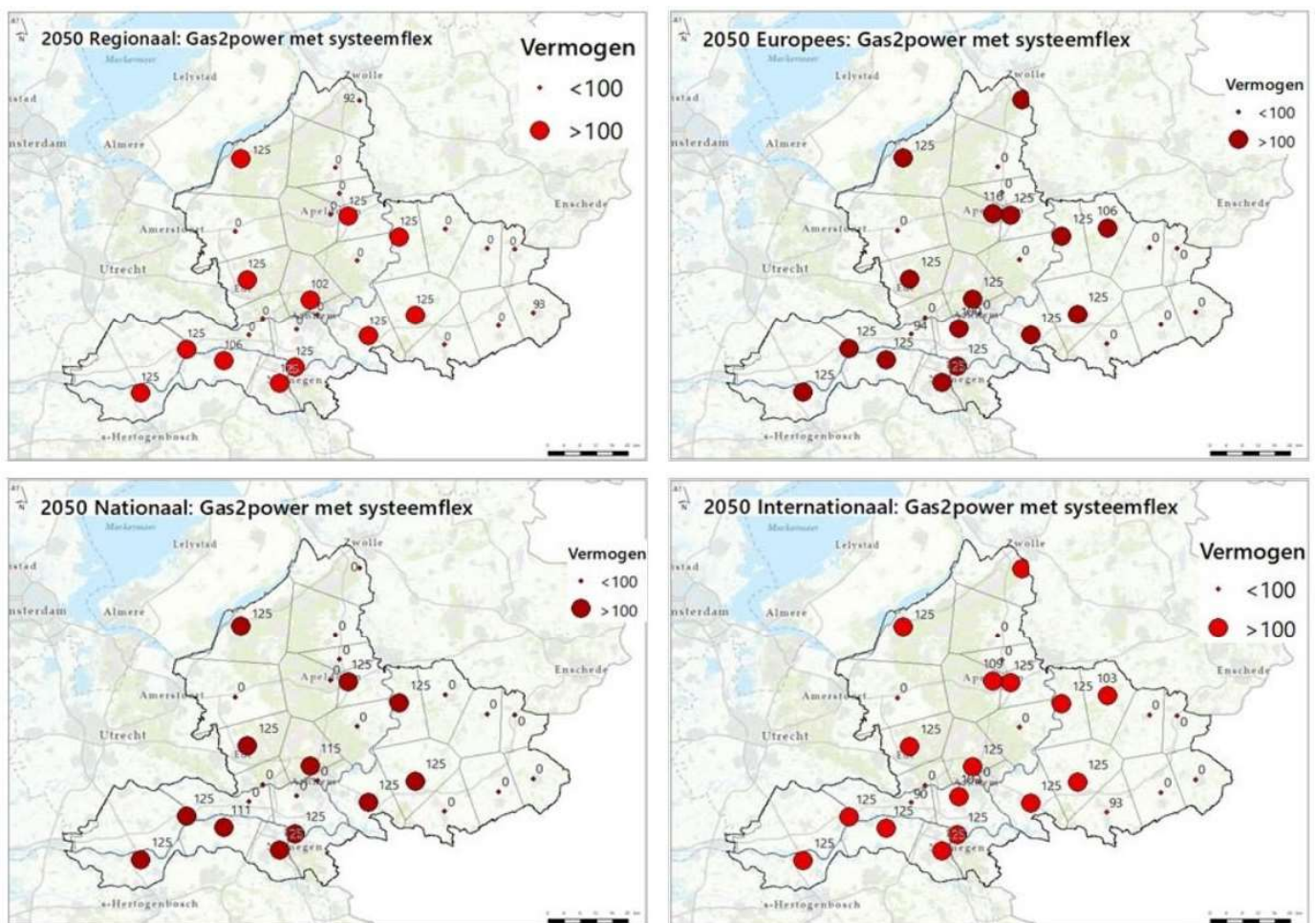
elektriciteitsnet, voldoende stroom te kunnen leveren. En uit de systeemstudie Gelderland [14] bleek een noodzaak voor kleine en grote decentrale gascentrales in elk van de 4 toekomstscenario's voor 2050 op ongeveer dezelfde locaties.

Samenvattend

Al met al is de boodschap rond waterstof als volgt. Duurzame waterstof is schaars en moet dus slim worden benut. Voor de grootste klimaatwinst wordt waterstof in de staalindustrie ingezet, omdat deze industrie draait op steenkool en steenkool vervuilerend is dan aardgas. Ook zal waterstof zeer waarschijnlijk een rol spelen in

een toekomstbestendige elektriciteitsvoorziening door middel van gascentrales op waterstof of ammoniak. Elektrificatie en waterstof concurreren om een plekje in de industrie, enigszins in zwaar transport en in mindere mate voor ruimteverwarming. Door netcongestie loopt de elektrificatie vast en biedt waterstof een inefficiënte (en dure) oplossing die in sommige gevallen broodnodig is.

Dit beeld kan kantelen als waterstof goedkoper wordt. Bijvoorbeeld doordat de prijs van geïmporteerde waterstof uit zonne-energie sterk daalt doordat zonnepanelen steeds goedkoper worden of waterstof uit de aardkost in grote hoeveelheden commercieel gewonnen kan worden.



Figuur 6: De potentiële locaties voor decentrale gascentrales per scenario in 2050, volgens de systeemstudie Gelderland.[14]

Referenties

1. Weeda, D. & Lambou, S. IMPACT 'FIT FOR 55' VOORSTEL VOOR HERZIENING RED OP DE VRAAG NAAR GROENE WATERSTOF IN NEDERLAND, 2022, TNO;
2. Draxler, M. et al, Greensteel for Europe, Technology Assessment and Roadmapping (Deliverable 1.2), 2021
3. S. Madeddu et al, The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat), 2020, IOP Publishing Ltd;
4. Rosenow, J. Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review, 2022, Joule;
5. Horlings, J. Is de toekomst elektrisch?, 2023, tweakers.nl;
6. Kraan, J. 2023, Elektrische vrachtwagen maakt opmars, maar niemand wil rijden op waterstof, 2023, nu.nl;
7. Tol, D. et al, Techno-economic uptake potential of zero emission trucks in Europe, 2023 TNO;
8. Kikuma, I. et al, Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy, 2022, Bloomberg Finance L.P
9. Zac Cesaro et al, Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants, 2021, Elsevier;
10. Hettema, J. et al, CO₂-free flexibility options for the Dutch power system, 2022, Aurora;
11. Netbeheer Nederland, capaciteitskaart netbeheernederland, 2023, Netbeheer Nederland;
12. Ter Haar et al, Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050, 2023, RVO;
13. Spectral, schiphol-trade-park-smart-grid, 2021, Spectral
14. Schure, K. et al, Systeemstudie Gelderland, 2023, Provincie Gelderland.