



Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen

Een routekaart

In opdracht van: Vlaams Energie Agentschap (VEA)

Datum: donderdag 4 oktober 2018

Auteurs:

Isabel François en Adwin Martens (WaterstofNet)

Thomas Winkel en Wouter Vanhoudt (Hinicio)

Samenvatting

Waterstof heeft potentieel een belangrijke rol te spelen in de energietransitie en kan gezien worden als een ‘enabler’.

De Europese doelstellingen op vlak van vermindering van de broeikasgasemissies zijn ambitieus: 40% in 2030 en 80-95% in 2050. Dit vereist een diepe decarbonisering van de energievoorziening en dus een grootschalige overschakeling van fossiele energie naar hernieuwbare energie. Een belangrijk onderdeel van deze transitie is de trend naar elektrificatie van de energievoorziening, zowel op vlak van transport, industrie als warmte.

De mogelijke rol van waterstof in het toekomstige energiesysteem is meervoudig:

- Waterstof kan een belangrijke bijdrage leveren aan het decarboniseren van transport, industrie, hoog- en laagwaardige warmte, m.a.w. sectoren die moeilijk te decarboniseren zijn.
- Een op groene waterstof gebaseerde chemie, gecombineerd met CO₂-captatie, kan delen van de (petro)-chemische waardeketen decarboniseren.
- Waterstof maakt grootschalige, efficiënte integratie van hernieuwbare energie mogelijk
 - Elektrolyse kan overtollige elektriciteit omzetten in waterstof wanneer het aanbod groter is dan de vraag. De flexibiliteit van elektrolyzers laat daarnaast hogere penetratiegraden van hernieuwbare elektriciteitsbronnen toe.
 - Waterstof kan als langdurig, hernieuwbaar en koolstofvrij seizoensopslagmedium fungeren
- Waterstof kan helpen de wereldwijde energieopslag in overeenstemming te brengen met de veranderende energievraag. De hoge energiedichtheid, lange opslagcapaciteit en variabele gebruiksdoelen maken waterstof goed geschikt om te dienen als energiebuffer en als strategische reserve.
- Waterstof biedt de mogelijkheid om energie te distribueren over sectoren en regio's. Transport van waterstof, al dan niet gebonden aan andere moleculen, zal helpen om energie effectief en flexibel (internationaal) te (her)-verdelen: zo kan goedkope zonne-energie of offshore windenergie van elders naar Vlaanderen gebracht worden via waterstof.

Bij de totstandkoming van het Vlaams Klimaat- en energieplan heeft de Vlaamse overheid al inzicht verkregen in de mogelijkheden voor hernieuwbare elektriciteit en warmte, maar is de rol van waterstof nog niet meegenomen. Dit vormt de aanleiding voor deze studie.

Als gevolg van de internationale ontwikkelingen op het gebied van waterstoftechnologie komen ook de mogelijkheden van ‘groene waterstof’ als optie voor de verduurzaming van de energievoorziening meer en meer in beeld. Daar waar wereldwijd vandaag meer dan 90% van alle, voornamelijk in de industrie gebruikte, waterstof afkomstig is van fossiele energiebronnen, wordt in deze studie enkel aandacht besteed aan ‘groene’ waterstof: waterstof geproduceerd op basis van hernieuwbare energie. Omdat hernieuwbare elektriciteitsbronnen (HEB) en elektrolyse een herkenbaar referentiekader zijn, wordt de vraag naar groene waterstof telkens omgerekend naar HEB (in GWh). Hiernaast komt bij enkele zeer specifieke bedrijven waterstof beschikbaar als bijproduct: hoewel beperkt in omvang kan deze waterstof ook bijdragen tot een stukje decarbonisering van de energievoorziening.

Het centrale doel van deze studie is inzicht te geven in de mogelijke rol en het potentieel van **groene** waterstof in het Vlaamse energiesysteem, waarbij de aanpak en de scope van de studie als volgt zijn gedefinieerd:

- **technisch potentieel**
- **economische randvoorwaarden**
- **beleidsmaatregelen**

Aangezien ontwikkelingen rond waterstof vrijwel volledig internationaal bepaald worden, vertrekt deze studie vanuit een analyse van de ontwikkelingen in een aantal omringende EU landen.

Buitenlandse visies zijn op basis van beschikbare Vlaamse gegevens vertaald naar mogelijkheden voor waterstof in Vlaanderen met als referentie jaren 2030 en 2050. Hierbij is onderscheid gemaakt naar de mogelijke bijdrage van waterstof in 4 segmenten: transport, industrie, warmte in de gebouwde omgeving en de opslag van elektriciteit.

Per segment is bepaald wat het “**technisch potentieel**” is, hetgeen in deze studie vertaald is naar bepaling van het segment waarin waterstof als energiedrager een duidelijke toegevoegde waarde heeft ten opzichte van technische alternatieven zoals bijvoorbeeld batterijen.

Vervolgens is geanalyseerd wat de **economische randvoorwaarden** zijn om (delen van) het technisch potentieel te kunnen realiseren en welke **beleidsmaatregelen** hier mogelijk aan kunnen bijdragen. Tijdens de studie zijn twee stakeholder bijeenkomsten georganiseerd om de tussentijdse resultaten terug te koppelen en te bediscussiëren.

Belangrijk is om op te merken dat in deze studie de toekomstige vraag naar waterstof door de verschillende segmenten centraal staat. Er is met andere woorden primair gekeken naar wat de mogelijke toepassingen zijn van waterstof en de omvang van de bijbehorende potentiëlen. Nadat de mogelijke vraag naar waterstof is bepaald, is berekend hoeveel hernieuwbare energie nodig is om deze waterstofvraag te dekken. Vervolgens is het aan de Vlaamse overheid en andere spelers om op basis van het (beperkte) HEB aanbod keuzes te maken waar deze waterstof het beste en meest effectief kan worden ingezet. Hiervoor biedt dit rapport de nodige denkpistes. Belangrijk is hierbij op te merken dat het aanbod van hernieuwbare energie in Vlaanderen sowieso beperkt is, en dat op termijn energie geïmporteerd zal moeten worden onder verschillende vormen, zowel groene elektriciteit als groene waterstof of afgeleide producten.

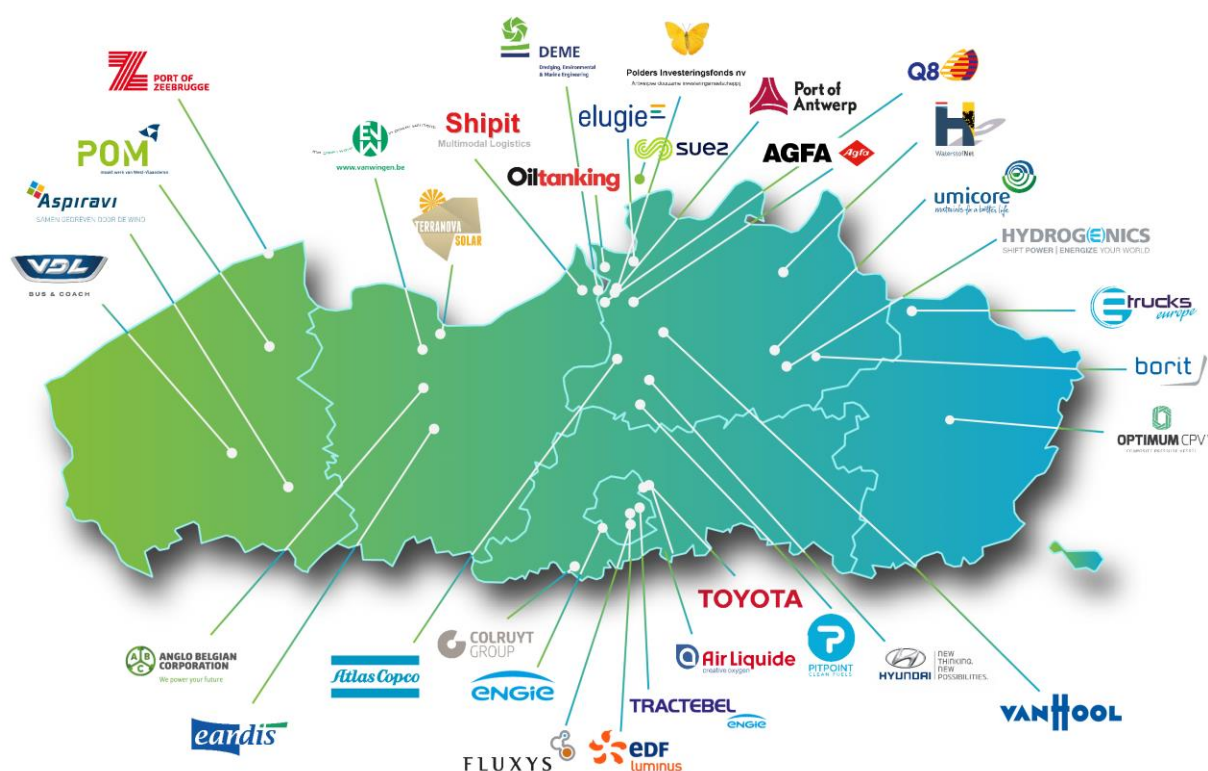
Voor Nederland, Duitsland, Frankrijk, Verenigd Koninkrijk en Zweden zijn de visies rond waterstof geanalyseerd, waarbij per land in kaart gebracht is wat de drijfveren, de kernelementen van de aanpak en de stimuleringsmaatregelen van de overheid zijn die momenteel zijn geïmplementeerd of worden overwogen.

Uit deze analyses blijkt dat deze landen vanuit een zeer verschillende actuele energievoorziening (“aardgas”, “kernenergie”, “offshore wind”,...) allen een belangrijke rol zien voor waterstof in de toekomstige energievoorziening. Gezien de termijn die implementatie van waterstof vereist, kan worden vastgesteld dat in landen met een actief beleid en vooral duidelijke stimulerende

beleidsmaatregelen, waterstof nu al als energiedrager geïntroduceerd wordt. Wat betreft prioriteiten in de sectoren, gaat internationaal de meeste aandacht voor waterstof naar de transportsector omdat daar de vraag naar lagere emissies -vooral in stedelijke gebieden- steeds belangrijker wordt. Toepassing van waterstof in de industrie als vervanging voor grondstoffen van fossiele oorsprong, wordt algemeen beschouwd als een belangrijke stap in een verdere decarbonisatie, maar vereist opschaling en verdere daling van productiekosten van waterstof. Eerste demonstraties zijn in het buitenland reeds aangekondigd in deze sector.

De laatste jaren zijn in Vlaanderen de eerste demonstratieprojecten rond waterstof gerealiseerd, die zich voornamelijk richten op waterstof in transport: tankstations, auto's, heftrucks, bussen, vuilniswagens. De eerste projecten rond vrachtwagens op waterstof zullen in 2018 in Vlaanderen gedemonstreerd worden.

Naast een aantal unieke Vlaamse demonstratieprojecten onderscheidt Vlaanderen zich vooral met de aanwezigheid van een relatief groot aantal belangrijke technologiespelers op vlak van waterstof, eindgebruikers en producenten van hernieuwbare elektriciteit, die gericht samenwerken rond waterstof. De "Power to Gas" cluster, waarin circa 30 bedrijven verenigd zijn, ontwikkelt, gesteund door de Vlaamse overheid, concrete projecten om gezamenlijk kennis op te bouwen om zodoende in vervolgstappen de technologie, technisch-economisch verantwoord te kunnen gaan opschalen. In onderstaande figuur wordt een overzicht gegeven van de betrokken partijen in het Power to Gas cluster.



Vlaams IBN-cluster "Power to Gas"

Het technisch potentieel voor waterstof in deze studie is gedefinieerd als dat gedeelte binnen een bepaalde toepassing waar waterstof een toegevoegde waarde biedt t.o.v. alternatieve (lage emissie) technologieën.

Een voorbeeld van de werkwijze wordt toegelicht voor openbaar vervoer. Zero-emissie openbaar vervoer doelstellingen vertalen zich in een omschakeling naar 'elektrificatie', waarbij gekozen kan worden tussen batterij-elektrische en waterstof-elektrische bussen. Voor stadsbussen, met relatief kleine afstanden en drukke dienstregelingen, zijn batterij-elektrische bussen de oplossing, voor streekbussen met langere afstanden, minder drukke dienstregelingen en meer vereiste flexibiliteit kunnen waterstof-elektrische bussen beter voldoen aan de functionele eisen.

Op deze manier is per sector en per toepassing bepaald op welke plaatsen waterstof een functionele oplossing is voor verduurzaming van de energievoorziening.

Bij het technisch potentieel wordt geen rekening gehouden met de economische haalbaarheid. Indien waterstof op termijn economisch niet competitief wordt, dan zal het technisch potentieel niet gerealiseerd worden. Als waterstof in een betreffend segment competitief wordt, dan kan het technisch potentieel gerealiseerd worden. Natuurlijk kunnen toekomstige technologie-ontwikkelingen het technisch potentieel doen wijzigen. Het is daarom essentieel om internationale ontwikkelingen op te volgen om zodoende het technisch potentieel van waterstof te opzichte van andere oplossingen te kunnen blijven bepalen.

Het technisch potentieel wordt uitgedrukt in relevante eenheden: de waterstofbehoefte (kton) en de daarmee corresponderende behoefte aan hernieuwbare elektriciteit (GWh).

Het technische potentieel voor waterstof in de transportsector is aanzienlijk en gelijk aan 466 kton waterstof in 2050. In deze sector kan waterstof in een aantal specifieke toepassingen een meerwaarde leveren ten opzichte van andere oplossingen zoals batterij-technologie, voornamelijk door de flexibiliteit en de opslagmogelijkheden die waterstof kan leveren (actieradius, snelheid van tanken, opslagcapaciteit).

Het technisch potentieel van waterstof in 2050 voor transport bedraagt:

- | | |
|--------------------|---|
| • Personenauto's | 1 miljoen auto's met +30.000 km per jaar |
| • Openbaar vervoer | 900 streekbussen met +90.000 km/jaar |
| • Vrachtwagens | 12.500 bakwagens met meer dan 18 ton en +40.000 km/jaar |
| • Vuilniswagens | 850 vuilniswagens |
| • Trekker/oplegger | 20.000 trekkers met meer dan 18 ton en +100.000 km/jaar |
| • Binnenvaart | 50% van de vloot |
| • Spoor | 50% van bestaande dieseltreinen |

In onderstaande tabel is per toepassing voor elke sector het technisch potentieel gekarakteriseerd en uitgedrukt in vereiste behoefte aan waterstof (kton) en de daarmee corresponderende vraag naar hernieuwbare elektriciteit (GWh), zowel voor 2030 als voor 2050.

	# VL 2015	# op H2 in 2030	kton H2 in 2030	GWh in 2030	# op H2 in 2050	kton H2 in 2050	GWh In 2050
Auto's	3.300.000	30.000	8,1	486	1.000.000	210	12600
Bussen	3.000	300	2,4	146	900	5,7	340
Bakwagens	61.000	1250	6,0	360	12500	48	2880
Vuilniswagens	1150	100	0,2	12	850	1,7	102
Trekker/oplegger	31000	1250	15,0	900	20.000	181	10484
Dieseltreinen		1 trein	0,1	7	50%	1,7	99
Boten		50	2	120	500	11	660
TOTAAL			34	2.031		459	27.165

Tabel 0-1: Overzicht van potentiële aantallen voertuigen op groene H2 in 2030-2050, met daaruit berekend de vraag naar H2 en de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water).

Waterstof kan bijdragen tot de decarbonisatie van de industrie.

Er wordt in Vlaanderen jaarlijks circa 207 kton waterstof geproduceerd uit aardgas en deze waterstof wordt in een aantal industriële sectoren gebruikt ((petro)-chemie, voeding, staal, elektronica,...). Vanuit technisch oogpunt, kan deze 'grijze' waterstof theoretisch volledig worden vervangen door groene waterstof. Het benodigde volume zal wellicht niet significant veranderen in de toekomst.

Daarnaast kan er in de toekomst nog een bijkomende vraag uit de industrie gaan ontstaan voor groene waterstof. Hiervoor zijn de technische potentiëlen als volgt ingeschat:

- Warmte (laag- en hoogwaardig): aandeel groene waterstof tot 10%
- Staalindustrie: gedeeltelijke vervanging van cokes in hoogovenproces door groen waterstof tot 10%
- Chemische industrie- nieuwe chemische processen/synthetische brandstoffen: we schatten in dat een 30% van de chemische basisproducten en synthetische brandstoffen kan omgezet worden naar een hernieuwbare productie via synthese van groene waterstof en gerecycleerde CO₂ (CCU: Carbon Capture and Utilisation).

Hoewel de rol van groene waterstof in de decarbonisatie van de chemische industrie bijzonder cruciaal kan zijn, konden voor Vlaanderen hiervoor geen berekeningen uitgevoerd worden, aangezien vanuit de chemische industrie geen (volume) gegevens verstrekt konden worden.

Als voorbeeld hebben we de volledige methanolconsumptie in de Antwerpse haven (nu 300 kton/jaar) in 2050 omgezet naar een proces gebaseerd op groene waterstof; alle andere chemische basiscomponenten of synthetische brandstoffen die volgens hetzelfde proces kunnen gemaakt hebben we niet in beschouwing genomen.

De gepresenteerde behoefte aan groene waterstof van 61,3 kton (2030) tot 481 kton (2050) is daarom onderschat.

Onderstaande tabel toont het technisch potentieel voor groene waterstof in de industrie.

	Fossiel	% groen H2 in 2030	kton H2 in 2030	GWh in 2030	% groen H2 in 2050	kton H2 in 2050	GWh in 2050
Vervanging	207 kton H2	10%	20	1200	100%	207	12420
Warmte	250 PJ	2%	40	2400	10%	198	11880
Methanol	300 kton	3%	1,3	78	100%	44	2640
Andere prod. /synthetische brandstoffen	? **	?	?	?	?	?	?
Staalproductie	5 Mton staal	0%	-	-	10%	31,8	1908
TOTAAL			61,3	3678		481	28.848

Tabel 0-2: Overzicht van potentiële omzetting van industriële processen naar groen op H2 in 2030-2050, met daaruit berekend de vraag naar H2 en de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water).

** : geen cijfers door de sector beschikbaar gesteld; als voorbeeld is de volledige methanolconsumptie naar een proces op basis groene waterstof omgezet.

Waterstof geproduceerd uit hernieuwbare bronnen is één van de paden waarlangs de warmtevraag in de gebouwde omgeving kan worden verduurzaamd. Waterstof kan in de toekomst ten dele aardgas gaan vervangen. In deze studie zijn de technische potentiëlen voor waterstofbijmenging in het aardgasnetwerk in kaart gebracht.

Voor de bijmenging tot 2% - het bijmengpercentage waarover internationaal gezien consensus bestaat- levert dit voor 2030 een technisch potentieel van 13 kton groene waterstof op, terwijl het technisch potentieel in 2050 daalt tot 7 kton groene waterstof: de reden van de daling van het technisch potentieel is dat de warmtevraag via aardgas in 2050 aanzienlijk kleiner zal zijn dan 2030, voornamelijk door energie-efficiëntie maatregelen en elektrificatie van de verwarming.

Voor bijmenging tot 20% - hetgeen volgens een aantal industriële studies technisch mogelijk is - is het potentieel veel groter. Echter voor concentraties groter dan 2% moeten de risico's geval per geval bestudeerd worden met inachtneming van specifieke lokale netcondities en daarom nemen we die volumes niet mee in de uiteindelijke potentieelberekening.

Naast waterstofbijmenging is er de optie om uit de combinatie van waterstof en CO₂, methaan te maken met vergelijkbare chemische eigenschappen als aardgas.

Een derde en laatste pad is het volledig ombouwen van het bestaande aardgasnetwerk en de toepassingen bij de gebruikers volledig op waterstof te laten draaien. Dit kan interessant zijn om lokaal en in bepaalde gebieden, warmte uit waterstof te produceren en te gebruiken. Voor deze laatste twee opties zijn de potentiëlen, technisch onbegrensd.

Waterstof als buffer voor groene elektriciteitsvoorziening zal pas noodzakelijk zijn boven een 50% aandeel hernieuwbaar.

In Vlaanderen/België is de inzet van groene elektriciteit nog zo beperkt, dat energie-opslag nog geen noodzakelijkheid is: er worden door de beheerder van het hoogspanningsnet geen problemen voorzien tot implementatie van 40 – 50% groene elektriciteit. Om toenemende inzet van groene

elektriciteit mogelijk te maken, wordt in eerste instantie de elektrische interconnectie met het buitenland versterkt en wordt er backup-vermogen voorzien uit gasturbines. In een later stadium zouden die gasturbines, die initieel voorzien zijn om op aardgas te werken, mogelijk op waterstof kunnen gaan werken. Duidelijke cijfers voor de toekomstige behoefte aan opslag in Vlaanderen/België zijn nog niet beschikbaar.

Het totale technische potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen wordt geschat op ongeveer 954 kton in 2050.

De onderstaande tabel toont de technische potentiëlen voor de 3 onderzochte vraagsectoren: transport, industrie en voor warmte in gebouwen alsmede de totalen.

	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie 2030	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie	Vermeden CO ₂ t.o.v. referentie- technologie (kton)
	2030			2050			
Transport	34	2,0	1,0	459	27,2	13,6	8700
Industrie *	61,3	3,7	1,9	481	28,8	14,5	43420
Warmte **	13	0,8	0,4	7	0,4	0,2	150
Totaal	108,3	6,5	3,3	947	56,4	28,3	13270

Tabel 0-3: Technisch potentieel van groene waterstof in de drie onderzochte vraagsectoren, met daaruit berekend de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water), een inschatting van de benodigde geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie (uitgaande van 2000h equivalente vollasturen) en de vermeden CO₂ uitstoot bij implementatie van het technisch potentieel.

* onvolledige inschatting voor potentieel chemie/synthetische brandstoffen

** o.b.v. 2% waterstofbijmenging (volume) in het bestaande aardgasnetwerk

Voor deze studie is vanuit deze vraag bepaald, wat de benodigde hoeveelheden aan hernieuwbare energie zouden moeten zijn om deze vraag te dekken: van 6,5 TWh in 2030, tot 57 TWh in 2050. Ter vergelijking: de voorspelde productie aan hernieuwbare energie in België zal volgens het federaal plan bureau 28 TWh in 2030 en 43 TWh in 2050 bedragen.

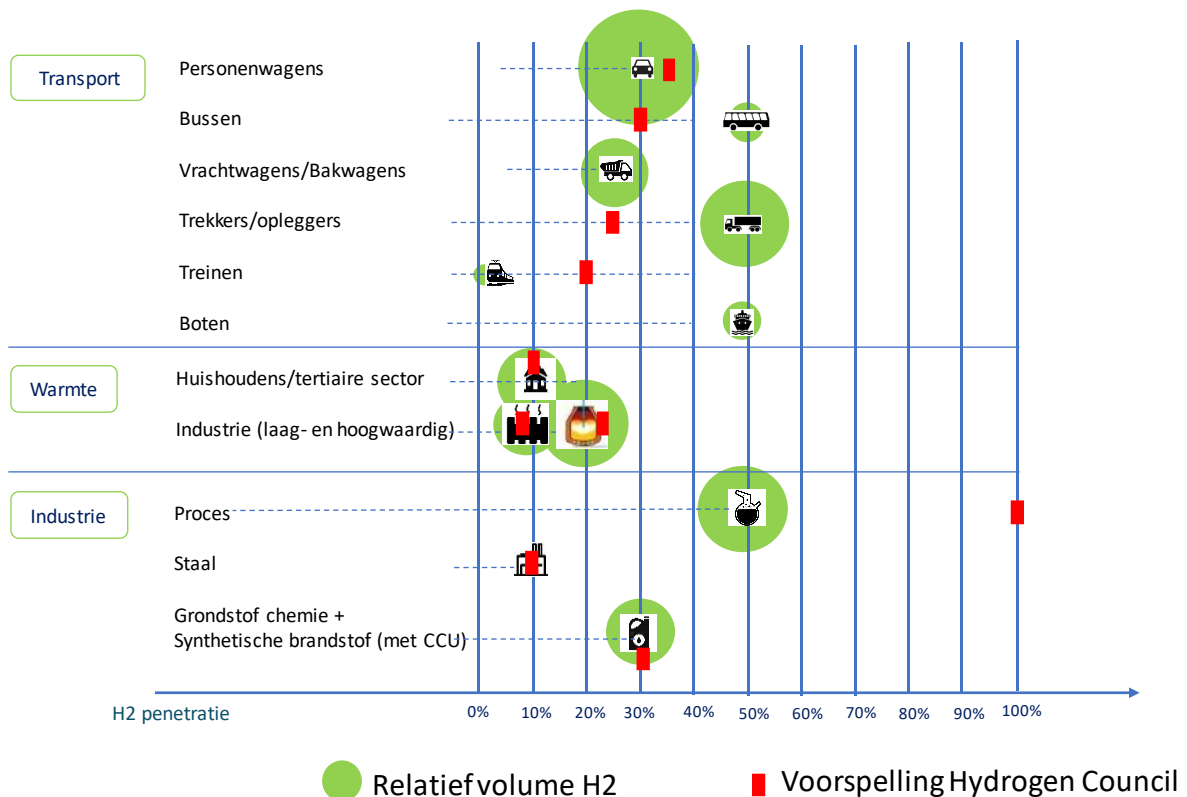
De berekeningen in deze studie tonen aan dat de behoefte aan groene waterstof de in Vlaanderen beschikbare groene elektriciteit op termijn zullen overstijgen. Dit betekent dat Vlaanderen op termijn om een volledig groene energievoorziening te kunnen realiseren waarschijnlijk ook groene elektriciteit extern zal moeten aantrekken. Naast wind- en zonne-energie zal ook vooral offshore groene elektriciteit een belangrijke bron zijn. In deze studie wordt voor 2050 een equivalent windturbinevermogen van 28 GW gevraagd voor de productie van groene waterstof. Installatie van 28 GW aan windturbine vermogen op zee zal in de orde van 2800 km² zee-oppervlakte vereisen: 2800 km² komt ongeveer overeen met de oppervlakte van de provincie Antwerpen, 2800 km² is ongeveer 75% van de Belgische territoriale wateren in de Noordzee en 2800 km² is minder dan 0,5% van de totale oppervlakte van de Noordzee.

Een indicatie van de te installeren *capaciteit* aan hernieuwbare energie die nodig is om de benodigde energiehoeveelheden te genereren, is berekend met als aanname dat er gemiddeld 2000h vollasturen worden gehaald¹ met een combinatie van wind en zon.

Ter illustratie is voor de technische potentiëlen uitgerekend hoeveel CO₂-uitstoot hiermee kan worden vermeden. Dit komt overeen met ongeveer 13.270 kiloton CO₂, oftewel 28% van de huidige CO₂-uitstoot in Vlaanderen (46.645 kton CO₂).

In onderstaande figuur staan de uitgerekende technische potentiëlen voor waterstof in de verschillende sectoren weergegeven, met het verwachte percentage penetratie van waterstof in de verschillende applicaties. De grootte van de groene cirkels geeft een indicatie voor het absolute volume waterstof in deze applicaties.

Rol van waterstof in 2050 Vlaanderen



Figuur 0.1: Overzicht van technische potentiëlen van groene waterstof in de verschillende sectoren, uitgedrukt in % penetratie in de betreffende applicaties. De grootte van de cirkels geeft het absolute volume H₂ weer dat overeenkomt met het berekende potentieel (Hydrogen Council geeft 1 cijfer van 35% voor heavy duty transport, terwijl dat in deze studie wordt verdeeld in bakwagens/vuilniswagens en trekker-opleggers).

¹ Voor zonne-energie gelden gemiddeld 1000h vollasturen, voor onshore wind 2200h en voor offshore wind 3300h.

De technische potentiëlen vormen de bovengrens van de potentiële toekomstige vraag naar groene waterstof. De mate waarin deze potentiëlen ook daadwerkelijk worden bereikt, hangt voor een groot deel af van kostprijsontwikkelingen en van het (wereldwijde) toekomstige aanbod van groene waterstof. In deze studie zijn voor de drie vraagsectoren de economische randvoorwaarden in kaart gebracht die de kostprijzen bepalen en mogelijke hefbomen vormen.

Cruciaal voor de toepassing van waterstof zijn enerzijds de investeringskosten van de waterstoftechnologie (elektrolyseurs, compressoren, opslagvaten en brandstofcellen) en anderzijds de kostprijs van de waterstof uit hernieuwbare bronnen.

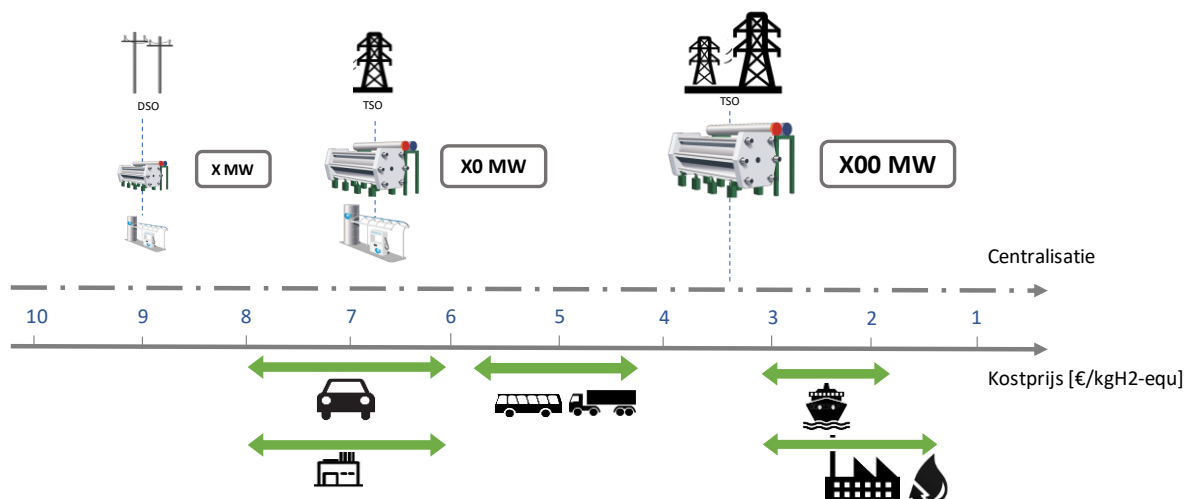
De investeringskosten voor waterstoftechnologie zijn dalende, maar zijn nog steeds aanzienlijk hoger dan conventionele oplossingen en de prijzen worden internationaal bepaald.

Voor wat betreft de kosten voor groene waterstof wordt opgemerkt dat deze kosten gedeeltelijk bepaald worden door de vereiste waterstoftechnologie (elektrolyseurs,...), maar vooral door de elektriciteitskosten, waarbij ook nog onderscheid gemaakt moet worden tussen de productiekosten van elektriciteit en de geldende heffingen op elektriciteit (voor transport, distributie,...).

De economische randvoorwaarden zijn specifiek voor elke sector, maar algemeen kan gesteld worden dat in de transportsector de groene waterstof de hoogste economische waarde heeft: bovendien zetten een aantal belangrijk industriële spelers in op deze ontwikkelingen, zodat met name in deze sector, de kostprijzen naar verwachting zullen dalen.

Indicatief geeft de onderstaande figuur aan dat in de verschillende toepassingsgebieden verschillende waterstof-kostprijzen gerealiseerd zullen moeten worden om competitief te kunnen zijn met de alternatieve technologieën.

Uit de figuur blijkt dat voor wegtransport een significant hogere prijs van waterstof aanvaardbaar is voor de eindgebruiker dan voor de grootschalige industrie of voor verwarming. Ook voor de scheepvaart is een lagere kostprijs noodzakelijk. Voor wegtransport is de prijs aan de pomp momenteel 10 euro per kg, maar om competitief te zijn met benzine/diesel moet eerder gestreefd worden naar prijzen van 6 – 8 euro per kg. Om competitief te zijn voor vrachtwagens en bussen moet de waterstofprijs verder dalen tot 4 – 6 euro per kg en om concurrentieel te zijn voor industriële toepassingen bij bedrijven, dient groene waterstof uit te komen op prijzen tussen 2 – 4 euro/kg. Ook de voertuigen moeten natuurlijk in aanschafwaarde competitief zijn, maar verwacht wordt dat zowel de functionaliteit van de voertuigen op waterstof als de prijs van de voertuigen vergelijkbaar zal zijn met de huidige voertuigen op fossiele brandstoffen.



Figuur 0.2: Prijsniveau voor waterstof dat nodig is om competitief te kunnen zijn met huidige technologie, voor verschillende toepassingen: auto's, bussen, vrachtvervoer, boten, kleinschalige industrie, grootschalige industrie en verwarming

Groene waterstof heeft de potentie om een faciliterende rol te spelen in de verduurzaming van de Vlaamse energiehuishouding en bij te dragen aan de decarbonisatie van transport, de industrie en warmte in de gebouwde omgeving. Dit vormt een belangrijke drijfveer om de rol van waterstof in Vlaanderen en de bijdrage aan de energie – en klimaatdoelstellingen verder en blijvend te onderzoeken.

Het is duidelijk dat het aanbod van groene waterstof bepalend zal zijn voor de uiteindelijke bijdrage die waterstof kan leveren aan de decarbonisatie van de Vlaamse economie. Het Vlaamse aanbod van hernieuwbare elektriciteit zal in de toekomst ten opzichte van vandaag fors moeten toenemen, maar zal volgens de huidige projecties verre van toereikend zijn om de volledige potentiële vraag te dekken. Internationale ontwikkelingen zullen bepalen in hoeverre groene waterstof tegen acceptabele prijzen kan worden geïmporteerd. Momenteel is dit nog zeer onzeker.

Omdat het aanbod beperkt is, is het belangrijk om toekomstige beleidskeuzes met betrekking tot waterstof te prioriteren in functie van de bijdrage aan de klimaat – en energiedoelstellingen en aan de leveringszekerheid: het is hierbij belangrijk om de rol van waterstof te beschouwen vanuit energiesysteem perspectief.

Daarnaast vormen economische overwegingen een rol in deze prioritering. In transport heeft waterstof een hogere economische afzetwaarde. Het ligt dus vanuit economisch perspectief voor de hand om het eerst daarin te gaan zetten. De verwachting is dat de kostprijs voor waterstof als transportbrandstof over enkele jaren kan gaan concurreren met diesel. Er is dus sprake van een directe interactie tussen deze opties en sectoren en het beleid dient hiermee rekening te houden.

Om prioriteiten te stellen met betrekking tot implementatie van waterstof in de verschillende sectoren, zijn een aantal criteria bepaald waarop het belang van waterstof per sector gescoord kan worden, i.e.

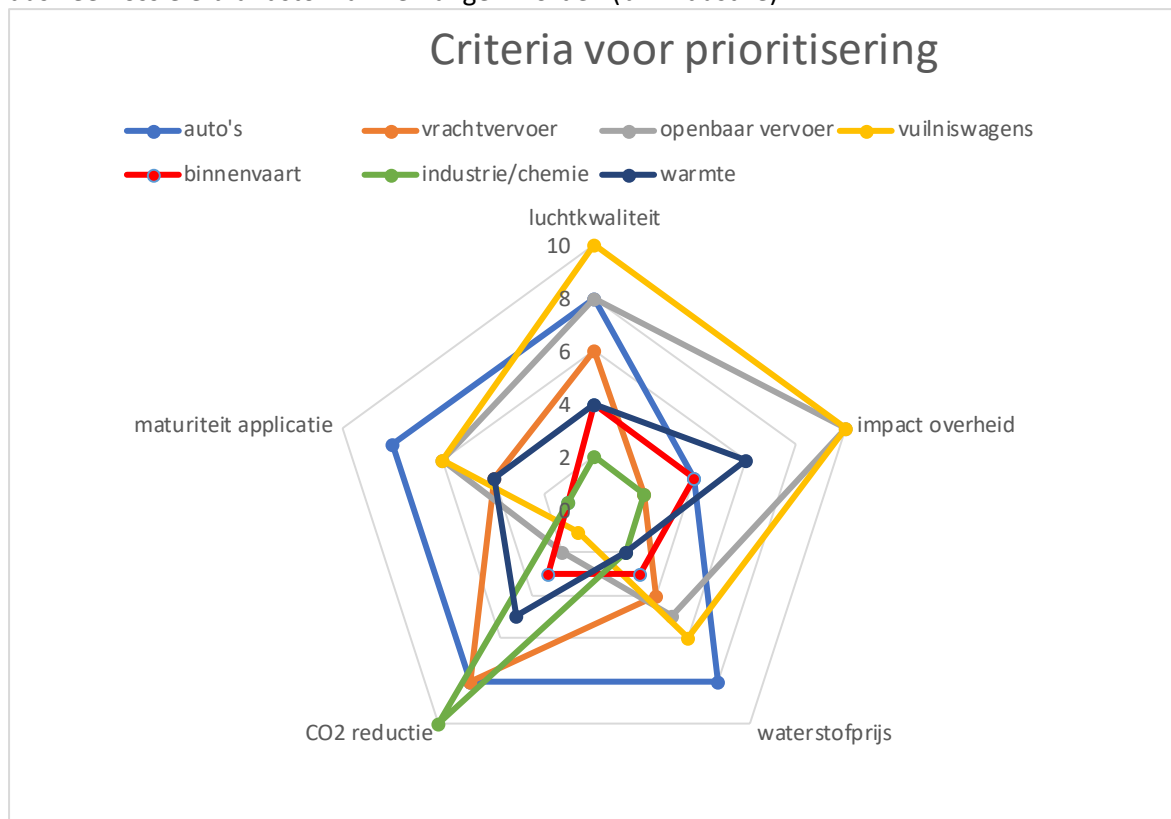
- het effect op CO₂ reductie per sector, bij realisatie van het technisch potentieel
- impact van de overheid: hoeveel invloed heeft de overheid op implementatie van waterstof in de sector
- waterstofprijs: hoe hoog kan de waterstofprijs zijn in een bepaalde applicatie om toch competitief te kunnen zijn met het (fossiele) alternatief
- luchtkwaliteit: wat is de invloed op lokale emissies bij implementatie
- de technische maturiteit van de applicatie

In onderstaand spin-diagram, zijn de verschillende toepassingen voor waterstof gescoord (1-10) volgens bovenstaande criteria.

Zo scoren applicaties als auto's en vuilniswagens hoog qua invloed op luchtkwaliteit (vermijden van fijn stof en NOX), terwijl dat voor de toepassing in de industrie veel minder is (vervanging van aardgas dat ook al een relatief schone brandstof is).

Wat betreft impact van de overheid, scoren toepassingen als openbaar vervoer en vuilniswagens heel hoog.

De reductie van CO₂ scoort hoog in de sectoren waarin een hoog volume H₂ kan weggezet worden en dus veel fossiele brandstof kan vervangen worden (bv. industrie).



Figuur 0.3: Spindiagram waterstof toepassingen

De richting en de snelheid van ontwikkelingen zullen grotendeels op Europees en internationaal niveau bepaald gaan worden. Om deze ontwikkelingen bij te houden en om Vlaanderen in lijn te brengen met ontwikkelingen in andere regio's en landen om ons heen, is een aantal mogelijke maatregelen opgesomd, die de Vlaamse overheid kan overwegen.

Het is bij de introductie van groene waterstof essentieel om de ontwikkelingen op beleidsniveau in Europa vanuit de Vlaamse overheid proactief op te volgen. Zo is de definitie van de Europese richtlijn van hernieuwbare energie, Red Recast of RED II, cruciaal in de waardering van groene waterstof als energiedrager. Zowel een actieve rol vanuit Vlaanderen in de onderhandelingen als een correcte implementatie van deze richtlijnen in Vlaanderen zijn erg belangrijk.

Daarnaast zijn in wat volgt specifiek per vraagsector een aantal maatregelen samengevat.

Mogelijke beleidsmaatregelen transport

- Vlaanderen dekkend netwerk van 20 waterstoftankstations met minimaal 1000 personenauto's (kostprijs circa 12 miljoen euro, projectduur 3 jaar)
- Pilootproject voor openbaar vervoer met stelplaats met 20 bussen op waterstof (7 miljoen euro)
- Pilootproject voor 10 vuilniswagens op waterstof gekoppeld aan 2 tankstations, indien mogelijk gekoppeld aan afvalverwerkingsinstallaties (waste-to-wheel)
- Pilootproject voor 15 vrachtwagens op waterstof bij 3 transportfirma's en waterstoftankstations op logistieke assen en koppelen aan Benelux-dimensie
- Pilootproject met representatieve vaartuigen op waterstof (ferry's, binnenvaartschepen)
- Opvolgen en implementeren van internationale ontwikkelingen rond treinen op waterstof

- Vlaams plan voor implementatie van vuilniswagens in samenwerking met Vlaamse Steden en Gemeenten
- Vlaams plan voor implementatie van bussen op waterstof voor 2020 - 2030

- Eenduidige regelgeving en vergunningstrajecten voor waterstoftankstations
- Uitbreiden van zero-emissie-zones in Vlaanderen
- Steunmaatregelen voor waterstof voertuigen gelijk stellen aan die van batterij-elektrische voertuigen
- Vrijstelling van accijns op waterstof tot 2030
- Vrijstellingen voor heffingen voor zero-emissie vrachtvervoer

- Halfjaarlijks overleg met Vlaamse overheid – voertuigassociaties – OEM's en exploitanten van waterstoftankstations
- Halfjaarlijks overleg met Vlaamse overheid – transportfederaties - vrachtwagenconstructeurs en exploitanten van waterstoftankstations

Mogelijke beleidsmaatregelen industrie

- Demonstratie rond productie methanol op basis van groene waterstof in de haven van Antwerpen, met mogelijke afnemers in ferry's/binnenvaart in de haven
- Onderzoek naar de mogelijkheden voor vergroening van het huidige waterstofnetwerk
- Actieve opvolging en implementatie van groene waterstof-certificering (CertifHy)
- Ontwikkeltrajecten rond CCU, efficiënte processen voor productie van koolwaterstoffen
- Analyse van opportuniteiten voor Vlaanderen op welke wijze de aanwezige chemische clusters hun leidende positie kunnen uitbouwen door gebruik te maken van groene waterstof

Mogelijke beleidsmaatregelen warmte

- Studie uitvoeren naar de geschiktheid van het huidige aardgasnetwerk voor bepaalde bijmengpercentages van waterstof en naar de rol van waterstof in de verduurzaming van de warmtevraag in Vlaanderen.
- Waterstof structureel als optie beschouwen bij het uitwerken van toekomstig beleid rond duurzame warmte. Hierbij zijn de volgende overwegingen van belang:
 - Vergroot de kennis rond bijmenging en injectie van waterstof in het bestaand aardgasnetwerk. Er zijn momenteel technische onzekerheden en verder onderzoek is nodig naar de mogelijkheden van waterstofbijmenging (o.a. karakteristieken van leidingen, en andere infrastructuur inclusief bestaande gasmeters en eindgebruikers apparaten) alsook de gemoeide kosten
 - Volg internationale ervaringen van demonstratieprojecten op en vertaal de resultaten naar de Vlaamse context; Identificeer mogelijke demoprojecten voor waterstofinjectie en bijmenging om de Vlaamse kennisbasis verder te versterken en te verbreden. Sluit ook hierbij aan bij Europese innovatieprogramma's zoals de Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) en Horizon2020.

Mogelijke beleidsmaatregelen opslag

- Frequent opvolgen van bijkomende groene elektriciteit en analyseren in hoeverre opslag van elektriciteit wenselijk/noodzakelijk gaat zijn
- De mogelijkheden onderzoeken om de gasturbines, die dienen als back-up vermogen, om te bouwen naar waterstof

Routekaart groene waterstof Vlaanderen

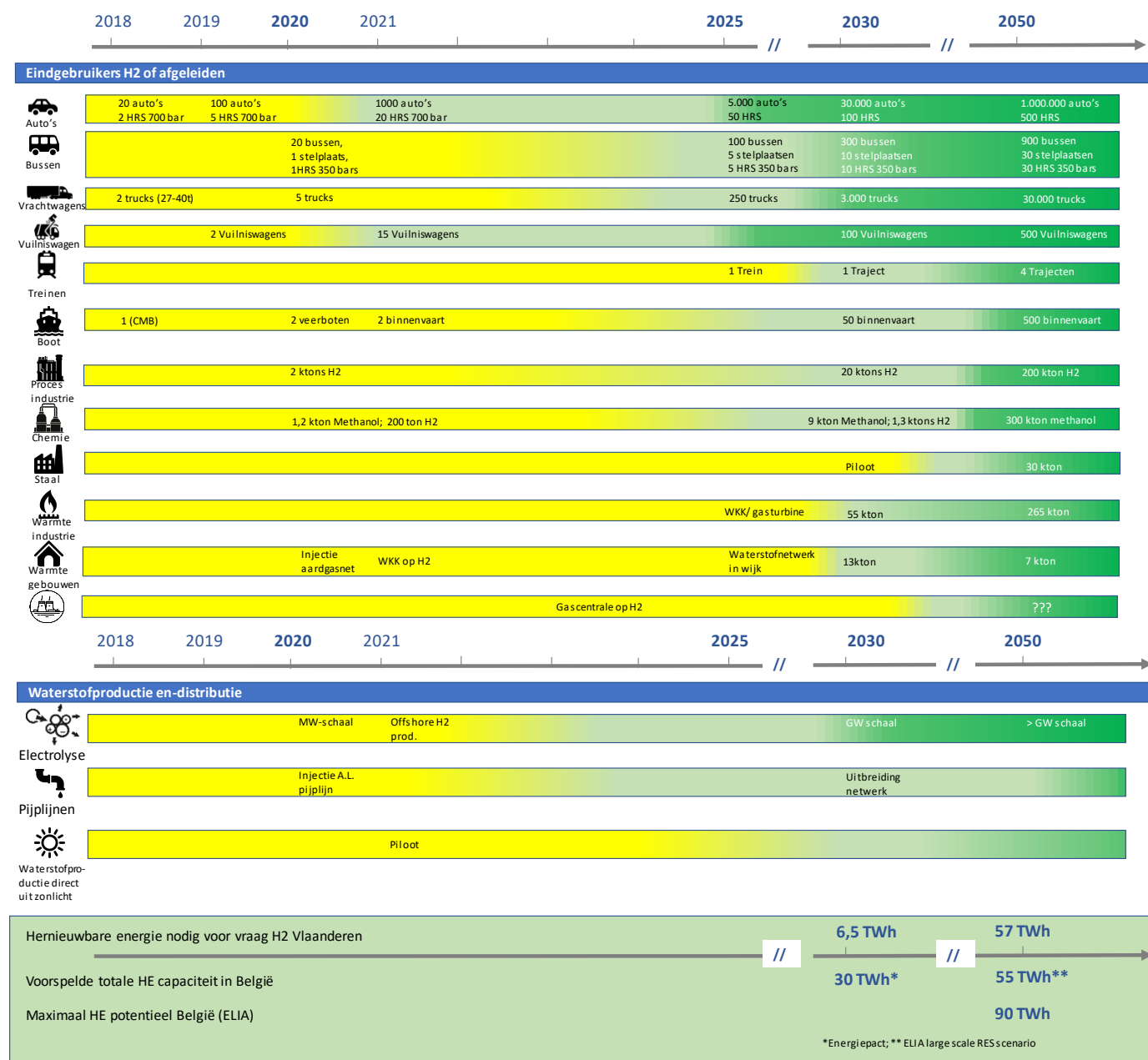
Op basis van het voorgestelde technisch potentieel, de economische haalbaarheid en de mogelijke beleidsmaatregelen is voor Vlaanderen een tijdspad opgesteld voor de introductie van groene waterstof.

Binnen dit tijdspad is voor de verschillende toepassingsgebieden onderscheid gemaakt tussen de volgende drie fases van implementatie:

pilootprojecten	(geel)
opschaling	(lichtgroen)
commerciële uitrol	(groen)

Als onderdeel van routekaart voor de toepassingsgebieden is ook de vereiste en (voorspelde) beschikbare hoeveelheid groene elektriciteit bepaald voor de periode 2030 – 2050.

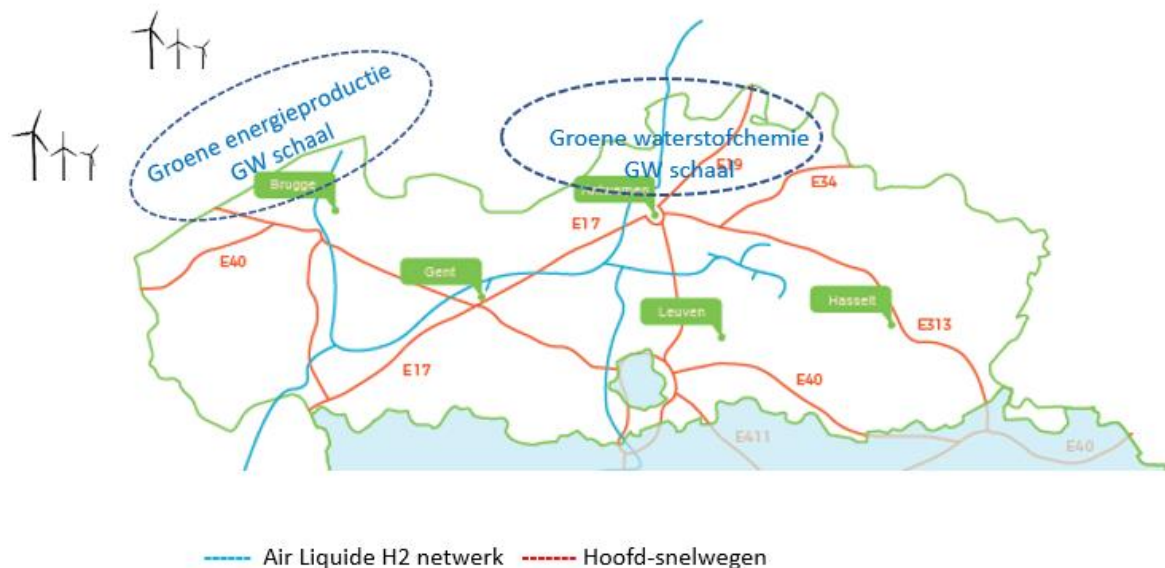
Onderstaande figuur geeft de routekaart voor waterstof in Vlaanderen.



Figuur 0.4: Routekaart voor H₂ implementatie in Vlaanderen, met indicatie van mogelijke pilootprojecten, opschaling en uitrol voor de verschillende sectoren.

De routekaart kan ook rudimentair in een geografische kaart gezet worden (zie onder):

- Er wordt nog veel bijkomende capaciteit aan offshore wind elektriciteit voor de kust van België gepland (tot 4 GW)
- Er is reeds een groot ondergronds waterstofnetwerk aanwezig, eigendom van Air Liquide, dat de nodige expertise oplevert voor toekomstige uitgebreidere waterstofnetwerken.
- Gezien we vooral kijken naar zakelijk verkeer voor auto's en vrachtwagens zijn tankstations in de buurt van de hoofdsnelwegen van Vlaanderen essentieel.
- In West-Vlaanderen zou een productie-hub van groene waterstof opgestart kunnen worden, gekoppeld aan offshore energie;
- De haven van Antwerpen kan zich via groene waterstof krachtig op de toekomst voorbereiden als DE haven voor duurzame chemie.



Inhoudsopgave

Samenvatting.....	2
Inhoudsopgave.....	18
1. Inleiding.....	20
1.1 Aanleiding en context.....	20
1.2 Doel, scope en aanpak van de studie.....	22
1.2.1 Doel van de studie.....	22
1.2.2 Scope van de studie.....	22
1.2.3 De aanpak.....	24
2. Ervaringen uit buurlanden en visie uit het bedrijfsleven.....	29
2.1 Ervaringen uit de buurlanden.....	30
2.1.1 Nederland.....	30
2.1.2 Frankrijk.....	31
2.1.3 Duitsland.....	32
2.1.4 Verenigd Koninkrijk.....	33
2.1.5 Zweden.....	34
2.2 Beleidsmaatregelen voor waterstof in buurlanden en Vlaanderen.....	35
2.3 Visie van het bedrijfsleven.....	36
2.4 Europees kader.....	37
3. Huidige situatie m.b.t. waterstof in Vlaanderen.....	38
3.1 Waterstofinfrastructuur.....	38
3.2 Waterstoftoepassingen.....	41
3.3 Bedrijvencluster Power to Gas.....	44
4. Naar een waterstof visie voor Vlaanderen.....	46
4.1 Waterstof in transport.....	46
4.1.1 Inleiding.....	46
4.1.2 Technisch en economisch potentieel.....	48
4.1.3 Mogelijke beleidsmaatregelen.....	62
4.2 Waterstof in de industrie.....	66
4.2.1 Inleiding.....	66
4.2.2 Technisch en economisch potentieel waterstof in de industrie.....	67
4.2.3 Mogelijke beleidsmaatregelen.....	76
4.3 Warmte uit waterstof: de gebouwde omgeving.....	79
4.3.1 Inleiding.....	79
4.3.2 Waterstof bijgemengd in het bestaande aardgasnetwerk.....	80
4.3.3 Synthetisch aardgas uit waterstof.....	88
4.3.4 Zuiver waterstof netwerk.....	89
4.3.5 Mogelijke beleidsmaatregelen.....	91
4.4 Waterstof als opslagmedium.....	93
4.4.1 Inleiding.....	93
4.4.2 Technisch en economisch potentieel.....	94
4.4.3 Mogelijke beleidsmaatregelen.....	96
5. Productie van hernieuwbare energie.....	97
5.1 Nodige hoeveelheid hernieuwbare energie voor realisatie van het technisch potentieel... 97	97

5.2	Verwachte evolutie van verbruik en productie van hernieuwbare energie in Vlaanderen en België.	97
5.3	Gap-analyse tussen geïdentificeerde nood aan HE en de vooruitzichten voor België	100
6.	Conclusies en aanbevelingen	103
Annex 1 -	Ambities, doelstellingen en beleid in andere landen en regio's	115
6.1	Zweden	115
	Kernpunten van de aanpak en plannen	115
	Potentiëlen	117
6.2	Verenigd Koninkrijk	118
	Kernpunten van de aanpak en plannen	118
	Steden als voortrekkers	120
	Potentiëlen	123
6.3	Nederland	126
	Kernpunten van de aanpak en plannen	126
6.4	Duitsland	131
	Kernpunten van de aanpak en plannen	131
	Productie en infrastructuur	134
	Potentiëlen	135
6.5	Frankrijk	135
	Duurzaam vervoer en waterstof	137
	Productie, infrastructuur en brandstofcel WKs	138
	Potentiëlen	138
Annex 2-	Aannames voor de berekening van de mogelijke CO ₂ reductie (of vermeden CO ₂) in de verschillende sectoren door conversie naar waterstof	140
Annex 3-	Organisaties geraadpleegd tijdens de studie	144

1. Inleiding

1.1 Aanleiding en context

In het kader van de Europese Richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen hebben de lidstaten bindende doelstellingen voor 2020, en dienen zij tegen 2020 een gecoördineerd klimaat- en energieplan in te dienen waarin zij aangeven welke bijdrage zij aan de Europese hernieuwbare-energie-doelstelling tegen 2030 zullen leveren.

In het licht van deze doelstellingen en in uitvoering van de opeenvolgende Vlaamse regeerakkoorden wordt op middellange en langere termijn een stijgende bijdrage vanuit hernieuwbare energiebronnen vooropgesteld.

Inmiddels heeft de Vlaamse overheid inzicht verworven in de mogelijkheden van “groene stroom” en “groene warmte”, maar als gevolg van internationale ontwikkelingen op het gebied van waterstoftechnologie komen ook de mogelijkheden van ‘groene waterstof’ als optie voor de verduurzaming van de energievoorziening meer en meer in beeld.

Zo maakt de productie van groene waterstof uit fluctuerende hernieuwbare energiebronnen het mogelijk om grote hoeveelheden elektriciteit op te slaan, zodat productie en vraag naar elektriciteit beter op elkaar afgestemd kunnen worden en groene elektriciteit zelfs ‘doseerbaar’ gemaakt kan worden. Hierdoor kan groene waterstof de productie van hernieuwbare energie rendabeler maken en er tegelijk voor zorgen dat grotere hoeveelheden elektriciteit geïntegreerd kunnen worden in de bestaande infrastructuur voor elektriciteitsvoorziening.

In lijn met de nieuwe definitie van “opslag” van de Europese Commissie, nl. opslag als omzetting van elektrische energie in andere energiedragers zoals waterstof, kan waterstof geproduceerd worden uit hernieuwbare energieoverschotten en zo helpen sectoren zoals transport, industrie (staal en (petro)chemie) te decarboniseren. Uiteraard kan waterstof ook terug omgezet worden in elektriciteit en als ‘balancing oplossing’ fungeren.

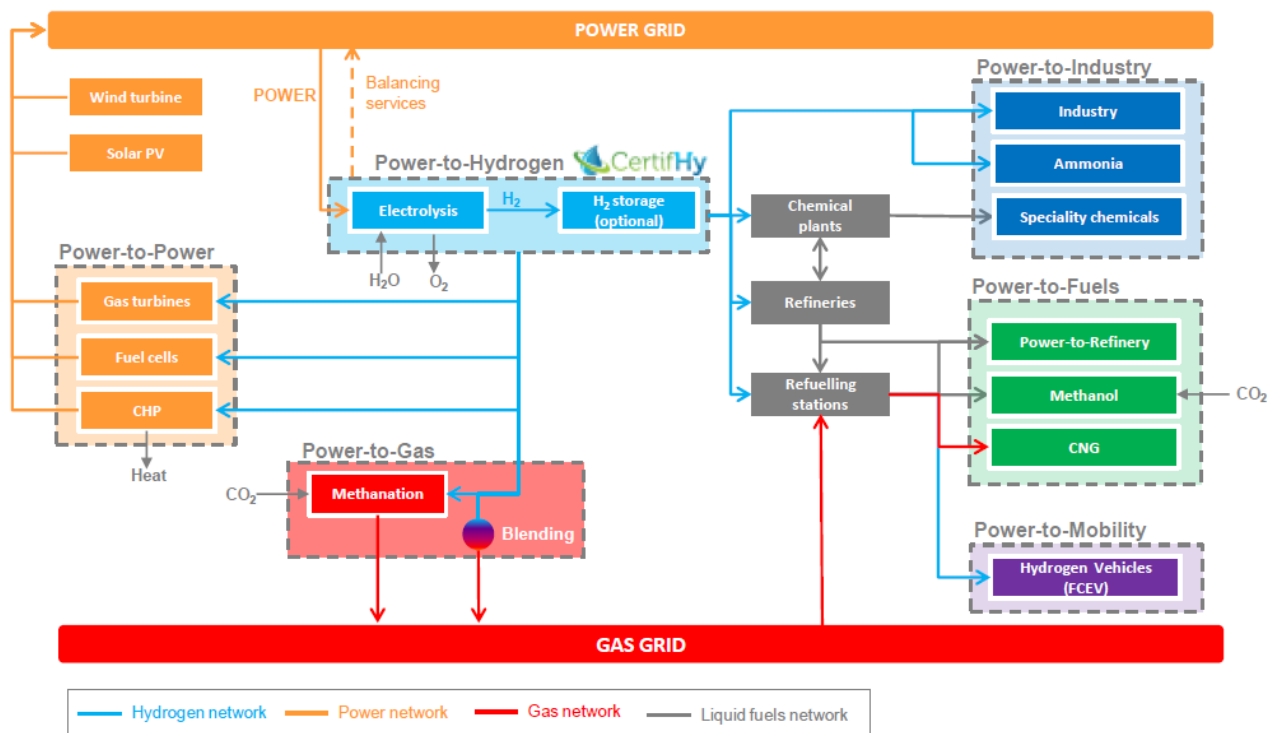
Op vlak van transport kan groene waterstof als ‘brandstof’ gebruikt worden voor de aandrijving van voertuigen met brandstofcellen. Actueel zijn er wereldwijd meer dan 15.000 heftrucks op waterstof in gebruik, rijden er enkele duizenden personenauto’s op waterstof, zijn meer dan 100 bussen op waterstof operationeel in Europa en recent zijn de eerste vrachtwagens op waterstof in demonstratieprojecten gerealiseerd.

Wat betreft warmte wordt internationaal actief gekeken naar de mogelijkheden om aardgas als belangrijke bron voor warmte te gaan vervangen door waterstof. In eerste instantie kan dit gebeuren door het bijmengen van groene waterstof in het aardgasnet, maar in een latere fase kan de aardgasinfrastructuur aangepast worden naar een waterstofinfrastructuur gebaseerd op groene waterstof.

Ook binnen de chemie worden historisch grote hoeveelheden waterstof gebruikt in een aantal processen, waarbij op dit moment het overgrote gedeelte van deze waterstof geproduceerd wordt

uit fossiele brandstoffen. In de toekomst kan door vervanging van deze ‘fossiele waterstof’ door ‘groene waterstof’ de chemie sterk verduurzaamd worden. Vlaanderen heeft hiertoe unieke assets: niet alleen zijn we het centrum van het wereldwijd grootste netwerk van ondergrondse waterstofpijpleidingen (eigendom van Air Liquide), het chemische cluster Antwerpen-Rotterdam is de op twee na grootste producent en consument van waterstof (na Houston, Texas). De productie en opslag van groene waterstof laten op deze manier toe dat meer hernieuwbare energiebronnen ingezet kunnen worden in elektriciteit, transport, warmte en industrie en laat zo een uitwisseling toe tussen verschillende energiemarkten, de zogenaamde “sector coupling”.

Internationaal wordt het concept van de omzetting van elektriciteit naar waterstof aangeduid als ‘power to gas’ en in de in 2016 Vlaamse routekaart-studie ‘Power to Gas’ is een schema gepresenteerd waarin de diverse zogenaamde valorisatietrajecten en toepassingen van waterstof schematisch zijn weergegeven. Zie figuur hierbeneden.



Figuur 1.1: Overzicht door groene waterstof toepassingen (bron: Vlaamse Roadmap Power to Gas)

Vanuit internationale ontwikkelingen en de noodzaak voor de Vlaamse overheid om een gecoördineerd klimaat- en energieplan in te dienen bij de Europese Commissie in de loop van 2018, is het noodzakelijk om de relevantie van ‘groene waterstof’ voor Vlaanderen in de context van de energietransitie te bekijken.

1.2 Doel, scope en aanpak van de studie

1.2.1 Doel van de studie

Het doel van de studie is om inzicht te krijgen in de technische en economische potentiën van groene waterstof voor Vlaanderen en om de acties en beleidsmaatregelen te identificeren die bijdragen aan het ontsluiten van deze potentiën. De studie beslaat de periode 2018 – 2030 en geeft een doorkijk naar 2050.

1.2.2 Scope van de studie

De focus van deze studie ligt nadrukkelijk op waterstof geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen. Dit wordt verder aangeduid als “Groene Waterstof” (zie tekstkader); doorheen de studie zal elektrolyse op basis van hernieuwbare elektriciteit als referentie aangegeven worden. Waterstof geproduceerd uit niet-hernieuwbare bronnen (b.v. waterstof verkregen uit aardgas) valt daarmee buiten de scope.

Een belangrijk uitgangspunt voor deze studie bij het bepalen van de technische en economische potentiën, zijn de perspectiefrijke toepassingen, waar de *vraag* naar groene waterstof een zinvolle bijdrage levert gezien de Vlaamse context en doelstellingen voor energie en klimaat. Met andere woorden, bij welke eindgebruikerstoepassingen zijn de technisch en economische haalbare kansen voor groene waterstof het grootst en is er een overduidelijke rol en toegevoegde waarde van waterstof? Nadat de potentiële vraag naar waterstof is bepaald, is berekend hoeveel hernieuwbare energie (wind, zon en biomassa) er nodig is voor het dekken van deze vraag..

De studie beslaat de toepassingen van waterstof in de volgende deelsectoren:

- Waterstof in transport;
- Waterstof in de industrie: als grondstof en als bron van hoog – en laagwaardige warmte;
- Waterstof voor warmte in de gebouwde omgeving;
- Waterstof als opslagmedium.

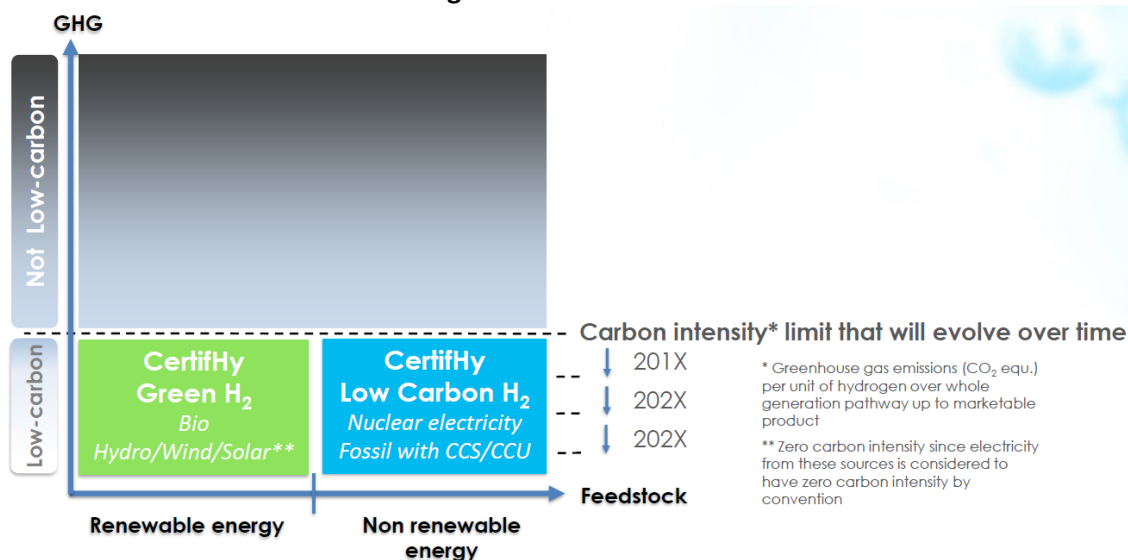
Voor ieder van deze deelsectoren, is een typering gegeven van de mogelijke rol van groene waterstof in de verduurzaming van deze sectoren en Vlaanderen in het algemeen, en zijn hiervoor de technische en economische potentiën in kaart gebracht, om vervolgens de beleidsmaatregelen te formuleren die bijdragen aan het realiseren van de potentiën.

Tekstkader 1: “Groene” waterstof- CertifHy project

Het CertifHy project, gefinancierd door de Europese Commissie, is geïnspireerd door het systeem van “garantie van oorsprong (GO)” voor hernieuwbare elektriciteit en met name door de nieuwe opportuniteiten die deze GO’s met zich meebrengen.

Via “HEB GO’s” kunnen elektriciteitsleveranciers hernieuwbare elektriciteitscontracten aanbieden aan hun klanten; leveranciers staven hun claims aan de hand van deze GO’s. Consumenten krijgen hierdoor de keuze welk type van elektriciteit ze willen aankopen, wat een centraal element vormt in de Energy Union van de Europese Commissie. Bovendien kunnen consumenten in Vlaanderen via de GROENCHECK (<http://www.vreg.be/nl/controleren-hoe-groen-uw-stroom-groencheck>) nakijken of de geleverde elektriciteit effectief van hernieuwbare oorsprong was, hetgeen het vertrouwen verhoogt om “groene stroom” aan te kopen.

Het CertifHy project beoogt een gelijkaardig systeem te ontwikkelen voor groene waterstof, waarbij een eerste vereiste is om op Europees niveau een éénduidige definitie van groene waterstof te bekomen. Meervoudige definities leiden immers tot een verminderd consumentenvertrouwen, wat dan weer resulteert in gebrek aan vertrouwen aan de producent-zijde: zij dienen immers hun groene waterstof (aan een meerprijs) in de markt te kunnen zetten. Fase 1 van het CertifHy project eindigde in oktober 2016; ondersteund door een groot aantal industriële spelers (o.a. Air Liquide, Linde, Air Products, EDF, AkzoNobel, Verbund, Uniper, Groep Machiels, Colruyt Groep, Hydrogenics, BMW, Toyota, ..), middenveldspelers en beleidsvoerders werd deze gemeenschappelijke definitie ondertekend, waarbij **“Groene Waterstof” erkend wordt als waterstof, die geproduceerd is op basis van hernieuwbare energie én die tevens een lage CO₂ impact heeft (wat bepaalde biogebaseerde productie paden uitsluit): electrolyse op basis van hernieuwbare elektriciteit is hierbij het meest evidente productiepad dat op grote schaal groene waterstof kan produceren en wordt daarom als referentie in deze studie gebruikt.**



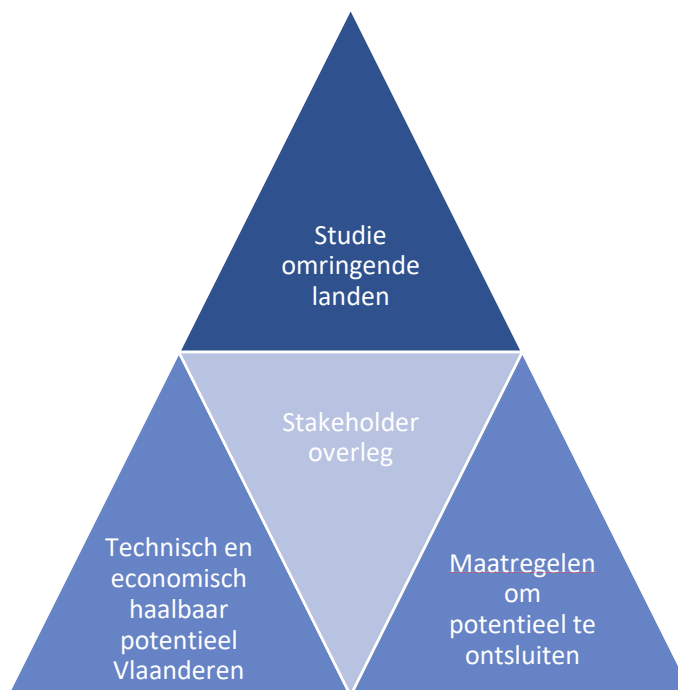
Momenteel wordt in fase 2 getest hoe de certificeringsprocessen aan de productie kant zullen lopen en wordt tevens een piloot trading platform opgezet om de functionaliteit voor producenten, handelaars en consumenten te testen. Colruyt Groep is één van de vier piloot producenten in deze fase, WaterstofNet zit de werkgroep voor die de eisen van de consument verdedigt en Hinicio is de algemene project leider van dit project.

1.2.3 De aanpak

De studie bestaat uit de volgende componenten:

- Als basis een analyse van de status, aanpak, ambities en beleid voor waterstof uit omringende landen en regio's;
- Per sector is **het toepassingsgebied** bepaald, waar waterstof een toegevoegde waarde kan leveren ten opzichte van alternatieven;
- De bepaling van de technische en economische potentiëlen van groene waterstof voor Vlaanderen;
- Formulering van maatregelen en aanbevelingen om de potentiëlen te ontsluiten;
- Een tweetal stakeholder bijeenkomsten met als doel om voor de studie een breed draagvlak te creëren.

Tezamen vormen deze onderdelen een eerste routekaart voor groene waterstof in Vlaanderen. De aanpak is samengevat in de onderstaande figuur.



Figuur 1.2 Schematisch overzicht van de aanpak van de studie

Studie omringende landen

Allereerst is er een analyse uitgevoerd naar de status, aanpak, ambities en beleid voor waterstof uit omringende landen: Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk, Duitsland en Zweden. Er is een groot aantal studies en beleidsdocumenten bekeken, waarvan de resultaten zijn samengevat in

Hoofdstuk 2 en nader beschreven in Annex 1. De ervaringen uit het buitenland zijn gebruikt als uitgangspunt en vormen belangrijke ijkpunten voor deze studie. Er is een vertaalslag gemaakt naar de situatie in Vlaanderen en inzichten uit het buitenland zijn enerzijds gebruikt voor het bepalen van de technische en economische potentiëlen (zie beneden), anderzijds dient de analyse voor het formuleren van relevante acties en beleidsmaatregelen die relevant zijn voor Vlaanderen en binnen de invloed van de Vlaamse overheid liggen, ofwel in Belgische en/of EU-verband moeten worden behandeld.

Technische en economische potentiëlen

Een belangrijk onderdeel van deze studie is het bepalen van de technische en economische potentiëlen van groene waterstof voor Vlaanderen voor de verschillende deelsectoren en bijbehorende toepassingen van waterstof. Dit gebeurt nadat in hoofdstuk 3 de huidige situatie met betrekking tot waterstof in Vlaanderen in kaart is gebracht. Aangezien de introductie van waterstof als energiedrager door internationale ontwikkelingen wordt bepaald, zijn bij de ontwikkeling van de waterstofvisie voor Vlaanderen **de ervaringen met de introductie van waterstof in het buitenland als leidraad** gebruikt (zie hoofdstuk 2 en Annex 1).

Het **technische potentieel** omschrijven wij als het deel van het beschikbare bron-potentieel aan groene waterstof dat wordt beperkt door zaken als systeem en topografische eigenschappen (b.v. energievraagontwikkeling, energiemix, infrastructuur, aantallen en type voertuigen) technologie en systeem performance (b.v. conversie efficiëntie, rendementen), maar spelen economische factoren en kosten nog geen rol.

De studie is gestart vanuit het perspectief van de vraagzijde en bijbehorende toepassingen van groene waterstof. Hiervoor is allereerst bekeken welke sectoren (industrie, warmte, mobiliteit, ...) en bijbehorende waterstof toepassingen (transportbrandstof, voor warmtevoorziening of als grondstof in de industrie) het meest in aanmerking komen voor groene waterstof, vanuit technisch perspectief. Dit doen we op basis van bestaande projecties voor Vlaanderen (b.v. hoeveelheden streekbussen in Vlaanderen in periode nu – 2030, 2050. Hieruit volgen vervolgens de technische potentiëlen van de vraag naar groene waterstof in de verschillende marktsegmenten. De potentiëlen worden uitgedrukt in benodigde hoeveelheid waterstof (kton) en de daaraan gekoppelde vereiste productie van groene elektriciteit.

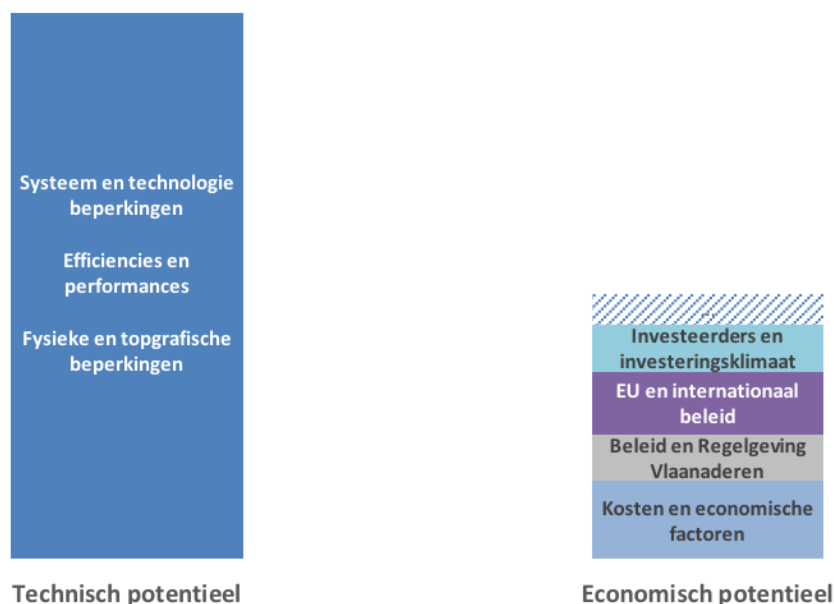
Tekstkader 2: Hernieuwbare elektriciteit en waterstof

In de toekomst zal groene elektriciteit de belangrijkste bron van groene waterstof zijn. Actueel is de hoeveelheid groene elektriciteit in Vlaanderen nog beperkt en is er nog geen sprake van 'overschotten' aan 'goedkope' groene elektriciteit: incidenteel is er een probleem met de inpassing van groene stroom en sporadisch zijn de elektriciteitsprijzen zeer laag. Internationale ontwikkelingen leren dat de inpassing van grootschalig gebruik van groene elektriciteit concrete problemen oplevert als meer dan 50 - 70% van de elektriciteit uit groene, fluctuerende bronnen komt.

In deze studie is het technisch potentieel voor groene waterstof bepaald vanuit de vraagkant van de eindtoepassingen, niet vanuit de aanbodkant van goedkope, overschot groene elektriciteit. Het is ook niet logisch om de vraagkant voor groene waterstof enkel te laten afhangen van de momentane beschikbaarheid van goedkope, overschot aan groene elektriciteit. Structureel gebruik van groene waterstof in de energievoorziening, gedefinieerd vanuit de vraagkant, vereist grootschalige inzet van groene elektriciteit: zoveel mogelijk op basis van goedkope groene elektriciteit, maar indien noodzakelijk ook op basis van duurdere groene elektriciteit. De regionale en Europese doelstellingen zijn immers om in de loop van 2030-2050 naar een energievoorziening te evolueren op basis van 100% groene energie.

De berekeningen in deze studie tonen aan dat de behoefte aan groene waterstof de in Vlaanderen beschikbare groene elektriciteit op termijn zullen overstijgen. Dit betekent dat Vlaanderen op termijn om een volledig groene energievoorziening te kunnen realiseren waarschijnlijk ook groene elektriciteit extern zal moeten aantrekken. Naast wind- en zonne-energie zal ook vooral offshore groene elektriciteit een belangrijke bron zijn. In deze studie wordt voor 2050 een equivalent windturbinevermogen van 28 GW gevraagd voor de productie van groene waterstof. Installatie van 28 GW aan windturbine vermogen op zee zal in de orde van 2800 km² zee-oppervlakte vereisen: 2800 km² komt ongeveer overeen met de oppervlakte van de provincie Antwerpen, 2800 km² is ongeveer 75% van de Belgische territoriale wateren in de Noordzee en 2800 km² is minder dan 0,5% van de totale oppervlakte van de Noordzee.

Vervolgens is voor de verschillende deelsectoren bepaald wat het **economische potentieel** voor groene waterstof is. Het economisch potentieel is gelijk aan het technisch potentieel, op voorwaarde dat waterstof de economisch meest interessante optie is. Aangezien dit nu nog niet het geval is, is per toepassingsgebied aangegeven welke de **economische randvoorwaarden** zijn om tot economische haalbaarheid te komen. Hierbij gaat het om zaken als de verwachte technologie kostprijzen en de beschikbare versus de benodigde inkomsten voor projecten.



Figuur 1.3 Verschillen technisch en economisch potentieel

Om dit economische potentieel te bepalen gebruiken wij in eerste instantie inschattingen op basis van bestaande Europese studies die inzicht geven in kostprijsontwikkelingen voor de verschillende toepassingen. Dit geeft een beeld van wanneer en onder welke voorwaarden bepaalde toepassingen rendabel zijn.

Tekstkader 3: De rol van grid-fees op de rentabiliteit van groene waterstof

Eén van de cruciale elementen die de economische rentabiliteit beïnvloeden is de kostprijs/waarde van groene waterstof. Uit de power-to-gas routekaart studies die voor Vlaanderen zijn uitgevoerd, blijkt dat de elektriciteitsprijs doorslaggevend is. De hoogte van de elektriciteitsprijs bestaat uit de productiekosten van groene elektriciteit (die zitten momenteel in een dalende lijn), maar vooral ook uit allerlei ‘distributie- en transportkosten, belastingen, heffingen...’, internationaal vaak samengevat als ‘grid-fees’.

De belangrijke impact van deze grid-fees maakt dat beleidsmaatregelen op vlak van groene waterstof zeker aan dit topic gelinkt zullen worden. Het is in dit verband ook erg belangrijk om te analyseren hoe de omringende landen hiermee om gaan op vlak van wet- en regelgeving. In Duitsland zijn installaties voor energie-opslag zoals elektrolyse (die in gebruik genomen worden tot en met 2026) volledig vrijgesteld van netkosten voor 20 jaar (Referentie : Energiewirtschaftsgesetz, Teil 10, Schlussvorschrift §118, Übergangsregelungen).

Bij het bepalen van de potentiële zijn waar mogelijk en beschikbaar, Vlaamse cijfers gebruikt. Indien dergelijk cijfers niet voorhanden zijn, is uitgegaan van Europese of internationale studies.

Nadat de technisch-economische potentiële voor de toepassingsgebieden zijn bepaald, volgt hieruit een concrete behoefte aan ‘groene waterstof’. Met andere woorden: welke hoeveelheid hernieuwbare energie is nodig om aan de vraag naar groene waterstof te kunnen voldoen. De potentiële voor de verschillende deelsectoren komen aan bod in hoofdstuk 4.

Beleidsmaatregelen en aanbevelingen

Op basis van het technisch potentieel en de economische randvoorwaarden worden per toepassingsgebied een **aantal beleidsstappen** gedefinieerd, die genomen kunnen worden om het potentieel te ontsluiten. Dit komt aan bod bij de behandeling van de verschillende deelsectoren (transport, industrie, warmte gebouwde omgeving en opslag) in hoofdstuk 4 en overkoepelend in de conclusies en aanbevelingen (hoofdstuk 6). Daarbij wordt aangesloten bij de beleidsmaatregelen die in de naburige landen worden voorgesteld.

Per toepassingsgebied is een actieplan opgesteld, die uitmondt in **een routekaart voor waterstof voor Vlaanderen**: in deze routekaart zijn de stappen gecatalogeerd als 'demonstratieproject', 'opschaling' en 'uitrol'.

Stakeholderconsultatie als integraal onderdeel van de studie

De aanpak en de tussentijdse resultaten van deze studie zijn in een iteratief proces voorgelegd aan en getoetst met een brede groep stakeholders met daarin afgevaardigden van de onderheid, NGO's, netbedrijven, het bedrijfsleven, de staal en de chemische industrie en onderzoeksinstituten.

2. Ervaringen uit buurlanden en visie uit het bedrijfsleven

Er wordt in de regio's en landen om ons heen ervaring op gedaan met waterstof en specifiek beleid en ambities maken steeds vaker deel uit van het klimaat – en energiebeleid. Naast waterstof voor transport, ontdekken landen de mogelijkheden van waterstof in andere sectoren als belangrijk element in het toekomstige energiesysteem.

- Voor Noord-Nederland (Groningen) is recentelijk een visiedocument opgesteld voor de productie en het gebruik van groene waterstof, waarbij de focus ligt op offshore windenergie, de chemische sector en transport.
- Een ander recent voorbeeld rond het gebruik van groene waterstof als bron van groene warmte is het waterstof1 project te Leeds (VK) waar in het kader van een landelijk programma naar de upgrade van het bestaande aardgas netwerk, onderzocht werd op welke wijze de volledige aardgas infrastructuur naar waterstof geconverteerd zou kunnen worden. In Noord-Frankrijk test het GRHYD-project welke impact bijmenging van waterstof (tot 20% in volume) in het aardgas netwerk in een nieuwbouwwijk heeft, zowel op het netwerk als op de eindgebruikers applicaties (boilers, branders, ovens, etc.).
- In Duitsland is een aantal interessante proefprojecten gerealiseerd waarbij 'overtollige windenergie' wordt omgezet naar waterstof en vervolgens wordt geïnjecteerd in het aardgasnet of wordt verkocht als 'groene warmte'.
- In Scandinavië worden vanwege het sterk stijgende aandeel groene elektriciteit, routekaarten ontwikkeld rond het gebruik van groene waterstof in transport.

In dit hoofdstuk is voor een aantal buurlanden: Nederland, Frankrijk, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Zweden samengevat wat de drijfveren zijn voor waterstof, de kernelementen van de gehanteerd aanpak alsmede de geldende maatregelen van nationale en regionale overheden gericht op waterstof. Per land zijn deze elementen samengevat in tabellen. Zie voor een meer uitgebreide uiteenzetting, de bijlage (Annex 1).

2.1 Ervaringen uit de buurlanden

2.1.1 Nederland

NEDERLAND 	
Drijfveren – contextueel	
• (Aard)gasland – exporteur; Hoge dekking aardgasnet; Groningen problematiek - > op zoek naar aardgas alternatieven; • Wind-op-zee ambities, hernieuwde aandacht voor hernieuwbare warmte; • Min. CO₂ prijs voorgesteld in Regeerakkoord Rutte III; • Doelstellingen voor zero-emissie (openbaar) vervoer: voor nieuwe voertuigen vanaf 2035, in 2050 alle voertuigen; • Lange-termijn visie op transport ontwikkeld door overheid i.s.m. onderzoeksinstellingen en de markt (Brandstoffenvisie); • Aanwezigheid van havens en zware industrie.	
Kernelementen van aanpak voor waterstof	Stimuleringsmaatregelen overheid
• Brandstoffenvisie van de overheid en markt: waterstof is hierin meegenomen en er zijn doelen gesteld voor luchtkwaliteit en CO₂ in de transportsector; • Waterstof samenwerkingsverband publiek-privaat (in wording); • Hergebruik van aardgasinfrastructuur (bv. pijplijnen) en inzet gas/offshore expertise • Groei van waterstofeconomie via grootschalige chemie waarmee de prijs van waterstof naar beneden kan (Ad v Wijk studie).	• Investeringssteun voor demonstratieprojecten (productie, HRS, auto's, bussen, taxi's en bestelvervoer); • Milieuzones in steden voor vracht , bestel- en dieselwagens. Parkeerbeleid voor personenwagens, ruimere venstertijden voor bestelwagens en stadsdistributievoertuigen op (EV, FC); • Lage bijtellingstarieven voor schone voertuigen; • Voorgenomen: fiscale maatregelen brandstofcelvoertuigen en vrijstelling van accijns op waterstof; • Voorgenomen: zero-emissie doelstellingen/eisen bij publieke aanbesteding, inkoopplan brandstofcelvoertuigen.

2.1.2 Frankrijk

FRANKRIJK 	
Drijfveren – contextueel	
• Ambitieuze energie - en klimaatbeleid (aangescherpt voor de COP21); • CO₂ belasting sinds 2015; • Sterke regio's met drang naar zelfvoorzienendheid op energiegebied; • Gevestigde auto-industrie (traditioneel - weerstand); • Aanwezigheid zware industrie (staal, petrochemie); • Gevestigde waterstofindustrie; • Lage elektriciteitsprijzen, hoge aardgasprijzen. Weinig eigen fossiele bronnen (leveringszekerheid); • Hoge aardgasdekking.	
Kernelementen van aanpak voor waterstof	Stimuleringsmaatregelen overheid
• Bottom-up strategie via regio's die eigen implementatieplannen hebben (Het Regio Initiatief). De vraag naar voertuigen en toepassingen is hierin leidend (zgn. Captive Fleets); • Er is een samenwerkingsverband waterstof Mobility France en de Franse Vereniging voor waterstof en brandstofcellen (AFHYPAC); • Er is een implementatieplan waterstof voor sectoren vervoer, warmte en infrastructuur.	• Subsidies voor demonstratie en uitrol via ADEME en Het Regio Initiatief; • Vrijstellingen van transmissie – en distributie heffingen voor elektro-intensieve bedrijven; • Bijdrage/premie bij aankoop voertuig afhankelijk van CO₂ – uitstoot; • Kilometerheffing afhankelijk van CO₂ – uitstoot (vrachtwagens); • Lage emissie zones (in steden); • Eis van +/- min. 50% groene voertuigen in publieke aanbestedingen op lokaal niveau.

2.1.3 Duitsland

DUITSLAND 	
Drijfveren – contextueel	
• Ambitieuze en solide energie - en klimaatbeleid; • Veel variabele hernieuwbare elektriciteit in het systeem, sterke toename verwacht waardoor opslag en balanceren belangrijk wordt; • Sterke auto-industrie - transportbeleid ligt gevoelig en loopt achter bij klimaatambities in andere sectoren; • Gevestigde waterstofindustrie; • Weinig eigen fossiele hulpbronnen - > hernieuwbare energie om voorzieningszekerheid te verbeteren.	
Kernelementen van aanpak voor waterstof	Stimuleringsmaatregelen overheid
• Top-down aanpak voor waterstof-tankinfrastructuur (HRS): regionaal, rondom relevante bedrijvigheid; • Tienjarige nationale waterstof- en brandstofcellen-technologie-innovatieprogramma (NIP 1&2) uitgewerkt in het NEP; • Inzet op vele fronten: transport, micro-WKK, elektrolyse, infrastructuur. • Samenwerkingsverbanden: NOW GmbH (coördinatie van het NIP), waterstof Mobility DE en het industrie-gedreven Clean Energy Partnership.	• Stimulering van eigen waterstof - en automobiellindustrie door R&D-subsidies; • Subsidies voor demonstratie en uitrol: HRS en voertuigen, waterstof-warmte en brandstofcel-WKK, productie etc. nationaal en regionaal. • Vrijstellingen van transmissie – en distributieveffingen voor elektro-intensieve bedrijven; • Bijdrage/premie bij aankoop voertuig afhankelijk van CO₂ – uitstoot; • Lage emissie-zones (in steden).

2.1.4 Verenigd Koninkrijk

VERENIGD KONINKRIJK 	
Drijfveren – contextueel	
- Energie -en klimaatbeleid: sterk gericht op aardgas en CCS en nucleair, daarna hernieuwbare energie; - CO₂ - belasting (carbon price floor + price support); - Aanwezigheid zware industrie (staal, petrochemie), olie - en gassector; - Gevestigde gasindustrie, brandstofcellen, elektrolyse; - Zero-emissie-doelstellingen voor transport nationaal; - Hoge dekking aardgasnet; - Relatief hoge gas en elektriciteitsprijzen - > op zoek naar alternatieven.	
Kernelementen van aanpak voor waterstof	Stimuleringsmaatregelen overheid
- Steden en regio's als voortrekkers: Londen, Aberdeen en Leeds. Drijfveren zijn lokale luchtkwaliteit, aanwezigheid van olie-en gassector en behoud van banen in deze sector. - Nationaal beleid is technologie-neutraal, geen expliciete rol voor waterstof benoemd; - Samenwerkingsverband publiek-privaat. HyFIVE (HRS) waterstof Mobility UK (FCEV) en op lokaal niveau.	- Nationale en regionale subsidies voor demonstratie en uitrol: focus op HRS, voertuigen en bijmenging; - Industrie: innovatiefonds (CCS), fuel-switching en EE - Specifieke incentives voor bepaalde vloten (taxi's, vuilniswagens, stadslogistiek) - Bijdrage/premie bij aankoop voertuig afhankelijk van CO₂-uitstoot - Lage emissie zones (in steden)

2.1.5 Zweden

ZWEDEN 	
Drijfveren – contextueel	
• Grote aandelen hernieuwbare energie uit regelbare waterkracht, weinig noodzaak voor opslag. Lage elektriciteitsprijzen; • Strikt transportbeleid: fossiel-vrij tegen 2030; • Staalindustrie belangrijke CO₂-uitstoter - > Groene waterstof; • CO₂-belasting (hoog voor transport en verwarming); • Lage aardgasnetdekking. Veel elektrische verwarming en wijk-verwarmingsnetten.	
Kernelementen van aanpak voor waterstof	Stimuleringsmaatregelen overheid
• Aanpak gericht op duurzaam transport en industrie • Samenwerkingsverbanden en belangrijke initiatieven: ○ Hydrogen Sweden en het Strategisch Voertuigonderzoek en - Innovatie Programma (Fordonstrategisk Forskning och Innovation – FFI) ○ Hydrogen Infrastructure for Transport ○ National Implementation Plan Sweden (HIT NIP-SE). Scandinavische samenwerking. • Niches: biogas aangedreven brandstofcel WKK's en back-up systemen voor datacentra.	• Onderzoek en demonstratie subsidies: voertuigen, brandstofcellen; • Energy Gas Technologieprogramma: onderzoek en demonstratie op het gebied van productie, distributie en opslag van energiegassen (waaronder waterstof); • EU HIT-2 Corridors: subsidies voor HRS; • Bijdrage/premie bij aankoop voertuig afhankelijk van CO₂- uitstoot; • Lage-emissie-zones (in steden).

2.2 Beleidsmaatregelen voor waterstof in buurlanden en Vlaanderen

Er zijn veel overeenkomsten in het beleid en gehanteerde maatregelen tussen de landen die in het kader van dit project zijn bestudeerd. Een aantal landen (Duitsland, het VK en Frankrijk) loopt voorop. In de tabel hieronder is een overzicht gepresenteerd van de beleidsmaatregelen die in de verschillende landen van kracht zijn. Hieruit worden de overeenkomsten en verschillen tussen landen duidelijk. Ter vergelijking staan in de laatste kolom de bestaande beleidsmaatregelen in Vlaanderen die de implementatie van waterstof kunnen bevorderen.

Tabel 2-1 Overzicht beleidsmaatregelen in het buitenland en Vlaanderen (VL). Situatie januari 2018.

	NL	VK	F	D	SE		VL
Algemeen							
Nationaal /regionaal waterstof coördinator	x	x	x	x	x		
Publiek-private samenwerking waterstof	x	x	x	x	x		
Investeringssteun voor waterstof demonstratieprojecten	x	x	x	x	x		
R&D-subsidies waterstof	x	x	x	x	x		x
Vrijstelling transmissie en distributiekosten voor elektriciteit voor waterstofproductie			x	x			
Zero-emissie doelstellingen/eisen bij publieke aanbesteding bussen, afvalbedrijven.	x			x			
Nul-emissie doelstellingen voor transport nationaal	x	x			x		x
CO ₂ belasting op fossiele brandstoffen		x	x		x		
Feed-in tarief voor duurzame waterstof			x				
Waterstof onderdeel van officieel beleid of formele doelstellingen. Opgenomen in overheidsscenario's.	x		x	x			x
Waterstoftankinfrastructuur (HRS)							
Subsidies voor CAPEX en OPEX tankstations		x	x	x	x		
Brandstofcel elektrische voertuigen incentives							
Gereduceerde inschrijvingstaks afhankelijk van CO ₂ - uitstoot	x		x				x
Bijdrage/premie bij aankoop voertuig afhankelijk van CO ₂ – uitstoot	x	x	x	x	x		x
Specifieke incentives voor bepaalde vloten (taxi's, vuilniswagens, logistiek etc.)		x	x				
Kilometerheffing afhankelijk van uitstoot CO ₂ (trucks)			x				
Ruimere venstertijden voor zero-emissie en stille (utiliteit) voertuigen in steden		x	x	x			
Lage emissie zones (in steden), met vrijstellingen of uitzonderingen voor groene voertuigen	x	x	x	x			x
Incentives voor waterstof en brandstofcel gerelateerd							
Voor duurzame warmte, brandstofcel WKK's		x	x	x	x		x

Legenda:

x = Maatregel reeds geldig

x = Maatregel voorzien in concreet beleidsplan maar nog niet geïmplementeerd.

2.3 Visie van het bedrijfsleven

Begin 2017 werd de **Hydrogen Council** opgericht op het Wereld Economisch Forum in Davos, door 13 bedrijven die op een of andere manier fors willen investeren in waterstof (over de hele waardeketen heen). Sinds het ontstaan van de Council, hebben ze twee visiedocumenten gepubliceerd rond de rol die waterstof kan spelen in de wereldwijde energievoorziening² en hoe het opschalingsproces³ er kan uitzien.

In het opschalingsscenario staan per sector volumes (in % van de totale applicatie) uitgerekend die wereldwijd zouden kunnen omgezet worden naar “zero-emissie”⁴ waterstof tegen **2050**, en is aangegeven welke fractie tegen 2030 al kan omgezet zijn (zie cijfers tussen haakjes hier beneden).

- Voor transport op H₂:
 - 35% van de auto's (3%)
 - 30% van de bussen (10%)
 - 25% van alle vrachtwagens (2,5%)
 - 50% van de bestelwagens of licht-commerciële voertuigen in steden (6%)
 - 20% van de dieseltreinen (10%)
 - 5% van de vliegtuigen en vrachtschepen
- Voor stroom en warmte-opwekking:
 - 10% van de warmte en stroom in huishoudens en industrie; voor landen met een uitgebreid aardgasnet kan dit significant meer zijn, voor andere minder.
- Voor industrie/chemie:
 - 30% van het methanol + afgeleiden kan gemaakt worden uit waterstof en afgevangen CO₂ (i.p.v. uit methaan).
 - De huidige hoeveelheid waterstof die in de industrie gebruikt worden kan volledig vervangen worden door hernieuwbaar waterstof.
 - 10% van de staalproductie kan vervangen worden door een gedecarboniseerd proces (directe reductie van ijzererts met H₂).

Er wordt ook een benodigd investeringsbedrag genoemd om deze roadmap te realiseren, i.e. een jaarlijkse investering van 20 tot 25 miljard \$ en een totaal van 280 miljard \$ tot 2030, waarvan:

- 110 miljard \$ voor de productiecapaciteit van waterstof (combinatie van verschillende technologieën, (SMR, elektrolyse), grondstoffen (aardgas, biogas, elektriciteit en schaalgroottes (van groot gecentraliseerd to klein gedecentraliseerd). 80 miljard \$ voor opslag, transport en distributie (waarvan 20 miljard \$ in tankstations)
- 90 miljard \$ voor de eindgebruikers van waterstof.

Voorwaarden om dit plan te realiseren zijn o.a. een drastische kostenreductie van de technologie en een CO₂-emissiekost van minstens 50\$ tot 100\$.

² How hydrogen empowers the energy transition, Hydrogen Council January 2017 ³ Hydrogen scaling up, [A sustainable pathway for the global energy transition](#), Hydrogen Council November 2017

³ Hydrogen scaling up, [A sustainable pathway for the global energy transition](#), Hydrogen Council November 2017

⁴ Met “Zero-emissie waterstof” wordt bedoeld: geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit met elektrolyse of uit biomethaan of uit aardgas gecombineerd met CO₂ opslag/hergebruik of door vergassing van biomassa. Er wordt ook gesproken over “green” (hernieuwbaar) of “clean” (zero of laag CO₂)- hydrogen.

De getallen en percentages genoemd in dit opschalingsdocument van de Hydrogen Council zijn in vele gevallen richtinggevend geweest voor het bepalen van het technisch potentieel voor Vlaanderen in deze studie.

2.4 Europees kader

In November 2016 lanceerde de Europese Commissie het zogenaamde 'Clean Energy pakket' om de EU doorheen de energie transitie te leiden en het regelgevend kader te scheppen voor de periode 2020-2030. Deze set van Directieven zullen de opvolger zijn van eerdere Europese Directieven zoals "Energie Efficiëntie", "Hernieuwbare Energie" (RED), "Ontwerp van elektriciteitsmarkten", etc. die aflopen in 2020.

De zogenaamde "RED Recast" of "RED II", die niet alleen de opvolger is van de RED maar ook van de Fuel Quality Directive (FQD), is relevant voor waterstof.

Eenzijds legt deze Directieve verplichtingen op voor hernieuwbare energie in transport: in 2030 moet het aandeel van hernieuwbare energie in de transportsector 14% bedragen, waarbij de eerste generatie biobrandstoffen beperkt wordt tot max. 7% en de tweede generatie biobrandstoffen minimaal 3,5% aandeel moeten hebben tegen 2030.

De overige 3,5% kan dan ingevuld worden met elektriciteit, waterstof of afgeleide vloeibare brandstoffen (E-fuels).

De definitie van groene brandstof in de RED II heeft tijdens de discussies voorafgaand aan de finale versie heel wat discussie doen ontstaan: in de eerste versies mocht een elektrolyser niet aan het net geconnecteerd zijn om de volledige productie als "hernieuwbare brandstof" te kunnen erkennen. Door die beperking was het zeer moeilijk om tot een rendabele operatie te komen. In de laatste finale versie (zoals inhoudelijk goedgekeurd in juni 2018), is er ook een opening gemaakt naar net-geconnecteerde systemen waarvoor een lange termijn stroom-aankoopovereenkomst wordt afgesloten voor hernieuwbare energie.

In de laatste versie staat ook vermeld dat groene waterstof als grondstof in raffinaderijen zal erkend worden als een middel tot decarbonisering. Deze erkenning is belangrijk voor de mogelijkheden van groene waterstof in deze sector en kan - zeker in een transitieperiode van fossiele brandstoffen naar hernieuwbare brandstoffen- zorgen voor een opschaling van de waterstoftechnologie.

Momenteel is er van de RED II een goedgekeurde tekst, die op het einde van 2018 helemaal definitief zal zijn.

De vertaling naar wetgeving binnen de lidstaten zal in de 18 maanden nadien gebeuren en zal goed moeten opgevolgd worden.

3. Huidige situatie m.b.t. waterstof in Vlaanderen

De laatste jaren zijn in Vlaanderen een aantal unieke projecten rond waterstof gerealiseerd.

In dit hoofdstuk wordt achtereenvolgens aandacht besteed aan:

- Waterstofinfrastructuur
- Waterstoftoepassingen
- Bedrijvencluster waterstof

3.1 Waterstofinfrastructuur

In 2012 is door WaterstofNet bij Colruyt Group in Halle een waterstoftankstation in bedrijf genomen, waar **heftrucks** waterstof op 350 bar konden tanken. Bij dit tankstation, dat geleverd is door het Vlaams bedrijf Hydrogenics, worden groene elektriciteit (wind en zon) en water omgezet tot groene waterstof. Initieel was enkel alkalische elektrolyse-technologie voorzien, maar in een latere fase is het waterstoftankstation uitgebreid met PEM-elektrolyse.



Figuur 3.1: Waterstoftankstation voor heftrucks bij Colruyt Group in Halle

Het eerste waterstoftankstation voor **bussen** (waterstof 350 bar) is geïnstalleerd in Antwerpen en gebruikt restwaterstof die bij Innovyn in de haven van Antwerpen vrijkomt bij de productie van chloor. Recent is het waterstoftankstation, dat oorspronkelijk gebouwd was door het Deense H2Logic, overgenomen door PitPoint.



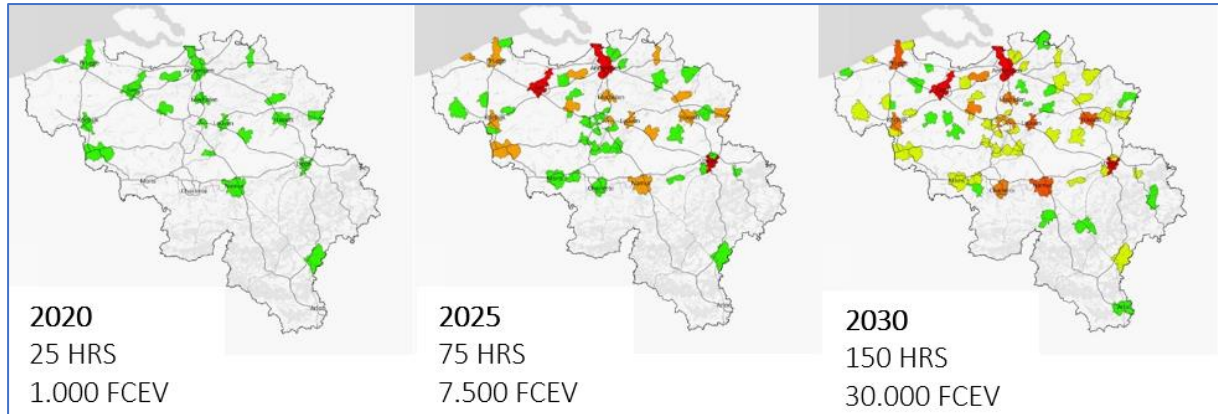
Figuur 3.2: Waterstoftankstation voor bussen van De Lijn in Antwerpen

Het eerste **publieke** waterstoftankstation (350 en 700 bar) is in 2016 gebouwd door Air Liquide en is gesitueerd op de gronden van Toyota Motor Europe in Zaventem. De hier gebruikte waterstof wordt per vrachtwagen aangevoerd en heeft als bron de restwaterstof bij Innovyn in Antwerpen.



Figuur 3.3: Eerste publieke waterstoftankstation in België in Zaventem

In het kader van het Europese project HIT-2-Corridors is in 2015 een uitrolscenario ontwikkeld voor waterstoftankstations in België, waarbij als ambitieniveau voor Vlaanderen “20 waterstoftankstations in 2020 (25 in België)” is gedefinieerd.



Figuur 3.4: Toekomstvisie waterstofinfrastructuur (HRS) en aantal waterstofauto's (FCEV) voor België

Behalve de waterstoftankstations in Zaventem (operationeel) en Halle (operationeel helft 2018), zijn voor 2019 al 3 bijkomende Vlaamse waterstoftankstation meegefinancierd door Europa. Met deze drie waterstoftankstations in Antwerpen (Wilrijk), Gent (Melle) en Leuven (Haasrode) komt het totale aantal waterstoftankstations in 2019 alvast uit op minimaal 5. Daarnaast is recent de call binnen het Europese project Benefic gelanceerd, waarbij subsidiëring mogelijk is voor 2 bijkomende waterstoftankstations.

Uniek voor Vlaanderen is dat sinds midden jaren '60 Vlaanderen het hart van het grootste ondergrondse leidingnetwerk voor waterstof in de wereld is. Air Liquide heeft het unieke ondergrondse waterstofleidingnetwerk met een lengte van circa 900 km aangelegd om grootschalig waterstof te produceren en deze te beleveren aan een aantal bedrijven, die grote hoeveelheden waterstof nodig hebben: zoals op de kaart te zien loopt het waterstofleidingnetwerk van Noord-Frankrijk via België naar Nederland.



Figuur 3.5: Ondergronds waterstofleidingnet van Air Liquide

3.2 Waterstoftoepassingen

Bij Colruyt Group in Halle wordt sinds 2012 getest met heftrucks op waterstof, als vervanging van batterij-elektrische heftrucks. Aangezien het distributiecentrum bij Colruyt in Halle 24/24 en 7/7 werkt moeten batterijen gewisseld worden en is het economisch interessanter om snel waterstof te tanken (enkele minuten) dan om elke shift batterijen te wisselen.

In de loop van 2018 zal de vloot heftrucks op waterstof bij Colruyt Group uitgebreid worden naar 75 heftrucks op waterstof.



Figuur 3.6: Heftrucks op waterstof bij Colruyt Group in Halle

Eind 2014 is een demonstratieproject voor waterstof in openbaar vervoer opgestart bij De Lijn in Antwerpen: 5 bussen op waterstof, gebouwd door het Vlaamse Van Hool, worden uitgebreid getest. Aangezien de ligging van het huidige waterstoftankstation (bij Innovyn in de Antwerpse haven) nogal ver ligt van de stelplaatsen van De Lijn, is het tijdverlies om te gaan tanken relatief groot. Daarom zijn de eigenaar/exploitant van het waterstoftankstation (PitPoint) en vervoersorganisatie De Lijn actueel aan het kijken naar welke bestaande stelplaats het waterstoftankstation best verplaatst zou worden.



Figuur 3.7: Bussen op waterstof in Antwerpen, gebouwd door Van Hool

E-Trucks uit Lommel heeft in 2013 een eerste prototype vuilniswagen op waterstof ontwikkeld en gedemonstreerd; deze eerste vuilniswagen op waterstof heeft een testprogramma afgewerkt in Eindhoven. Als gevolg daarvan worden binnen het Europese Life-project Life&GrabHy twee bijkomende vuilniswagens op waterstof gebouwd en gedemonstreerd door E-Trucks. Eind 2017 is het Europese project “REVIVE” goedgekeurd, waarvan ook 2 vuilniswagens naar Antwerpen komen.



Figuur 3.8: Eerste vuilniswagen op waterstof

Wereldwijd zijn er actueel twee modellen personenauto's op waterstof te koop: Hyundai ix35 en Toyota Mirai. In 2018 komt daar de nieuwe Hyundai Nexo en de Daimler GLC op waterstof bij.

Hyundai ix35



Toyota Mirai



Figuur 3.9: Hyundai ix35 en Toyota Mirai op waterstof

In 2017 is door CMB in Antwerpen de HydroVille in bedrijf genomen, een ferry-boot die aangedreven wordt met een dieselmotor, die behalve op 100% diesel, ook op een mengsel van diesel/waterstof (10/90) kan varen in de haven van Antwerpen.



Figuur 3.10: Ferry-boot Hydroville in de haven van Antwerpen

Internationaal wordt erg veel gekeken naar vrachtvervoer op waterstof. Hoewel het aantal rijdende vrachtwagens op waterstof wereldwijd nog minder dan 10 bedraagt, worden in de loop van 2018 in Vlaanderen twee unieke demonstratieprojecten gestart: een trekker-oplegger van 44 ton op waterstof en een bakwagen van 27 ton op waterstof.



Figuur 3.11: In Vlaanderen te testen trekker/oplegger (44 ton) en bakwagen (27 ton) op waterstof

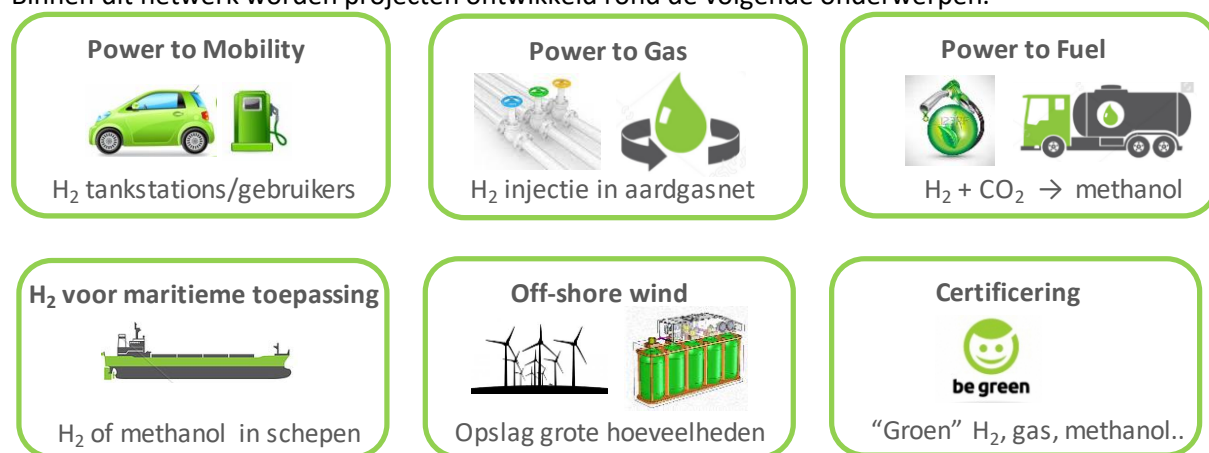
3.3 Bedrijvencluster Power to Gas

De bedrijvencluster Power to Gas, actueel bestaande uit 28 leden, is door de Vlaamse overheid erkend als Innovatief Bedrijfsnetwerk (IBN). Concreet betekent dit dat de Vlaamse overheid deze cluster financieel ondersteunt en dat de cluster toegang heeft tot financiering van projecten, waarin de bedrijven samenwerken.



Figuur 3.12: Leden van IBN Power to Gas

Binnen dit netwerk worden projecten ontwikkeld rond de volgende onderwerpen.



Figuur 3.13: Interessegebieden leden IBN Power to Gas

4. Naar een waterstof visie voor Vlaanderen

4.1 Waterstof in transport

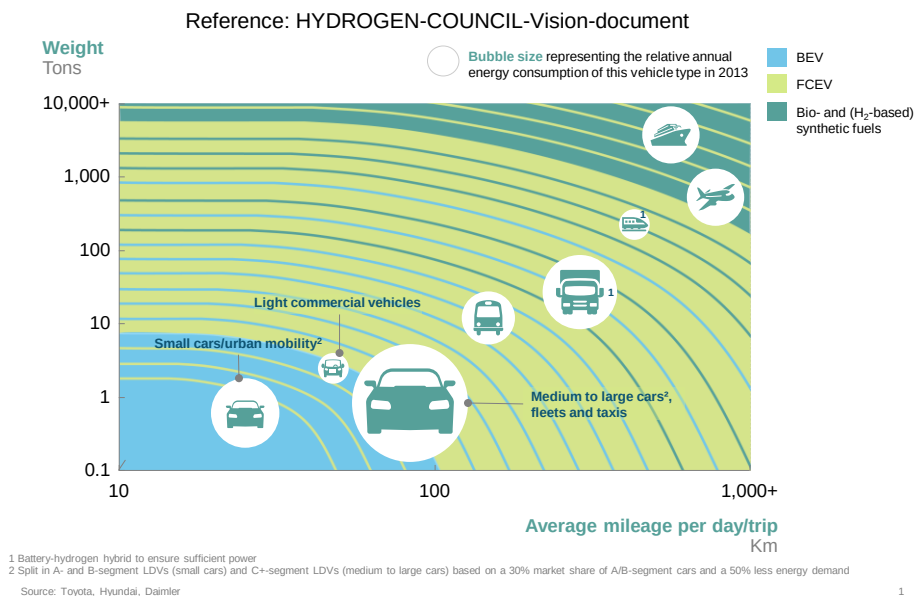
4.1.1 Inleiding

Wereldwijd gaat momenteel de meeste aandacht voor waterstof als duurzame energiedrager naar het gebruik daarvan in transport. Een belangrijke reden hiervoor is dat verduurzaming van transport een belangrijke rol speelt in het verbeteren van de luchtkwaliteit, waardoor vormen van zero-emissie-transport aan populariteit actief worden gepromoot. Onder de term 'elektrificatie van transport' wordt door de industrie sterk ingezet op deze ontwikkelingen en ook vanuit het beleid is er steeds meer aandacht voor 'zero-emissie transport'. De nadruk hierin ligt op batterij-elektrische aandrijvingen, maar er is een toenemende belangstelling voor aandrijflijnen waarin niet alleen batterijen, maar ook waterstof gevoede brandstofcellen een rol spelen.

Vaak wordt gesproken over de mogelijke concurrentie tussen batterij-elektrisch en waterstof-elektrisch rijden, maar beide vormen van 'elektrificatie' van transport zijn sterk complementair. Dit is geïllustreerd in Figuur 4.1. Deze geeft aan dat de gekozen vorm van elektrificatie in de praktijk voornamelijk gebaseerd zal zijn op de vereiste actieradius en het gewicht van het transportmiddel. Kleinere transportmiddelen met beperkte eisen aan actieradius, zullen daarom vooral batterij-elektrisch zijn, terwijl zwaardere transportmiddelen met een grote actieradius (en energie)behoefte zich meer lenen voor op waterstof gebaseerde oplossingen.

FCEVs will play an essential role in decarbonizing transport

Projected economic attractiveness



Figuur 4.1: uit visie document van de Hydrogen Council Jan 2017: attractiviteit van de verschillende brandstoftechnologieën als functie van af te leggen afstand (autonomie) en massa van het voertuig. De grootte van de cirkels geeft de relatieve jaarlijkse brandstofconsumptie weer.

Hoewel de potentiële rol van waterstof in transport erg groot is, is het belangrijk om vast te stellen dat waterstof in transport zich momenteel in een vroege introductiefase bevindt.

Enkele cijfers om de wereldwijde status van waterstof in transport te kaderen:

- Er zijn in begin 2017, wereldwijd 274 publieke waterstoftankstations operationeel, waarvan er in alleen al in 2016, meer dan 90 in bedrijf genomen zijn. De meeste waterstoftankstations bevinden zich in Japan (80), Europa (100) en de Verenigde Staten van Amerika (vooral in California (40))
- Wat betreft personenauto's, rijden er wereldwijd enkele duizenden auto's op waterstof rond; met als actieve koplopers Toyota, Hyundai, Honda en Mercedes (B-klasse): Toyota produceert momenteel jaarlijks 3.000 waterstofauto's en heeft aangegeven de productie in 2020 te verhogen naar 30.000 auto's per jaar, wereldwijd met focus op Japan, China, Zuid-Korea, Californië en Europa.
- Er zijn wereldwijd circa 15.000 heftrucks op waterstof operationeel, waarvan het overgrote gedeelte in de Verenigde Staten van Amerika, in Europa zijn de eerste projecten gerealiseerd.
- Er zijn wereldwijd enkele honderden bussen op waterstof operationeel, waarin Europa de koploper is: de komende jaren worden in Europa 300 bijkomende bussen op waterstof in dienst genomen; in China worden momenteel projecten met duizenden bussen op waterstof opgestart.

- Voor wat betreft vrachtwagens, vaartuigen en treinen, worden de eerste demonstratieprojecten op waterstof getest: ondanks het beginnersstadium van dit type toepassingen, zijn de internationaal voorziene potentiële markten in deze toepassingsgebieden groot.

In deze studie is voor de volgende transportsectoren het potentieel in kaart gebracht:

- Personenauto's
- Bussen
- Vrachtwagens (inclusief vuilniswagens)
- Spoor
- Maritiem

4.1.2 Technisch en economisch potentieel

Bij het bepalen van het technisch potentieel voor waterstof in transport is ervan uitgegaan dat per toepassingsgebied een aantal transportmiddelen batterij-elektrisch uitgevoerd zullen worden en dat het andere segment in aanmerking komt voor de waterstof-elektrische oplossing.

Personenauto's

In België rijden in 2016 circa 5,7 miljoen personenauto's en zijn circa 3.100 tankstations (gemiddeld ruim 1800 auto's per tankstation).

Tabel 4.1 toont voor Vlaanderen de opbouw van het park voor personenauto's:

Brandstof	Aantal voertuigen	km/jaar [miljard]
Benzine	1.380.624	12,444
Diesel	2.054.777	37,203
Andere	24.768	0,283
Totaal	3.460.169	49,930

Tabel 4-1: Opbouw Vlaams park personenauto's 2016 (FOD Mobiliteit en Vervoer)

Om een toegevoegde waarde te bieden voor waterstof wordt gesteld dat auto's die meer dan 30.000 km per jaar rijden in aanmerking komen voor waterstof: actueel zijn auto's met deze afstanden meestal dieselauto's.

De volgende ramingen worden gemaakt voor personenauto's op waterstof:

2030	30.000 auto's	0,9 mld km
2050	1.000.000 auto's	30 mld km

Voorwaarde om tot 30.000 auto's te komen in 2030 is dat voldoende betaalbare auto's op waterstof op de markt komen, zowel wat betreft verschillende types als aantallen per type. Het feit dat Toyota

vanaf 2020 een productieniveau van 30.000 auto's per jaar zal hebben en dat andere merken aankondigen ook auto's op waterstof vanaf 2020, of zelfs eerder in de markt te gaan zetten (Hyundai, Mercedes, BMW, Honda, ...), maakt realisatie van het potentieel van 30.000 auto's op waterstof mogelijk.

Als het aantal van 30.000 auto's op waterstof in 2030 gerealiseerd is, betekent dit dat de auto op waterstof een reëel en commercieel haalbaar alternatief is voor eindgebruikers, zodat dan de verdere uitrol naar 1 miljoen auto's in 2050 een logische vervolgstap is, aangezien in 2050 het transport voornamelijk 'zero-emissie' zal zijn.

In tabel 4.2 is aangegeven welke hoeveelheid waterstof nodig is en welke de daaraan gekoppelde vraag naar groene elektriciteit is; daarnaast is ook het vereiste aantal tankstations en de gemiddelde bezettingsgraad geraamd.

Jaar	auto's waterstof	afstand [mld km]	waterstof behoefte [kton]	groene elektriciteit [GWh] ***	waterstof stations	auto's/ station
2030	30.000	0,9	8,1 *	486	100	300
2050	1.000.000	30	210 **	12600	500	2000

* 0,9 kg/100 km ** 0,7 kg/100 km (o.a. efficiëntere brandstofcel) *** 60 kWh/kg

Tabel 4-2: Scenario's personenauto's op waterstof voor 2030 en 2050

Wat betreft interesse in personenauto's op waterstof zijn van prioritair belang de aanwezigheid en beschikbaarheid van waterstoftankstations en de aanschafprijs van de auto: een zich uitbreidend netwerk van "altijd beschikbare" waterstoftankstations en betaalbare auto's zijn belangrijk om de 'early-adopters' te overtuigen van het rijden op waterstof.

Tekstkader 4: Batterij-elektrische en waterstof-elektrische voertuigen

Bij zero-emissie voertuigen wordt ingezet op zowel batterij-elektrische en waterstof-elektrische voertuigen. Daar waar van batterij-elektrische voertuigen inmiddels een aantal modellen op de markt zijn, zijn nu voor waterstof-elektrische voertuigen de eerste modellen op de markt. Verwacht wordt dat vanaf 2020 het aantal types voor beide technologieën nog heel sterk zal toenemen.

Algemeen gesteld is de batterij-elektrische oplossing meest interessant voor kleinere voertuigen en kortere afstanden en is de waterstof-elektrische oplossing het meest geschikt voor grotere voertuigen met grotere afstanden.

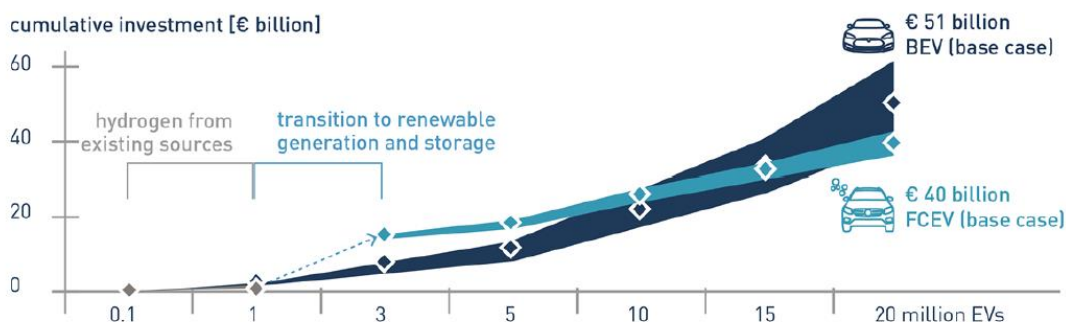
Waar de batterij-elektrische voertuigen al een ontwikkeling doorgemaakt hebben, moet bij de waterstof-elektrische voertuigen de ontwikkeling nog grotendeels starten.

Het is zeker dat beide opties nog aanzienlijke verbeteringen gaan doormaken, zowel op vlak van technische prestaties als op vlak van kosten.

Voorspellingen voor 2030 en 2050 zijn daarmee zeer moeilijk te maken, temeer daar ook de invulling van de mobiliteit (aantal personenauto's, bussen, vrachtwagens en de invloed van deelsystemen) zeker sterk zal wijzigen in de toekomst: er is dus een grote onduidelijkheid over het aantal voertuigen dat in 2030 en 2050 in Vlaanderen zal rijden. In dit verband is het in de toekomst beter om te spreken over 'personenkilometers' per type aandrijving dan over aantal voertuigen.

De reden waarom het aantal waterstof-elektrische voertuigen in het technisch potentieel relatief hoog kan lijken is dat in de toekomst verwacht wordt dat vooral voertuigen voor grotere afstanden en maximale flexibiliteit gebruikt zullen worden. Ook voor toekomstige "deelsystemen" van voertuigen zullen "afstand" en "flexibiliteit" sleutel-elementen voor succes zijn. Kleinere, vaste verplaatsingstrajecten zullen meer en meer door andere mobiliteitsconcepten vervangen worden. Dit alles maakt dat voertuigen op waterstof in deze studie een duidelijk technisch potentieel hebben: de daadwerkelijke toekomstige prestaties en kostenontwikkelingen zullen bepalen in welke mate dit technisch potentieel in de praktijk gerealiseerd gaat worden.

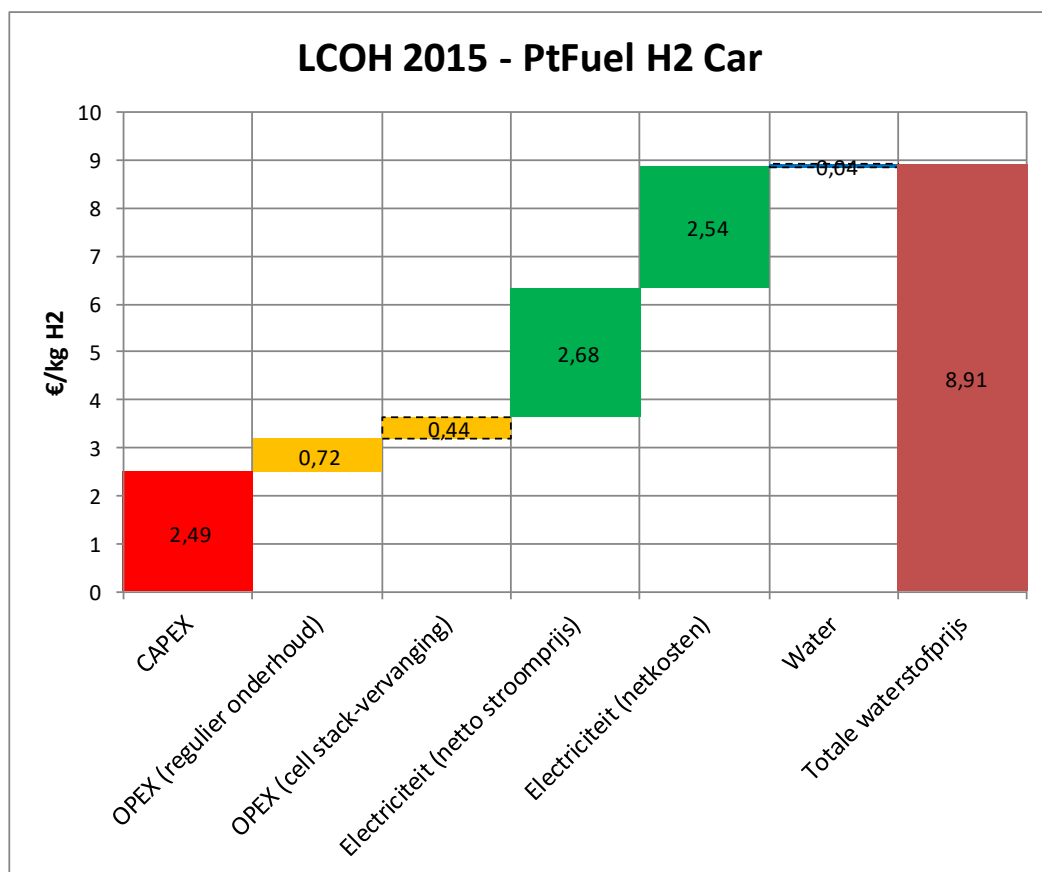
Wat betreft de kosten voor infrastructuur voor batterij-elektrische voertuigen en waterstof-elektrische voertuigen is recent in Duitsland door 'Forschungszentrum Jülich' de studie "Comparative Analysis of Infrastructures: hydrogen fueling and electric charging of vehicles" uitgevoerd. Uit deze studie blijkt dat bij de implementatie van elektrische voertuigen initieel de investeringen voor batterij-elektrische voertuigen lager is dan die voor waterstof-elektrische voertuigen: bij grootschalig gebruik blijkt de aanleg van infrastructuur voor waterstof-elektrische goedkoper te zijn.



Bepalend voor de economische haalbaarheid van personenauto's op waterstof zijn de aanschafprijs van de auto en de kosten van de waterstof. De prijzen van de personenauto's op waterstof liggen momenteel tussen 50.000 en 70.000 euro, wat 'beperkt' duurder is dan het vergelijkbaar segment van auto's waarmee vooral zakelijk meer dan 30.000 km per jaar gereden wordt.

Cruciaal is de prijs van de waterstof: actueel betekent een waterstofverbruik van 1 kg/100 km en een prijs van 10 euro/kg een kostprijs voor waterstof van 0,10 euro/km. Vergelijking met een dieselprijs van 1,20 euro per liter en een verbruik van 5,5 liter/100 km komt dit voor de huidige auto op diesel neer een op brandstofprijs van 0,066 euro/km, wat één derde lager is dan de huidige waterstofprijs.

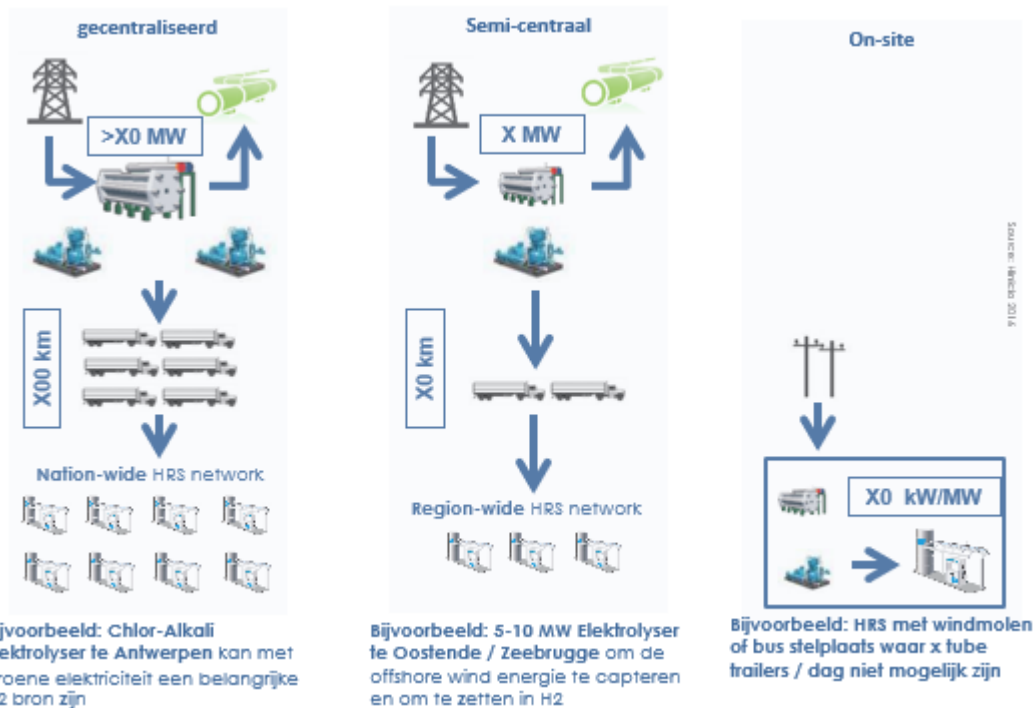
Figuur 4.2 toont een voorbeeld van de kostenopbouw van de waterstofprijs opgewekt in het waterstoftankstation (bij een druk van 700 bar) uit groene elektriciteit door middel van een netgeconnecteerde elektrolyse-installatie .



Figuur 4.2: Kostenopbouw waterstofprijs personenauto's (power-to-gas routekaart Vlaanderen)

Uit figuur 4.2 blijkt dat voor de kostenopbouw vooral de elektriciteitsprijzen en de investeringskosten van het waterstoftankstation bepalend zijn, waarbij in verband met de CAPEX van de elektrolyse, het belangrijk is om een grote bedrijfstijd te realiseren.

Naast opwekking van waterstof in het tankstation ('on-site') zijn ook andere logistieke modellen van waterstof opslag en distributie mogelijk zoals aangegeven in figuur 4.3 hieronder.



Figuur 4.3: centrale, semi-centrale en on-site waterstofproductie en distributiemodel

On-site elektrolyse is vooral geschikt waar HEB beschikbaar is (bijv. een windturbine op een bedrijfsterrein) of op plaatsen waar waterstof beleving van tube-trailers moeilijk is om organisatorische redenen.

Semi-centrale elektrolyse-installaties zouden waterstof kunnen produceren om een provinciaal HRS netwerk te beleven. Voordeel van deze oplossing is dat er schaalvoordelen zijn voor de constructie van de installatie, er in de meeste gevallen op een hoger voltage van het elektriciteitsnetwerk kan worden aangesloten (goedkopere elektriciteit en makkelijker om balanceringsdiensten aan te bieden aan de netwerk operator) en dat de installatie gebouwd kan worden in de nabijheid van het gasnetwerk (om waterstof te injecteren als de elektriciteits- en dus de waterstofproductie kost laag genoeg is). Nadeel is dat er lokaal transport betaald moet worden.

Grootschalige centrale elektrolyse kan waterstofproductie verzorgen die heel Vlaanderen kan dekken, en is gelijkaardig aan het huidige logistieke model van industriële gasbedrijven.

Voor distributie in HRS zou een volgend overzicht voor Vlaanderen vooropgesteld kunnen worden:

Jaar	# HRS in VL	# FCEVs	# FCEV / HRS	Type HRS	Type Tube Trailer en belevring
2020-2022	20 HRS	1000 FCEV	50 FCEV / HRS	80kg/dag: - on-site electrolyse (200kW) - Tube-trailer 200kg/dag: - on-site electrolyse (500kW) - Tube trailer	200 bar, 400kg tube trailer (of kleiner): - 80kg/d: trailer iedere 2 weken - 200kg/d: trailer iedere 2 dagen
2030	100 HRS	30 000 FCEV	400 FCEV / HRS	200kg/dag: - on-site electrolyse (500kW) - Tube trailer 400kg/dag: - on-site electrolyse (1 MW) - Tube trailer	500 bar, 1300kg tube trailer (om compressie kost in HRS te verminderen): - 200kg/d: trailer iedere week - 400kg/d : iedere3 dagen
2050	500 stations	1000 000 FCEV	2000 FCEV / HRS	400kg/dag: - on-site electrolyse (1 MW) - Tube trailer 1000kg/dag: - Onsite electrolyser (2,5 MW) of SMR (biomethane) - Tube trailer - Via H2 pijpleiding	500 bar, 1300kg tube trailer (om compressie kost in HRS te verminderen): - 400kg/d : iedere3 dagen - 1000 kg/ d: iedere dag H2 pijpleiding

Tabel 4-3: evolutie van het type van waterstofvulstations voor personenvervoer

De densiteit van het netwerk, de exacte locatie van de vraag en de beleidsmaatregelen die genomen worden, zullen een impact hebben op het logistieke model en type HRS dat zal gekozen worden door de industrie.

Openbaar vervoer

In Vlaanderen wordt het openbaar vervoer georganiseerd door De Lijn, die zowel bussen in eigen beheer heeft als lijndiensten in opdracht laat rijden door externe exploitanten. Globaal telt Vlaanderen circa 3.000 OV bussen.

Tabel 4-4 toont het aantal kilometers dat de Lijn in “eigen beheer” en door “exploitanten” laat uitvoeren: totaal bedraagt dit circa 169 miljoen kilometer per jaar.

AFGELEGDE KILOMETERS

ENTITEIT	TRAM	EIGEN BEHEER	AUTOBUSDIENSTEN		TOTAAL	ALLE DIENSTEN TESAMEN
			Geregeld	Leerlingen- vervoer		
Antwerpen	10 858 890	24 055 488	17 641 224	5 639 067	47 335 778	58 194 668
Oost-Vlaanderen	2 986 550	17 307 132	14 255 052	4 888 492	36 450 676	39 437 226
Vlaams-Brabant	0	24 447 827	19 963 082	3 121 812	47 532 721	47 532 721
Limburg	0	14 207 171	13 147 590	3 228 736	30 583 497	30 583 497
West-Vlaanderen	2 952 783	14 286 266	9 539 023	4 277 366	28 102 655	31 055 438
TOTAAL	16 798 223	94 303 884	74 545 970	21 155 473	190 005 327	206 803 550

Tabel 4-4: Voertuigkilometers bussen openbaar vervoer (Bron: De Lijn)

In verband met de bepaling voor het technisch potentieel voor waterstof, is het belangrijk onderscheid te maken tussen 'stadsbussen' en 'streekbussen'.

Stadsbussen rijden kortere afstanden met lagere gemiddelde snelheid (veel start/stop) en het is daarom logisch om voor stadsbussen batterij-elektrische bussen te gebruiken. In dergelijke dienstregelingen is het ook logischer om tussentijdse laadinfrastructuur rendabel te kunnen inpassen, zoals bijvoorbeeld gebeurt met de 40 batterij-elektrische bussen in Eindhoven.

Voor streekbussen liggen zowel de dagelijks afgelegde kilometers als de gemiddelde snelheid hoger (veel minder start/stoppen), waardoor voor zero-emissie eerder waterstof-elektrische bussen in aanmerking komen.

De vloot van De Lijn kan verdeeld worden in circa 10% stadsbussen en 90% streekbussen.

Om waterstof echt een toegevoegde waarde te laten hebben t.o.v. batterij-elektrische bussen, wordt ervan uitgegaan dat waterstofbussen 300 km per dag rijden en uitgaande van 300 dagen/jaar komt dit neer op een jaarlijkse afstand van een waterstof-elektrische bus van 90.000 km.

De volgende ramingen worden gemaakt voor bussen op waterstof:

2030	300 bussen	27 miljoen km
2050	900 bussen	81 miljoen km

Actueel is er een demonstratie van 5 bussen op waterstof bij De Lijn in Antwerpen maar is er niet direct zicht op bijkomende bussen op waterstof in Vlaanderen. Toch zijn in Europa recent projecten goedgekeurd voor een totaal van 300 bussen die vanaf 2019-2020 in Europese steden zullen rijden. In Londen, Aberdeen, de regio Noordrijn-Westfalen lopen momenteel aanbestedingsdossiers voor bussen op waterstof en in 2018 zal in Nederland de aanbesteding van 50 bussen op waterstof gelanceerd worden. Belangrijk wel is op te merken dat het logischer en economisch interessanter is om grote stelplaatsen uit te rusten met grotere vloeden van bussen op waterstof.

Binnen de Europese context is het daarom realistisch om in Vlaanderen voor 2030 als doelstelling 300 bussen op waterstof bij het openbaar vervoer voorop te stellen. Een extra reden om deze

doelstelling zelfs te versnellen is dat Vlaanderen zelf twee busbedrijven herbergt, die bussen op waterstof kunnen leveren.

In tabel 4.5 is aangegeven welke hoeveelheid waterstof en de daaraan gekoppelde vraag naar groene elektriciteit is voor het voorgestelde scenario voor 2030-2050; daarnaast is ook het vereiste aantal tankstations en de gemiddelde bezettingsgraad vermeld.

Jaar	bussen waterstof	afstand [mln km]	waterstof behoefte [kton]	groene elektriciteit [GWh] ***	waterstof stations	Bussen/ Station
2030	300	27	2,4 *	146	10	30
2050	900	81	5,7 **	340	20	45

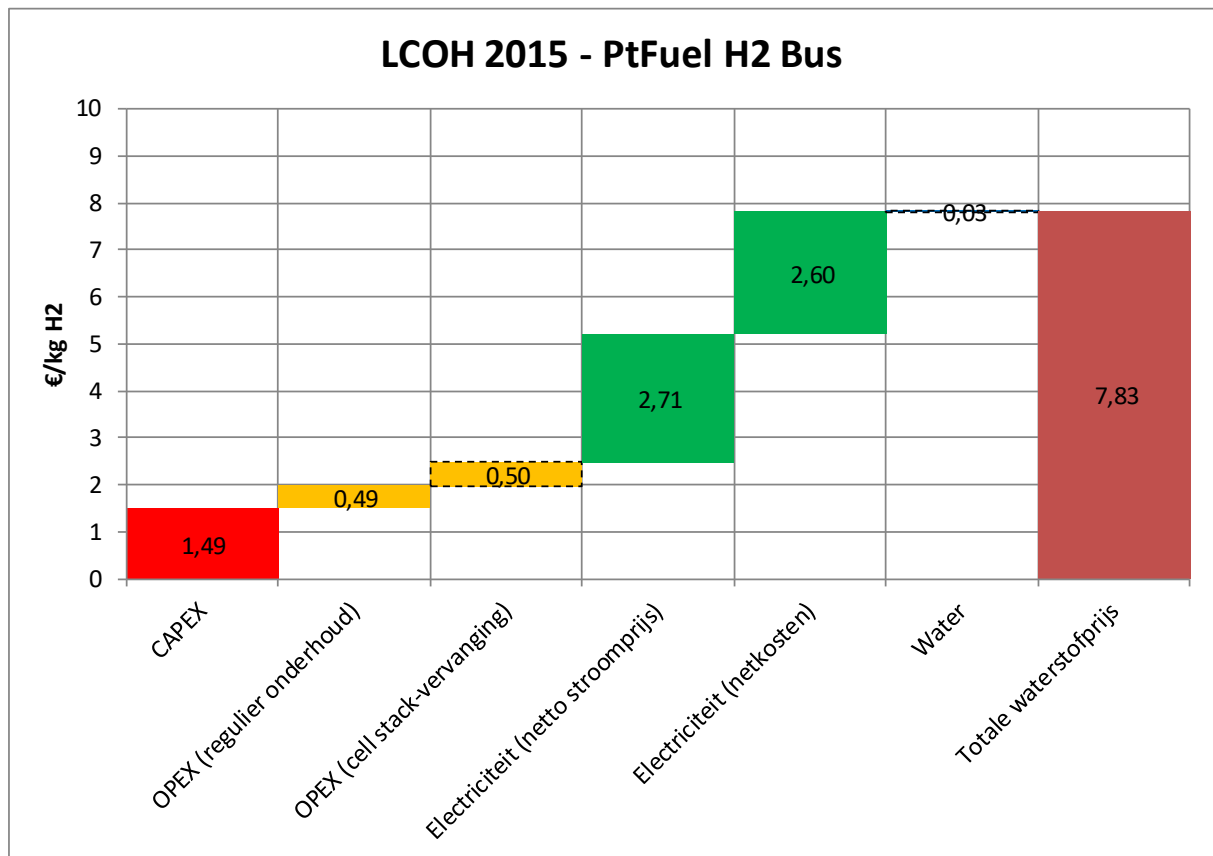
* 9 kg/100 km ** 7 kg/100 km *** 60 kWh/kg

Tabel 4-5: Scenario's bussen op waterstof voor 2030 en 2050

Voor wat betreft de economische haalbaarheid zijn ook bij openbaar vervoer de prijs van de bussen op waterstof en de prijs van de waterstof cruciaal. Bussen op waterstof hebben de laatste jaren een spectaculaire prijsdaling laten zien: daar waar de bussen in Antwerpen nog een kostprijs hadden van 1,4 miljoen euro per bus, is de aanschafprijs van de bus op waterstof actueel gedaald tot 650.000 euro: meer dan een halvering in slechts enkele jaren. Ter vergelijking: de prijsdaling bij de personenauto's op waterstof is aanzienlijk kleiner, aangezien de prijs van een auto op waterstof al veel meer in lijn ligt met de klassieke auto. Voor de 300 bussen in Europa heeft Europa per bus circa 200.000 euro subsidie gegeven, waardoor de nettoprijs voor de bus operatoren in deze projecten uitkomt op 450.000 euro per bus. Dit bedrag komt in de buurt van de batterij-elektrische bus die evenwel minder actieradius, minder flexibiliteit, maar lagere energiekosten heeft maar blijft aanzienlijk hoger dan de dieselbus (200.000 euro): het is evenwel niet te verwachten dat in de toekomst de dieselbus de referentie zal zijn.

Vanuit exploitatieoogpunt is ook de brandstofprijs belangrijk. Aan een huidige dieselprijs van 1 euro/liter diesel en een dieselverbruik van een dieselelektrische bus van 35 liter/100 km, komen de brandstofkosten uit op 0,35 euro/km. Met een waterstofverbruik van de bus op waterstof van 7 – 9 kg waterstof per 100 km, zou de waterstofprijs uit moeten komen op 4 – 5 euro/kg om vergelijkbaar te zijn met de huidige dieselprijs.

Figuur 4.4 toont de kostenopbouw van de waterstofprijs, afgeleverd in een waterstofstation voor bussen bij een druk van 350 bar, afkomstig van een net-geconnecteerde elektrolyse-installatie .



Figuur 4.4: Indicatieve kostenopbouw waterstofprijs (bij 350 bar) voor openbaar vervoer (power to gas routekaart)

Uit Figuur 4.4 blijkt dat voor de kostenopbouw vooral de elektriciteitsprijzen en de investeringskosten van het waterstoftankstation cruciaal zijn, waarbij in verband met de CAPEX (grotere capaciteit dan bij auto's, maar lagere druk (350 bar)) van de elektrolyse het belangrijk is om een grote bedrijfstijd te realiseren.

Belangrijk is vast te stellen dat indien wordt uitgegaan van vloten van 30 bussen per stelplaats, de openbaarvervoermaatschappij niet zelf meer hoeft te investeren in waterstoftankstations. De jaarlijkse omzet van waterstof heeft dan een dermate omvang dat exploitanten van waterstoftankstations deze stations op maat kunnen bouwen voor de bus-operator en waterstof kunnen leveren aan concurrentiële prijzen. Deze hoge utilisatiegraad vanaf de start van het tankstation en daaraan gekoppeld de mogelijkheid om een grootschaliger tankstation te bouwen met grootschaligere inkoop van groene elektriciteit, moet competitieve prijzen (4 – 5 Euro/kg) voor groene waterstof mogelijk maken.

Een belangrijk voordeel is dat bij openbaar vervoer de “aanloopverliezen” door onder-utilisatie van het tankstation zeer beperkt zijn, doordat zowel de vloot als de dagelijks te tanken hoeveelheid waterstof exact vastligt: bovendien kunnen de tankmomenten van de bussen exact ingepland worden, wat mogelijkheden biedt om de investeringskosten van het tankstations minimaal te doen zijn ten opzichte van de gevraagde specificaties.

Voor distributie in HRS zou een volgend overzicht voor Vlaanderen vooropgesteld kunnen worden:

Jaar	# HRS in VL	# bussen	# bussen/ HRS	Type HRS	Type Tube Trailer en belevring
2020-2022	1	20	20 Bus of Oplegger / HRS	400kg/dag: - on-site electrolyse (1 MW) - Tube trailer	500 bar, 1300kg tube trailer (om compressie kost in HRS te verminderen): - 200kg/d: trailer iedere week - 400kg/d : iedere3 dagen
2030	10	300	30 bus of oplegger /HRS	1000kg/dag: - Onsite electrolyser (2,5 MW) of SMR (biomethaan) - Tube trailer - Via H2 pijpleiding	500 bar, 1300kg tube trailer (om compressie-kost in HRS te verminderen): - 200kg/d: trailer iedere week - 400kg/d : iedere3 dagen
2050	20	900	Autostrade HRS	1000kg/dag: - Onsite electrolyser (2,5 MW) of SMR (biomethaan) - Tube trailer - Via H2 pijpleiding 8000-32000 kg/dag: - Onsite electrolyser (20-80 MW) of SMR (biomethaan) - Via H2 pijpleiding	500 bar, 1300kg tube trailer (om compressie-kost in HRS te verminderen): - 400kg/d : iedere3 dagen - 1000 kg/ d: iedere week H2 pijpleiding

Tabel 4-6: evolutie van type van waterstof-vulstations voor busvervoer

Het type van HRS zal voor bussen waarschijnlijk gelijkaardig zijn als die voor personenvervoer uitgezonderd twee verschillen: i) op stelplaatsen is het belevren met tube trailer vanuit operationeel oogpunt een minder evidente keuze en dus zal sneller dan bij personenvervoer voor on-site productie gekozen worden en ii) bij grote afnames zullen zich waarschijnlijk 8.000 of 32.000 kg/dag stations ontwikkelen, naar voorbeeld van de waterstofstations die Nikola ontwikkelt voor zijn HRS voor vrachtwagens in de VS.

Vrachtvervoer

In Vlaanderen reden er in 2016, 62.960 vrachtwagens (1,417 miljard km, gemiddeld 22.500 km) en 31.287 opleggertrekkers (2,260 miljard km, gemiddeld 72.200 km) op diesel. Vanwege recente ontwikkelingen rond vuilniswagens op waterstof worden vuilniswagens in deze routekaart meegenomen in de berekeningen: er wordt uitgegaan van 1.150 vuilniswagens in Vlaanderen.

Tabel 4.7 toont voor Vlaanderen de opbouw van het park voor vrachtvervoer op diesel.

Type	Totaal	> 18 ton
Vrachtwagens	61.810	24.190
Vuilniswagens	1.150	1.150
Trekker oplegger	31.287	26.827

Tabel 4-7: Opbouw Vlaams park vrachtvervoer 2016 (FOD Mobiliteit en Vervoer)

Waterstof heeft een toegevoegde waarde als oplossing voor zero-emissie rijden als de voertuigen zwaar zijn en grotere afstanden rijden. Voor vuilniswagens is de belasting dermate groot (in verband met verzamelen van afval) dat verondersteld wordt dat in 75% van de vuilniswagens waterstof vereist is om zero-emissie te kunnen zijn. Bij vuilniswagens wordt uitgegaan van een dagelijks verbruik van waterstof van 10 kg (200 dagen/jaar).

De volgende ramingen zijn gemaakt voor vrachtvervoer op waterstof:

2030	vrachtwagens	40.000 km/jaar	5% waterstof	1250 vrachtwagens
	vuilniswagens	10 kg/dag	10% waterstof	100 vuilniswagens
	trekker oplegger	100.000 km/jaar	5% waterstof	1250 vrachtwagens
2050	vrachtwagens	40.000 km/jaar	50% waterstof	12.500 vrachtwagens
	vuilniswagens	10 kg/dag	75% waterstof	850 vuilniswagens
	trekker oplegger	100.000 km/jaar	75% waterstof	20.000 vrachtwagens

Hoewel het segment van het vrachtvervoer zeer perspectiefrijk is voor waterstof vanwege de zware voertuigen, lange afstanden en de vraag naar schone/stille vrachtwagens, zijn er wereldwijd nog maar iets van 10 vrachtwagens op waterstof getest.

Bijzonder is dat in Vlaanderen op korte termijn twee vrachtwagens op waterstof (27 ton en 40 ton) en twee vuilniswagens op waterstof worden getest.

Aangezien er nog nauwelijks ervaring is met vrachtvervoer op waterstof, zijn ramingen van potentiële en van kosten bijzonder onzeker: de hier gepresenteerde cijfers moeten daarom in de komende jaren gekalibreerd worden op basis van meetresultaten van demonstratieprojecten.

Actueel worden de kosten van vrachtwagens op waterstof nog erg hoog ingeschat: batterij en waterstof-elektrische vuilniswagens zijn actueel respectievelijk een factor 2 en 3 duurder dan vuilniswagens op diesel (diesel 200 kEuro, elektrisch, 400 kEuro, waterstof 600 kEuro).

Voor vrachtwagens en trekker-opleggers, waar de brandstofcellen groter zijn, is het prijsverschil tussen diesel en waterstof nog groter: we gaan actueel uit van een factor 5: dus een vrachtwagen op diesel is 100 kEuro, vrachtwagen op waterstof is 500 kEuro.

De huidige waterstofprijs van 10 Euro/kg is voor vrachtwagens te duur: naar verwachting zal om rendabel te zijn de waterstofprijs moeten evolueren naar 4-5 Euro/kg, conform de prijs voor waterstof bij openbaar vervoer. Belangrijk is dat vrachtwagens waterstoftanks op 350 bar hebben (personenauto's 700 bar). Dit betekent dat vrachtwagens niet kunnen tanken bij een waterstoftankstation dat enkel is uitgerust voor het tanken van personenauto's op 700 bar. Om vrachtwagens te kunnen tanken moet een afzonderlijke tankzuil voor 350 bar aanwezig zijn (bij tankstation in Zaventem is dit het geval). Om de uitrol van vrachtvervoer op waterstof te faciliteren zullen daarom een gedeelte van de waterstoftankstations, die voor de personenauto's gebouwd worden, ook voorzien moeten worden voor 350 bar. Het aantal tankstations voor vrachtwagens kan lager zijn dan dat voor personenauto's, maar de geografische spreiding gerelateerd aan de drukste transportcorridors is erg belangrijk.

Op vlak van commercieel vrachtvervoer is de competitie tussen transportfirma's bijzonder sterk en daarom is een competitieve TCO (total cost of ownership) een cruciale factor voor implementatie van vrachtwagens op waterstof. Een iets hogere TCO voor vrachtvervoer op waterstof is enkel verantwoord als de vrachtwagens op waterstof, vanwege het propere/stille karakter van deze vrachtwagens, ook kunnen rijden in zero-emissie-zones of tijdens nachturen, als stilte vereist is.

Voor wat betreft de vuilniswagens is de TCO ook belangrijk, maar is deze wellicht minder strikt, aangezien vuilniswagens in steden een sterk publiek karakter hebben en ook een directe verbetering opleveren van de luchtkwaliteit.

In tabel 4.8 is aangegeven welke hoeveelheid waterstof gevraagd wordt in het voorgestelde scenario voor 2030-2050 en welke de daaraan gekoppelde vraag naar groene elektriciteit is.

Jaar	Aantal voertuigen	[mln km]	waterstof behoefte [kton]	groene elektriciteit [GWh] ****
2030				
Vrachtwagens	1.250	50	4,5*	270
Vuilniswagens	100	Nvt	0,2**	12
Trekker oplegger	1.250	125	11,3***	68
2050				
Vrachtwagens	12.500	500	45*	2.700
Vuilniswagens	850	Nvt	1,7**	102
Trekker oplegger	20.000	2.000	180,8***	10.484

* 9 kg/100 km ** 7 kg/100 km *** 10 kg/dag, 200 dagen/jr **** 60 kWh/kg

Tabel 4-8: Scenario's vrachtvervoer op waterstof voor 2030 en 2050

Spoor

Hoewel zeer recent de eerste trein op waterstof gestart is, wordt internationaal veel verwacht van treinen op waterstof op trajecten waar er geen elektrische infrastructuur aanwezig is.

Door de dieseltreinen te vervangen door treinen op waterstof, worden de kosten van de elektrische infrastructuur (aanleg bovenleidingen) vermeden. Deze vermeden kosten maken dat de duurdere trein op waterstof sneller rendabel wordt.

De eerste treinen worden momenteel getest door Alstom in Duitsland.

In Vlaanderen zijn bijna alle trajecten uitgerust met elektrische infrastructuur, zodat het potentieel voor treinen op waterstof zeer beperkt is.

De volgende trajecten worden nog bediend met Dieseltreinen:

- Aalst – Burst (P-treinen)
- Antwerpen-Centraal – Hamont/Hasselt
(IC-10, lijn geëlektrificeerd tot Mol, trein wordt gesplitst in Mol)
- Ronse – Oudenaarde - Gent-Sint-Pieters – Eeklo (L-05)
- Gent-Sint-Pieters – Zottegem – Geraardsbergen (L-25)

De elektrificatie van de lijn 15 (Herentals - Mol - Hasselt) en lijn 19 (Mol - Neerpelt) staat in het investeringsplan van Infrabel en de geplande in-dienstname is voorzien tegen eind 2020.

Als technisch potentieel voor Vlaanderen wordt gesteld dat in 2050 50% van de dan nog niet geëlektrificeerde dieseltreinen voor reizigersvervoer kunnen vervangen worden door treinen op waterstof.

Een centraal tankstation bij Gent Sint-Pieters zou locomotieven op L-05 en L-25 kunnen bedienen. Om een inschatting te kunnen maken van de hoeveelheid waterstof die hiervoor zou nodig zijn, is het aantal gereden treinkilometers op deze trajecten opgevraagd bij Infrabel.

Per jaar worden er ongeveer 9,7 miljoen Dieselkilometers gereden op alle Belgische Dieseltrajecten⁵ (passagiers en goederentransport opgeteld). Over het precieze verbruik per kilometer hebben we geen gegevens.

Wel weten we dat er voor het reizigersverkeer in België 133 GWh⁶ aan Diesel wordt verbruikt. We veronderstellen dat de helft daarvan in Vlaanderen wordt gereden.

Als we daarvan in 2050 50% naar waterstof omzetten en geven de hogere efficiëntie van een brandstofcel t.o.v. de verbrandingsmotor (factor 1,5), komen we op een waterstofvraag uit van 1,8 kton.

Tabel 4.9 geeft een eerste raming van implementatie van waterstof voor het spoor

⁵ Naast de 4 genoemde Vlaamse Diesellijnen, zijn er ook nog drie in Wallonië

⁶ http://www.belgianrail.be/nl/corporate/duurzaamheid/planet/~/_media/2A070170C238468E9E77366A7467DF2F.ashx

Jaar	treinen waterstof	waterstof behoefte [kton]	Groene elektriciteit [GWh] ***
2030	1 trein	0,1	6
2050	50%	1,8	99

Tabel 4-9: Scenario's treinen op waterstof voor 2030 en 2050

Voorgesteld wordt om in 2030 een eerste trein op waterstof te laten rijden, zodat de prestaties van deze trein op waterstof grondig geëvalueerd kunnen worden en de technisch-economische haalbaarheid van opschaling van treinen op waterstof bepaald kan worden.

Scheepvaart

De eerste vaartuigen op waterstof worden getest en in Antwerpen is recent de Hydroville in bedrijf genomen, een veerboot in eigendom van CMB, die met motoren wordt aangedreven; behalve 100% op diesel als brandstof, kan deze motor ook werken op 10% diesel en 90% waterstof.

Gegevens over de Vlaamse binnenvaart zijn erg beperkt: er is enkel bekend dat per jaar, 4.000 miljoen ton vervoerd wordt en dat het verbruik van de binnenvaart ongeveer 0,45 MJ/tonkm is. Verder is er een toename van het goederenverkeer over water in Vlaanderen met 44% voorzien in 2030 ten opzichte van 2012.

Tabel 4.10 toont het technisch potentieel voor binnenvaart op waterstof in Vlaanderen. De inschatting is dat tegen 2050 ongeveer de helft van het binnenvaartverkeer naar groene waterstof of naar een afgeleide ervan, bv. groene methanol, zou kunnen geconverteerd worden. Daarnaast zal een deel van de kleinere schepen voor korte afstanden op batterijen varen, een fractie op biobrandstoffen en ook nog een deel op fossiele brandstoffen.

Een studie van JRC⁷ heeft de verschillende opties voor brandstoffen voor de zee- en de binnenvaart geanalyseerd, en komt tot de conclusie dat op korte termijn LNG en op langere termijn methanol de beste keuze zal zijn voor de scheepvaart.

Omwille van de lage energiedichtheid per eenheid van volume van waterstof, neemt de hoeveelheid waterstof die nodig is om dezelfde afstand af te leggen als met diesel of zware stookolie een veel grote volume in dan de vloeibare brandstoffen. Zelfs bij een druk van 350 bar moet de waterstoftank bijna tien keer zo groot zijn als de dieseltank.

Boten op waterstof zullen dus enigszins beperkt zijn in autonomie; varen op vloeibaar methanol dat gemaakt is uit groene waterstof en CO₂ is een meer geschikte oplossing indien een grotere autonomie nodig is (meer informatie over groene methanol is te vinden in een hoofdstuk 4.2).

Met waterstof kan zowel voor een verbrandingsmotor als voor een brandstofcel (bij een elektromotor) worden gekozen voor deze applicatie; met methanol blijft men bij de verbrandingsmotor. In de tabel hieronder staat een inschatting voor de binnenvaart van de behoefte aan groene waterstof. De waterstofbehoefte die is aangegeven geldt zowel voor waterstof dat in zuivere vorm wordt gebruikt als voor het waterstof dat verder verwerkt wordt tot groene methanol.

⁷ "Alternative Fuels for Marine and Inland Waterways", Kamaljit MOIRANGTHEM, JRC technical report 2016

Jaar	binnenvaart waterstof	waterstof behoefte [kton]	Groene elektriciteit [GWh] ***
2030	5%	2	120
2050	50%	11	900

Tabel 4-10: Technisch potentieel binnenvaart op waterstof en/of groene methanol (afgeleid uit groene waterstof)

Aangezien de binnenvaart een erg competitieve sector is (met een dieselprijs 0,5 Euro/l), verdient het de voorkeur om eerste demonstraties uit te voeren met veerboten, die doorgaans een meer publiek karakter hebben.

4.1.3 Mogelijke beleidsmaatregelen

Personenauto's

Voor de uitrol van 30.000 auto's op waterstof in 2030, zijn de volgende twee zaken belangrijk:

- Uitbouw van een dekkend waterstoftankstation netwerk;
- Voortzetting ecologiepremie voor waterstoftankstations en subsidies voor auto's op waterstof
- Initiële ondersteuning van de economische haalbaarheid van auto's op waterstof.

Met een optimale spreiding van 20 waterstoftankstations, kan in Vlaanderen een geografisch dekkend netwerk van waterstoftankstations gerealiseerd worden, waarbij elke inwoner maximaal 25 km van een tankstation woont. Aangezien de investeringen voor de waterstoftankstations nog hoog zijn en omwille van de initiële onder-utilisatie van tankstations de exploitatieopbrengsten laag zijn, kunnen aanloopsubsidies bijdragen aan het overbruggen van het kostenverschil. De eerste 5 waterstoftankstations in Vlaanderen zijn onderdeel van Europese subsidieprogramma's, maar ook voor de bijkomende 15 waterstoftankstations is subsidie noodzakelijk. Uitgaande van de gemiddelde kostprijs van een waterstoftankstation van 1,5 miljoen euro en een subsidie van 50%, komt dit voor 15 stations neer op een subsidie van circa 12 miljoen euro voor de periode 2020-2021.

Om een minimale utilisatie van de 20 tankstations te bereiken, wordt initieel gestreefd naar een gemiddelde bezettingsgraad per station van circa 50 auto's, wat neerkomt op een totale vloot van 1.000 auto's op waterstof voor de eerste 20 tankstations.

Om deze eerste 1.000 auto's aantrekkelijk te maken wordt voorgesteld een investeringssubsidie per auto in te stellen van 5.000 euro, zodat dit in totaal komt op 5 miljoen euro voor de periode 2020 – 2021.

Concreet betekent dit als voorstel naar het beleid dat een proeftuin voor de eerste 20 tankstations en 1.000 auto's voor de periode 2019 – 2021 in totaal circa 17 miljoen euro zou kosten. Daarmee wordt de markt gecoördineerd opgestart en uitgangspunt is dat na deze proeftuin de verdere implementatie van personenauto's op waterstof niet verder door de overheid gesubsidieerd moet

worden. De bijdrage van de Vlaamse overheid kan hierbij verlaagd worden door actief in te spelen op beschikbare Europese subsidie- en financieringskanalen (JU-FCH, CEF, EIB).

Voordeel van de proeftuin is dat het subsidieprogramma duidelijk gedefinieerd is wat betreft financiële omvang en dat het beperkt is in de tijd.

Andere beleidsmaatregelen die overwogen kunnen worden, zijn :

- Actieve informatiecampagnes rond gebruik van waterstof in overleg met de sectoren
- Structureel halfjaarlijks overleg tussen Vlaamse overheid, automotive OEM's en exploitanten van tankstations: evaluatie bestaande situatie en formulering actieplan
- Fiscale steunmaatregelen waterstofvoertuigen gelijkstellen aan batterij-elektrische voertuigen
- Definitie van eenduidige richtlijnen voor vergunningen van waterstoftankstations
- Geen accijnzen op waterstof tot minstens 2030
- Uitbreiden lage- of zero-emissiezones voor voertuigen
- Actieplan gebruik waterstofvoertuigen in vloot van overheidsvoertuigen

Openbaar vervoer

Om de eerste mijlpaal van 300 bussen op waterstof in 2030 te realiseren, zijn de volgende elementen essentieel:

- Eenduidig overheidsbeleid gericht op “zero-emissie-openbaar vervoer”
- Goed gedefinieerde grootschalige projecten op de meest geschikte locaties (buitenlandse voorbeelden: 50 bussen in Nederland, 30 bussen in Noordrijn-Westfalen)
- Ondersteuning bij start implementatie is noodzakelijk

In andere landen blijkt het beleid van de overheid ten aanzien van het verduurzamen van openbaar vervoer cruciaal te zijn voor de implementatie van zero-emissie bussen.

Concreet voorbeeld is Nederland waar de Nederlandse overheid al in 2012 een zogenaamde “green deal” sloot met de sector van het openbaar vervoer, met als doelstelling “alle 5000 bussen in Nederland zero-emissie in 2025”. In 2016 werd dit in een concrete overeenkomst tussen overheid en openbaarvervoersector bekrachtigd: in 2016 telde Nederland nog maar 1% zero-emissie bussen. Ondertussen worden aanzienlijke vloten uitgerust met batterij-elektrische bussen (o.a. 43 in Eindhoven en 100 in Noord-Holland) en zal in 2018 ook de aanbesteding gelanceerd worden van 50 bussen op waterstof.

Een argument om in Vlaanderen resoluut voor implementatie van waterstofbussen te kiezen, is dat Van Hool in Koningshooikt de grootste Europese bouwer van bussen op waterstof is en dat VDL in Roeselare een grote Europese bouwer van batterij-elektrische bussen is.

Versnelde overgang naar zero-emissie openbaar vervoer in Vlaanderen heeft niet alleen een belangrijke impact op het verlagen van de emissies van schadelijke stoffen en het verbeteren van de luchtkwaliteit, maar heeft ook een rechtstreeks positief effect op de werkgelegenheid in Vlaanderen.

Naast een beleidsambitie voor zero-emissie openbaar vervoer is het cruciaal dat op korte termijn een demonstratieproject met minimaal 20 bussen op waterstof in Vlaanderen wordt gerealiseerd, met tankstation op de stelplaats, zodat overbodige kilometers en daaraan gekoppelde kosten vermeden worden.

De kostprijs van een dergelijke proeftuin voor openbaar vervoer met waterstofbussen bedraagt circa 7 miljoen euro voor de eerste 4 jaren: 20 bussen met een meerprijs van 250.000 euro en extra exploitatiekosten van circa 500.000 euro per jaar.

Investeringskosten voor het waterstoftankstation komen niet ten koste van de overheid: hiervoor kan met deze schaal van vloot van bussen de investering en exploitatie gelegd worden bij een private partij (natuurlijk is dan vanuit de overheid wel een garantie van afname van waterstof vereist).

De realisatie van deze proeftuin is cruciaal voor de verdere implementatie van bussen op waterstof en daarom dient deze proeftuin zowel vanuit de exploitant van het tankstation als de leverancier van de bussen op waterstof, maar zeker ook vanuit De Lijn zelf, zeer kort opgevolgd te worden, zodat eventuele problemen zo snel mogelijk gesignaleerd en vervolgens opgelost worden. De ervaring met de 5 bussen in Antwerpen heeft geleerd dat een afwachterende opvolging van dergelijke demonstratieprojecten en de daardoor aanslepende problemen, zeer nadelig zijn voor de introductie van nieuwe technologie. Vlaanderen kan hierbij een voorbeeld nemen aan Noordrijn-Westfalen en Aberdeen, waar dezelfde technologie wordt gebruikt als in Antwerpen, maar waar doorgeschakeld wordt in opschaling van het aantal bussen op waterstof (Aberdeen + 10 bussen, Noordrijn-Westfalen + 30 bussen).

Om de voortgang maximaal te faciliteren is het essentieel dat de Vlaamse overheid halfjaarlijks een overleg heeft met de openbaar vervoermaatschappij, de constructeurs van bussen op waterstof en de exploitanten van waterstoftankstations: uit deze halfjaarlijkse bijeenkomsten volgt een continue evaluatie en indien nodig aanpassing van actieplannen.

Vrachtvervoer

Voortbouwend op een aantal unieke demonstratieprojecten met vuilniswagens en vrachtwagens op korte termijn in Vlaanderen, dienen enkele proeftuinprojecten opgezet te worden om voor grotere aantallen vrachtwagens inzicht te krijgen in de technisch-economische haalbaarheid.

Voor wat betreft introductie van waterstof in vrachtvervoer, is het gebruik van vuilniswagens op waterstof een sterke starter, aangezien het publiek-private karakter van deze sector maakt dat niet enkel naar een competitieve TCO wordt gekeken. Verbetering van luchtkwaliteit, meer stille voertuigen in de stad en een voorbeeldrol van steden zijn bijkomende voordelen van vuilniswagens op waterstof.

Vanwege de grote impact van de Vlaamse overheid op de afvalsector, zou een proeftuin rond het gebruik van waterstof door vuilniswagens, een mogelijke beleidsondersteunende actie zijn. Uitgaande van een proef met 10 vuilniswagens en 2 waterstoftankstations zouden de totale kosten van een dergelijke proeftuin op circa 8 miljoen euro uitkomen. Door de waterstoftankstations te

laten functioneren op basis van groene waterstof wordt groene mobiliteit gekoppeld aan groene waterstof.

Op basis van demonstratieprojecten met vrachtwagens op waterstof is het belangrijk de leden van de transportsector te informeren over de resultaten van deze (inter-)nationale ontwikkelingen. In een halfjaarlijks overleg tussen overheid, transportsector en exploitanten van tankstations kunnen deze ontwikkelingen besproken worden en kan een actief beleid gedefinieerd worden.

Steunmaatregelen voor vrachtwagens op waterstof zouden best gelijkgesteld worden aan batterij-elektrische vrachtwagens. Voor vrachtwagens op waterstof zou de subsidiemogelijkheid binnen de ecologiepremie best voortgezet worden.

Het ontwikkelen van stimulerend beleid door verbreding van venstertijden voor zero-emissie voertuigen en het vrijstellen van heffingen voor zero-emissie-vrachtwagens maken dat de te hoge TCO voor vrachtvervoer op waterstof deels gecompenseerd kan worden.

Spoor

Vanuit het beleid is het belangrijk de internationale ervaringen met treinen op waterstof op te volgen en in direct overleg met de NMBS te bekijken in hoeverre de huidige dieseltreinen vervangen kunnen worden door treinen op waterstof en wat hiervan de technisch-economische haalbaarheid is.

Halfjaarlijks overleg tussen Vlaamse overheid, NMBS en leverancier(s) van treinen op waterstof om de technisch-economische haalbaarheid voor Vlaanderen concreet op te volgen.

Scheepvaart

Opvolgen van resultaten van de Hydroville (CMB) in Antwerpen en internationale ervaringen en inzichten rond waterstof in maritieme toepassingen.

Initiëren van demonstratieprojecten in Vlaanderen bij vaartuigen met een publiek karakter.

Halfjaarlijks overleg tussen de Vlaamse overheid en de binnenvaartsector om de internationale ontwikkelingen en ervaringen te vertalen naar Vlaanderen

4.2 Waterstof in de industrie

4.2.1 Inleiding

Groene waterstof kan op een aantal manieren bijdragen aan de decarbonisatie van de industrie.

In eerste instantie kan waterstof van fossiele oorsprong (uit methaan) dat vandaag gebruikt wordt in industriële processen, één-op-één vervangen worden door groene waterstof. Voorbeelden hiervan zijn waterstof gebruikt in raffinage van fossiele brandstoffen voor het kraken of het onttwaken van de brandstof, in de staalindustrie voor het uitgloeien van staal of als moleculair basisblok in de chemie.

In tweede instantie zijn er ook verschillende nieuwe toepassingen of processen waarbij waterstof een rol kan spelen met het oog op verdere decarbonisatie, bijvoorbeeld:

- Als vervanging voor aardgas in processen waarvoor hoge temperaturen nodig zijn (hoogwaardige warmte) en waar het gebruik van restwarmte of elektrificatie geen optie zijn.
- Voor directe reductie van ijzererts in de staalindustrie ("Direct Reduction Iron core") of gedeeltelijke vervanging van cokes in hoogovens.
- Voor de productie van basisproducten uit de chemie waarbij groen waterstof wordt gecombineerd met hergebruikt CO₂ uit industriële bronnen ("CCU")⁸ of met CO₂ uit lucht op langere termijn, i.p.v. de bestaande productiemethode uit fossiele grondstoffen (olie of gas). Op dezelfde manier kunnen ook langere koolstofketens gemaakt worden, de zogenaamde synthetische brandstoffen. Die vloeibare synthetische brandstoffen kunnen een belangrijke bijdrage leveren voor de vergroening van bijvoorbeeld de scheepvaart en de luchtvaart, waar brandstoffen met een hoge energiedichtheid nodig zijn.

De grootste barrière om fossiel waterstof te vervangen door hernieuwbaar waterstof is de kostprijs van zowel de productieapparatuur (elektrolyse) als de grondstof (elektriciteit), vergeleken met de kosten van de huidige waterstofbelevering van fossiele oorsprong.

Internationaal zijn al enkele pilootprojecten opgestart rond waterstof in de industrie:

- Voor het gebruik van zuivere waterstof in de industrie:
 - ☐ Project Hybalance Hobro (DK) : groen waterstof voor industrie en transport, met o.a. Air Liquide en Hydrogenics als partner (2MW electrolyse van Hydrogenics), lopend
 - ☐ Project Shell-ITM Power in Duitsland in Shell-raffinaderij (10MW), aangekondigd
 - ☐ Studie Haven van Rotterdam (Uniper, BP, TNO ...) rond groen waterstof voor de BP raffinaderij
- M.b.t. methanol op basis van groen waterstof en gerecycleerd CO₂, is het principe eerst aangetoond door **Carbon Recycling Institute** (IJsland), met een installatie die 4000 ton methanol per jaar produceert.

Andere demonstratieprojecten die lopen zijn:

- ☐ **MefCO₂** project (CRI, Mitsubishi, Hydrogenics) in Lünen (D), 1MW elektrolyse, bij steenkool-power-plant; 400 ton methanol/jaar
- ☐ **FReSMe** project (CRI,Stena) in Zweden bij een staalfabriek; met gebruik van het methanol in Ferry (Gothenburg – Kiel)

⁸ "CCU" = Carbon Capture and Usage ; CO₂ opvangen uit industriële processen en hergebruiken

De chemische industrie in Vlaanderen kan best bekeken worden in een Europees scenario en niet op een geïsoleerde Vlaamse schaal. Een groot deel van de chemische bedrijven valt immers onder het Europese ETS (European Trading System) waarbij de CO₂-uitstoot wordt gemeten, geregistreerd, verhandeld en gereguleerd in een Europese context.

De Europese doelstellingen voor de sectoren die onder het ETS vallen zijn:

- In 2020: Een reductie met 21% vergeleken met de CO₂-uitstoot in 2005
- In 2030: Een reductie met 43% vergeleken met de CO₂-uitstoot in 2005

https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en

Verscheidende Europese studies en routekaarten zijn ontwikkeld i.v.m. de decarbonisatie van de industrie, bv. routekaarten door IEA⁹, Dechema¹⁰ en CEFIC¹¹.

De CEFIC routekaart (2013) beschrijft de opties voor de chemische industrie om te decarboniseren; met toenemende energie-efficiëntie kan tegen 2030 15% à 30% CO₂ gereduceerd worden. Voor een meer verregaande decarbonisatie wordt aan CCS gedacht, al worden de kosten daarvan te hoog ingeschat om competitief te blijven met industrie buiten de EU.

Een dringende aanbeveling uit deze studie is om acties in het kader van klimaat-of energiebeleid niet enkel in een Europese context te beschouwen, omdat anders de competitiviteit van de Europese chemische industrie t.o.v. de bedrijven buiten de EU te veel zal geschaad worden (bv. door de US-industrie die kan rekenen op goedkoop schaliegas als energiebron en grondstof).

Anderzijds wordt ook gewezen op de kansen die decarbonisatie kan bieden. In een studie gemaakt voor de haven van Rotterdam¹² geeft men aan dat het opnemen van een leidende rol in de transformatie van de huidige olie-gebaseerde productie naar een productieplatform voor bijvoorbeeld hernieuwbare methanol ook zekerheid voor de toekomst kan bieden. Als de wereldmarkt voor fossiele brandstoffen daalt, is het beter zelf voortrekker te zijn in alternatieve processen dan de afbouw te ondergaan.

Ook de Vlaamse industrie, met een belangrijke chemische cluster gelegen in een wereldhaven waar volop mogelijkheden zijn om hernieuwbare energie te produceren en in te voeren, moet zich voorbereiden voor de omschakeling naar lage-koolstof processen om competitief te kunnen blijven.

4.2.2 Technisch en economisch potentieel waterstof in de industrie

Waterstof gebruikt voor industriële warmte

Hoogwaardige warmte (warmte op hoge druk en temperatuur) is moeilijker te elektrificeren dan laagwaardige warmte. Bij verbranding van groene waterstof kunnen hoge temperaturen worden bereikt zonder CO₂ uitstoot.

⁹ IEA Technology Roadmap, Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes, 2013

¹⁰ Dechema TECHNOLOGY STUDY, Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, 2017

¹¹ CEFIC roadmap, European chemistry for growth, Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future, 2013

¹² Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam, Study Wuppertal Institut, 201

Volgens gegevens van VEA wordt het totale energieverbruik voor energetische toepassing (dus niet als grondstof) in de Vlaamse industrie voor 2030 ingeschat op **344 PJ** /jaar (368 PJ/jaar in 2017). Zoals in ref ¹³ aangegeven, is het aandeel elektriciteit in dit totale energieverbruik in de industrie gelijk aan 92 PJ.

Het overige gedeelte is dan voornamelijk energie gebruikt voor warmte in allerlei processen (+/- 250 PJ). Voor het gedeelte “hoogwaardige warmte” binnen dit totale energieverbruik bestaan geen betrouwbare cijfers.

Rekening houdend met een dalende warmtevraag -door verhoogde efficiëntie van processen en recuperatie van warmte- en in de veronderstelling dat een groot deel van de warmtevraag toch elektrisch of met biobrandstoffen zal worden ingevuld, gaan we voor het technisch potentieel van waterstof uit van een 10% aandeel van de totale warmtevraag van 250 PJ. We hanteren hier vergelijkbare percentages als diegene die de Hydrogen Council hanteert in hun visie-document, aangezien de Hydrogen Council zelf de industrie vertegenwoordigt en daarmee een goed internationaal zicht heeft op de mogelijkheden.

10% van 250 PJ/jaar omzetten naar waterstof geeft dan: 25 PJ/jaar = **198 kton waterstof/jaar**.

Economische randvoorwaarden:

- Kleine en middelgrote ondernemingen zijn gewoonlijk aangesloten op het aardgas distributienet. Bedrijven die grote hoeveelheden aardgas gebruiken, zijn meestal rechtstreeks aangesloten op het transmissienet.
- De economische haalbaarheid voor groene waterstof dat als hernieuwbaar gas wordt gebruikt, is beschreven in het hoofdstuk rond warmte voor gebouwen (4.3). De referentieprij van aardgas voor bedrijven op het distributienet ligt hoger (orde 30€/MWh) dan voor bedrijven op het transmissienet (orde 20€/MWh). Met de gebruikte aannames voor elektriciteitsprijzen en investeringen in elektrolyse is economische haalbaarheid nog ver weg.
- Toepassing van waterstof voor (hoog)waardige verbranding kan wel haalbaar zijn als het bedrijf zelf restwaterstof of een eigen groene elektriciteitsproductie ter beschikking heeft.

Waterstof gebruikt als grondstof in bestaande industriële processen:

Voor het afschatten van het technisch potentieel van de eerste applicatie, i.e. de waterstof die vandaag in bestaande industriële processen gebruikt wordt, hanteren we de getallen uit de Roads2Hycom¹⁴ studie die in 2007 gepubliceerd werd.

In deze studie is een inventaris gemaakt van de waterstofproductie in een aantal Europese landen. We onderscheiden drie categorieën spelers in die markt:

- De spelers die waterstof verhandelen (bv. Air Liquide, Praxair) “Merchants”
- De spelers die waterstof produceren voor eigen gebruik (bv. BASF) “Captive producers”

¹³ <http://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Energiebalans%20Vlaanderen%201990-2016.pdf>

¹⁴ https://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom_R2waterstof006PU_-_Part_II_-_Industrial_Surplus_waterstof.pdf

- De spelers die waterstof produceren als bijproduct van chemische productieprocessen zoals chloor of ethyleenproductie (bv. INEOS)

Voor België werd een totaalproductie waterstof van 5,7 miljard m³ geraamd, waarvan 4,6 miljard m³ (416 kton) in Vlaanderen. Het grootste deel van de Vlaamse waterstofproductie gebeurt in de Antwerpse haven (> 80%), verdeeld over de drie categorieën:

Categorie	Waterstofproductie
Merchant	150 kton/jaar
Eigen gebruik	57 kton/jaar
Bijproduct	60 kton/jaar
Totaal	267 kton/jaar

Tabel 4-11: Waterstofproductie in Vlaanderen, verdeeld over de verschillende categorieën

Technisch gezien kan het hele productievolume dat vandaag uit aardgas wordt geproduceerd (d.w.z. “Merchant” en “Eigen gebruik” gedeelte) vervangen worden door een CO₂-neutraal alternatief. Het waterstof dat als “bijproduct” wordt geproduceerd zal ook in de toekomst beschikbaar zijn en hoeft niet meegerekend te worden in de vraag naar groene waterstof.

Een totale omzetting van de waterstof die vandaag uit aardgas wordt gemaakt naar hernieuwbaar waterstof leidt tot een vraag van **207 kton/jaar**. We hebben geen drastische wijziging in deze behoefte meegenomen voor 2030-2050. Binnen de grootgebruikers van waterstof is de raffinage-sector diegene die in de komende jaren het meest waarschijnlijk grote veranderingen zal ondergaan door de transitie naar een koolstofarme samenleving. Echter, de Antwerpse raffinaderijen worden beschouwd als strategisch sterk¹⁵ (“last men standing”) o.a. door hun locatie en sterke integratie in de petrochemische cluster, zodat een sterke afname van de productie en dus de waterstofconsumptie nog niet meteen wordt verwacht.

	Fossiel	% groen H ₂ 2030	kton H ₂ in 2030	GWh in 2030	% groen H ₂ 2050	kton H ₂ in 2050	GWh in 2050
Vervanging	207 kton H₂	10%	20	1200	100%	207	12420

Tabel 4-12: Behoefte aan waterstof en benodigde energie voor de vervanging van fossiel waterstof in bestaande industriële processen.

Economische randvoorwaarden

Binnen de industriële waterstofgebruikers zijn twee categorieën te onderscheiden:

- De “kleinschalige gebruikers”, met typisch 50-200 ton jaarlijks verbruik, die niet zelf investeren in eigen waterstofproductie en waterstof laten leveren per vrachtwagen.
- De grootschalige gebruikers, met typisch >10 kton verbruik, die zelf een waterstofproductie-installatie (reforming) hebben of geconnecteerd zijn aan het Air Liquide waterstofnetwerk. Typische voorbeelden zijn raffinaderijen en producenten van chemische basisproducten zoals ammoniak.

¹⁵ Long term prospects for Northwest European refining,
http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/CIEP_paper_2016-01_web.pdf

Zoals aangetoond in de Vlaamse Power-to-Gas roadmap¹⁶, kan on-site met elektrolyse geproduceerde groene waterstof in sommige gevallen - in principe- reeds competitief zijn met extern aangeleverde waterstof voor de kleinschalige gebruikers. Dit is zeker het geval als het bedrijf zelf groene stroom produceert. Anderzijds is voor een kleinschalige gebruiker de investering behoorlijk groot, speelt de onzekerheid over de toekomstige elektriciteitstarieven zeker een rol en kunnen de grote gasleveranciers flexibel met hun tarieven omgaan, zodat in praktijk nog bijna geen bedrijven de stap zetten naar eigen groene waterstofproductie.

Voor de grootschalige gebruikers is er een verregaande kostendaling nodig van de elektrolyse-technologie en een aanbod van goedkope elektriciteit, gecombineerd met een significant hogere CO₂ prijs. De kostenberekeningen voor beide gevallen staan verder in dit hoofdstuk vermeld op pagina 74 (economische randvoorwaarden voor gebruik van waterstof in de chemie).

Waterstof in de staalindustrie

De staalindustrie is verantwoordelijk voor 7 à 8% van de wereldwijde CO₂-uitstoot, veroorzaakt door een intens energieverbruik en het gebruik van cokes in het hoogoven-reductieproces van het ijzererts. De staalindustrie gebruikt nu reeds waterstof voor het uitgluoen van het staal, maar dat zijn kleine hoeveelheden. Veel grotere hoeveelheden zijn vereist indien er voor nieuwe processen wordt gekozen.

a. Directe reductie

In de wereldwijde staalindustrie wordt in ongeveer 5% van de gevallen het ijzererts gereduceerd d.m.v de "Direct Reduction iron ore" (DRI)-methode. Daarbij wordt meestal aardgas gebruikt dat via een reformer voor het grootste gedeelte (tot 60%-70%) wordt omgezet naar waterstof. In dit proces kan men ook meteen van waterstof starten en zo het aardgas volledig vervangen. Naargelang de beschikbaarheid van groen waterstof toeneemt, kan een graduele overgang van aardgas naar meer waterstof doorgevoerd worden.

Zoals beschreven in ref¹⁷ is met deze methode 635 Nm³ waterstof per ton staal nodig.

Recent is een pilootproject aangekondigd in Zweden¹⁸, waarbij een totale nieuwe plant zal gebouwd worden volgens dit DRI proces door het staalbedrijf SSAB, de ijzerertsproducent LKAB en het energiebedrijf Vattenfall (HYBRIT project).

b. Gedeeltelijke vervanging van cokes door waterstof in hoogovens

Vandaag de dag worden cokes - steenkool waar door verhitting het gas is uit verwijderd - gebruikt in de hoogovens van bv. Arcelor om zuurstof uit ijzeroxide te verwijderen om ijzer te maken.

Momenteel wordt in Japan een methode getest waarbij een deel cokesgas dat met reforming wordt omgezet in waterstofrijke-gas, terug wordt ingeblazen in de hoogovens, waardoor de CO₂-emissies van de hoogovens significant afnemen. Een deel van de reductie in de hoogoven gebeurt dan met

¹⁶ Power-to-Gas Roadmap for Flanders, Hydrogenics-Colruyt-Susteco-WaterstofNet, 2016, www.power-to-gas.be

¹⁷ Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff (Evaluation of Hydrogen-Based Production of DRI), Marc Hölling, Matthias Weng, Sebastian Gellert, <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>

¹⁸ <https://news.vattenfall.com/en/article/green-light-fossil-free-steel-pilot-plant-sweden>

waterstof. In het Course50 programma¹⁹ in Japan is als doel gesteld om 10% CO₂ reductie te realiseren met deze methode. Volgens hetzelfde principe kan men dus ook rechtstreeks groen waterstof inblazen in de hoogoven. De vraag is waar de limiet ligt voor het waterstof gehalte van het cokes oven gas. Het “top-gas” dat uit de hoogoven komt bevat nog een hoeveelheid waterstof dat niet zal reageren in de oven. Die hoeveelheid waterstof is een limiterende factor want dat gasmengsel mag niet explosief worden. Op advies van Arcelor Mittal gaan we er daarom van uit dat die 10% CO₂-reductie door waterstof in te blazen ongeveer het maximaal haalbare is.

De grootste staalproducent in Vlaanderen is Arcelor Mittal met een productie van 5M ton/jaar. Hier wordt met hoogovens gewerkt; omzetting naar de directe reductiemethode zou een totale nieuwe fabriek vereisen.

De meest realistische optie voor Vlaanderen is dan ook het bijmengen van waterstof in de bestaande cokesovens.

Voor het inblazen van waterstof voor het realiseren van een 10% CO₂ reductie, komen we voor Arcelor Mittal Gent op een hoeveelheid van meer dan 40.000 Nm³/h (= 3636 kg/h) en dus een waterstofbehoefte van **31,8 kton/jaar**.

	% omzetting van huidige proces	Hoeveelheid waterstof nodig	GWh in 2050
Directe reductie	Volledige omzetting naar DRI	288 kton waterstof/jaar	17280
Gedeeltelijke vervanging van cokes in huidige hoogovens	10%	31,8 kton waterstof/jaar	1908

Tabel 4-13: Hoeveelheid waterstof nodig bij volledige omzetting van staalproductie in Vlaanderen naar DRI proces (rij 1) of naar een hoogovenproces met gedeeltelijke vervanging van cokes door waterstof (rij 2). De tweede optie is het meest realistisch in Vlaanderen.

Economische randvoorwaarden

Het omzetten van een staalproductie op basis van hoogovens naar een DRI-gebaseerde productieproces, vereist de opbouw van een totaal nieuwe fabriek.

Het Oostenrijkse staalbedrijf Voestalpine (Linz) heeft de investeringen en de productiekosten berekend voor het omzetten van een productie-installatie van **7,5 Mton** staal per jaar met het bestaande hoogovenproces naar een Direct Reduction Iron ore (DRI) proces op basis van groene waterstof²⁰.

Qua *investeringen* geven ze aan dat er 7 miljard Euro nodig is voor het installeren van het DRI proces en nog eens 3 miljard Euro voor de elektrolyse. Voor de installatie van de benodigde hernieuwbare energie (wind) capaciteit is er 20 miljard Euro nodig.

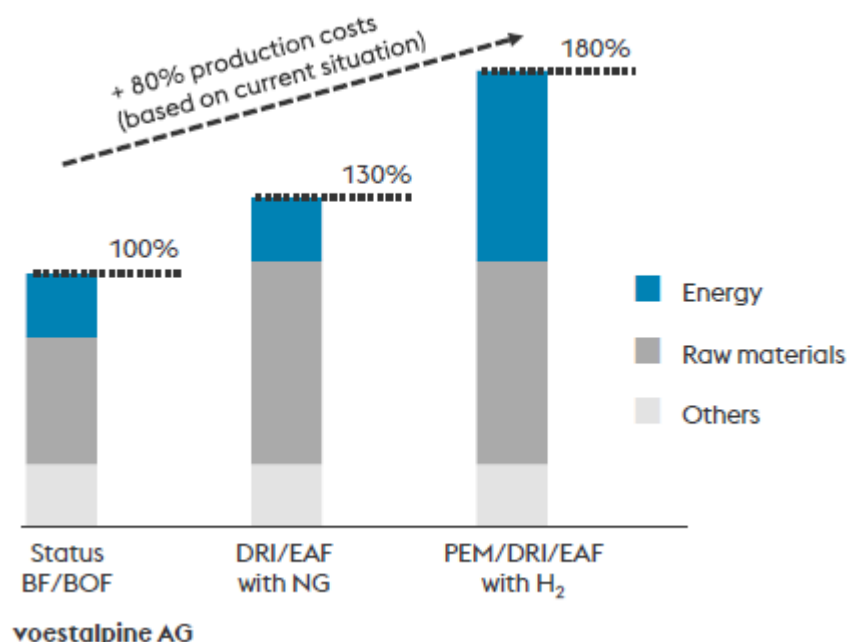
¹⁹ Course 50 project:

https://www.google.be/search?q=course50+program&rlz=1C1GGRV_enBE751BE751&oq=course50+program&aqs=chrome..69i57.5430j0j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8

https://www.jstage.jst.go.jp/article/tetsutohagane/100/2/100_100_TETSU-2013-067/article

²⁰ THE HYDROGEN AND ELECTRICAL TECHNOLOGICAL PATHS, Voestalpine Group and **K1-MET** Metallurgical Competence Center, EU Seminar "Steel Industry: The Wind of Change", Brussels, January 31, 2018

Een inschatting van de *productiekosten* is afgebeeld in de onderstaande figuur; van het huidige hoogovenproces op basis van cokes naar een DRI-proces gaan met 100% H₂, leidt tot bijna een verdubbeling van de productiekosten. Het grootste verschil zit in de energiekosten, die voor een DRI proces met waterstof meer dan verdrievoudigen. Het aanwezig zijn van voldoende hernieuwbare energie is dus essentieel.



Figuur 4.5: Productie kost voor een DRI proces op basis van groene waterstof (rechtse balk) in vergelijking met het bestaande hoogoven proces (linkse balk) en een DRI proces op basis van aardgas (middelste balk); uit ref²⁰; BF= Blast Furnace (hoogoven); EAF= Electric Arc Furnace (vlamboog-oven)).

Voor de het inblazen van waterstof in het bestaande hoogoven proces bij Arcelor Mittal, is voornamelijk de investering in de elektrolyse (+/- 200MW) en de benodigde (wind) energie nodig.

Waterstof als grondstof voor chemische basisproducten

Technisch potentieel

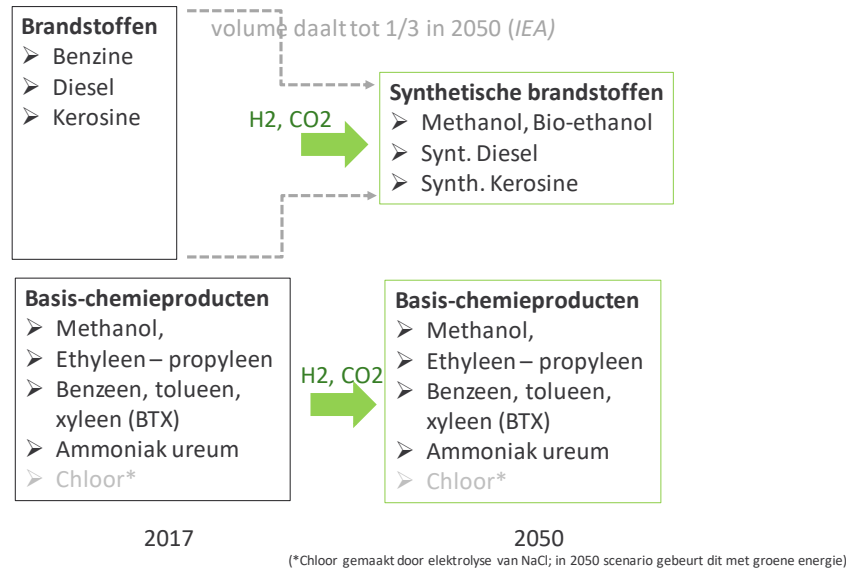
Productie van chemische basiscomponenten kan gebeuren via nieuwe productieprocessen die niet langer gebaseerd zijn op fossiele brandstoffen maar op het gebruik van groene waterstof en CO₂, zoals beschreven in een studie van Dechema²¹. In deze studie is een selectie van de meest voorkomende chemische bouwstenen gemaakt (ammoniak, methanol, ethyleen, propyleen, chloor en de aromaten benzeen, toluen en xyleen), waarvan de productie nu verantwoordelijk is voor twee derde van de uitstoot in de sector. Het huidige productieproces van deze stoffen, dat gebaseerd is op fossiel aardgas of aardolie, kan vervangen worden door alternatieve bronnen van koolstof te gebruiken (bio-gebaseerd of gerecycleerd CO₂) en groene waterstof. Bijkomend kunnen ook de

²¹ Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, Dechema e.v., study commissioned by CEFIC,

huidige fossiele transportbrandstoffen vervangen worden door synthetische brandstoffen met dezelfde technologie (zie overzichtsschema in Figuur 4.6).

Wat betreft reductie van CO₂, zijn ammoniak (NH₃) en methanol (CH₃OH) de meest efficiënte producten, met 1.7 ton vermeden CO₂ per ton NH₃ en 1.5 ton vermeden CO₂ per ton CH₃OH.

In de Dechema studie worden 4 scenario's berekend voor de Europese chemische sector, met toenemende implementatie (0 tot 100%) van de nieuwe CO₂-arme processen in 2050. Hierbij worden ook toenemende energie-efficiëntie meegenomen en voor de transportbrandstoffen wordt een sterke daling van de vraag naar 2050 toe verondersteld, gebaseerd op voorspellingen van de IEA, (voorzien toename van zero-emissie vervoer). Met het maximale scenario (100% implementatie) zou men in de Europese industrie tot zelfs een > 100% reductie van de totale CO₂ uitstoot kunnen bereiken, door vermeden fossiel brandstofgebruik en de opname van uitgestoten CO₂ in de producten. Echter, 100% implementatie betekent een benodigde capaciteit aan hernieuwbare energie die twee maal groter is dan de door IEA voorspelde totale capaciteit die in Europa zal beschikbaar zijn in 2050.



Figuur 4.6: Vervanging van fossiele brandstoffen en basis-chemieproducten door synthetische varianten op basis van groene waterstof en gerecycleerde CO₂.

We hebben voor Vlaanderen geen cijfers van de volumes van bovenstaande chemische basisproducten ter beschikking gekregen, zodat we geen totale vraag naar waterstof kunnen kwantificeren.

Als voorbeeld om aan te geven over welke hoeveelheden waterstof we spreken in deze sector, hebben we bepaald welke hoeveelheid waterstof er nodig is om de 300 kton methanol die momenteel jaarlijks wordt ingevoerd in de Antwerpse haven, te produceren met groene waterstof en CO₂. Met 0,146 ton waterstof per ton methanol is er voor 300kton methanol **44 kton** waterstof nodig. Hiervoor is een hoeveelheid groene energie nodig van **2,64 TWh**.

	Fossiel	% groen H ₂ 2030	kton H ₂ in 2030	GWh in 2030	% groen H ₂ 2050	kton H ₂ 2050	GWh In 2050
Methanol	300 kton	3%	1,3	78	100%	44	2640
Andere producten/ synth. brandstoffen	? **	?	?	?	?	?	?

Tabel 4-14: Hoeveelheid H₂ en energie nodig om 300 kton groene methanol te maken in 2050

Economische randvoorwaarden

Implementatie van de nieuwe processen vereist de bouw van totaal nieuwe productiefaciliteiten, hetgeen enorme investeringen zal vergen. Deze worden in deze studie niet verder behandeld. De productiekosten worden voornamelijk bepaald door de kosten van het groene waterstof i.e. de investering in elektrolyse en de prijs van de hernieuwbare elektriciteit. De economische randvoorwaarden om productie van methanol en ammoniak op basis van groene waterstof rendabel te krijgen, worden uitgerekend in de Vlaamse power-to-gas routekaart (2016)²² en ook in tal van andere studies, zoals bijvoorbeeld een recente studie gepubliceerd door de IEA²³.

De kostprijs van **waterstof** voor industrieel gebruik is in twee verschillende scenario's berekend in de Power-to-Gas routekaart:

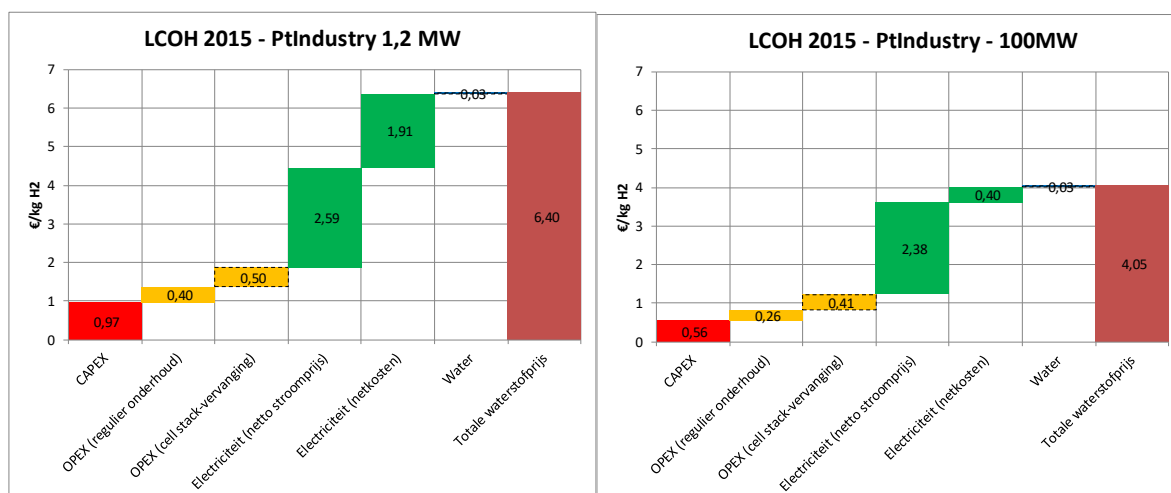
1. Voor kleinschalige industriële toepassing, schaal 1,2 MW elektrolyse – 480 kg waterstof/dag. Dit is voor de bedrijven die vandaag beleverd worden via een tube trailer met waterstof aan prijzen tussen **6€-10€/kg**.
2. Voor grootschalige industriële toepassing, schaal 100MW elektrolyse – 42 ton waterstof/dag, voor bedrijven die grote hoeveelheden waterstof aankopen via het waterstofnetwerk van Air Liquide of zelf produceren via stoom-reforming van aardgas (aan een prijs van **2€/kg**).

De prijsopbouw van het geproduceerde groene waterstof zoals berekend in de routekaart voor beide gevallen is afgebeeld in de onderstaande figuren. Bij deze berekening is ervan uitgegaan dat er elektriciteit uit het net wordt gebruikt en dat er voltijds wordt gedraaid, met een gemiddelde elektriciteitsprijs van 40,7€/MWh.

Voor kleinschalige installaties wegen de elektriciteitsprijs en de netkosten (aansluiting 10-15kV) door. Bij een grootschalige productie worden de netkosten beduidend kleiner (aansluiting 150-380kV), wordt de relatieve investeringskost ook een stuk lager en weegt voornamelijk de elektriciteitskost door.

²² Power-to-Gas Roadmap for Flanders, Hydrogenics-Colruyt-Susteco-WaterstofNet, 2016, www.power-to-gas.be

²³ "Renewable Energy for Industry: From green energy to green materials and fuels", Cédric Philibert, Study published in the framework of "Insights series 2017" of IEA



Figuur 4.7: Berekende kost voor waterstof (€/kg) voor kleinschalige (links) en grootschalige productie (rechts), met een basis-elektriciteitsprijs van 40,7€/MWh in beide gevallen. Er is gerekend met 97% bedrijfstijd (8497h).

Voorwaarde voor een competitieve waterstofprijs t.o.v. waterstof uit aardgas is dat er grootschalig wordt geproduceerd, dat er goedkope elektriciteit beschikbaar is en dat er genoeg uren per jaar kan worden geproduceerd (> 50%).

In het geval van een kleinschalige industriële toepassing, waar vandaag 6-10€/kg wordt betaald voor waterstof, is de groene waterstof reeds competitief.

In het geval van grootschalige industriële toepassingen, waar vandaag ≥ 2 €/kg wordt betaald voor waterstof, is er nog een significante meerprijs (orde 2€/kg) voor groene waterstof.

Een hogere CO₂ taks (bv. 100€/ton ipv 5€/ton in bovenstaande berekening) kan dat verschil verkleinen met 0,68€/kg waterstof.

De referentiewaarde van waterstof uit aardgas zal meer dan waarschijnlijk ook toenemen, door een verwachte stijging van de aardgas prijzen en door bv. verplichting om CO₂ op te slaan bij SMR ("CCS"²⁴, bij 50€/ton CO₂ captatiekost leidt dat tot +0,6€/kg voor waterstof van fossiele oorsprong).

In een recente studie uitgebracht door IEA²⁵ worden de kostprijzen van waterstof, ammoniak en methanol berekend die nodig zijn om competitief te worden met waterstof uit aardgas:

- In eerste instantie wordt de kostprijs van **groene waterstof** op basis van hernieuwbare elektriciteit uit PV of wind berekend, als functie van de CAPEX, elektriciteitskost en bedrijfsuren van de elektrolyse-installatie.

In een aantal landen of regio's die het gunstigst zijn m.b.t de beschikbaarheid van groene energie²⁶, komt men met een combinatie van zon en wind aan 6000 of meer vollasturen. De kostprijs van de elektriciteit in deze regio's kan dalen tot **30€/MWh**. Onder deze voorwaarden

²⁴ "CCS": Carbon Capture and Storage, captatie van CO₂ met opslag

²⁵ C. Philibert, *Renewable Energy for Industry, From green energy to green materials and fuels*, IEA Insight series 2017,

²⁶ Bv. De Hoorn van Afrika, Australië, Noord-Afrika, Noord-Chili, Zuid-Peru, Patagonië en Zuid-Afrika, sommige regio's in China en Mid-West van de V.S.

kan de prijs van waterstof kan dalen tot onder het “SMR” niveau van 2€/kg. Voor de CAPEX (elektrolyse) wordt een waarde verondersteld van 400€/kW bij deze berekening.

- Wat betreft de productie van **ammoniak**, zou die in de meest optimale omstandigheden (regio's met optimaal energieaanbod) aan een prijs per ton van **€400/ton NH₃** kunnen geproduceerd worden, bij een elektriciteitsprijs van €30/MWh en >50% belading van de elektrolyse-installatie (400€/kW CAPEX elektrolyse). Bij een prijs van €60/MWh en een belading van slechts 30% (typische Europese omstandigheden), stijgt de prijs naar €700/ton NH₃. Dit in vergelijking met ammoniak geproduceerd uit aardgas aan een prijs van € 350 - 400/ton NH₃ in Europa. Als we ervan uitgaan dat CO₂-taksen hoog gaan oplopen of de eisen op CO₂ uitstoot voor niet-ETS bedrijven strenger worden, dan kunnen we de kosten van groene ammoniak en methanol vergelijken met aardgas-gebaseerde producten incl. CCS. Volgens het IEA-rapport moet je voor CO₂-captatie bij een ammoniak of methanolplant 80 à 100 €/ ton CO₂ rekenen, hetgeen neerkomt op een extra €130 tot 170/ton NH₃ voor waterstof geproduceerd uit aardgas met SMR incl. CCS.
- Voor **methanol** wordt berekend dat met grootschalige elektrolyse-installaties (kost € 400/kW), lage elektriciteitskosten (30 USD/MWh) en hoge loadfactoren - in optimale zon/wind regio's- de methanolcost (met gerecycleerd CO₂) zou zakken tot ongeveer €400/ton methanol, ongeveer gelijk aan de prijs van methanol uit fossiele brandstof. Met hogere elektriciteitsprijzen en lagere belasting van de elektrolyse-installatie, bv. in onze gebieden, zou de kost van methanol eerder gaan naar €700/ton methanol. Om die gap te overbruggen met fossiel methanol, is er al een CO₂ prijs nodig van € 160/tCO₂ (1,5 ton “vermeden” CO₂ per ton methanol²⁷ in geval van methanol dat wordt gebruikt als brandstof).

De focus voor het gebruik van hernieuwbaar methanol ligt in eerste instantie op het gebruik als hernieuwbare brandstof, omdat daar een door de EU opgelegde vraagmarkt voor bestaat (10% bijmenging in Vlaanderen van biobrandstoffen). Als transportbrandstof kan methanol een hogere marktwaarde hebben dan als chemisch basisproduct, hetgeen de business case sneller positief kan maken.

In dezelfde IEA studie wordt besproken wat de beste manier zou zijn om goedkope waterstof of afgeleiden te transporteren van regio's met optimale hernieuwbare energiecondities naar Europa. Een mogelijkheid is om het waterstof verder te verwerken tot ammoniak in de nabijheid van de groene energieproductie en dan te verschepen naar de industriële gebruikers. Voor vervoer van ammoniak wordt een kost van €40 tot €60/ ton NH₃ gerekend.

4.2.3 Mogelijke beleidsmaatregelen

- In eerste instantie zou er voor of door de chemische sector moeten worden uitgezocht worden waar de grootste opportuniteiten liggen voor waterstof en hoe dit zich verhoudt tot alternatieven. Met andere woorden, wat zijn mogelijke speerpunten voor de Vlaamse

²⁷ Taking into account the original CO₂ emissions avoided by using recycled CO₂ as feedstock and renewables-based electricity, as well as indirect emissions from capture and transport and small residual process emissions, Bazzanella and Ausfelder (2017) calculate that 1.53 tCO₂ would be avoided in the production of 1 t of methanol, compared with using natural gas as the feedstock and energy source.

chemiesector, waar kan Vlaanderen binnen Europa een voortrekkersrol in spelen gezien de huidige ontwikkelingen en activiteiten in onze chemische clusters en de (academische) kennis die er in Vlaanderen aanwezig is.

Vragen zijn dus:

- Welke chemische bouwblokken bieden de meeste baten voor verduurzaming via groene waterstof en CO₂ (omwille van waardeketen, integratie in de chemische clusters etc.)
- Wat is de link met expertise van onze Vlaamse industrie en kennisinstellingen; waar kunnen we qua innovatie een rol spelen als Vlaanderen?

Op het vlak van het hergebruik van CO₂ zijn in Vlaanderen verschillende toepassingen gedefinieerd (zie bv. het rapport van LNE/VITO²⁸), waaronder het power-to-methanol concept dat in de haven van Antwerpen wordt uitgewerkt. Kennis rond CCU wordt momenteel opgebouwd bij verschillende Vlaamse kennisinstellingen.

Recent zijn twee projecten goedgekeurd rond CCU i.v.m. ontwikkeling van nieuwe technologieën om afval CO₂ om te zetten naar hoogwaardige chemicaliën, beide gefinancierd door de Vlaamse Overheid: Het **CATCO2RE project** (2.5 miljoen euro) en het **CO2PERATE project** (2.6 miljoen euro) . Beide projecten worden uitgevoerd door multidisciplinaire teams van wetenschappers uit verschillende Vlaamse onderzoeksinstituten.

CATCO2RE is een samenwerking tussen UGent, KULeuven, VUB en VITO, terwijl CO2PERATE een samenwerking is tussen UGent, UAntwerpen, KULeuven, VITO en de Bio Base Europe Pilot Plant. Beide projecten worden gecoördineerd door Universiteit Gent.

- Een incentiveringsbeleid, gericht op de opzet van proeftuinen ten behoeve van opschaling van basisonderzoek naar pilootprojecten op industriële schaal zal cruciaal zijn. In functie van benutting van synergie en schaalvoordeel is het aangewezen dergelijke proeftuinen te huisvesten te midden van de bestaande industriële clusters.
- We hebben in Vlaanderen een uniek waterstofnetwerk dat eigendom is van Air Liquide. Op dit netwerk zijn heel wat grote bedrijven aangesloten. Dit netwerk kan een ideaal vehikel worden om grootschalig geproduceerd groen waterstof efficiënt te verdelen over verschillende toepassingen. Verder onderzoek en overleg is nodig om te kijken op welke manier dit waterstofnetwerk verder kan uitgebreid worden en op welke manier dit (private!) netwerk kan ingezet worden voor het verder uitrollen van een grootschalige waterstofdistributie binnen Vlaanderen.
- Een actieve opvolging en implementatie van een systeem van garanties van oorsprong voor groen waterstof is essentieel voor grootschalige toepassing van (centraal geproduceerd) waterstof (dit gebeurt in de context van het EU project CertifHy). Het verdient de aanbeveling dat Vlaanderen dit systeem, eens het op Europees vlak getest en geconsolideerd is, op regionaal niveau implementeert.

²⁸ "Onderzoek naar mogelijk ondersteuningsbeleid m.b.t. nieuwe toepassingsmogelijkheden van CO₂ als grondstof/feedstock", studie LNE/VITO van november 2016.

Eveneens essentieel is het om de lopende aanpassingen van Europese directieven zoals REDII²⁹ en het ETS systeem vanuit Vlaanderen actief op te volgen en het federale en Europese beleid mee te sturen, om te vermijden dat er maatregelen worden vastgelegd die de verdere uitbouw van waterstof als groene brandstof blokkeren.

- Het globaal karakter van de chemische industrie vereist ook een globale aanpak van de vergroening ervan, in de eerste plaats voor het vermijden van “carbon leakage” d.w.z. verhuis van CO₂-intensieve industrie naar regio's met minder strenge normen hetgeen op globale schaal nog tot meer CO₂-emissies zal leiden.

²⁹ Renewable Energy Directive II, met richtlijnen rond en definities van geavanceerde brandstoffen.

4.3 Warmte uit waterstof: de gebouwde omgeving

4.3.1 Inleiding

De warmte- en koude vraag is goed voor ongeveer 55% van de totale energievraag in Vlaanderen. De decarbonisatie en verduurzaming van warmte krijgt relatief weinig aandacht in vergelijking met elektriciteit en transport. Dit is het geval in Vlaanderen, maar ook in andere landen en regio's in Europa. In Vlaanderen is aardgas verreweg de belangrijkste bron van warmte.

Er is sprake van een lock-in: we zijn gewend geraakt aan aardgas, hebben een uitgebreide infrastructuur en onze huizen, gebouwen en apparaten zijn erop ingesteld. Alternatieven voor het verduurzamen van de warmtevraag zijn er: warmtepompen, diepe geothermie, biomassa en biogas gestookte WKK's en warmtenetten, zonneboilers én waterstof. Waterstof geproduceerd uit hernieuwbare bronnen is daarmee één van de paden waarlangs de warmtevraag kan worden verduurzaamd en op de volgende manieren:

- Zo kan allereerst gedacht worden aan waterstof bijmenging in het bestaande aardgasnetwerk. Dit kan kosteneffectief en met relatief overzienbare technische aanpassingen aan het netwerk en gebruikersapplicaties tot 20% op volumebasis;
- Daarnaast is er de mogelijkheid om van waterstof methaan te maken, met gelijke chemische eigenschappen als aardgas. Dit proces is kostbaar, maar heeft het voordeel dat er geen limiet is aan de hoeveelheden die kunnen worden geïnjecteerd;
- Een derde en laatste pad is het volledig ombouwen van het bestaande aardgasnetwerk en gebruikersapplicaties volledig op waterstof te laten draaien. Dit kan interessant zijn om lokaal en in bepaalde gebieden, warmte uit waterstof te produceren en gebruiken. Hierover wordt bijvoorbeeld in het kader van het Iron Mains project in Leeds over nagedacht.

Voor het produceren van warmte uit waterstof door eindgebruikers, ontstaan er in de markt oplossingen. Zo zijn er micro-WKK's uitgerust met een brandstofcel die op een efficiënte manier warmte en elektriciteit produceren. Momenteel zijn dergelijke systemen vaak uitgerust met een aardgas-omvormer en draaien dus op aardgas. Dit soort systemen wordt in Vlaanderen geïnstalleerd door Elugie, gecombineerd met geleverd "groen gas" met een Garantie Van Oorsprong-certificaat, meestal uit UK³⁰ of Duitsland³¹ waar die G.O.'s al bestaan voor groen gas. In de toekomst zullen er systemen zijn die niet op aardgas, maar op waterstof draaien. Technisch is dat goed mogelijk en systemen begeven zich in de richting van commercialisatie. In Vlaanderen ontwikkelt het bedrijf E. Van Wingen momenteel een WKK op waterstof (gebaseerd op verbrandingstechnologie); het eerste prototype van 10 kW wordt momenteel getest en een 100 kW unit wordt voorzien voor midden 2019. Andere toepassingen zijn verbrandingsboilers (directe verbranding waterstof – vergelijkbaar met huidige boilers), katalytische boilers³², en gasgestookte warmtepompen (die zuiniger zijn dan gasboilers).

³⁰ <https://www.ecohz.com/renewable-energy-solutions/green-gas-certificates/>

³¹ <http://www.greengasgrids.eu/market-platform/germany/tracking-and-certification.html>

³² Een katalytische ketel voert waterstofgas langs een metaalkatalysator die een exotherme chemische reactie ondergaat om warmte en warm water te produceren zonder dat er een verbranding plaatsvindt.

In de volgende paragrafen bespreken wij de technische potentiën, economische randvoorwaarden en bijbehorende overwegingen voor het inzetten van waterstof voor warmte in de gebouwde omgeving (huishoudens en de tertiaire sector – industrie, zie apart hoofdstuk), voor de eerdergenoemde drie paden.

4.3.2 Waterstof bijgemengd in het bestaande aardgasnetwerk

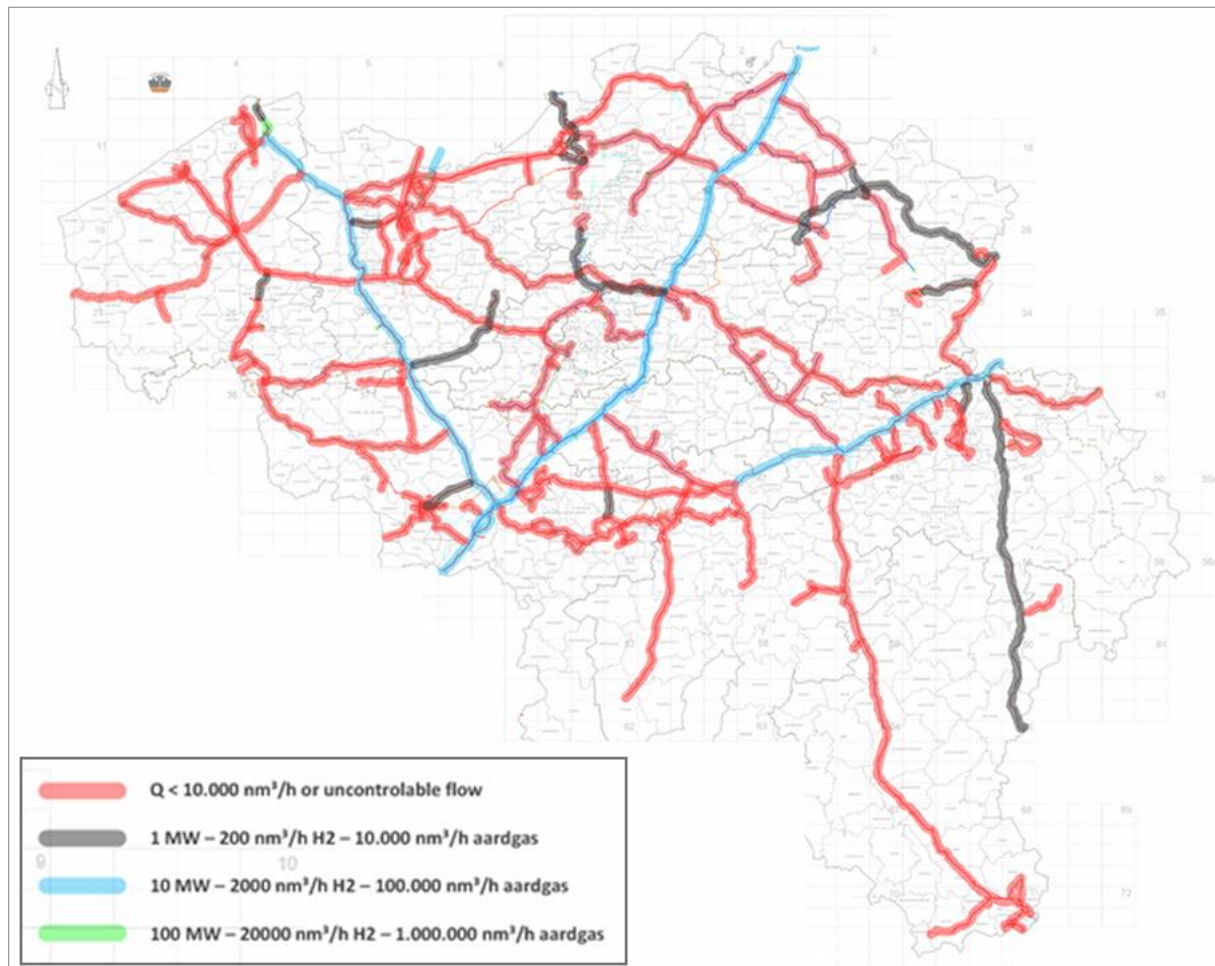
Inleiding

Het potentieel voor waterstofbijmenging of -injectie in het aardgasnet is vanuit infrastructureel oogpunt technisch onbeperkt, maar wordt met name begrensd door bestaande applicaties aan de gebruikerszijde. Bestaande gascentrales en WKK's, boilers, kooktoestellen in Vlaanderen zijn gebouwd voor aardgas en kunnen slechts een beperkte verhouding van methaan en waterstof aan. Ook de tanks van CNG-wagens (de zogenaamde Type II pressure vessels) zijn stroomafwaarts een beperkende factor in de maximaal toegestane waterstoflimiet in het aardgasnetwerk.

Er zijn ook infrastructurele technische uitdagingen bij hoge bijmengingshoeveelheden: verbrossing van stalen en ijzeren gasleidingen bij hogere gasdrukken, potentiële waterstofgaslekken bij polyethyleen-leidingen en verbindingen en er is een noodzaak voor andere drukregelaars en (aangepaste) gasmeters. Bovendien is er een (licht) verhoogd veiligheidsgevaar bij gebruik van waterstofgas tegenover aardgas in gebouwen. Door de lagere energie-inhoud van waterstof hebben waterstofnetten een verminderde capaciteit van ca. 20% (op volumebasis) bij min of meer gelijke druk, wat ook specifieke technische uitdagingen met zich meebrengt.

Internationale studies laten zien dat bijmengpercentages van 5 - 10% en zelfs tot 25% op volumebasis mogelijk zijn, zonder de gasinfrastructuur en applicaties aan de gebruikerskant drastisch te hoeven aan te passen. In Vlaanderen is er echter sprake van een bijzondere situatie, waarbij de aanwezigheid van bestaande ondergrondse opslag (bij Loenhout) in poreus gesteente het injectiepercentage in het transportnet (hogedruk) momenteel zou beperken tot 2% op volume basis (bron: Power-to-Gas studie). Ook de richting waarin het gas vloeit moet in acht worden genomen om te voorkomen dat waterstof zich dicht bij de injectiepunten ophoopt. Dit maakt dat in Vlaanderen slechts een aantal pijplijntrajecten geschikt zijn voor grootschalige waterstofbijmenging, namelijk:

- Hoofdleiding van NL naar FR: deze pijplijn biedt goede mogelijkheden. De totale hoeveelheid waterstof die in deze leiding kan worden geïnjecteerd (met betrekking tot de beperking van 2%) komt overeen met de installatie van een totale capaciteit van 10 MWe elektrolyse die continu draait. Zie blauwe lijnen op de kaart hieronder.
- De pijpleiding tussen Zeebrugge en Ville-sur-Haine (Bergen - Franse grens) en de pijpleiding tussen Berneau (Luik - Duitse grens) en Ville-sur-Haine (Bergen - Franse grens), die een totaal van 10MWe aankan aan elektrolysecapaciteit. Zie blauwe lijnen op de kaart hieronder.
- Vanwege de belangrijke gasvolumes die rechtstreeks uit Noorwegen komen, is het gebied dicht bij de LNG-terminal in Zeebrugge technisch gezien het meest interessant voor de injectie van waterstof, met een theoretisch totale elektrolysecapaciteit van maximaal 100 MWe. Zie groene lijn op de kaart hieronder. Op basis van het doorgaans waargenomen volume konden andere delen van het transportnet tot 1 MWe productie-eenheden accepteren. Zie zwarte lijnen op de kaart in Figuur 4.8.



Figuur 4.8: Technische mogelijkheid om H₂ te injecteren in het Belgische Fluxys gasnet, afhankelijk van het debiet in de leidingen (uit Power-to-Gas roadmap).

Vanuit technisch oogpunt en met technische aanpassingen van bestaande infrastructuur, lijkt het dus mogelijk om tot 2% waterstof bij te gaan mengen in het hogedruk gasnetwerk in Vlaanderen. Technische uitdagingen hebben o.a. te maken met de lagere energiedichtheid van waterstof (in volume), het risico op waterstof-verbrossing bij het gebruik van hoge sterktestaalsoorten en centrifugale compressoren die materiaal-technisch niet bestand zijn tegen grote hoeveelheden waterstof.

Op middel – en lange termijn, is het technisch mogelijk om het bijmengpercentage verder op te schroeven tot 10% - en mogelijk zelfs tot meer dan 20%. Dit laatste percentage wordt in de literatuur als acceptabel maximum geacht, waarbij naast de samenstelling van het aardgas, met name de eisen aan toepassingen aan de gebruikerszijde (ketels, gasmotoren, stoven, CNG tanks in wagens) het meest beperkend zijn. Bijmengingspercentages in het distributienet (lage druk) kunnen aanzienlijk hoger zijn dan in het geval van het transportnet (hoge druk). In Vlaanderen is het distributienet vervaardigd uit polyethyleen (geen verbrossing), het bevat geen compressoren en vervult geen opslagfunctie.

De condities die het maximum bepalen en applicaties aan de gebruikerszijde niet negatief of onveilig beïnvloeden, verschillen significant en hebben o.a. te maken met de samenstelling van het aardgas en verschillen per type applicatie en de leeftijd daarvan. De impact op eindgebruikerstoepassingen zullen van geval tot geval onderzocht moeten worden. Sommige bestaande gascentrales bijvoorbeeld, hebben bij hogere bijmengingspercentage mogelijk andere besturingssystemen (control systems) nodig.

Voor wat betreft de aanpassing van de infrastructuur en toepassingen aan de gebruikerszijde bij bijmengingspercentages groter dan 2%, zal voor Vlaanderen nader onderzoek moeten worden gedaan. Relatief lage concentraties van 5 – 15% op volumebasis zijn doorgaans haalbaar met overzienbare investeringen in pijpleidingen en eindgebruikersapplicaties (NREL³³). In het door de EU gefinancierde NaturalHy project is er onderzoek gedaan naar hoge waterstofconcentraties in het aardgasnet (De Vries voor NREL 2009). Hieruit blijkt dat uitgaande van huidige systemen aan de gebruikerskant op een veilige manier tot zelfs wel 28% waterstof kunnen gaan, mits deze systemen goed zijn onderhouden.

Testen in Nederland en Denemarken hebben aangetoond dat bestaande boilers mengsels kunnen verbranden die 17 vol% waterstof bevatten zonder dat hiervoor aanpassingen nodig zijn. Omdat in België gebruik wordt gemaakt van flexibele boilers, die ruimere toleranties hebben wat betreft de samenstelling van het gas (Wobbe index), lijkt de 17% in Vlaanderen goed haalbaar. Een studie uitgevoerd door de KU Leuven in 2009, concludeert daarom dat tot 17 vol% waterstof probleemloos kan worden bijgemengd in het distributienet en dat op lange termijn hogere percentages mogelijk zijn indien de juiste normen en standaarden tijdig worden uitgevaardigd.³⁴

Samengevat kunnen we dus stellen dat 2% bijmenging van waterstof in het aardgasnetwerk zonder noemenswaardige aanpassingen kan gebeuren. Bijmenging tot 20% is mogelijk, maar bij die concentratie moeten een aantal componenten in de gasinfrastructuur en aan de verbruikerskant worden getest en eventueel aangepast worden (bv. gasanalyse-instrumenten gasdrukregelaars, afdichtingen en connecties; gasboilers en WKK's waarbij vooral variatie in de tijd van de H₂ concentratie een aandachtspunt is). Voor die hoge bijmengpercentages moeten voor de gekozen injectiepunten de mogelijke risico's met betrekking tot het lokale aardgasnet en de specifieke gebruikersapplicaties gecheckt worden. Een algemeen bijmengingspercentage is dus niet te bepalen.

³³ https://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/blending_waterstof_nat_gas_pipeline.pdf

³⁴ Concrete transition issues towards a fully-fledged use of hydrogen as an energy carrier. KU Leuven 2009. https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/WPEN2009-015

Technisch en economisch potentieel waterstof bijmenging

Technisch potentieel

Het huidige gasverbruik in Vlaanderen door de sectoren huishoudens en tertiair was in 2016 ongeveer gelijk aan 9,5 miljard kubieke meter (5,6 miljard m³ verbruik door huishoudens en 3,9 miljard m³ door de tertiaire sector).

Indien we van die 9,5 miljard m³, 2% vervangen door waterstof, dan is de resulterende hoeveelheid waterstof ongeveer 17 kiloton. Bij hogere bijmengingspercentages van 10% en 20%, gelden evenredige hoeveelheden: 85 kiloton respectievelijk 170 kiloton waterstof. De verwachting is echter dat het gasverbruik in de toekomst zal gaan dalen, waardoor ook kan worden aangenomen dat het technische potentieel van waterstof bijmenging kleiner zal worden. Omdat specifieke prognoses over het toekomstige aardgasverbruik op moment van schrijven niet beschikbaar zijn, is ervoor gekozen om in plaats daarvan prognoses over de evolutie van het totale fossiele energiegebruik in deze sectoren te gebruiken. Deze data zijn wel voorhanden. Zie de onderstaande tabel.

Evolutie fossiel energiegebruik woningen (PJ)					
Primaire energie	Huidig (2017)	2030	% daling t.o.v. huidig	2050	% daling t.o.v. huidig
Referentie	171	157			
Beleid 1	170	131	22%	49	71%
Beleid 2	161	107	33%	0	100%
Gem. Beleid 1 en 2	164	119	28	49	70%
Evolutie fossiel energiegebruik tertiaire sector (PJ)					
Primaire energie	Huidig	2030	% daling t.o.v. huidig	2050	% daling t.o.v. huidig
Referentie	58	56		61	
Beleid	50	30		0	
Gem ref en beleid	54	43	20%	30	44%

Tabel 4-15: Verwachte ontwikkeling van het fossiele energiegebruik in huishoudens en de tertiaire sector en beleidsscenario's (beleid). Bron VEA.

De bovenstaande tabel presenteert een aantal scenario's (een referentiescenario en voor huishoudens een tweetal beleidsscenario's: beleid 1, beleid 2 en voor de tertiaire sector één beleidsscenario: Beleid). In overleg met VEA is ervoor gekozen om bij de huishoudens uit te gaan van het scenario Beleid 1 en voor de tertiaire sector een gemiddelde van het referentie en het beleidsscenario.

Indien we het toekomstige gasverbruik met gelijke percentages laten dalen als het fossiele energiegebruik, dan volgen daaruit de gerelateerde technische potentiëlen voor waterstofbijmenging uit, zoals gepresenteerd in de onderstaande overzichtstabel.

2016	2016	2030	2030	2050	2050
------	------	------	------	------	------

	miljard m ³	kiloton waterstof	miljard m ³	kiloton waterstof	miljard m ³	kiloton waterstof
2%	0.2	17	0.1	13	0.1	7
10%	0.95	85	0.7	67	0.4	35
20%	1.9	170	1.5	134	0.8	69

Tabel 4-16 Technische potentiëlen van waterstofbijmenging in aardgasnetwerk bij verschillende bijmengingspercentages

Het technische potentieel voor waterstofbijmenging in Vlaanderen is 20%, echter alleen onder bepaalde voorwaarden zoals hierboven geschetst (aanpassingen aan de aansturing van bestaande gasturbines, vervangen van een aantal middendrukleidingen en eindgebruikersapplicaties moeten uit voorzorg moeten worden gecontroleerd). 2% is realistisch om op korte/middellange termijn te bewerkstellingen. Wij gaan daarom in de rest van de studie voor het technische potentieel uit van 2% bijmenging, met mogelijke hogere percentages/100 % waterstof op lokaal niveau (zie de specifieke paragraaf hierover beneden).

Economische randvoorwaarden

Haines et al. (2003) hebben de kosten van het aanpassen van netwerk en eindgebruikers-applicaties bij verschillende bijmengingspercentages ingeschat voor onder andere Nederland en het Verenigd Koninkrijk³⁵. Bij bijmenging tot enkele procenten (2%-3%) van het volume zal het met name gaan om investeringskosten voor het vervangen van bestaande gasmeters: enkele miljoenen.

Bij hogere bijmengingspercentages van 10-15% zullen er waarschijnlijk aanpassingen noodzakelijk zijn aan de aansturing van bestaande gasturbines, er op bepaalde plaatsen middendrukleidingen vervangen moeten worden, eindgebruikersapplicaties (gasmeters, boilers, kooktoestellen e.d.) uit voorzorg moeten worden gecontroleerd en oudere apparaten worden vervangen. Haines et al. hebben de kosten hiervoor voor het VK en Nederland ingeschat. Zie onderstaande tabel.

	NL	VK
Gasturbines aanpassen (besturing, technische aanpassingen)	50 – 500k€ - 1.000k€ per centrale (1.100 EUR/MW)	
Middendruk gasleidingen (stapsgewijs)	€ 40 miljoen per jaar over een periode van 30 jaar	€ 60 miljoen per jaar over een periode van 30 jaar
Controles huishoudelijke eindgebruikersapparaten³⁶	Gem. € 100 per huishouden	
Vervangen van bestaande gasmeters	Enkele miljoenen	

Tabel 4-17 Investeringskosten (2018 prijzen) bij waterstof-bijmengingspercentages tot 10-15%, Nederland en het Verenigd Koninkrijk.

Bron: Haines et al. ³⁷

³⁵ Haines et al. 2003. REDUCTION OF CO₂ EMISSIONS BY ADDING HYDROGEN TO NATURAL GAS, Report Number PH4/24 Date **October** 2003. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. http://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf

³⁶ Dit is exclusief de mogelijke kosten voor de vervanging van eindgebruikers apparaten. Tot 20% bijmenging is dit niet nodig, echter oudere apparaten zijn niet altijd veilig en zouden weleens vervangen moeten worden.

³⁷ 2003 prijzen, omgerekend naar 2018 prijzen en van Britse ponden naar euro's.

Deze getallen zijn illustratief en geven aan dat de kosten relatief mee kunnen vallen. Ze zijn echter niet 1-op-1 te vertalen naar Vlaanderen en de studie is mogelijk verouderd. Nader onderzoek is nodig om tot een goede kostenraming voor Vlaanderen te komen.

De additionele investeringen voor een waterstofinjectie-unit gekoppeld aan een elektrolyse-installatie, vallen mee (< 8% van de totale kosten van een elektrolyse installatie).³⁸

Hogere bijmengingspercentages (> 12%) worden pas relevant als de kosten van het groene waterstofgas behoorlijk gaan dalen; i.e. het economische potentieel van waterstofbijmenging wordt voornamelijk bepaald door de kosten van de productie van groene waterstof uit hernieuwbare elektriciteitsbronnen, waarbij het resulterende waterstofgas qua prijs concurreert met die van aardgas. De economie van de aanbodzijde zal dus bepalen of dergelijke investeringen überhaupt overwogen moeten worden.

De Power-to-Gas (PtG) routekaart voor Vlaanderen toont aan dat de elektriciteitsprijs, de aardgasprijs en daarna de CAPEX parameters zijn met de meeste impact op de uiteindelijke prijs van waterstof. In de PtG routekaart zijn de gemiddelde kosten (LCOH-“Levelised Costs of Hydrogen”) van waterstof voor injectie bepaald. Deze zijn gepresenteerd in de onderstaande tabel en vergeleken met de verwachte aardgas- en elektriciteitsprijzen voor 2030 en 2050.

	2030	2050
Levelized cost of injected gas (PtG Vlaanderen)	85 - 125 €/MWh	50 – 130 €/MWh
Prognose aardgasprijs	29,4 €/MWh	42,4 €/MWh
Biomethaan	50 – 130 €/MWh	

Tabel 4-18. Levelised costs afgezet tegen de verwachte gas – elektriciteitsprijzen (Power-to-Gas - direct injection of hydrogen - full load)

Bron: PtG Roadmap voor Vlaanderen. p. 46. Verwachte elektriciteitsprijs (all-in): 68,5 €/MWh in 2030, 80,1 €/MWh in 2050. In 2015 was de elektriciteitsprijs gemiddeld 62,1 €/MWh, de gasprijs ongeveer 22,6 €/MWh. Gehanteerde CO₂ prijzen: 35 €/ton in 2030, 47,50 €/ton in 2050.

De tabel illustreert dat zonder aanvullende beleidsmaatregelen, de injectie van waterstof in het gasnetwerk vanuit productie- of aanbodperspectief, naar verwachting economisch niet rendabel zal zijn in 2030. Richting 2050 verbetert dit plaatje: de verwachte gemiddelde aardgasprijs van omgerekend 42,4 €/MWh ligt in de buurt van de meest optimistische prognose van de LCOE van waterstofinjectie; Een LCOE van 50 €/MWh in 2050 (meest optimistisch scenario in de PtG studie), zou kunnen gaan concurreren met de prijs van aardgas, afhankelijk van de uiteindelijke spotprijs voor elektriciteit en de hoogte van de CO₂-prijs (en aannemende dat er een vrijstelling van de belasting op de elektriciteit van kracht is).

In specifieke gevallen kunnen er situaties ontstaan waar de elektriciteitsprijs laag is en waterstof injectie economisch haalbaar kan gaan worden. Op het niveau van Vlaanderen kan zich dit in enkele tientallen installaties vertalen, waarbij grotere installaties (+10 MW), eerder rentabel zijn dan installaties van < 1 MW. Nader onderzoek zou inzichtelijk moeten maken wat deze impact kan zijn.

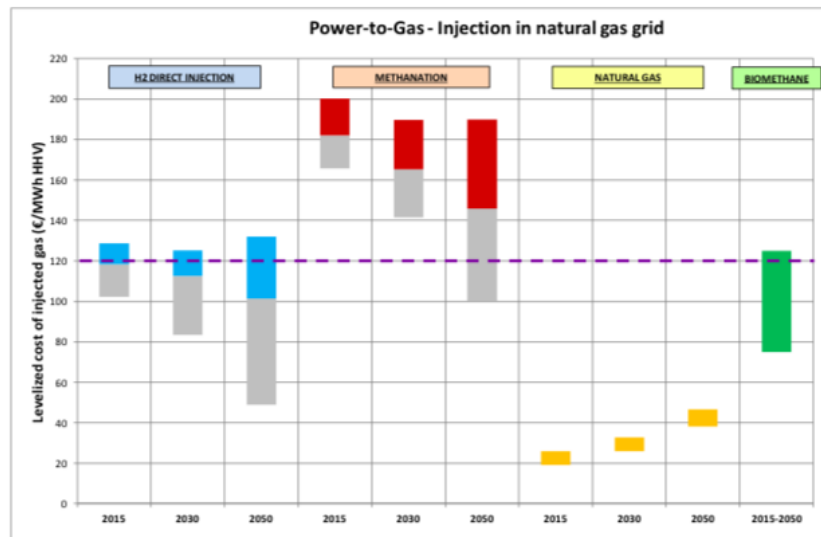
³⁸ http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCwaterstofJU_Application-Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf

Een feed-in tarief voor duurzame waterstof zou het rentabiliteitsgat verder kunnen dichten, maar met forse tarieven: tussen de 55 en 95 €/MWh in 2030 (dalende naar 8 – 100 €/MWh in 2050). In de PtG studie zijn CO₂ prijzen van 35 €/ton in 2030 en 47,50 €/ton in 2050 aangenomen. Hogere CO₂ prijzen betekenen dus een verbeterde LCOE van waterstofinjectie ten opzichte van de aardgasprijs.

Waterstof bijmenging kan tezamen met biomethaan bijdragen aan het verduurzamen van de warmtevraag op basis van bestaande infrastructuur. Daarom is het ook nuttig om de prijs van waterstof te vergelijken met die van biomethaan. Op basis van huidige inzichten kan groene waterstof injectie in 2030 en 2050 gaan concurreren met biomethaan. Zie tabel hierboven.

In de Power-to-Gas Roadmap voor Vlaanderen is onderzoek gedaan naar de verschillen in levelised costs voor waterstof injectie, methanisatie van waterstof, biomethaan en aardgas. Zie het tekstkader hierbeneden. Methanisatie komt aan bod in de volgende paragraaf.

Tekstkader 5: Kostprijsverschillen tussen waterstof (uit elektrolyse – gemiddelde stroommix, directe injectie en methanisatie), aardgas en bio-methaan



Figuur 4.9 Levelised Cost (LC) van gasinjectie: waterstof, gemethaniseerd waterstof, aardgas, biomethaan. Bron: PtG Roadmap Vlaanderen.

N.B. De bovenkant van de gekleurde balk staat voor LC-max bij optimale draaiuren (pessimistisch); de onderkant van de gekleurde balk staat voor LC-min met geoptimaliseerd aantal draaiuren (optimistisch), terwijl de onderkant van de grijze balk de uiteindelijke LC weergeeft waarbij de vermeden maatschappelijke kosten (gerelateerd aan aardgas) worden meegewogen (opnieuw met geoptimaliseerd aantal draaiuren). Voor aardgas en biomethaan vertegenwoordigt de onderkant van de gekleurde balk het LAGE scenario en bovenaan, het HOOG-scenario. Voor biomethaan staat dit gelijk aan respectievelijk € 75/MWh en € 125/MWh.

De figuur maakt inzichtelijk dat de levelised cost (LC) van directe injectie van waterstof (afkomstig van elektrolyse) in 2030 en 2050 binnen de bandbreedte van de verwachte biomethaanprijs kan komen te liggen. Hierbij moet wel worden opgemerkt dat dit alleen het geval is als het aantal draaiuren voor de elektrolyse – injectie installatie optimaal is. Een dergelijk conclusie wordt bevestigd door de ENEA studie.

De LC van directe injectie van waterstof (afkomstig van elektrolyse) liggen boven de verwachte aardgasprijs, in 2015 en 2030. Voor 2050 zijn de kosten uitgaande van een optimistisch scenario, voor directe injectie van waterstof echter slechts iets hoger dan de maximale verwachte prijs voor aardgas, maar alleen indien er sprake is van extra inkomsten, operationele uren optimalisatie en vermeden maatschappelijke kosten volledig worden meegeteld.

De injectie van synthetisch methaan (afkomstig van waterstof uit elektrolyse) heeft altijd hogere LC dan de verwachte aardgasprijs en in de meeste gevallen ook dan de verwachte biomethaanprijs. Alleen in 2050 - en alleen wanneer extra inkomsten, operationele uren optimalisatie en vermeden maatschappelijke kosten zijn inbegrepen - zou synthetisch methaan kunnen gaan concurreren met biomethaan. Zie verder de paragraaf over methanisatie hierbeneden.

4.3.3 Synthetisch aardgas uit waterstof

Inleiding

Een alternatieve route voor van de injectie van waterstof in het bestaande gasnetwerk, is de productie van synthetisch aardgas uit waterstof. Door van de waterstof een gas te maken met gelijke chemische eigenschappen als aardgas, is bijmenging technisch onbegrensd en hoeven er geen additionele investeringen in het gasnetwerk plaats te vinden. Dit gebeurt in een proces genaamd methanisatie, waarin waterstof wordt geproduceerd door elektrolyse en wordt gevoed aan een reactor waar waterstof (waterstof) en CO₂ samen worden gevoegd om methaan (CH₄) te vormen.

Technisch en economisch potentieel

Technisch potentieel

Het technisch potentieel is theoretisch onbegrensd, maar sterk gekoppeld aan het aanbod van duurzame waterstof en de prijs daarvan. Zie daarom verder hierbeneden, het economisch potentieel.

Economische randvoorwaarden

Het maken van synthetisch aardgas uit waterstof en dit injecteren in het aardgasnet is duurder dan de directe injectie van waterstof. De investeringskosten hiervoor worden met name worden bepaald door de elektriciteitsprijs, de aardgasprijs en de CO₂ kosten. Volgens de PtG studie voor Vlaanderen is het de verwachting dat deze optie voor 2050 niet economisch rendabel zal zijn zonder aanvullende beleidsmaatregelen. De extra methanisatie-stap in vergelijking met directe waterstofinjectie vereist een hogere investering (CAPEX) en vermindert de efficiëntie van het hele proces, wat zich vertaalt in een hoger elektriciteitsverbruik voor dezelfde energie-output (synthetisch methaan). De in de PtG Roadmap bepaalde kosten (LCOE) voor methanisatie zijn gepresenteerd in de onderstaande tabel. Het verschil tussen de LCOE van methanisatie en de aardgasprijzen zijn volgens huidige voorspellingen fors.

	2030	2050
Levelized cost of injected gas	140 – 190 €/MWh	100 – 190 €/MWh
Prognose aardgasprijs	29,4 €/MWh	42,4 €/MWh

Tabel 4-19. Levelised costs (Power-to-Gas - direct injection of hydrogen - full load)

Bron: PtG Roadmap voor Vlaanderen. p. 46. Verwachte elektriciteitsprijs (all-in): 68,5 €/MWh in 2030, 80,1 €/MWh in 2050. In 2015 was de elektriciteitsprijs gemiddeld 62,1 €/MWh, de gasprijs ongeveer 22,6 €/MWh. Gehanteerde CO₂ prijzen: 35 €/ton in 2030, 47,50 €/ton in 2050.

Het voordeel van methanisatie is dat doordat het chemische de gelijke is van aardgas, er geen limiet is aan de injectie en bijmenging daarvan. Maar het is dus duurder dan directe waterstofinjectie. Methanisatie zou daarom pas overwogen moeten worden, zodra de limiet of het optimum aan waterstofbijmenging in het bestaande gasnetwerk bereikt wordt (ofwel technisch, of economisch). Hierdoor kunnen de meerkosten van methanisatie worden uitgesteld totdat het onoverkomelijk is.

Het is op dit moment niet zinvol om het economisch potentieel van methanisatie verder te kwantificeren, met name gezien de onzekerheden die verbonden zijn aan de capaciteit van het bestaande Vlaamse gasnetwerk om waterstof in grote hoeveelheden te absorberen. Het verdient de aanbeveling om eerst te gaan onderzoeken wat zinvolle waterstof-bijmeningspercentages zijn, en pas daarna methanisatie te gaan overwegen.

4.3.4 Zuiver waterstof netwerk

Inleiding

Met waterstofnetwerken is wereldwijd veel ervaring, met name in de industrie. In Vlaanderen is het netwerk van Air Liquide dat waterstof aan industriële spelers in Nederland, België en het noorden van Frankrijk levert, illustratief. Waterstofnetwerken die (duurzame) waterstof leveren aan niet-industriële eindgebruikers, als duurzaam alternatief voor aardgas, bestaan nog niet.

Technisch en economisch potentieel

Technisch potentieel

Vanuit technisch oogpunt zijn waterstofnetwerken en -apparaten aan de gebruikerskant die uit waterstof warmte en elektriciteit produceren, goed doorontwikkeld. Er bestaan desalniettemin uitdagingen, waaronder de 20 - 30% lagere energie dragende capaciteit (in volume) voor waterstof voor een pijpleiding met dezelfde diameter en de daling in druk in vergelijking met aardgas.³⁹

Leeds is de eerste Europese stad die een verregaande analyse heeft uitgevoerd om het volledige aardgasnetwerk, dat toch al aan vervanging toe is, onder het landelijk “Iron Mains Replacement Programme (IMRP)”, te converteren naar een 100% waterstofnetwerk. Deze potentiële transitie is gedetailleerd bestudeerd: van waterstof-productie, transport tot en met veiligheidsstandaarden voor waterstof als energiedrager voor ovens, gasvuren, ketels in residentiële, commerciële en industriële toepassingen⁴⁰.

Deze studie laat zien dat:

- Het gasnetwerk de juiste capaciteit heeft voor een dergelijke conversie
- Het incrementeel kan worden omgezet met minimale ontwrichting van eindgebruikers
- Minimale nieuwe energie-infrastructuur zal nodig zijn in vergelijking met alternatieven
- De huidige warmtevraag naar Leeds kan worden voldaan via stoommethaanhervorming en opslag in zoutcavernes, met gebruikmaking van bestaande technologie.

³⁹ Deze beperking kan (theoretisch) nog worden verergerd bij een toenemende vraag naar gas, waarbij micro-CHP met brandstofcellen een 25% hoger brandstofverbruik heeft dan condensatieketels, hoewel deze toename energetisch kan worden gecompenseerd door passende energiebesparingsmaatregelen.

⁴⁰ End report “H21 Leeds city gate”, <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>

De situatie in Leeds is niet zomaar vergelijkbaar met de situatie in Vlaanderen en ook zijn er in Leeds specifieke drijfveren: de aanwezigheid van een gevestigde olie – en gassector en het behoud van banen in deze sector. In het geval van Leeds zou waterstof uit aardgas worden geproduceerd, waarvan de CO₂ die daarbij vrijkomt, ondergronds worden opgeslagen. Daarnaast is het huidige gasdistributienet van polyethyleen en daarmee reeds geschikt is voor waterstoftransport. Dit is overigens ook het geval in Vlaanderen (op distributieniveau).

Economische randvoorwaarden

Het is momenteel nog niet zinvol om voor dit onderdeel de economische randvoorwaarden te bepalen. Dergelijke infrastructurele projecten vergen grootschalige publieke investeringen, waaraan doorgaans maatschappelijke kosten-baten analyses ten grondslag liggen.

Er bestaan in de literatuur uiteenlopende kostenramingen voor waterstofnetwerken. Kosten zijn zeer situatie-afhankelijk en daarom lastig te generaliseren. Volgens een studie uitgevoerd door de KU Leuven in 2009, variëren de installatiekosten van 500 tot 2.000 €/m, afhankelijk van het type pijpleidingen en de manier van constructie.⁴¹

Investeringskosten voor het ombouwen van bestaande netwerken hangen van veel factoren af, waaronder de eigenschappen van het bestaande netwerk en de omvang daarvan. Ter illustratie: de kosten van het hele Leeds project worden geschat op €2,25 miljard met nog eens €155 miljoen aan jaarlijkse kosten. Net zoals voor bijmenging, bepalen de kosten van waterstofproductie (waterstofprijs) voor een belangrijk gedeelte of het zin heeft in een dergelijke infrastructuur te investeren.

Op decentraal niveau kunnen er op middel- en lange termijn kansen gaan ontstaan of redenen zijn om wijken te gaan voorzien van waterstof door middel van een waterstofdistributienetwerk (ofwel nieuw aan te leggen – b.v. als onderdeel van een slim net, ofwel het ombouwen van het bestaande gasdistributienetwerk), daar waar waterstof tegen lage kosten kan worden geproduceerd. Het verdient de aanbeveling om door middel van demonstratieprojecten, hier meer ervaring mee op te gaan doen en te bepalen welke wijken of gebieden hier mogelijk voor in aanmerking komen. Een voorbeeld van een demoproject kan zijn om een wijk uit te kiezen in Vlaanderen die aan het uiteinde van een gasnetwerk ligt, waar kan getest worden met zuiver waterstof in het gasnetwerk, zonder de rest van het landelijke netwerk te beïnvloeden. Dit zou kunnen samenvallen met de conversie van delen van het netwerk van laagcalorisch naar hoogcalorisch gas, waarbij sowieso aanpassingen en controles moeten gebeuren.

⁴¹ Concrete transition issues towards a fully-fledged use of hydrogen as an energy carrier. KU Leuven 2009.
https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/WPEN2009-015

4.3.5 Mogelijke beleidsmaatregelen

- Laat de TSO een studie uitvoeren naar de geschiktheid van het huidige aardgasnetwerk voor bepaalde bijmengpercentages van waterstof en naar de rol van waterstof in de verduurzaming van de warmtevraag in Vlaanderen. Neem waterstof mee in het energie-infrastructureel - en duurzame warmtebeleid en in lange-termijn scenario's. Hierbij zijn de volgende overwegingen van belang:
 - Resterende delen van de Vlaamse gasinfrastructuur worden volgens huidige plannen op termijn aangepast voor de overschakeling van laag - naar hoogcalorisch gas. Dit en het beleid ter vergroening van de warmtevoorziening geven mogelijk aanleiding om meer waterstof toe te laten in het netwerk of bepaalde delen van het bestaande netwerk van aardgas af te koppelen, en waterstof-klaar te maken;
 - Anderzijds worden er vraagtekens gezet bij het voort laten bestaan van de aardgasinfrastructuur. Gezien de noodzaak voor CO₂-reductie en de Vlaamse energie - en klimaatdoelstellingen, zal het gebruik van aardgas op termijn fors moeten worden teruggedrongen (een reductie van 70% - 100% van het fossiele energiegebruik voor huishoudens in 2050 ten opzichte van nu, volgens het NEKP). Daarmee is momenteel onzeker of het zinvol is om groene waterstof (en biomethaan als ander hernieuwbaar gas alternatief) in substantiële hoeveelheden (vanuit economisch én duurzaamheidsperspectief – zie bullets beneden) te gaan bijmengen en dat dit een voldoende sterke rationale vormt voor de instandhouding van het huidige aardgasnetwerk. Waterstof concurreert met andere duurzame warmte oplossingen zoals bijvoorbeeld warmtepompen en diepe geothermie. Een maatschappelijke kosten/baten analyse kan dit verder uitwijzen.
 - Het nut en de potentiëlen van waterstofbijmenging moeten worden beschouwd vanuit het aanbodperspectief en dus vanuit de beschikbaarheid van groene waterstof: zoals dit overigens geldt voor alle toepassingen van waterstof. Het aardgasnet kan als energiebuffer dienen, waarbij groene waterstof wordt geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit uit zonne – of windenergie op die momenten en periodes dat het aanbod hiervan niet aansluit bij de vraag. Het is een manier om deze elektriciteit dus als het ware op te slaan in het aardgasnet in de vorm van waterstof – tot enkele procenten van het totale gasvolume. De technologie concurreert daarmee met andere opslagopties zoals batterij-elektrisch en mechanische opslag, almede met regelbare waterkracht. Ook de ontwikkeling van het Europese elektriciteitsnetwerk moet ervoor zorgen dat op Europese schaal het aanbod meer adequate verbonden is met de vraag naar energie. Het gas-infrastructurele beleid wordt daarom ontworpen tezamen met het elektrisch-infrastructurele beleid en in EU-verband. Waterstofbijmenging kan dus een toegevoegde waarde leveren als energiebuffer en de systeemintegratie van hernieuwbare variabele elektriciteit bevorderen (primair op Europese schaal). Omdat waterstof bijmenging tot enkele procentpunten van het volume technisch goed

mogelijk is en op korte termijn gerealiseerd kan worden, verdient het de aanbeveling om dit scherp in het beleidsvizier te houden.

- In transport heeft waterstof een hogere economische afzetwaarde. Het zou dus vanuit economisch perspectief logisch zijn om het eerst daarin te gaan zetten en het pas in tweede instantie te injecteren. De verwachting is dat de levelised costs voor waterstof als transportbrandstof vanaf 2030 kan gaan concurreren met diesel. Er is dus sprake van een directe interactie tussen deze opties en sectoren – beide opties verzorgen de energiebuffer functie - en beleid dient hiermee rekening te houden.

Andere aanbevelingen zijn:

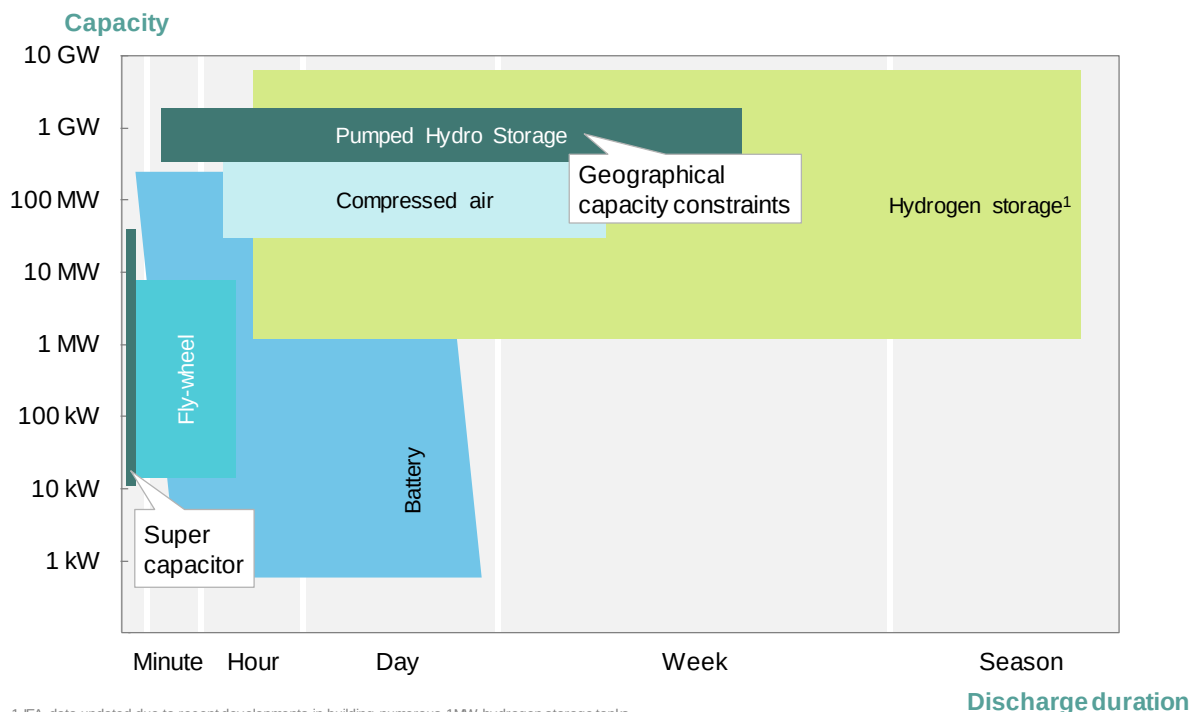
- Vergroot de kennis rond bijmenging en injectie van waterstof in het bestaand Vlaams/national aardgasnetwerk. Er zijn momenteel veel met name technische onzekerheden en verder onderzoek is nodig naar de mogelijkheden van waterstofbijmenging (o.a. karakteristieken van leidingen, en andere infrastructuur inclusief bestaande gasmeters en eindgebruikers apparaten) en de gemoeide kosten;
- Volg internationale ervaringen van demonstratieprojecten op en vertaal de resultaten naar Vlaamse context; Identificeer mogelijke demoprojecten voor waterstof injectie en bijmenging om de Vlaamse kennisbasis verder te versterken en te verbreden; Sluit ook hierbij aan bij Europese innovatieprogramma's zoals de Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) en Horizon2020.

4.4 Waterstof als opslagmedium

4.4.1 Inleiding

Waterstof is uitermate geschikt om grote hoeveelheden energie voor langere tijd op te slaan, meer dan andere opslagmethodes zoals batterijen, super-capacitors en perslucht opslag (CAES) die vooral geschikt zijn voor korte termijn balanceren van het elektriciteitsnet.

Opslag op basis van waterkracht is wel een goed alternatief voor seizoensopslag, maar daar moeten geschikte geografische condities voor aanwezig zijn.



Figuur 4.10: Overzicht van verschillende opslagtechnologieën, als functie van opslagcapaciteit (MW) en ontladttijd (uit Hydrogen Council vision doc 2017; ref ²).

Om grootschalige seizoensopslag onder de vorm van waterstof te realiseren moeten twee voorwaarden vervuld worden:

- Om tijdelijke wind- en zonne-energieoverschotten om te zetten naar waterstof is een grote geïnstalleerde capaciteit nodig die slechts een beperkt aantal uren draait. Dit vergt dus enorme investeringen in elektrolyse die pas haalbaar zullen zijn als de technologie significant goedkoper zal worden.
- Er zijn ondergrondse opslagplaatsen beschikbaar om grote volumes waterstof op te slaan voor lange periodes.

Het project “HyUnder”⁴² heeft in 2013-2015 de technische en economische haalbaarheid van waterstof als opslagmedium geanalyseerd. Het resultaat van die studie geeft aan dat opslag van (surplus)energie als waterstof in ondergrondse zoutmijnen haalbaar is als de hoeveelheid op te slagen energie groot genoeg is (orde van tientallen TWh voor langere periodes) en als de elektriciteitsprijzen laag genoeg zijn.

De kosten van waterstofproductie overheersen in de business case (80%) met vooral de elektriciteit als voornaamste bijdrage. Bij te lage utilisatie van minder dan 2000h per jaar, zijn de investeringskosten dominant.

Voor die grootschalige opslag worden er momenteel op verschillende plaatsen ter wereld de mogelijkheden van ondergrondse zoutmijnen onderzocht.

Ook aan uitgeputte gasvelden onder de zee wordt gedacht, o.a. in Nederland. Zo start Gasunie in Nederland een eerste pilootproject in het noorden van Nederland om waterstof van een 1MW elektrolyser op te slaan in het gasveld Zuidwending (“Hystock project”⁴³).

In Vlaanderen hebben we geen natuurlijke opslagplaatsen voor waterstof beschikbaar. Enkel een pijpleidingnetwerk kan tot op zekere hoogte als opslagplaats fungeren, maar extra opslag in ondergrondse cavernes is dus niet mogelijk. De ondergrondse gasopslag te Loenhout is niet geschikt voor waterstof omdat deze geologisch te poreus is.

4.4.2 Technisch en economisch potentieel

Voor België is de toekomstige nood aan opslag nog niet gekwantificeerd. In recente studies van Elia wordt voor de komende twintig jaar vooral de focus gelegd op meer interconnecties met de buurlanden, vraag/aanbod management en back-up elektriciteitsproductie met (nieuw te bouwen) gascentrales.

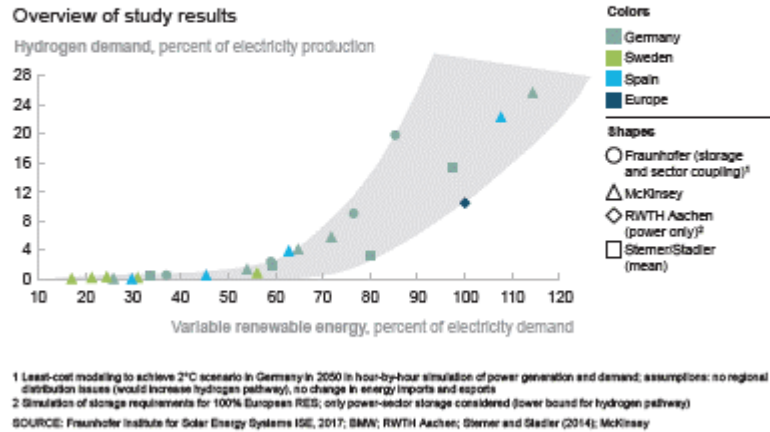
De onderstaande figuur toont het verband tussen nood aan opslag (onder de vorm van waterstof) relatief tot het aandeel variabel hernieuwbaar in de totale elektriciteitsproductie, berekend in verschillende studies (ref. ⁴⁴) Een exponentiële stijging in vraag naar lange termijnsopslag wordt voorzien vanaf 60 tot 70% variabel hernieuwbaar. Dat punt zal volgens de studie van ELIA rond 2040 bereikt worden.

⁴² https://cordis.europa.eu/result/rcn/161212_en.html

⁴³ <https://www.energystock.com/about-energystock/news/large-hydrogen-project-with-thousands-of-solar-panels>

⁴⁴ Hydrogen scaling up, vision document of the Hydrogen Council, November 2017

Exhibit 23: The need for hydrogen storage increases exponentially with the variable renewable energy share



Figuur 4.11: Hydrogen storage demand as a function of the renewable energy share, data from multiple studies of energy systems. From ref. 44..

Wat betreft de re-elektrificatie van het opgeslagen waterstof, kunnen bestaande gascentrales omgebouwd worden zodat ze op waterstof kunnen draaien of op een (vast) mengsel/combinatie van beide. Nuon gaat bijvoorbeeld in Nederland in zijn Magnum-centrale (Eemshaven in provincie Groningen) onderzoeken of die kan gebruikt worden voor verschillende brandstoffen. Gascentrales worden momenteel gezien als de ideale aanvulling van een energievoorziening die grotendeels draait om hernieuwbare bronnen, omwille van hun flexibele inzetbaarheid.

In de studie van ELIA voor België wordt aangegeven dat er 5-6 GW aan gascentrales zal nodig zijn, bij een voorziene 68% hernieuwbare fractie van de totale elektriciteitsvoorziening (in large scale RES scenario). Die opgebouwde capaciteit kan later ingezet worden om ook opgeslagen waterstof te verbranden. Indien eenzelfde centrale flexibel kan zijn wat betreft de aangeboden brandstof (gas, waterstof of een mengsel van beide), kan een maximale inzetbaarheid van deze centrales worden verzekerd.

De economische randvoorwaarden zullen afhangen van de schaalgrootte en de schommelingen in de elektriciteitsprijzen. Het verschil tussen de inkoopprijs en verkoopprijs van elektriciteit moet groot genoeg zijn om de beperkte totale efficiëntie van het proces te compenseren.

De efficiëntie van de volledige cyclus stroom-waterstof-stroom is bij een gascentrale ongeveer 40%⁴⁵ en kan nog stijgen in de toekomst wanneer elektrolyse verder geoptimaliseerd wordt.

Voor een brandstofcel is dat vergelijkbaar, maar in dat geval is er slechts een beperkte utilisatie van de brandstofcel die enkel kan ingezet worden voor waterstof.

⁴⁵ Efficiëntie van elektrolyse is nu ongeveer 70%, een moderne STEG centrale heeft een efficiëntie van 60%.

4.4.3 Mogelijke beleidsmaatregelen

Eerst en vooral zou er een betere kwantificatie moeten gebeuren van de benodigde opslag in België, in het licht van de voorziene capaciteit aan hernieuwbare energie die gepland is voor de komende jaren.

Vermits België zelf geen natuurlijke opslagplaatsen voor waterstof heeft, in tegenstelling tot de buurlanden Nederland en Duitsland, is het belangrijk mee aan te sluiten bij deze landen om het opslagverhaal uit te bouwen. Momenteel lopen studies, bijvoorbeeld in Nederland, om de verdere uitbouw van offshore energie op de Noordzee te plannen. Daarbij wordt ook waterstof als opslagmedium bekeken; de offshore energie ter plaatse of aan land (gedeeltelijk) in waterstof om te zetten, met transport naar de kust via pijpleidingen, wordt beschouwd als essentieel om de grote hoeveelheden energie ingepast te krijgen in de totale elektriciteitsvoorziening. .

Samenwerking tussen de verschillende Noordzee-landen is essentieel; te meer omdat het huidige geïdentificeerde potentieel voor hernieuwbare energie te beperkt is om een verregaande decarbonisatie van sectoren zoals transport en industrie te realiseren (zie ook hfst5).

5. Productie van hernieuwbare energie

5.1 Nodige hoeveelheid hernieuwbare energie voor realisatie van het technisch potentieel

In onderstaande tabel zijn de verschillende mogelijke hoeveelheden waterstof weergegeven die we in de drie toepassingsgebieden hebben geïdentificeerd.

Voor 2030 komen we uit op 108,3 kiloton (kton) waterstof uit, voor 2050 komen we op een totaal van 954 kton waterstof.

Dit vergt, gerekend met 60kWh/kg waterstof, een totale hoeveelheid energie van 6,5 TWh in 2030 en 56,9 TWh in 2050.

Een indicatie van de te installeren *capaciteit* aan hernieuwbare energie die nodig is om de benodigde energiehoeveelheden te genereren, is berekend met als aanname dat er gemiddeld 2000h vollasturen worden gehaald⁴⁶ met een combinatie van wind en zon.

	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie 2030	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie 2050
	2030			2050		
Transport	34	2,0	1,0	466	27,6	13,8
Industrie *	61,3	3,7	1,9	481	28,9	14,5
Warmte **	13	0,8	0,4	7	0,4	0,2
Totaal	108,3	6,5	3,3	954	56,9	28,5

* onvolledige inschatting voor potentieel chemie/synthetische brandstoffen

** o.b.v. 2% waterstofbijmenging (volume) in het bestaande aardgasnetwerk

Tabel 5-1: Technisch potentieel van groene waterstof in de drie onderzochte vraagsectoren, met daaruit berekend de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water)

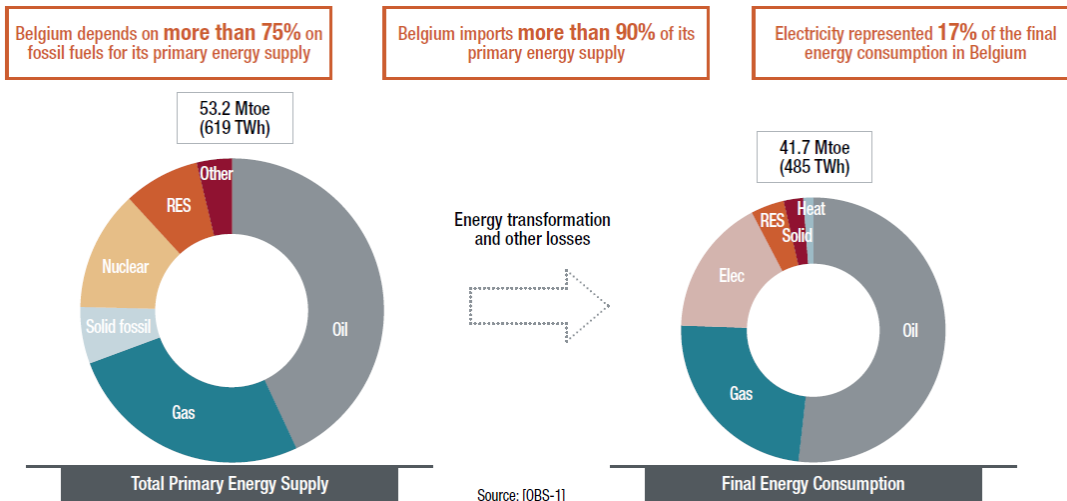
5.2 Verwachte evolutie van verbruik en productie van hernieuwbare energie in Vlaanderen en België.

De verdeling van de huidige energietoevoer en het totale verbruik in België staat afgebeeld in onderstaande figuur uit ref⁴⁷. Vandaag is er een totale energietoevoer van 619 TWh en een totaal energieverbruik van 485 TWh, waarvan elektriciteit 17% uitmaakt (105 TWh).

⁴⁶ Voor zonne-energie gelden gemiddeld 1000h vollasturen, voor onshore wind 2200h en voor offshore wind 3300h.

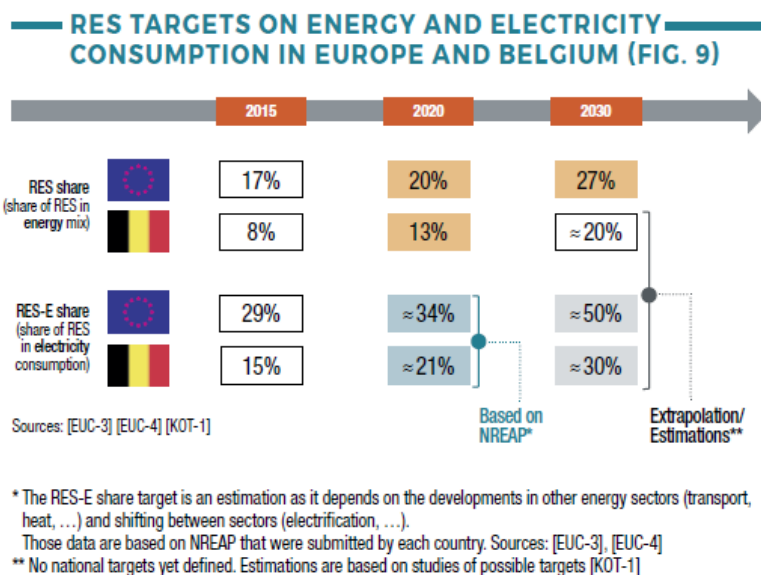
⁴⁷ **ELECTRICITY SCENARIOS FOR BELGIUM TOWARDS 2050**; ELIA'S QUANTIFIED STUDY ON THE ENERGY TRANSITION IN 2030 AND 2040, Nov 2017

TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY AND FINAL ENERGY CONSUMPTION IN BELGIUM IN 2015 (FIG. 11)



Figuur 5.1: Huidige energietoevoer en verbruik in België (bron ELIA)

De doelstellingen voor hernieuwbare energie in 2030 en 2050 voor België en Europa zijn weergegeven in onderstaande figuur (uit ref Elia):



Figuur 5.2: Doelstellingen hernieuwbare energie in Europa en België

Voor de toekomst voorspelt Elia voor België een toename in **elektriciteitsvraag**, van ongeveer **86 TWh** nu naar **90 tot 98 TWh** (verschillende scenario's) in 2040. De stijging wordt toegeschreven aan een sterke toename van elektrische wagens en warmtepompen. De maximale vraag van 98 TWh komt overeen met het scenario waarin het aantal elektrische wagens gegroeid is tot 2,5 miljoen en de penetratie van warmtepompen in verwarming 30% is (+ nog 15% hybride warmtepompen) in 2040.

In onderstaande tabel staan de **voorspelde capaciteit voor hernieuwbare energie** voor **België** zoals die vermeld staat in de recente ELIA studie (scenario "Large Scale RE sources") of opgenomen in het energiepact.

Bron	B/VL	2030			2040		
		PV (GW)	Onshore wind (GW)	Offshore wind (GW)	PV (GW)	Onshore wind (GW)	Offshore wind (GW)
ELIA study 2017 Large scale RES	B	7	5,4	4	10	8,4	8
Energiepact	B	8	4,2	4	-	-	-

Tabel 5-2 : Voorspelde capaciteit aan hernieuwbare energie in België volgens ELIA (rij 1) en zoals vermeld in het energiepact (rij 2)

Het **maximale potentieel voor hernieuwbare energie** in **België** is in ref ⁴⁸ bepaald voor de verschillende technologieën als:

- **PV: 40 GW**; berekend in ref ⁴⁸ uit het beschikbare dakoppervlak met gunstige oriëntatie voor zonne-energie in België (250 km²). Voor zonne-energie zijn enkel de beschikbare daken meegerekend. Als we ook het potentieel van bv. landbouwgronden meerekenen (= 45% van de totale Vlaamse grondoppervlakte), waar zeker in een heel aantal gevallen zonnepanelen met gewassen kunnen gecombineerd worden, dan kan de hoeveelheid zonne-energie significant opgetrokken worden. In een verder stadium van ontwikkeling, kunnen we ook denken aan rechtstreekse waterstofproductie uit zonnepanelen op landbouwgronden, zoals momenteel wordt bestudeerd door de K.U. Leuven.
- **Onshore wind: 9 GW**; ingeschat in ref ⁴⁸ rekening houdend met factoren zoals bevolkingsdichtheid, bepaalde afstandsregels etc. Indien bepaalde restricties zouden losgelaten worden, zou het potentieel kunnen stijgen naar 20GW.
- **Offshore wind: 8 GW**; ingeschat in ref ⁴⁸ rekening houdend met de Belgische Exclusieve Economische Zone in de Noordzee, en met afstandsregels, beschermd zones en navigatieroutes. Het theoretisch potentieel zou volgens sommige studies nog een factor 2 groter kunnen zijn dan 8GW. Een nog hogere hoeveelheid offshore energie kan beschikbaar komen als men ook offshore energie van buiten de territoriale wateren gaat importeren, die dan geïnstalleerd worden in de EEZ van de buurlanden. De potentie hiervan wordt gekwantificeerd als een extra 13GW in ref 48. Nieuwe technologieën zoals drijvende windmolens kunnen het potentieel nog verder vergroten.
- **Geothermie: 4GW**, ingeschat op basis van ondergrondse warmtekaarten. In Noord-Limburg alleen zou 3,1 GW kunnen geïnstalleerd worden.

In theorie kan deze genoemde maximale capaciteit (voor PV en wind, excl. Geothermie) tot een productie van **90TWh** voor België leiden (als alle energie naar eindgebruikers kan worden getransporteerd)⁴⁹.

⁴⁸ Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050, april 2013, Federaal Planbureau en VITO

⁴⁹ **ELECTRICITY SCENARIOS FOR BELGIUM TOWARDS 2050; ELIA'S QUANTIFIED STUDY ON THE ENERGY TRANSITION IN 2030 AND 2040**, Nov 2017

5.3 Gap-analyse tussen geïdentificeerde nood aan HE en de vooruitzichten voor België

Uit bovenstaande getallen is het duidelijk dat we, zelfs met het inzetten van het maximale potentieel voor hernieuwbare energie in België, nog niet helemaal kunnen voldoen aan de verwachte elektriciteitsvraag in 2040-2050.

Extra hernieuwbare energie nodig voor het produceren van waterstof voor het decarboniseren van de andere sectoren, zal dus op een andere manier moeten verkregen worden.

Zoals boven aangegeven, kunnen we het gedefinieerde “maximale potentieel” nog significant oprekken door zonnepanelen op bv. landbouwgronden te gaan bouwen of bepaalde reglementering rond het inplanten van windmolenparken te versoepelen.

Echter, dat zal nog niet voldoende zijn als we tot een verregaande decarbonisatie willen komen van bijvoorbeeld de industrie, waarvoor zeer grote hoeveelheden elektriciteit/waterstof nodig zijn. Import van energie zal dus essentieel zijn, hetgeen voor Vlaanderen en België niet nieuw is want vandaag is 75% van ons energieverbruik nog van fossiele oorsprong en dus per definitie geïmporteerd.

Het is dus essentieel dat Vlaanderen gaat onderzoeken hoeveel en in welke vorm het energie zal importeren in de toekomst. Elektriciteit over grote afstanden vervoeren is duur en complex. Waterstof (als gas) vervoeren door pijplijnen kan in sommige gevallen een alternatief zijn.

Wat import van elektriciteit betreft, kan in de eerste plaats naar de Noordzee als DE groene energiebron voor Noord-West Europa worden gekeken.

In deze studie wordt voor 2050 een equivalent windturbinevermogen van 28 GW gevraagd voor de productie van groene waterstof. Installatie van 28 GW aan windturbine vermogen op zee zal in de orde van 2800 km² zee-oppervlakte vereisen: 2800 km² komt ongeveer overeen met de oppervlakte van de provincie Antwerpen, 2800 km² is ongeveer 75% van de Belgische territoriale wateren in de Noordzee en 2800 km² is minder dan 0,5% van de totale oppervlakte van de Noordzee.

Volgens een Ecofys-studie uit maart 2017⁵⁰ zal offshore wind energie in staat zijn om 90% van de energievraag te leveren van alle landen die aan de Noordzee grenzen, met 250 GW geïnstalleerd vermogen in 2050. In 2030 kan dat al 15% zijn.

Grote hoeveelheden “Wind op Zee” worden bijvoorbeeld geprojecteerd rond het “Energie-Eiland” concept van TenneT (de Nederlandse TSO) op de Doggersbank, een grote zandbank van 250 km lang en 64 km breed die ten noorden van Nederland ligt. De Doggersbank loopt niet enkel door het Nederlandse deel van de Noordzee maar ook door het Engelse, Duitse en Deense deel ervan. Dit energie-eiland kan de rol van een hub spelen voor interconnectie van windparken onderling en voor connectie met het vasteland. In deze context is in een studie⁵¹ van ECN, Nederland reeds

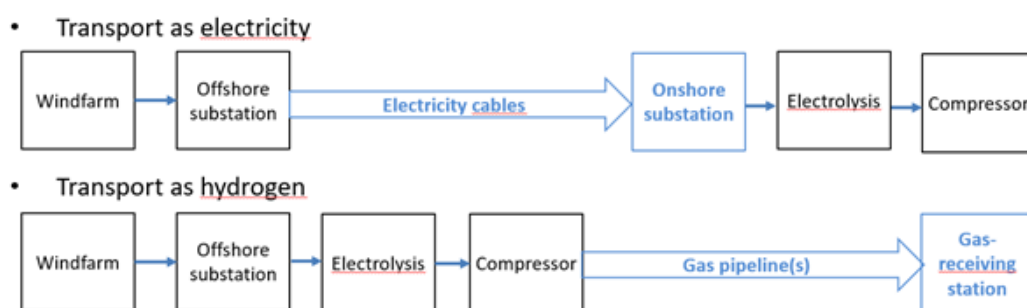
⁵⁰ <https://www.ecofys.com/en/publications/the-north-sea-as-a-hub/>

⁵¹ M. Weeda and M. van Hout, Verkenning Energifunctionaliteit Energie Eilanden Noordzee, report number ECN--17-064, 201, <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2017/e17064.pdf>

bekeken wat de mogelijkheden zijn voor offshore conversie van elektriciteit naar waterstof en wat de rol van het waterstof kan zijn in de inpassing van deze grote hoeveelheden energie in de energiesystemen van de landen rond de Noordzee.

Een van de vragen die in de studie wordt behandeld is of het qua kosten aantrekkelijk kan zijn om windenergie vanaf een energie-eiland naar de kust te transporteren in de vorm van waterstof in plaats van als elektriciteit. De investeringskosten zijn 4 tot 5 keer lager voor transport onder de vorm van waterstof; daar staat echter tegenover dat er heel wat energie verloren gaat door conversie van elektriciteit naar waterstof. De conclusie is dan ook dat deze piste vooral interessant is als er voldoende vraag is naar waterstof voor decarbonisatie van andere sectoren.

In Nederland wordt momenteel bestudeerd in hoeverre bestaande gasinfrastructuur hiervoor kan ingezet worden⁵². Ook wordt in deze context een eerste test ingepland met elektrolyse ingebouwd in de paal van een windturbine⁵³.



Figuur 5.3: Shema transport van energie van offshore windpark naar land via elektriciteitskabels (boven) of via waterstof in pijpleidingen, uit ref 51..

In Nederland bij het windpark Borssele is nu reeds een “innovatiekavel” aanwezig, waar door onderzoeksinstellingen en bedrijven testen kunnen uitgevoerd worden m.b.t. offshore technologie. Een tweede innovatiekavel staat gepland in het gebied “Hollandse Kust Noord”.

Voor Vlaanderen/België verdient het zeker aanbeveling om hierbij aan te sluiten of om de eigen ontwikkelingen nog verder te stimuleren door in de Belgische windparken een dergelijke optie te voorzien.

Naast het transport van gasvormig waterstof over zee via pijplijnen, is transport per schip natuurlijk ook een optie. Transport van waterstof in gasvormige of vloeibare vorm (LH_2) zijn beide mogelijk. Transport van waterstof gebonden in een chemische drager (ammoniak, methanol, methylcyclohexane (MCH), de zogenaamde Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), ...), zijn andere opties waarbij het voordeel van die vloeistoffen is dat bestaande infrastructuur voor transport en opslag ervan kan gebruikt worden.

Een andere mogelijkheid is om in bepaalde gebieden met veel hernieuwbare energie zoals Marokko of Chili, E-fuels zoals methanol te produceren (ref⁵⁴) om deze als brandstof (zonder conversie naar

⁵² System Integration Offshore Energy: Innovation Project North Sea Energy;

https://www.tno.nl/media/8512/system_integration_offshore_energy_final-report_tno_r11234.pdf

⁵³ <https://www.lagerweywind.nl/blog/2017/10/18/eerste-waterstofmolen-duurzame-brandstof-komt-nederland/>

⁵⁴ Electricity-based fuels as a link between the electricity and transport sectors, Alexander Tremel, Siemens Corporate Technology 15th International Renewable Mobility Congress, Berlin, January 23rd 2018

waterstof) in traditionele verbrandingsmotoren in te zetten. In deze referentie toont men aan dat deze “E-fuels” kunnen geproduceerd worden aan een kostprijs van ongeveer 1€/liter hetgeen een realistische prijs is voor transportbrandstoffen.

In dat laatste geval zijn we natuurlijk als Vlaanderen terug in sterke mate afhankelijk van het buitenland en is er minder bijdrage van de Vlaamse bedrijven in de totale waardeketen van de brandstoffen.

6. Conclusies en aanbevelingen

Aangezien ontwikkelingen rond waterstof vrijwel volledig internationaal bepaald worden, is deze studie vertrokken vanuit een analyse van de ontwikkelingen in een aantal omringende EU landen.

Voor Nederland, Duitsland, Frankrijk, Verenigd Koninkrijk en Zweden zijn de visies rond waterstof geanalyseerd, waarbij per land in kaart gebracht is wat de drijfveren, de kernelementen van de aanpak en de stimuleringsmaatregelen van de overheid zijn die momenteel zijn geïmplementeerd of worden overwogen.

Uit de analyses blijkt dat deze landen vanuit een zeer verschillende actuele energievoorziening ("aardgas", "kernenergie", "offshore wind",...) allen een belangrijke rol zien voor waterstof in de toekomstige energievoorziening. Gezien de termijn die implementatie van waterstof vereist, kan worden vastgesteld dat in landen met een actief beleid en vooral duidelijke stimulerende beleidsmaatregelen, waterstof nu al als energiedrager geïntroduceerd wordt.

Wat betreft prioriteiten in de sectoren, gaat internationaal de meeste aandacht voor waterstof naar de transportsector omdat daar de vraag naar lagere emissies -vooral in stedelijke gebieden- steeds belangrijker wordt. Toepassing van waterstof in de industrie als vervanging voor grondstoffen van fossiele oorsprong, wordt algemeen beschouwd als een belangrijke stap in een verdere decarbonisatie, maar vereist opschaling en verdere daling van productiekosten van waterstof. Eerste demonstraties zijn in het buitenland reeds aangekondigd in deze sector.

Naast de internationale ontwikkelingen op vlak van beleid, is ook de internationale visie vanuit de industrie in deze studie geanalyseerd. Referentie hierbij is de visie van de Hydrogen Council, waarin een kleine 20 wereldspelers op vlak van energie en mobiliteit een toekomstvisie hebben ontwikkeld voor waterstof in de domeinen mobiliteit, industrie en warmte. Aangezien deze spelers ook actief zijn in andere vormen van energie dan waterstof, is de visie van de Hydrogen Council als voldoende neutrale visie van de industrie inzake waterstof te beschouwen.

Hoewel de ontwikkelingen van waterstof internationaal bepaald worden, is vastgesteld dat in Vlaanderen een aantal unieke demonstratieprojecten rond waterstof gerealiseerd zijn (groene waterstofproductie, gebruik restwaterstof, tankstations, auto's, bussen, vuilniswagens, vaartuigen, heftrucks, waterstofleidingnetwerk, brandstofcellen, motoren, elektrolyseurs, reformers,...). Daarnaast werken een kleine 30 bedrijven samen rond het ontwikkelen van waterstofprojecten, waarbij enkele technologiebedrijven op vlak van waterstofontwikkelingen toonaangevend zijn in Europa (elektrolyse, bussen, vuilniswagens, materialen,...).

Uitgangspunt van de potentieelstudie is de potentiële vraag naar waterstof, niet het potentiële Vlaamse aanbod van groene elektriciteit en de studie richt zich op 2030 en 2050.

Het technisch potentieel voor waterstof in deze studie is gedefinieerd als dat gedeelte binnen een bepaalde toepassing waar waterstof een toegevoegde waarde biedt t.o.v. alternatieve (lage emissie) technologieën.

Een voorbeeld van de werkwijze wordt toegelicht voor openbaar vervoer. Zero-emissie openbaar vervoer doelstellingen vertalen zich naar een omschakeling naar 'elektrificatie', waarbij gekozen kan worden tussen batterij-elektrische en waterstof-elektrische bussen. Voor stadsbussen, met relatief kleine afstanden en drukke dienstregelingen, zijn batterij-elektrische bussen de oplossing, voor streekbussen met langere afstanden, minder drukke dienstregelingen en meer vereiste flexibiliteit kunnen waterstof-elektrische bussen beter voldoen aan de functionele eisen.

Op deze manier is per sector en per toepassing bepaald op welke plaatsen waterstof een functionele oplossing is voor verduurzaming van de energievoorziening.

Er is per toepassing voor elke sector het technisch potentieel gekarakteriseerd en uitgedrukt in vereiste behoefte aan waterstof (kton) en de daarmee corresponderende vraag naar hernieuwbare elektriciteit (GWh), zowel voor 2030 als voor 2050.

Het technisch potentieel van waterstof in 2050 voor transport bedraagt:

- Personenauto's 1 miljoen auto's met +30.000 km per jaar
- Openbaar vervoer 900 streekbussen met +90.000 km/jaar
- Vrachtwagens 12.500 bakwagens met meer dan 18 ton en +40.000 km/jaar
- Vuilniswagens 850 vuilniswagens
- Trekker/oplegger 20.000 trekkers met meer dan 18 ton en +100.000 km/jaar
- Binnenvaart 500 binnenvaartschepen
- Spoor 50% van bestaande dieseltreinen

	# VL 2015	# op H2 in 2030	kton H2 in 2030	GWh in 2030	# op H2 in 2050	kton H2 in 2050	GWh In 2050
Auto's	3.300.000	30.000	8,1	486	1.000.000	210	12600
Bussen	3.000	300	2,4	146	900	5,7	340
Bakwagens	61.000	1250	6,0	360	12500	48	2880
Vuilniswagens	1150	100	0,2	12	850	1,7	102
Trekker/oplegger	31000	1250	15,0	900	20.000	181	10484
Dieseltreinen		1 traject	0,3	20	50%	1,7	99
Boten		50	2	120	500	11	660
TOTAAL			34	2.044		459	27.165

Tabel 6-1: Overzicht van potentiële aantallen voertuigen op groene H2 in 2030-2050, met daaruit berekend de vraag naar H2 en de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water).

Voor wat betreft de industrie wordt in Vlaanderen jaarlijks circa 207 kton waterstof geproduceerd uit aardgas en deze waterstof wordt in een aantal industriële sectoren gebruikt ((petro)-chemie, voeding, staal, elektronica,...). Vanuit technisch oogpunt, kan deze 'grijze' waterstof theoretisch volledig worden vervangen door groene waterstof.

Daarnaast kan er in de toekomst nog een bijkomende vraag uit de industrie gaan ontstaan voor groene waterstof. Hiervoor zijn de technische potentiëlen als volgt ingeschat:

- Warmte (laag- en hoogwaardig): aandeel groene waterstof tot 10%
- Staalindustrie: gedeeltelijke vervanging van cokes in hoogovenproces door groen waterstof tot 10%
- Chemische industrie- nieuwe chemische processen/synthetische brandstoffen: we schatten in dat een 30% van de chemische basisproducten en synthetische brandstoffen kan omgezet worden naar een hernieuwbare productie via synthese van groene waterstof en gerecycleerde CO₂ (CCU Carbon Capture and Utilisation).

Hoewel de rol van groene waterstof in de decarbonisatie van de chemische industrie bijzonder cruciaal kan zijn, konden voor Vlaanderen hiervoor geen berekeningen uitgevoerd worden, aangezien vanuit de chemische industrie geen (volume) gegevens verstrekt konden worden.

Als voorbeeld hebben we de volledige methanolconsumptie in de Antwerpse haven (nu 300kton/jaar) in 2050 omgezet naar een proces gebaseerd op groene waterstof; alle andere chemische basiscomponenten of synthetische brandstoffen die volgens hetzelfde proces kunnen gemaakt hebben we niet in beschouwing genomen.

De gepresenteerde behoefte aan groene waterstof van 61,3 kton (2030) tot 481 kton (2050) is daarom onderschat.

Onderstaande tabel toont het technisch potentieel voor groene waterstof in de industrie.

	Fossiel	% groen H2 in 2030	kton H2 in 2030	GWh in 2030	% groen H2 in 2050	kton H2 in 2050	GWh in 2050
Vervanging	207 kton H2	10%	20	1200	100%	207	12420
Warmte	250 PJ	2%	40	2400	10%	198	11880
Methanol	300 kton	3%	1,3	78	100%	44	2640
Andere prod. /synthetische brandstoffen	? **	?	?	?	?	?	?
Staalproductie	5 Mton staal	0%	-	-	10%	31,8	1908
TOTAAL			61.3	3678		481	28.848

Tabel 6-2: Overzicht van potentiële omzetting van industriële processen naar groen op H2 in 2030-2050, met daaruit berekend de vraag naar H2 en de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water).

** : geen cijfers door de sector beschikbaar gesteld; als voorbeeld is de volledige methanolconsumptie naar een proces op basis groene waterstof omgezet.

Waterstof geproduceerd uit hernieuwbare bronnen is één van de paden waarlangs de warmtevraag in de gebouwde omgeving kan worden verduurzaamd. Waterstof kan in de toekomst ten dele aardgas gaan vervangen. In deze studie zijn de technische potentiëlen voor waterstofbijmenging in het aardgasnetwerk in kaart gebracht.

Voor de bijmenging tot 2% - het bijmengpercentage waarover internationaal gezien consensus bestaat- levert dit voor 2030 een technisch potentieel van 13 kton groene waterstof op, terwijl het technisch potentieel in 2050 daalt tot 7 kton groene waterstof: de reden van de daling van het technisch potentieel is dat de warmtevraag via aardgas in 2050 aanzienlijk kleiner zal zijn dan 2030, voornamelijk door energie-efficiëntie maatregelen en elektrificatie van de verwarming.

Voor bijmenging tot 20%, hetgeen volgens een aantal industriële studies technisch mogelijk is, is het potentieel veel groter. Echter voor concentraties groter dan 2% moeten de risico's geval per geval bestudeerd worden met inachtneming van specifieke lokale netcondities en daarom nemen we die volumes niet mee in de uiteindelijke potentieelberekening.

Naast waterstofbijmenging is er de optie om uit de combinatie van waterstof en CO₂, methaan te maken met vergelijkbare chemische eigenschappen als aardgas.

Een derde en laatste pad is het volledig ombouwen van het bestaande aardgasnetwerk en de toepassingen bij de gebruikers volledig op waterstof te laten draaien. Dit kan interessant zijn om lokaal en in bepaalde gebieden, warmte uit waterstof te produceren en te gebruiken. Voor deze laatste twee opties zijn de potentiëlen, technisch onbegrensd.

Grootschalige implementatie van groene elektriciteit leidt ook tot grootschalige behoefte aan energieopslag, waarin waterstof ook een belangrijke rol kan spelen. Uit analyses van de netbeheerders blijkt dat in Vlaanderen de inzet van groene elektriciteit nog zo beperkt is, dat energie-opslag nu nog geen noodzaak is: er worden door de beheerder van het hoogspanningsnet geen problemen voorzien

tot implementatie van 40 – 50% groene elektriciteit. Om toenemende inzet van groene elektriciteit mogelijk te maken, wordt in eerste instantie de elektrische interconnectie met het buitenland versterkt en wordt er backup-vermogen voorzien uit gasturbines. In een later stadium zouden die gasturbines, die initieel voorzien zijn om op aardgas te werken, mogelijk op waterstof kunnen gaan werken.

Onderstaande tabel toont de technische potentiëlen voor de 3 onderzochte vraagsectoren: transport, industrie en voor warmte in gebouwen alsmede de totalen.

	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie 2030	kton waterstof	TWh	GW hernieuwbare energie	Vermeden CO ₂ t.o.v. referentie- technologie (kton)
	2030			2050			
Transport	34	2,0	1,0	459	27,2	13,6	8700
Industrie *	61,3	3,7	1,9	481	28,8	14,5	43420
Warmte **	13	0,8	0,4	7	0,4	0,2	150
Totaal	108,3	6,5	3,3	947	56,4	28,3	13270

Tabel 6-3: Technisch potentieel van groene waterstof in de drie onderzochte vraagsectoren, met daaruit berekend de behoefte aan energie in GWh (bij waterstofproductie via elektrolyse van water), een inschatting van de benodigde geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie (uitgaande van 2000h equivalente vollasturen) en de vermeden CO₂ uitstoot bij implementatie van het technisch potentieel.

* onvolledige inschatting voor potentieel chemie/synthetische brandstoffen

** o.b.v. 2% waterstofbijmenging (volume) in het bestaande aardgasnetwerk

Uit de tabel blijkt dat voor de productie van waterstof in 2030 en 2050 6,5 TWh respectievelijk 57 TWh nodig zijn. Ter vergelijking: de voorspelde productie aan hernieuwbare energie in België zal volgens het federaal plan bureau 28 TWh in 2030 en 43 TWh in 2050 bedragen.

De berekeningen in deze studie tonen aan dat de behoefte aan groene waterstof de in Vlaanderen beschikbare groene elektriciteit op termijn zullen overstijgen. Dit betekent dat Vlaanderen op termijn om een volledig groene energievoorziening te kunnen realiseren waarschijnlijk ook groene elektriciteit extern zal moeten aantrekken. Naast wind- en zonne-energie zal ook vooral offshore groene elektriciteit een belangrijke bron zijn. In deze studie wordt voor 2050 een equivalent windturbinevermogen van 28 GW gevraagd voor de productie van groene waterstof. Installatie van 28 GW aan windturbine vermogen op zee zal in de orde van 2800 km² zee-oppervlakte vereisen: 2800 km² komt ongeveer overeen met de oppervlakte van de provincie Antwerpen, 2800 km² is ongeveer 75% van de Belgische territoriale wateren in de Noordzee en 2800 km² is minder dan 0,5% van de totale oppervlakte van de Noordzee.

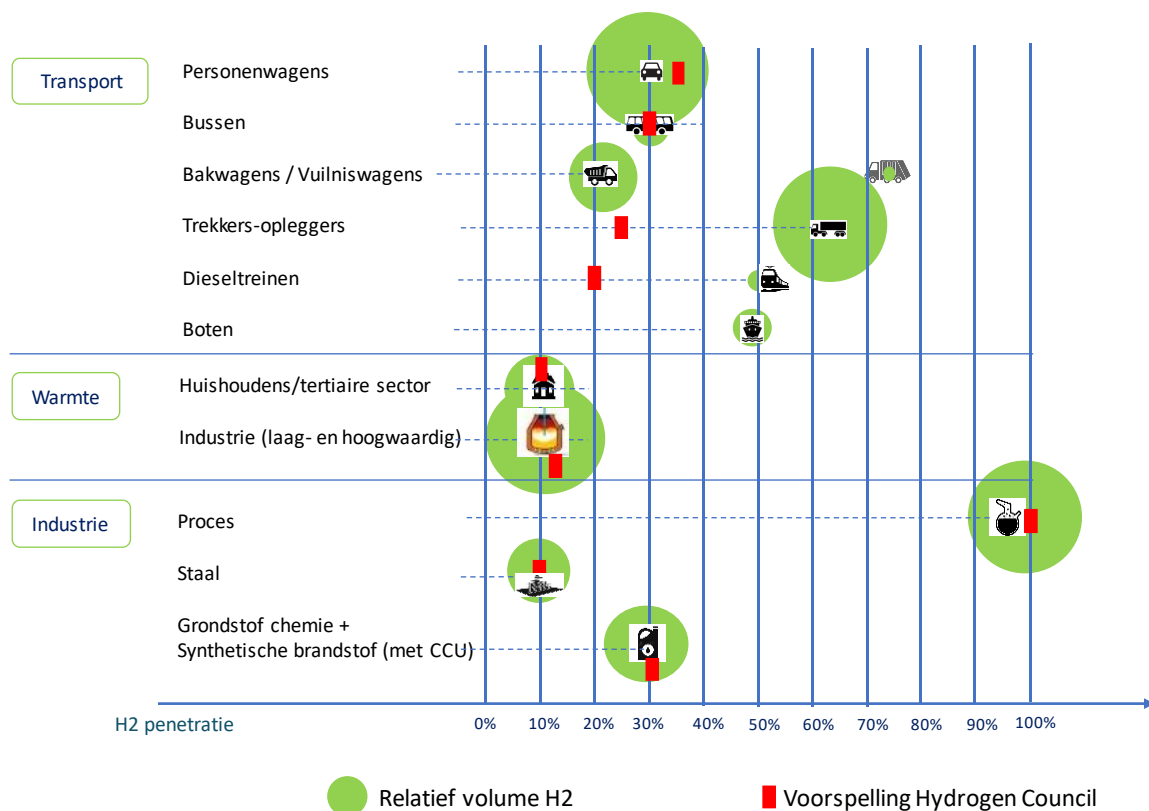
Ter illustratie is voor de technische potentiëlen uitgerekend hoeveel CO₂-uitstoot hiermee kan worden vermeden⁵⁵. Dit komt overeen met ongeveer 13.270 kiloton CO₂, oftewel 28% van de huidige CO₂-uitstoot in Vlaanderen (46.645 kton CO₂).

In onderstaande figuur staan de uitgerekende technische potentiëlen voor waterstof in de verschillende sectoren weergegeven, met het verwachte percentage penetratie van waterstof in de

⁵⁵ Zie Annex 3 voor de aannames gebruikt voor de berekening van de CO₂ reductie

verschillende applicaties. De grootte van de groene cirkels geeft een indicatie voor het absolute volume waterstof in deze applicaties.

Rol van waterstof in 2050 Vlaanderen



Figuur 6.1: Overzicht van technische potentiëlen van groene waterstof in de verschillende sectoren, uitgedrukt in % penetratie in de betreffende applicaties. De grootte van de cirkels geeft het absolute volume H₂ weer dat overeenkomt met het berekende potentieel.

De technische potentiëlen vormen de bovengrens van de potentiële toekomstige vraag naar groene waterstof. De mate waarin deze potentiëlen ook daadwerkelijk worden bereikt, hangt voor een groot deel af van kostprijsontwikkelingen en van het (wereldwijde) toekomstige aanbod van groene waterstof. In deze studie zijn voor de drie vraagsectoren de economische randvoorwaarden in kaart gebracht die de kostprijzen bepalen en mogelijke hefboomen vormen.

Cruciaal voor de toepassing van waterstof zijn enerzijds de investeringskosten van de waterstoftechnologie (elektrolyzers, compressoren, opslagvaten en brandstofcellen) en anderzijds de kostprijs van de waterstof uit hernieuwbare bronnen.

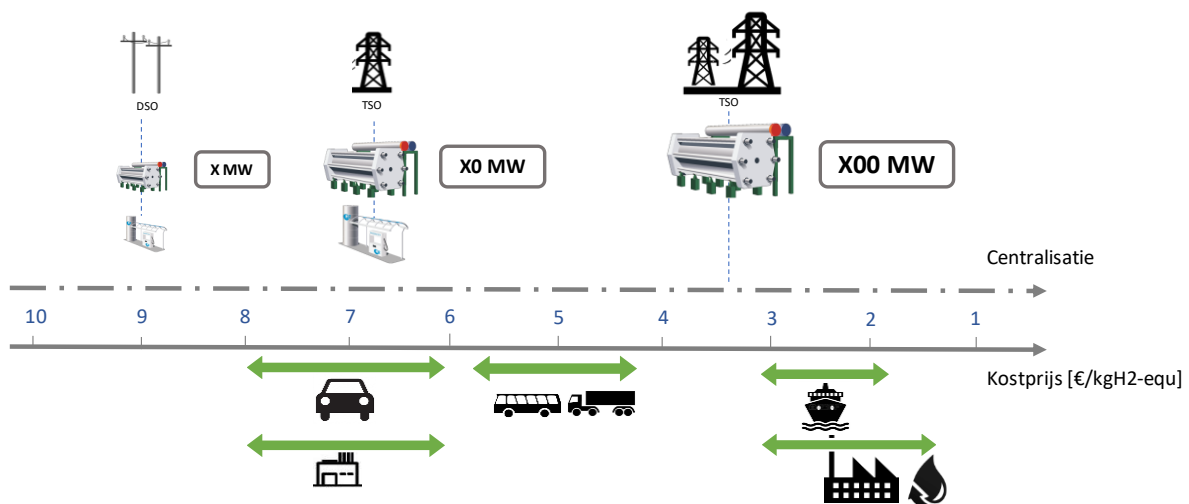
De investeringskosten voor waterstoftechnologie zijn dalende, maar zijn nog steeds aanzienlijk hoger dan conventionele oplossingen en de prijzen worden internationaal bepaald.

Voor wat betreft de kosten voor groene waterstof wordt opgemerkt dat deze kosten gedeeltelijk bepaald worden door de vereiste waterstoftechnologie (elektrolyzers,..), maar vooral door de elektriciteitskosten, waarbij ook nog onderscheid gemaakt moet worden tussen de productiekosten van elektriciteit en de geldende heffingen op elektriciteit (voor transport, distributie,...). Vooral wat

die heffingen betreft, kan het beleid een positieve rol spelen m.b.t. de economische haalbaarheid van groene waterstofproductie.

De economische randvoorwaarden zijn specifiek voor elke sector, maar algemeen kan gesteld worden dat in de transportsector de groene waterstof de hoogste economische waarde heeft: bovendien zetten een aantal belangrijke industriële spelers in op deze ontwikkelingen, zodat met name in deze sector, de kostprijzen naar verwachting zullen dalen.

Indicatief geeft de onderstaande figuur aan dat in de verschillende toepassingsgebieden verschillende waterstof-kostprijzen gerealiseerd zullen moeten worden om competitief te kunnen zijn met de alternatieve technologieën.



Figuur 6.2: Prijsniveau voor waterstof dat nodig is om competitief te kunnen zijn met huidige technologie.

Uit de figuur blijkt dat voor wegtransport een significant hogere prijs van waterstof aanvaardbaar is voor de eindgebruiker dan voor de grootschalige industrie of voor verwarming. Ook voor de scheepvaart is een lagere kostprijs noodzakelijk. Voor wegtransport is de prijs aan de pomp momenteel 10 euro per kg, maar om competitief te zijn met benzine/diesel moet eerder gestreefd worden naar prijzen van 6 – 8 euro per kg. Om competitief te zijn voor vrachtwagens en bussen moet de waterstofprijs verder dalen tot 4 – 6 euro per kg en om concurrentieel te zijn voor de bedrijven, dient groene waterstof uit te komen op prijzen tussen 2 – 4 euro/kg.

Het is duidelijk dat het aanbod van groene waterstof bepalend zal zijn voor de uiteindelijke bijdrage die waterstof kan leveren aan de decarbonisatie van de Vlaamse economie. Het Vlaamse aanbod van hernieuwbare elektriciteit zal in de toekomst ten opzichte van vandaag fors moeten toenemen, maar zal volgens de huidige projecties verre van toereikend zijn om de volledige potentiële vraag te dekken. Internationale ontwikkelingen zullen bepalen in hoeverre groene waterstof tegen acceptabele prijzen kan worden geïmporteerd. Momenteel is dit nog zeer onzeker.

Omdat het aanbod beperkt is, is het belangrijk om toekomstige beleidskeuzes m.b.t waterstof te prioriteren in functie van de bijdrage aan de klimaat – en energiedoelstellingen, de leveringszekerheid; het is belangrijk om de rol van waterstof te beschouwen vanuit energiesysteem perspectief.

Daarnaast vormen economische overwegingen een rol in deze priorisering. In transport heeft waterstof een hogere economische afzetwaarde. Het ligt dus vanuit economisch perspectief voor de hand om het eerst daarin te gaan zetten. De verwachting is dat de kostprijs voor waterstof als

transportbrandstof over enkele jaren kan gaan concurreren met diesel. Er is dus sprake van een directe interactie tussen deze opties en sectoren en het beleid dient hiermee rekening te houden. Om prioriteiten te stellen met betrekking tot implementatie van waterstof in de verschillende sectoren, zijn een aantal criteria bepaald waarop het belang van waterstof per sector gescoord kan worden, i.e.

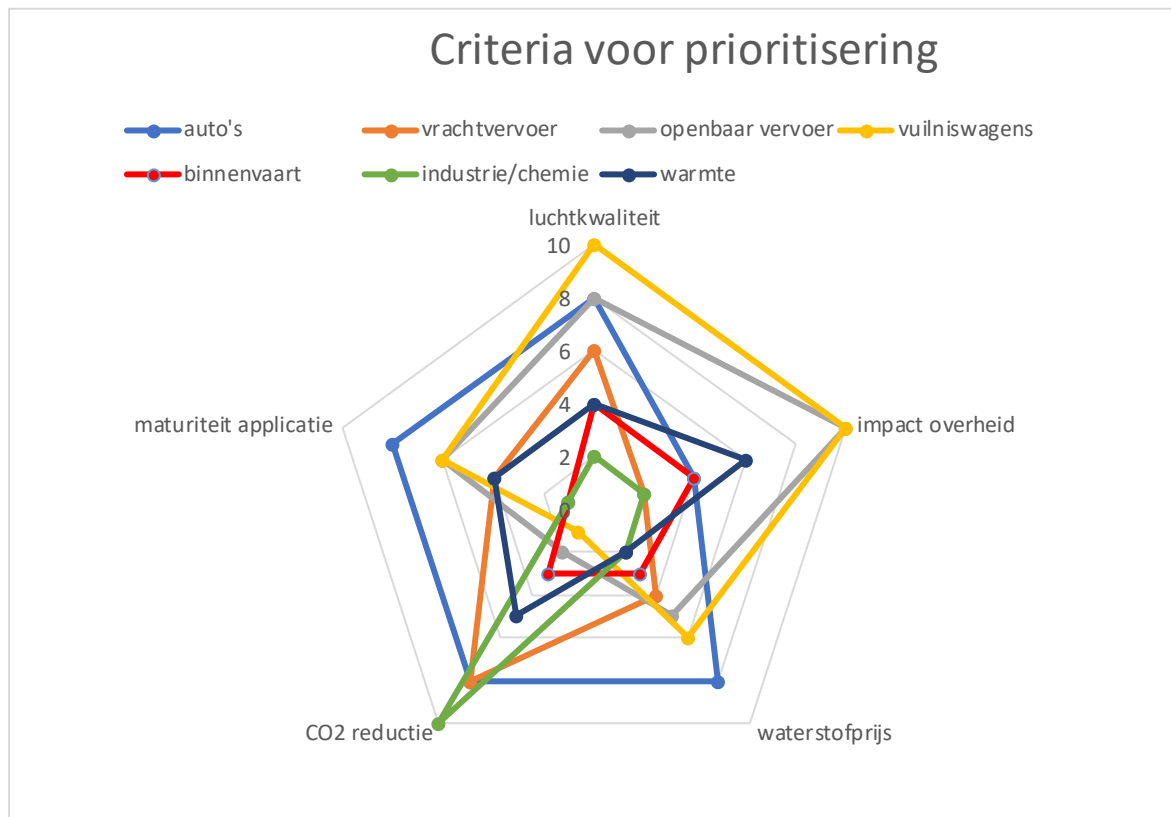
- het effect op CO₂ reductie per sector, bij realisatie van het technisch potentieel
- impact van de overheid: hoeveel invloed heeft de overheid op implementatie van waterstof in de sector
- waterstofprijs: hoe hoog kan de waterstofprijs zijn in een bepaalde applicatie om toch competitief te kunnen zijn met het (fossiele) alternatief
- luchtkwaliteit: wat is de invloed op lokale emissies bij implementatie
- de technische maturiteit van de applicatie

In onderstaand spin-diagram, zijn de verschillende toepassingen voor H₂ gescoord (1-10) volgens bovenstaande criteria.

Zo scoren applicaties als auto's en vuilniswagens hoog qua invloed op luchtkwaliteit (vermijden van fijn stof en NOX), terwijl dat voor de toepassing in de industrie veel minder is (vervanging van aardgas dat ook al een schone brandstof is).

Wat betreft impact van de overheid, scoren toepassingen als openbaar vervoer en vuilniswagens heel hoog.

De reductie van CO₂ scoort hoog in de sectoren waarin een hoog volume H₂ kan weggezet worden en dus veel fossiele brandstof kan vervangen worden (bv. industrie).



Figuur 6.3: Spindigram H2-toepassingen volgens 5 gedefinieerde criteria

De keuzes worden bepaald door de doelstellingen die nagestreefd worden. Als bijvoorbeeld CO₂-reductie de belangrijkste doelstelling is, dan is de industrie een zeer belangrijke toepassing, maar voor luchtqualiteit is transport dan weer erg belangrijk.

Als met beperkte middelen vanuit de overheid keuzes moeten gemaakt worden, dan zijn toepassingen waarop de overheid significante impact heeft en die ook rechtstreeks invloed hebben op de lokale luchtqualiteit wellicht de eerste om in te investeren. Openbaar vervoer en utiliteitsvoertuigen zoals vuilniswagens zijn dan de meest voor de hand liggende sectoren.

De richting en de snelheid van ontwikkelingen zullen grotendeels op Europees en internationaal niveau bepaald gaan worden. Om deze ontwikkelingen bij te houden en om Vlaanderen in lijn te brengen met ontwikkelingen in andere regio's en landen om ons heen, is een aantal mogelijke maatregelen opgesomd, die de Vlaamse overheid kan overwegen.

Deze maatregelen zijn hieronder per vraagsector samengevat.



Mogelijke beleidsmaatregelen transport

- Vlaanderen dekkend netwerk van 20 waterstoftankstations met minimaal 1000 personenauto's (kostprijs circa 12 miljoen euro, projectduur 3 jaar)
- Pilotproject voor openbaar vervoer met stelplaats met 20 bussen op waterstof (7 miljoen euro)
- Pilotproject met 10 vuilniswagens en 2 waterstoftankstations (waste to wheel)
- Pilotproject voor 15 vrachtwagens op waterstof bij 3 transportfirma's en waterstoftankstations op logistieke assen en koppelen aan Benelux-dimensie
- Pilotproject met representatieve vaartuigen op waterstof (ferry's, binnenvaartschepen)
- Opvolgen en implementeren van internationale ontwikkelingen rond treinen op waterstof
- Vlaams plan voor implementatie van vuilniswagens in samenwerking met Vlaamse Steden en Gemeenten
- Vlaams plan voor implementatie van bussen op waterstof voor 2020 - 2030
- Eenduidige regelgeving en vergunningstrajecten voor waterstoftankstations
- Uitbreiden van zero-emissie-zones in Vlaanderen
- Steunmaatregelen voor waterstof voertuigen gelijk stellen aan die van batterij-elektrische voertuigen
- Vrijstelling van accijns op waterstof tot 2030
- Vrijstellingen voor heffingen voor zero-emissie vrachtvervoer
- Halfjaarlijks overleg met Vlaamse overheid – voertuigassociaties – OEM's en exploitanten van waterstoftankstations

- Halfjaarlijks overleg met Vlaamse overheid – transportfederaties - vrachtwagenconstructeurs en exploitanten van waterstoftankstations

Mogelijke beleidsmaatregelen industrie

- Demonstratie rond productie methanol op basis van groene waterstof in de haven van Antwerpen, met mogelijke afnemers in ferry's/binnenvaart in de haven
- Onderzoek naar de mogelijkheden voor vergroening van het huidige waterstofnetwerk
- Actieve opvolging en implementatie van groene waterstof-certificering (CertifHy)
- Ontwikkeltrajecten rond CCU, efficiënte processen voor productie van koolwaterstoffen
- Analyse van opportuniteiten voor Vlaanderen op welke wijze de aanwezige chemische clusters hun leidende positie kunnen uitbouwen door gebruik te maken van groene waterstof

Mogelijke beleidsmaatregelen warmte

- Studie uitvoeren naar de geschiktheid van het huidige aardgasnetwerk voor bepaalde bijmengpercentages van waterstof en naar de rol van waterstof in de verduurzaming van de warmtevraag in Vlaanderen.
- Beschouw waterstof in het lange-termijn duurzame warmtebeleid:
 - Vergroot de kennis rond bijmenging en injectie van waterstof in het bestaand aardgasnetwerk. Er zijn momenteel technische onzekerheden en verder onderzoek is nodig naar de mogelijkheden van waterstofbijmenging (o.a. karakteristieken van leidingen, en andere infrastructuur inclusief bestaande gasmeters en eindgebruikers apparaten) alsook de gemoeide kosten;
 - Volg internationale ervaringen van demonstratieprojecten op en vertaal de resultaten naar Vlaamse context. Identificeer mogelijke demoprojecten voor waterstof injectie en bijmenging om de Vlaamse kennisbasis verder te versterken en te verbreden. Sluit ook hierbij aan bij Europese innovatieprogramma's zoals de Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) en Horizon2020.

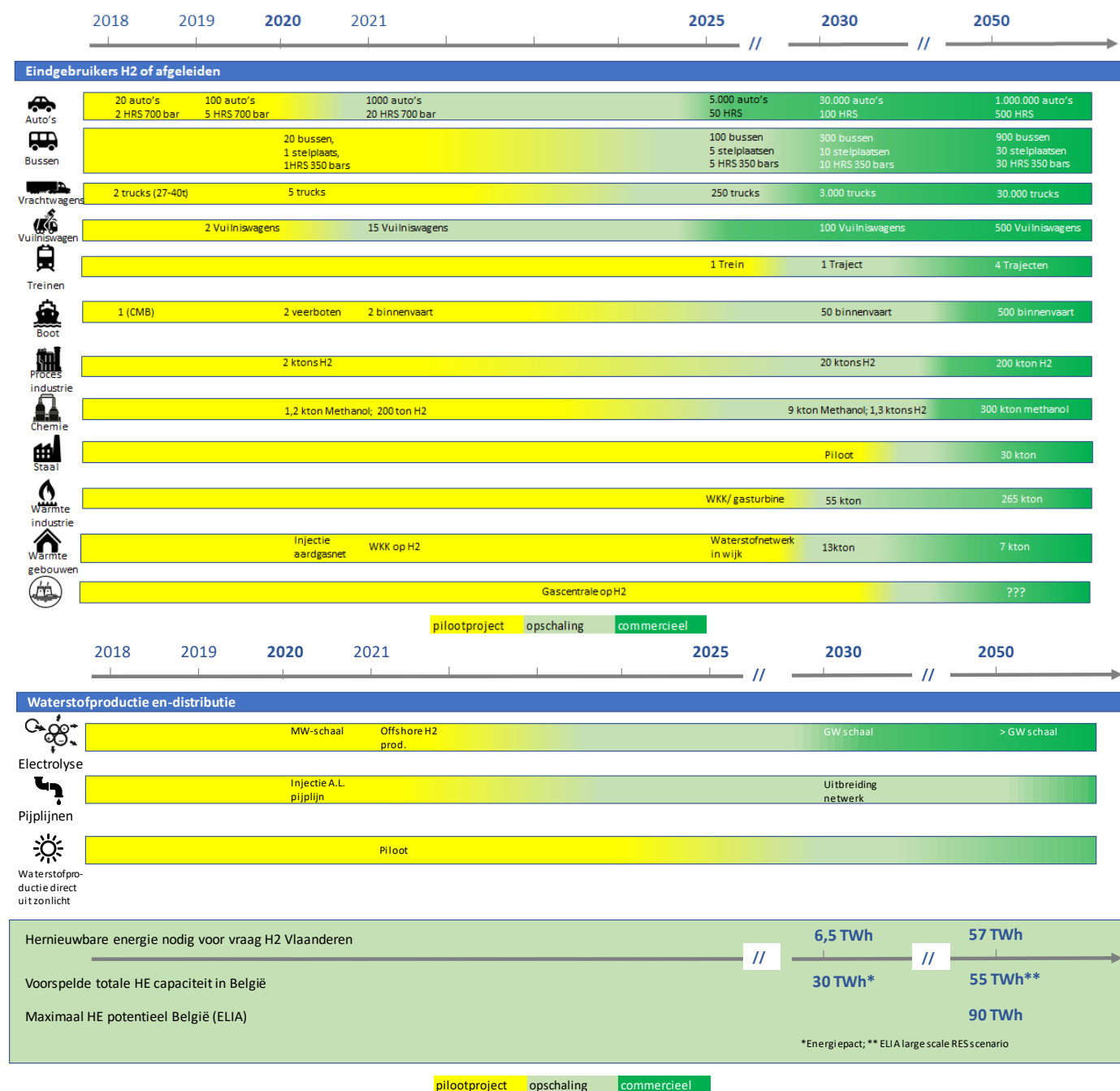
Mogelijke beleidsmaatregelen opslag

- Frequent opvolgen van bijkomende groene elektriciteit en analyseren in hoeverre opslag van elektriciteit wenselijk/noodzakelijk gaat zijn
- De mogelijkheden onderzoeken om de gasturbines, die dienen als back-up vermogen, om te bouwen naar waterstof

Op basis van het voorgestelde technisch potentieel, de economische haalbaarheid en de mogelijke beleidsmaatregelen is voor Vlaanderen een tijdspad opgesteld voor de introductie van groene waterstof.

Als onderdeel van routekaart voor de toepassingsgebieden is ook de vereiste en (voorspelde) beschikbare hoeveelheid groene elektriciteit bepaald voor de periode 2030 – 2050.

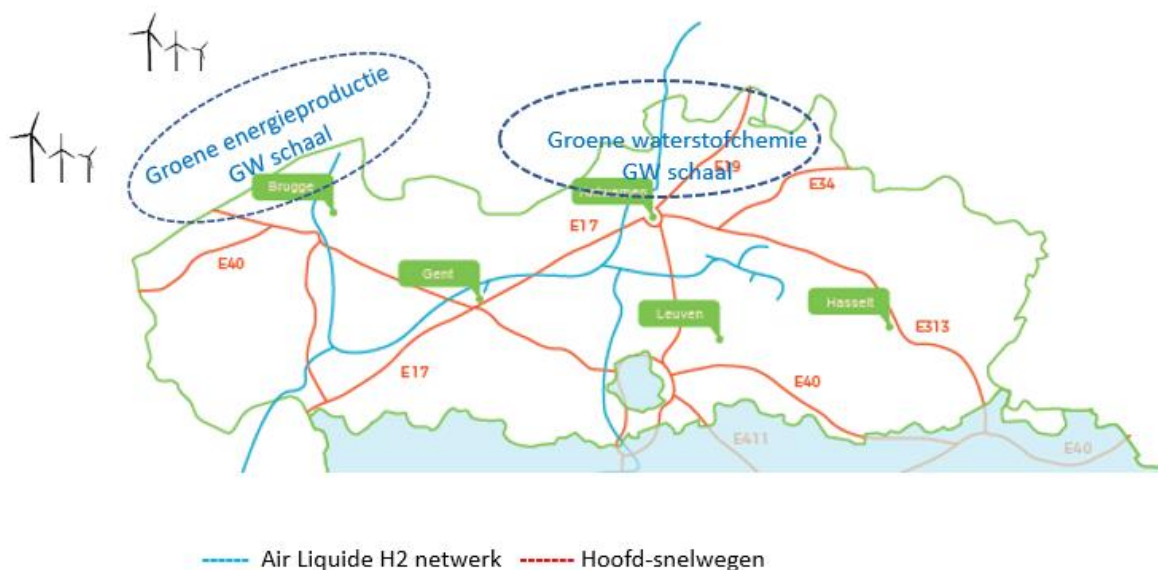
Onderstaande figuur geeft de routekaart voor waterstof in Vlaanderen.



Figuur 6.4: Routekaart voor H₂ implementatie in Vlaanderen, met indicatie van mogelijke pilootprojecten, opschaling en uitrol voor de verschillende sectoren.

De routekaart kan ook rudimentair in een geografische kaart gezet worden (zie onder):

- Er wordt nog veel bijkomende capaciteit aan offshore wind elektriciteit voor de kust van België gepland (tot 4 GW)
- Er is reeds een groot ondergronds waterstofnetwerk aanwezig, eigendom van Air Liquide, dat de nodige expertise oplevert voor toekomstige uitgebreidere waterstofnetwerken.
- Gezien we vooral kijken naar zakelijk verkeer voor auto's en vrachtwagens zijn tankstations in de buurt van de hoofdsnelwegen van Vlaanderen essentieel.
- In West-Vlaanderen zou een productie-hub van groene waterstof opgestart kunnen worden, gekoppeld aan offshore energie;
- De haven van Antwerpen kan zich via groene waterstof krachtig op de toekomst voorbereiden als DE haven voor duurzame chemie.



Figuur 6.5: Geografische kaart met waterstofnetwerk en hoofdsnelwegen in Vlaanderen

Annex 1 - Ambities, doelstellingen en beleid in andere landen en regio's

*Doel: het oplijsten en samenvatten van de beleidsdoelstellingen en daaraan gekoppelde beleidsmaatregelen, die in het buitenland als belangrijk beschouwd worden.
Nationale strategieën, aanpak en plannen.*

6.1 Zweden

Zweden heeft ambitieuze energiedoelstellingen gesteld en moet in 2050 volledig broeikasgasemissievrij zijn. Nu al is een groot deel van de productie van warmte en elektriciteit vrij van broeikasgasemissies en gebaseerd op hernieuwbare bronnen.

De vervoerssector heeft daarmee ten opzichte van andere sectoren het grootste potentieel voor de verdere vermindering van emissies. Zweden heeft voor 2030 als doel om deze sector volledig fossiel-onafhankelijk te maken. Brandstofcelvoertuigen worden gezien als belangrijke optie om aan deze doelstellingen bij te dragen, al loopt het land momenteel niet voorop als het gaat om specifiek beleid.

Er is een systeem van congestiebelastingen in Stockholm en Göteborg. Alle voertuigcategorieën zijn onderworpen aan congestiebelastingen en er zijn geen gereduceerde tarieven voor schone voertuigen.

In Zweden is er een koolstofbelasting op fossiele brandstoffen waarin twee niveaus worden onderscheiden

- Hoog voor motorbrandstoffen en verwarmingsbrandstoffen in huishoudens en de dienstensector
- Laag voor de industrie – wordt stap voor stap verhoogd
- Geen CO₂-belasting op installaties die vallen onder EU ETS

Kernpunten van de aanpak en plannen

Er is in Zweden (nog) geen nationale strategie en routekaart voor waterstof en brandstofcellen. Wel zijn er een aantal deelgebieden geïdentificeerd die het meest relevant zijn voor Zweden en is er een aantal ontwikkelingen in gang gezet door zowel de overheid als de industrie en onderzoek. Deze worden hieronder toegelicht.

Duurzaam vervoer en waterstof

De vervoerssector heeft zoals gezegd een groot mitigatiepotentieel en waterstof en brandstofcellen worden gezien als 1 van de kansrijke opties om deze sector te verduurzamen.

Zweden heeft gevestigde automobielbedrijven in de vorm van Volvo Group, Scania CV AB en Volvo Car Corporation. Gedreven door de EU-emissiereductiedoelstellingen voor nieuwe voertuigen zijn

deze bedrijven begonnen met technologische innovatie en verandering maar brandstofcelvoertuigen vormen nog geen prioriteit van deze fabrikanten. Wel wordt er onderzoek gedaan naar brandstofcellen voor zware vrachtwagens en “range-extendors”. Dit wordt medegefinancierd door de Zweedse overheid. Jaarlijks besteedt de Zweedse regering naar schatting gemiddeld EUR112 miljoen aan brandstofcel- en waterstofprojecten.⁵⁶

Nationale belanghebbenden (verenigd in de *Hydrogen Sweden Association*) hebben voor de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur in Zweden een plan ontwikkeld voor de periode 2014-2020 in het EU-project *Hydrogen Infrastructure for Transport, National Implementation Plan Sweden* (HIT NIP-SE).

Het Strategisch voertuigonderzoek en – innovatie programma (Fordonstrategisk Forskning och Innovation - FFI) is een partnership tussen de Zweedse regering en de automobiellindustrie, dat gezamenlijke financiering van onderzoek, innovatie en ontwikkeling omvat. FFI concentreert zich op klimaat-, milieu- en veiligheidskwesties in de automobiellindustrie. De FFI-routekaart voor 2025 omvat de ontwikkeling van elektrische voertuigen die langere afstanden kunnen afleggen – waarbij een aantal van deze voertuigen naar verwachting worden uitgerust met brandstofcellen. In een Competentiecentrum (samenwerking tussen nationale industrie en universiteiten) wordt onderzoek op het gebied van nieuwe materialen en processen voor efficiëntere energie-conversietechnologieën, waaronder brandstofcellen uitgeoefend, waaronder corrosieverschijnselen bij hoge temperaturen.

In Zweden is er momenteel één waterstoftankstation in Malmö die enkele Hyundai-voertuigen bedient.

Het EU-project HIT-2Corridors (Waterstofinfrastructuur voor Transport) heeft tot doel om twee strategische HIT-2-corridors in Europa te ontwikkelen. Hierbij wordt gekeken naar de bouw van een drietal tankstations: in Stockholm (Arlanda), Göteborg en Voikoski.

Ook lopen er momenteel proeven om mobiele waterstoftankstations te testen. Het bedrijf Sandvik en de gemeente Sandviken testen een speciaal ontworpen oplossing voor het vullen van een vrachtwagen met vlakke laadvloer, ontwikkeld door het industrieel gasbedrijf Linde voor auto's en heftrucks. Het mobiele vulstation kan omgaan met 350 bar voor vorkheftrucks en 700 bar voor auto's.

Duurzame warmte en waterstof

Voor wat betreft de warmtevraag, die wordt grotendeels gedekt door elektrische verwarming en warmtenetten (district heating), al dan niet gevoed door hernieuwbare bronnen (biomassa, biogas) in meer dichtbevolkte gebieden en houtkachels en elektrische verwarming in niet stedelijke gebieden. De rol van micro-FC WKK's is daarmee naar verwachting klein, ook gezien het feit dat Zweden een zeer lage aardgasnetwerk dekking heeft.

⁵⁶ http://www.ieafuelcell.com/documents/NatStratandPlansforFuelCellsandInfraStruct_v10.pdf

Wel zijn er kansen voor waterstof en brandstofcellen voor district heating en dan met name biogas aangedreven brandstofcel WKK's (biogas is een speerpunt in Zweden). Tevens worden er kansen gezien voor brandstofcel back-up power en kleinschalige brandstofcel systemen (met opslag) voor afgelegen gebieden; vooral de eerste is interessant omdat de exploitatie van datacentra een groeiende economische activiteit in Zweden is.

Waterstofproductie en infrastructuur

In Zweden zijn de elektriciteitsprijzen laag. De productie wordt gedomineerd door regelbare waterkrachtcentrales en kernenergie, waarbij er weinig overcapaciteit wordt verwacht. Daarmee is grootschalige en centrale elektrolyse en seizoensopslag (van waterstof) minder relevant voor dit land.

Voor wat betreft waterstofproductie en infrastructuur omvat het *Energy Gas Technology-programma* onderzoek en demonstratie van productie, distributie en opslag van energiegassen zoals methaan, waterstof en dimethylether (DME).

In het kader van het programma *Materiaaltechnologie voor thermische energieprocessen* wordt onderzoek verricht op het gebied van materiaaltechnologie om duurzame brandstoffen (biogas, vloeibare biobrandstoffen en waterstof) efficiënt te kunnen gebruiken voor de productie van warmte en elektriciteit.

Er wordt ook onderzoek gedaan naar waterstofproductie door fotosynthese van bacteriën en kunstmatige fotosynthese.

Potentiëlen

Er zijn geen studies beschikbaar die de potentiëlen voor waterstof in Zweden hebben bepaald.

6.2 Verenigd Koninkrijk

In het **Verenigd Koninkrijk** zijn London en Aberdeen voorlopers op het gebied van waterstof mobiliteit, beide in een andere context: waar Aberdeen voornamelijk de traditionele “Oil & Gas” industrie tracht om te vormen, is in Londen de luchtkwaliteit de belangrijkste politieke driver.

Daarnaast is Leeds de eerste Europese stad die een verregaande denkoefening uitgevoerd heeft om het volledige aardgasnetwerk, dat toch al aan vervanging toe is onder het landelijk “Iron Mains Replacement Programme (IMRP)”, te converteren naar een 100% waterstofnetwerk. Deze transitie is gedetailleerd bestudeerd: van waterstof-productie, transport tot en met veiligheidsstandaarden voor waterstof als energiedrager voor ovens, gasvuren, ketels in residentiële, commerciële en industriële toepassingen.

Het VK doet mee in de voorhoede van waterstoftechnologieën, vooral voor voertuigen en elektrolyse: ITM Power (elektrolyzers), Ceres Power, AFC Energy en Intelligent Energy, werken internationaal samen. Johnson Matthey, in Swindon, is een van de grootste wereldwijde leveranciers van membraancomponenten voor brandstofcellen en electrolyseurs, terwijl BOC (Linde Groep) en Air Products belangrijke producenten van industriële waterstof zijn.

Er zijn verschillende samenwerkingsverbanden in het VK om het gebruik van waterstof te versnellen en een tanknetwerk te ontwikkelen: HyFIVE zal een cluster van tankstations in heel Europa creëren, UK H₂Mobility is een doorlopende publiek-private samenwerking, om het potentieel voor waterstof-FCEV's te evalueren. Hydrogen London is opgezet om een netwerk van belanghebbenden te ontwikkelen.

Kernpunten van de aanpak en plannen

De belangrijkste Britse beleidsdoelen voor waterstof-FC-technologieën zijn gerelateerd aan het verminderen van de uitstoot van het milieu, het verbeteren van de energie-efficiëntie, de voorzieningszekerheid van energie en het leveren van economische groei. Veel van het nationale beleid sluit waterstof-FC-technologieën momenteel uit.⁵⁷

Specifiek voor waterstof zijn in het VK op nationaal niveau dus (nog) geen officieel beleidsdoelen geformuleerd. Wel wordt waterstof gezien als integraal onderdeel van het overkoepelende beleid ten aanzien van energie en klimaat, en dan met name voor de integratie van hernieuwbare energie, het vergroenen van een deel van het transport en de warmtevraag in de gebouwde omgeving en de industrie (door FC CHP).

Groot-Brittannië introduceerde in 2013 een ondersteuningsmechanisme voor koolstofprijzen. Stroomproducenten betalen een heffing van £ 18 per ton (€ 20) uitgestoten koolstof - bijna vijf keer meer dan in de rest van de EU. De Britse kooldioxidebelasting zal tot april 2021 worden bevroren op niveaus van £ 18 pond tot april 2021.

⁵⁷ Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System' gepubliceerd in oktober 2016 door het Energy Research Partnership

Duurzaam vervoer en waterstof

Kernpunten van het duurzame transportbeleid in het VK zijn:

- 10% hernieuwbare brandstoffen in transport in 2020, oplopend tot 12,4% in 2032, met een additionele doelstelling voor de ontwikkeling van nieuwe geavanceerde brandstoffen oplopend tot 12,8 in 2032 (voorstel);
- Vanaf 2040 zijn alle nieuwe voertuigen op de markt zero-emissie, in 2050 alle in gebruik zijnde voertuigen (intentie van de overheid);
- Hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische origine (waaronder waterstof) worden onderdeel van de Renewable Transport Fuel Obligation, het belangrijkste beleidsinstrument in het VK voor de transportsector.

Recentelijk heeft de overheid aangekondigd een fonds van £23 miljoen te zullen opzetten voor het versnellen van de adoptie van waterstof voertuigen, hoofdzakelijk door het aanleggen van de benodigde infrastructuur.⁵⁸ Lokale luchtkwaliteit is een belangrijke motivatie.

Duurzame warmte en waterstof

Waterstof voor de verduurzaming van de warmtevraag vormt geen apart onderdeel van het beleid in het VK. Traditioneel is het VK een aardgas grootverbruiker en is een hoog percentage huishoudens (>80%), bedrijven en industrie aangesloten op het gasnetwerk. Aardgas wordt door de overheid gezien als belangrijke transitiebrandstof, met CCS ook als lange-termijnoplossing. Waterstof wordt dan ook gezien als optie voor deze sector om te decarboniseren, naast warmtepompen en biomethaan.

Momenteel zijn er nog geen installaties die waterstof injecteren in het aardgasnet. Huidige wetgeving staat het praktisch niet toe om waterstof bij te mengen (formeel geldt dat er niet meer dan 0.1% mag worden bijgemengd). Toekomstige ontwikkelingen zullen afhangen van de resultaten van het HyDeploy-project waar in onderzoek wordt gedaan naar het bijmengen van waterstof, onder meer door middel van een grootschalige pilot-installatie in een representatief gebied. Dit project met een budget van £ 6.8 miljoen wordt in opdracht van *The Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) uitgevoerd. Eerste resultaten worden verwacht tegen 2020. Formeel heeft de overheid nog geen positie ingenomen over of er inderdaad een rol voor waterstof in het gasnetwerk is weggelegd.⁵⁹ Bijmenging is momenteel praktisch niet toegestaan.

Het Verenigd Koninkrijk heeft een aantal productie-installaties voor waterstof via elektrolyse waarvan de meeste door de industrie worden gebruikt. De huidige waterstof productie in het VK is 26.9 TWh waterstof/jaar, bijna in zijn geheel verkregen uit fossiele bronnen (slechts 4% uit elektrolyse).⁶⁰

⁵⁸ <https://www.gov.uk/government/news/23-million-boost-for-hydrogen-powered-vehicles-and-infrastructure>

⁵⁹ <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2016/10/Next-steps-for-UK-heat-policy-Committee-on-Climate-Change-October-2016.pdf>

⁶⁰ Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System' gepubliceerd in oktober 2016 door het Energy Research Partnership

Waterstof in de industrie

Waterstof wordt in verschillende studies gezien als pad waarlangs de industrie op lange-termijn kan worden verduurzaamd^{61 62}, maar specifiek beleid of doelstellingen voor waterstof zijn er (nog) niet. Het EU-emissiehandelssysteem en de zogenaamde Climate Change Agreements⁶³ vormen de belangrijkste pijlers van het nationale beleid ter verduurzaming van de industrie. Daarnaast stimuleert een aantal fondsen de verduurzaming van de industrie en daarmee ook waterstof: een innovatiefonds van £162 miljoen gericht op de industrie (vooral CCS), een fonds van £ 20 miljoen voor de bevordering van fuel-switching en is er recentelijk een zogenaamde industrie energie-efficiëntie accelerator opgezet die de uitrol van demonstratieprojecten moet bevorderen.⁶⁴

Steden als voortrekkers

Leeds

Leeds de eerste Europese stad die een verregaande analyse heeft uitgevoerd om het volledige aardgasnetwerk, dat toch al aan vervanging toe is onder het landelijk “Iron Mains Replacement Programme (IMRP)”, te converteren naar een 100% waterstofnetwerk. Deze transitie is gedetailleerd bestudeerd: van waterstof-productie, transport tot en met veiligheidsstandaarden voor waterstof als energiedrager voor ovens, gasvuren, ketels in residentiële, commerciële en industriële toepassingen (zie tekstkader hierbeneden). De aanwezigheid olie en gassector en het behouden van banen zijn belangrijke drijfveren.

Tekstkader 4 Het Leeds City Gate project

Het waterstof1 Leeds City Gate project is een studie om zowel de technische – als de economische haalbaarheid te bepalen van het omzetten van het bestaande aardgasnetwerk in Leeds tot 100% waterstof. Het project is ontworpen om de afbraak van bestaande klanten te minimaliseren en warmte te leveren tegen dezelfde kosten als het huidige aardgas aan klanten.

Het project heeft onder andere aangetoond dat:

- Het gasnetwerk heeft de juiste capaciteit voor een dergelijke conversie
- Het kan incrementeel worden omgezet met minimale ontwrichting aan klanten
- Minimale nieuwe energie-infrastructuur zal nodig zijn in vergelijking met alternatieven
- De huidige warmtevraag via aardgas in Leeds kan worden voldaan door waterstof via stoommethaanhervorming en opslag van CO₂ in zoutcavernes, met gebruikmaking van bestaande technologie.

⁶¹ http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP_GBR.pdf

⁶² <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/grantham-institute/public/publications/briefing-papers/Reducing-CO2-emissions-from-heavy-industry---Grantham-BP-7.pdf>

⁶³ Dit instrument geeft een korting aan de industrie op de energiebelasting (Climate Change Levy), zolang er wordt voldaan aan gestelde energie-efficiency doelstellingen.

⁶⁴ <https://www.carbontrust.com/news/2017/07/new-government-initiative-global-competitiveness-british-industry-carbon-trust/>

Londen

Tekstkader 5 Hydrogen London

Hydrogen Londen is een publiek privaatsamenwerkingsverband opgericht in 2002 door de burgemeester van Londen.

Hydrogen London werd opgericht om een netwerk van belanghebbenden in de waterstofbrandstofcel te ontwikkelen en de waterstofbrandstofceltechnologie in Londen te bevorderen. Het verbeteren van de lokale luchtkwaliteit is een belangrijke drijfveer.

Londen heeft momenteel een vloot van acht waterstofbussen die rijden op route RV1 tussen Covent Garden en Tower Gateway. In december 2016 ging de eerste brandstofceltaxi de straat op. Dit is echter niet de eerste waterstofauto. In 2012 maakte Intelligent Energy deel uit van een consortium om voertuigen te testen tijdens de Olympische Spelen in Londen. Bovendien heeft Transport for London twee Hyundai ix35 Fuel Cell-auto's in gebruik en zullen binnenkort vier Toyota Mirai's in de vloot worden opgenomen. Er zijn er zeven waterstof-bijvulstations (HRS) in Londen die open zijn voor het publiek.

In het voorjaar van 2017 heeft Transport for London (TfL) een aanbesteding uitgeschreven voor de groepsaankoop van brandstofcelbussen als onderdeel van het EU JIVE project. In samenwerking met andere steden in het Verenigd Koninkrijk (Aberdeen, Birmingham, Dundee), nodigt TfL potentiële leveranciers van brandstofcelbussen uit om deel te nemen aan een kader voor de levering van enkele en dubbele voertuigen aan steden in het Verenigd Koninkrijk en mogelijk daarbuiten.

Het London Hydrogen Network Expansion (LHNE) project is een door de overheid gesteund initiatief, medegefinancierd door Innovate UK om een waterstoftransportsysteem te creëren in Londen en in het zuidoosten van het VK. Het project werd uitgevoerd door een consortium, geleid door Air Products, en heeft een publiek toegankelijk, state-of-the-art snelvulstation neergezet en een tweede tankstation aangepast (beide 350 én 700 bar). Het LHNE-project heeft ook nieuwe waterstofvoertuigen in Londen ingezet, waaronder een aantal Hyundai brandstofcelauto's en Revolve hybride tweewielers (op waterstof en diesel).

In het centrum van Londen betalen auto's die meer dan 75g/km CO₂ uitstoten een Congestion Charge. Volledig elektrische voertuigen en brandstofcelauto's zijn vrijgesteld van deze heffing, samen met een aantal efficiënte hybriden.

Daarnaast zijn er drie grootschalige brandstofcel-WKK's demonstratieprojecten operationeel in Londen die een gezamenlijke capaciteit van 1MW hebben en zijn er volgens het initiatief enkele honderden kleinschalige draagbare brandstofcellen verkocht.

Aberdeen

Tekstkader 6 Hydrogen Aberdeen

Aberdeen heeft een lange geschiedenis van innovatie en expertise op het gebied van energietechnologie - van de eerste industrieën zoals papier en textiel, aangedreven door waterkracht en de laatste 40 jaar door de aanwezigheid als een sterke olie – en gassector en industrie.

In 2013 lanceerde de gemeenteraad van Aberdeen het 2020-strategiekader "Een waterstofeconomie voor de regio Aberdeen City". Deze strategie biedt een gedetailleerd actieplan om de visie te helpen realiseren⁶⁵. De focus in dit plan ligt op de transportsector, al worden andere toepassingen deels aangestipt. Er zijn in het strategisch plan zeven doelstellingen geformuleerd:

- Bevordering van voertuigimplementaties door belanghebbenden in de regio. De focus is op bussen;
- Uitbreiding van de productie en distributie van hernieuwbare waterstof;
- Ontwikkel waterstoftankinfrastructuur. Installeer een tweede tankstation;
- Ontdek de uitrol van andere beproefde of innovatieve waterstoftoepassingen;
- De ontwikkeling van de toeleveringsketen van de waterstofeconomie aanmoedigen, op zoek naar kansen voor de bestaande energiedeskundigheid van de regio om te diversifiëren en te profiteren van deze groeiende industrie;
- Bevordering van een beter begrip en acceptatie van waterstoftechnologieën door middel van communicatie- en onderwijsactiviteiten;
- Zorg voor strategie en beleidsontwikkeling op alle overheidsniveaus ter ondersteuning van waterstoftechnologieën.

H2 Aberdeen is een publiek – privaat samenwerkingsverband en vormt het strategisch programma waterstof in de regio (budget is £19 miljoen). H2 Aberdeen participeert financieel in projecten en het project heeft tot nu toe het volgende opgeleverd:

- De waterstofstrategie voor Aberdeen City Region - 2015 - 2025, waarin de belangrijkste acties worden beschreven die de stadsregio de komende tien jaar nodig heeft;
- Hydrogen Bus Project met een ultramodern waterstofproductie- en busbrandstofstation (met een 1 MW elektrolyser) en 10 waterstofbrandstofcelbussen, de grootste vloot van Europa;
- New Bus Fuel - Engineeringstudie voor grootschalige busaanvulling
- De Hydrogen Transport Economy (HyTrEc) (Hydrogen Transport Economy voor de Noordzeeregio) waarin wordt geëxperimenteerd met vlootvoertuigen - waterstof hybride bestelwagens en plug-in range uitgebreide bestelwagens.
- H2ME (Hydrogen Mobility Europe) - opwaarderen van het Kittybrewster tankstation om 700 bar te tanken.
- Aberdeen Hydrogen Centre - Een tweede waterstoftankstation in de stad Aberdeen
- Hyacinth Project – Onderzoek naar en bevordering van waterstofacceptatie

⁶⁵ The Hydrogen strategy for Aberdeen City Region – 2015 – 2025.

Potentiëlen

In het Verenigd Koninkrijk (VK) is een aantal studies verschenen waarin onderzoek is gedaan naar het potentieel van waterstof en de rol hiervan in het toekomstig energiesysteem:

- UK Hydrogen and Fuel Cells: Opportunities for Growth – A Roadmap for the UK. E4TECH. 2016
- Scenarios for deployment of hydrogen in contributing to meeting carbon budgets and the 2050 target. E4tech, UCL Energy Institute, University College London Kiwa Gastec. October 2015.

Deze studies zijn feitelijk vervolgstudies op elkaar. Waar de eerste studie kijkt tot 2030, heeft de tweede studie 2050 als horizon. Er is in beide studies een tweetal scenario's onderzocht (hoog, middel) waarbij technische potentiëlen onderzocht zijn. De studies focussen met name op waterstof uit aardgas als bron omdat dit goedkoper zou zijn dan uit hernieuwbare bronnen en nucleair. Grootschalige uitrol van CCS wordt gezien als een belangrijke voorwaarde. Het overgrote deel van de waterstof wordt verondersteld te worden geproduceerd uit aardgas (als meest economische optie) en alleen met CCS wordt deze waterstof ook CO₂-neutraal. CCS en aardgas vormen hoe dan ook een belangrijke hoeksteen van het Britse energie – en klimaatbeleid.

Daarnaast is er op basis van de bovengenoemde studies een doorrekening gemaakt de gevolgen voor de energievraag van de scenario's in de studie 'Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System' (Energy Research Partnership, 2016).

Transport

Voor wat betreft transport zijn in de E4TECH studie de volgende (technische) potentiëlen bepaald:

Tabel 0-1 Technische potentiëlen voor waterstof uit de E4TECH studie – Transport

	Tot 2020	2025	2030	Na 2030
Auto's en lichte voertuigen	1.000 voertuigen met publieke gelden gefinancierd	10.000 'betaalbare' voertuigen op de markt. 10 OEM modellen verkrijgbaar	1,6 miljoen voertuigen op de weg (300k p/a)	16,8 miljoen in optimistisch scenario
Bussen	100		15.000	
Zwaar transport	20		30.000	
Licht transport	500		150.000	
Treinen	Beperkte UK content in productie van treinen. Niet meegenomen en minimale rol UK voorzien.			
Boten	1 FCH veerboot (HYSEAS Scotland project)	Meerdere waterstof veerboten in bedrijf.		
Tankstations	30-65 (publicly funded)	150 in 2025 privately funded - 330 in total		1150
waterstof vraag				143 TWh waterstof – 860 TWh waterstof in hoge scenario. 16,8M voertuigen = 100 TWh waterstof/jaar. 160 TWh nodig om dit te maken, waarvan het meeste uit aardgas.

Bron: <http://www.ukwaterstofmobility.co.uk>

Warmte voor huishoudens, tertiaire sector en industrie

In de E4TECH studie zijn de volgende tussendoelen voorgesteld en (technische) potentiën bepaald.

Tabel 0-2 Technische potentiën voor waterstof uit de E4TECH studie – Sectoren warmte voor huishoudens, tertiaire sector en industrie

	Tot 2020	2025	2030	Na 2030
Gebouwde omgeving: huishoudens	1.000 FC micro-WKK installaties	10.000 FC micro-WKK installaties. 1 dorp klaar voor de overstap naar waterstof voor warmte		
Gebouwde omgeving: decentrale WKK (wijkniveau) en tertiaire sector (kantoren etc.)	Kansen voor wijk-FC WKKs worden onderstreept. Een aantal > 10 MW grote FC CHP installaties	Een aantal > 100 MW grote FC CHP installaties		
Industrie		1 pilot installatie voor het leveren van hoogwaardige warmte aan de industrie	Beperkte rol voorzien voor waterstof voor het leveren van warmte voor de industrie. Het technische maximum wordt geschat op 50% van het totale brandstofverbruik in de industrie.	

Industrie

De industrie in het Verenigd Koninkrijk staat gelijk aan ongeveer 30% van het totale brandstofverbruik dat gebruikt wordt om warmte te genereren. Het aanvullende potentieel (t.o.v. vandaag) voor waterstofgebruik in de industrie voor wat betreft het voorzien in de warmtevraag, wordt in de E4TECH studie als beperkt gezien. Het maximale technische potentieel van waterstof voor warmte wordt geschat of grofweg 50% van de huidige vraag.

De E4TECH studie geeft aan dat het gebruik van waterstof voor hoge-temperatuur toepassingen in de industrie momenteel erg onzeker is, maar geeft wel aan dat het een belangrijk pad is waarlangs

de industrie kan verduurzamen. Er wordt aangeraden om rond 2025 tenminste 1 pilotproject op te starten om ervaring op te doen.

6.3 Nederland

In Nederland zijn tot op heden nog maar een beperkt aantal waterstof mobiliteits-projecten gerealiseerd, met waterstof-tankstations in Rhooon (bij Rotterdam) en Helmond (bij Eindhoven). Sinds kort worden er echter een veelheid aan plannen gelanceerd om wat betreft waterstof en power-to-gas een inhaalbeweging te maken t.o.v. buurlanden als Duitsland. Het vooruitzicht dat de aardgasproductie in het noorden van Nederland nog verder gaat afnemen als gevolg van de aardbevingsproblematiek en de wens om een herbestemming te vinden voor de grootschalige aardgasinfrastructuur is een belangrijke stimulans voor deze plannen. Concreet worden er grootschalige projecten voorbereid in de Eemshaven en in Rotterdam.

Kernpunten van de aanpak en plannen

Regerakkoord en algemeen energie - klimaatbeleid

Nederland wil in 2030 **49 procent minder broeikasgassen uitstoten dan in 1990**. Dat is ambitieuzer dan de 40 procent vermindering die de EU de lidstaten vanwege 'Parijs' heeft opgelegd.

Andere elementen uit het beleid zijn:

- Er komt een **klimaatwet**, waarin de hoofdlijnen worden vastgelegd van een klimaat- en energieakkoord dat tot 2030 loopt (huidige energieakkoord loopt in 2023 af) en alle partijen meer zekerheid geeft over de einddoelen.
- Mogelijkheden voor de **captatie en opslag van CO₂** die vrijkomt uit de industrie, energiecentrales en vuilverbranding worden onderzocht (tot 20Mton CO₂ per jaar in 2030).
- Aan het eind van de regeerperiode, in 2021 dus, worden nieuwe woningen en andere nieuwe gebouwen **niet meer verwarmd met aardgas**. Nieuwbouwwijken krijgen niet meer standaard een gasnet.
- Invoering van een **minimum CO₂-prijs** door in aanvulling op de ETS-prijs een nationale CO₂-heffing te introduceren. De prijs loopt op tot 43 euro in 2030.
- Uiterlijk in **2030** moeten alle **nieuwe auto's emissie-loos** zijn.
- Door het instellen van een milieuzones en het hanteren van **lagere parkeertarieven voor emissieloze auto's** hebben gemeenten instrumenten om de luchtkwaliteit in binnensteden te verbeteren.
- Een Green Deal zal worden opgesteld voor verduurzaming van de zeevaart, binnenvaart en havens
- De komende vier jaar wordt er **per jaar bijna 4 miljard euro** uitgetrokken voor energie- en klimaatmaatregelen, exclusief de middelen in het topsectorenbeleid en het innovatiebeleid die sterker gericht zullen worden op de energie- en klimaatopgaven.

Specifiek waterstof wordt niet vermeld in het regeerakkoord, maar veel van de opgesomde doelstellingen zullen zeker een stimulans zijn voor de uitbouw van waterstof in Nederland, bv. de targets rond emissie-loze mobiliteit en een verhoogde CO₂ prijs.

Specifieke aanpak waterstof-technologie

Eind 2013 ondertekende “**Energieakkoord voor duurzame groei**”, onder regie van de Sociaal Economische Raad (SER), is de basis gelegd voor een breed gedragen en toekomstgericht energie- en klimaatbeleid. Dit akkoord werd opgesteld door ruim veertig organisaties, waaronder werkgevers- en werknemersorganisaties, natuur- en milieuorganisaties, maatschappelijke organisaties, financiële instellingen⁶⁶.

In dat SER Energie-akkoord zijn doelstellingen voor CO₂-uitstoot door de sector verkeer en vervoer opgenomen:

- In **2030** mag de mobiliteits- en transportsector maximaal 25 megaton CO₂ uitstoten. Dit is **17%** minder dan in 1990.
- Vanaf **2035** moeten alle nieuw verkochte personenauto's in staat zijn om **CO₂- emissievrij** te rijden d.w.z. op biobrandstoffen, elektriciteit of waterstof. Vanaf 2050 geldt dat voor alle auto's.

Een van de onderdelen van dit akkoord was dat er een gezamenlijke visie op de toekomstige energiemix voor de verkeersector zou opgesteld worden, **gefaciliteerd door het Ministerie van Infrastructuur en Milieu**.

Overheden, marktpartijen, maatschappelijke organisaties en kennisinstellingen hebben aan zes brandstoftafels gediscussieerd over waar (product-markt combinaties) en onder welke randvoorwaarden de betreffende brandstof een succesvol onderdeel van de toekomstige energiemix kan worden en hoe (instrumenten) en in welk tempo (ontwikkelpad). Het resultaat hiervan is de **Visie Duurzame Brandstoffenmix**⁶⁷

Een van die zes brandstoftafels was de Brandstoftafel “**Duurzaam Waterstof**”, die in juni 2017 een eindrapport heeft opgesteld met een aantal aanbevelingen voor de uitbouw van waterstofmobiliteit in Nederland⁶⁸.

3 fases worden gezien in de opbouw van de markt voor waterstoftransport, met elk hun specifieke “PMC's” – Product Markt Combinaties

- (1) marktvoorbereiding 2015 – 2018, met OV-bussen voor stad- en streekvervoer, personen- en (mogelijk) bestelauto's in lokale vloten van overheden en bedrijven actief op het gebied van maatschappelijk verantwoord ondernemen, alle direct gekoppeld aan de waterstoftankstations in Amsterdam, Rotterdam, Arnhem en Helmond/Eindhoven.
- (2) vroege marktintroductie 2018 – 2023/2025, met introductie van speciale voertuigen, zoals stadsreinigingsvoertuigen en heftrucks. En ook personen- en bestelauto's en (mogelijk) distributietrucks voor ‘innovators’ en ‘early adopters’, die vanwege de uitbreiding van het aantal waterstoftankstations (20 – 50) met een brandstofcelvoertuig kunnen gaan rijden.

⁶⁶ SER Energieakkoord 2013 met daarin de “Brandstofvisie”, <https://www.energieakkoordser.nl/energieakkoord.aspx>

⁶⁷ <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/milieuvriendelijke-brandstoffen-voor-vervoer/duurzame-brandstoffenmix>

⁶⁸ <https://www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/deelrapport-brandstoftafel-duurzaam-waterstof.ashx>

- (3) volledige marktintroductie 2023/2025 – 2030, met een groei en diversificatie van de onder 2 en 3 genoemde soorten brandstofcelvoertuigen (ook goedkopere typen) en ook van het aantal waterstoftankstations. Na de ‘innovators’ en de ‘early adopters’ kan in deze fase zodoende de ‘early majority’ worden bereikt.

Als vervolg van de **Visie** Duurzame Brandstoffenmix is een **Actie-Agenda** Duurzame Brandstoffen opgesteld⁶⁹, eveneens onder regie van het Ministerie van Infrastructuur en Milieu.

Specifiek voor waterstof zijn de volgende doelen gesteld voor de periode 2015 – 2020:

- 20 openbare waterstoftankstations en 1.500 à 2.000 brandstofcel-personenauto's.
- 300 à 500 brandstofcel-bestelwagens.
- Het in Nederland ontwikkelen en in de praktijk beproeven van 10 à 20 stadsdistributietrucks en stedelijke utiliteitsvoertuigen.
- Het realiseren van de inzet van 50 à 100 waterstofbussen in het openbaar vervoer, inclusief tankpunten, in vijf tot zeven regio's.

De doelstellingen voor de verschillende categorieën zijn samengevat in onderstaande tabel.

Tabel 0-3 Doelstellingen Actie – agenda duurzame brandstoffen

	2020	2025	2030	2050
Aantal openbare tankstations 700 bar	20	80	200	
Aantal en % brandstofcel personenauto's	1.500 - 2.000 (<1%)	15.000 (<1%)	125.000 (1.5%)	2,5 - 3 miljoen (40%)
Aantal bestelwagens	300 - 500		10.000	
Aantal tankinstallaties 350 bar bus-depots (500kg per tankpunt)	5-7	10-25	25-50	
Aantal en % OV bussen	50 - 100 (1-2%)	250 - 500 (5-10%)	1.000 (20%)	2.000 - 3.500 (40-70%)
Aantal stadsdistributietrucks en/of stedelijke utiliteitsvoertuigen	10-20		1000	

De aanpak om dit te realiseren wat betreft **voertuigen**:

- Subsidieregeling emissie loos taxi- en bestelvervoer
- “Green Deals” in de verschillende sectoren (taxi-sector, stadslogistiek, openbaar busvervoer,
- Inkoopplan brandstofcelpersonenauto's van het ministerie van Infrastructuur en Milieu en andere rijksoverheden

⁶⁹ <https://www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2015/20150710-ministerraad-duurzame-brandstofvisie/actie-agenda-duurzame-brandstoffen.ashx>

- Subsidieregeling 'Rijden met waterstofbussen in het openbaar vervoer' van het ministerie van IenM. voor het op korte termijn demonstreren en opdoen van praktijkervaring met state-of-the-art waterstofbussen.
- Investeringsplannen bevordering Nederlandse brandstofcel personenautomarkt

De aanpak om dit te realiseren wat betreft **infrastructuur**:

- Investeringsprogramma openbare waterstoftankinfrastructuur
- De aanpak om dit te realiseren wat betreft **organisatie**
- Meer Kernen Aanpak, met een regio-coördinator die in 4 speerpuntgebieden Rotterdam, Amsterdam, Arnhem-Nijmegen en Helmond-Eindhoven vloten tracht op te bouwen rond tankstations.
- Green deal Nationaal Waterstof Platform

Voorgestelde **beleidsmaatregelen**:

- Vanuit de Nederlandse overheid een strengere CO₂ norm bepleiten bij Europa
- Vanuit decentrale overheden milieuzonering of privileges rond bv. parkeerbeleid voor personenwagens of ruimere venstertijden voor lage emissie- bestelwagens en stadsdistributievoertuigen gebruiken als instrument om het gebruik van emissie loze voertuigen te bevorderen.
- Fiscale maatregelen t.a.v. de aanschaf en het gebruik van het voertuig en vrijstelling van accijns voor waterstof.

Kost van de plannen:

Om marktvoorbereiding (2015-2018) en vroege marktintroductie (2018-2023/2025) te laten slagen, acht men een substantieel investeringsprogramma noodzakelijk voor de voor deze fasen geraamde meerkosten van circa € 250 miljoen (som van extra kosten voertuigen, tankstations).

Mogelijke transitie scenario's: met restwaterstof of waterstof uit aardgas met CO₂-afvang als er te weinig hernieuwbare energie ter beschikking is.

Visiedocument: De Groene Waterstofeconomie in Noord Nederland Naast bovengenoemde algemene beleidsdocumenten en actieplannen, zijn ook verschillende visie-documenten geschreven. Het meest recente document, dat veel weerslag heeft gekregen in Nederland en de buurlanden is het document "De Groene Waterstofeconomie Noord-Nederland", van de noordelijke innovation board⁷⁰. Dit document beschrijft een mogelijk groeiscenario voor de waterstofeconomie in Noord-Nederland, initieel gedreven door de grootgebruikers in de chemische en petrochemische industrie, terwijl ondertussen een trage maar gestage groei van de waterstof-mobiliteit op gang komt.

Eindgebruikers waterstof of afgeleiden

- Chemische en petrochemische industrie (nu 2.100.000 ton per jaar).
- Chemische industrie: groene ammoniak (300.000 ton) en groene methanol (300.000 ton) productie op basis van groene waterstof
- Petrochemische industrie in Rotterdam, Limburg, Duitsland bevoorraden via gaspijpleidingen

⁷⁰ http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full_report.pdf

- Mobiliteit (waterstof met FC) die traag toeneemt in de tijd (auto's, bussen, treinen, overig)
- Lange termijn berekeningen tonen aan dat met een elektriciteitsprijs van €20 tot €30/MWh, waterstof kan geproduceerd worden voor 2-3€/kg, hetgeen concurrentieel zou zijn met waterstof uit aardgas.

Technologie en infrastructuur

- Elektrolyse en grootschalige vergassing van biomassa; een combinatie van grootschalige gecentraliseerde elektrolyse (2 x 500MW) en kleinschaliger zon-waterstofparken (100 x 5MW)
- Voor waterstof geschikt maken van bestaande aardgas pijpleidingstelsel (lage kost transport naar (industriële) waterstofgebruikers).
- Havenfaciliteiten waarmee waterstof wereldwijd per schip kan getransporteerd worden.
- Gascentrales die op waterstof draaien (eerste voorbeeld Magnum elektriciteitscentrale in Eemshaven)
- Ver op zee gelegen windparken die elektriciteit via kabels transporteren naar offshore platform, waar met elektrolyse waterstof wordt gemaakt, dat dan naar land wordt getransporteerd met bestaande offshore gasleidingen.
- Tankstations (100) en distributiecentra

Energiebronnen

- 8-9 miljard kWh groene stroom voor elektrolyse (270.000 ton waterstof);
- t.o.v. totale productie van 24 miljard kWh groene stroom die in Noord-Nederland wordt geproduceerd, met nog extra 5 tot 10 miljard kWh die wordt ingevoerd via NorNED en COBRA kabels.
- 4GW Offshore wind (voor 1000MW elektrolyse)
- 100 Zonneparken (voor 100 x 5 MW elektrolyse)

Wetgevend kader en opleiding

- Zero-emissie openbaar vervoer
- Wetgevend kader waterstof
- Groene waterstof certificaten

Prioriteiten:

- Grootschalige productie van waterstof mogelijk maken en transportinfrastructuur naar industriële afnameclusters via pijpleidingen
- Markt voor waterstof als transportbrandstof ontwikkelen via de realisatie van waterstof tankinfrastructuur.
- Elektriciteits-balanceringsmarkt via bv. verbranding in een flexibele gascentrale (grootschalig) of via brandstofcellen (kleinschalige net -balancerings).

Kost van de plannen:

- Inclusief extra offshore windparken die nodig zijn: 17.500 tot 25.000 M€
- Zuiver waterstof-gerelateerde investeringen: 5.500-10.000 M€

6.4 Duitsland

Duitsland kan in de EU als koploper op het gebied van waterstof en brandstofcel ontwikkelingen worden beschouwd. De 'Energiewende' en een sterk vertegenwoordigde auto-industrie zijn de belangrijkste drijvers hiervan. Daarnaast is overcapaciteit op de stroommarkt een vaker terugkerende uitdaging en maakt dit de noodzaak voor energieopslag een meer urgente zaak. Duitsland verwacht een aanzienlijke hoeveelheid elektriciteit uit variabele hernieuwbare bronnen, waardoor de opslag van deze energie meer noodzakelijk wordt. Het land kent hoge elektriciteitsprijzen en hoge aardgasprijzen, waarbij veel van dit gas wordt geïmporteerd.

Kernpunten van de aanpak en plannen

Naast een sterk overkoepelend energie – en klimaatbeleid, is er voor wat betreft waterstof specifiek beleid een publiek – private aanpak en strategie ontwikkeld. Het tienjarige nationale waterstof- en brandstofcellen-technologie-innovatieprogramma van Duitsland (genaamd NIP 1&2) vormt een belangrijk kader voor waterstof- en brandstofcelontwikkelingen in het land.

Het NIP omvat doelen, mijlpalen en vooruitzichten voor de volgende toepassingsgebieden:

- Transport, inclusief waterstofinfrastructuur (distributie, opslag, tanken).
- Waterstofproductie.
- Huishoudelijke energievoorziening.
- Industriële toepassingen.
- Speciale markten voor brandstofcellen.
- Cross-cutting thema's.

De doelstellingen van dit programma zijn: de markt activeren, demonstratieprojecten ontwikkelen en te investeren in R & D. De nadruk in NIP2 zal de komende jaren liggen op de commercialisatie van de volgende ontwikkelingen:⁷¹

- Voertuigen (weg, spoor, water) en speciale voertuigen in de logistiek en de bijbehorende tankinfrastructuur;⁷²
- Elektrolyse installaties voor de productie van waterstof;
- Niet-stationaire gecombineerde warmtekrachtcentrales;
- Autonome voeding voor kritieke off-grid infrastructuur.

NOW GmbH (National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology), is een programma-managementvereniging van de federale overheid voor duurzame mobiliteit en energie. Het is verantwoordelijk voor de coördinatie en het beheer van het nationale innovatieprogramma waterstof- en brandstofceltechnologie (NIP), alsmede het programma voor plaatselijke elektrische mobiliteitsfinanciering (Förderprogramm Elektromobilität vor Ort) en de richtlijn Financiering van Financieringsinfrastructuur (Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur) van het Duitse 'Ministerie van Vervoer en Digitale Infrastructuur' (BMVi).

⁷¹ <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2017/027-dobrindt-wasserstoff-und-brennstoffzelle.html>

⁷² BMVi heeft € 7,9 miljoen toegewezen voor het inzetten van 200 FC treinen in niet-geëxploiteerde routes over een periode van 10 jaar.

Het werkprogramma en strategische kader voor implementatie van het NIP is beschreven in het National Hydrogen and Fuel Cell Development Plan (NEP). Het Duitse 'Ministerie van Vervoer en Digitale Infrastructuur' (BMVi) heeft in de periode 2007-2016, € 500 miljoen bijgedragen aan dit programma dat in maart 2017 verlengd is tot 2026. BMVi zal vanaf 2018 meer dan € 80 miljoen per jaar financieren, waarbij het Duitse ministerie van Economische Zaken en Energie nog eens 25 miljoen euro per jaar levert.

In de tabel hierbeneden zijn de mijnpalen en ambities voor de verschillende sectoren voor 2025 weergegeven zoals vastgelegd in het NIP.

Tabel 0-4 Mijlpalen en doelstellingen voor 2025 zoals vastgesteld in het NIP

Voertuigen en waterstof infrastructuur	500 openbare waterstoftankstations in bedrijf
	500.000 HFC voertuigen op de weg
	200 HFC bussen (OV) op de weg
Waterstofproductie uit hernieuwbare bronnen en hun systeemintegratie	Ontwikkeling van 1500 MW capaciteit aan elektrolyse
	Ontwikkeling van businessmodellen voor power to gas
	Waterstofopslag
Brandstofcellen voor stationaire power	> 500.000 kleine decentrale warmte-installaties geïnstalleerd
	> 1000 MW aan FC WKK capaciteit in bedrijf
	> 25.000 power back-up systemen in bedrijf

Duurzaam vervoer en waterstof

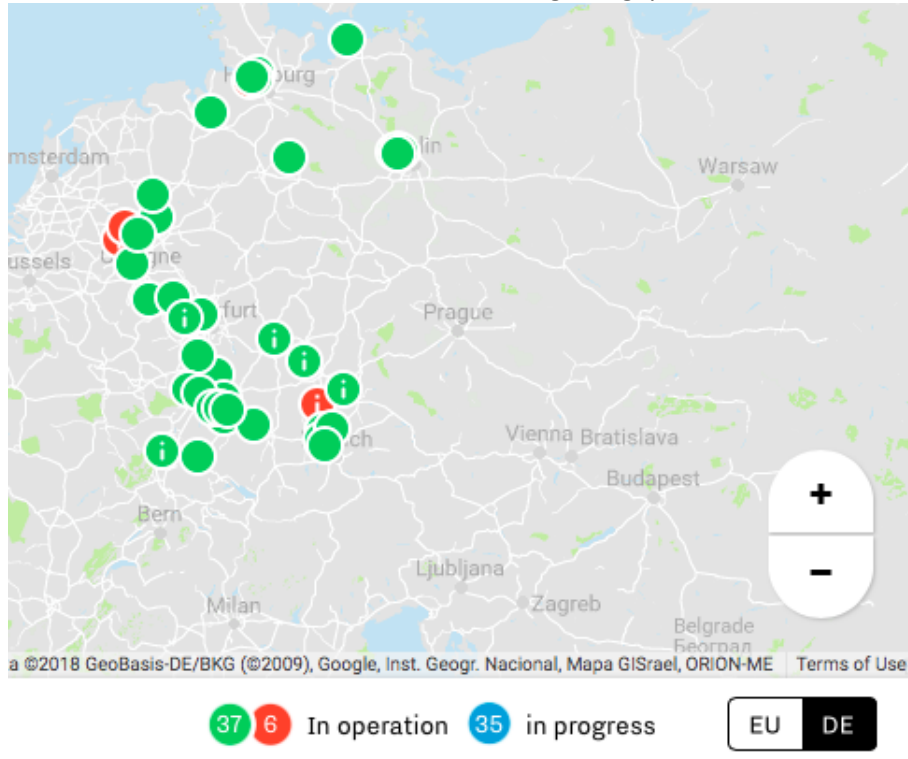
Dit gebied omvat de ontwikkeling van personenauto's en bussen met brandstofcellen en de vereiste tanken en opslag van waterstof, met als belangrijk overkoepelend doel om de competitiviteit van de Duitse HFC industrie te bevestigen en verder te versterken.

Duitsland heeft een uniek publiek privaat partnership "H2 Mobilität Deutschland". Binnen dit samenwerkingsverband wordt gestreefd naar de plaatsing van meer dan 400 Hydrogen Refueling Stations (HRS). Zodra de HR stations rendabel zijn, wordt de legale structuur H2 Mobilität Deutschland ontbonden en de worden deze HRS doorverkocht aan de industriële aandeelhouders (Shell, Total, Air Liquide, OMV, etc.).

Er wordt de komende jaren 350 miljoen euro geïnvesteerd om een nationaal dekkend HRS netwerk te implementeren (tegen 2023), ongeacht de vraag naar waterstof. Momenteel zijn er in Duitsland

zo'n 50 HRS operationeel, met een doelstelling voor 1000 HRS in 2030⁷³. Het aantal waterstof brandstofcel voertuigen dat momenteel rondrijdt wordt geschat op ongeveer 100.

Zie de figuur hierbeneden voor een overzicht van de huidige en geplande tankstations in Duitsland.



Figuur 0.1 Waterstoftankstations in Duitsland – bestaand en gepland (bron: waterstof.LIVE)

Duurzame warmte en waterstof

Duitsland heeft goed ontwikkeld beleid voor het gebruik van duurzame warmte. De hernieuwbare energie Warmtewet (EEWärmeG) heeft tot doel het aandeel van hernieuwbare energie in warmtevoorziening te verhogen tot 14% tegen 2020. De wet maakt het gebruik van hernieuwbare energie voor de verwarming van ruimten en van warm water verplicht voor nieuwe gebouwen. Het bepaalt ook de budgettaire vereisten voor dit doel voor het marktstimuleringsprogramma. Het land heeft tevens stringente doelstellingen voor duurzame warmte en streeft naar een reductie van 80% primaire fossiele energie in 2050.

Brandstofcel WKK's voor de gebouwde omgeving krijgen in Duitsland specifieke aandacht en zijn er federale subsidie beschikbaar. Binnen het NEP zijn er specifieke doelstellingen geformuleerd voor deze sector: in 2016 3000 huishoudelijke FC units met een overall efficiëntie van 87% en een levensduur van de brandstofcel stacks van 25.000 uur. Voor 2020 moeten er 7200 systemen zijn geïnstalleerd en de systemen qua kosten vergelijkbaar zijn met conventionele alternatieven.

⁷³ http://www.lbst.de/ressources/docs2016/waterstof-FCEV_Potenz-Status-E-Wende-LBST_29JUN2016_final.pdf

Er zullen maximaal 800 eenheden worden geïnstalleerd en getest als onderdeel van het CALLUX-demonstratieproject, een praktische test die is geïnitieerd door partners in de energie- en verwarmingssystemenindustrie. In 2017 draaiden er 500 installaties. De doelstellingen van onderzoeks- en ontwikkelingsprojecten zijn het vergroten van de betrouwbaarheid en levensduur, het verminderen van de systeemcomplexiteit en het verlagen van de kosten.

Er is een tweetal subsidieprogramma's:

Het Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontroll (BAFA) biedt sinds 2016 een basis subsidie voor particulieren van € 1.900 voor brandstofcel micro-CHP systemen tot 20 kW, die stijgt tot € 3.515, wanneer een extra warmte- en krachtbonus wordt beschouwd.

In 2016 introduceerde de Kreditanstalt für Wieder-aufbau (KfW) een premie subsidie voor brandstofcellen (0,25-5 kW) voor de gebouwde omgeving. Met een budget van 500 miljoen euro voor de periode 2016-2024 is het doel om 60-70.000 huishoudelijke eenheden per jaar te kunnen uitrollen. Het programma verleent een basis subsidie van € 5.700 per installatie, plus € 450 voor elke 0,1 kW, wat betekent dat een 1 kW brandstofcel grofweg € 10.200 aan subsidie ontvangt (in 2017).⁷⁴

Waterstof voor decentrale warmtevoorziening in de industrie is een apart thema binnen het NIP en wordt gezien als een weg om de industrie te verduurzamen. Binnen het NIP ligt de focus op het bereiken van competitieve systemen richting 2020.

Productie en infrastructuur

Op het gebied van waterstofproductie (power-to-gas - PtG) en waterstofinfrastructuur loopt Duitsland in Europa voorop. Momenteel zijn er 35 PtG projecten operationeel. Er is daarvan een 7-tal projecten dat waterstof direct in het gasnetwerk injecteert (totaal goed voor een potentiële capaciteit van 1300m³/h aan waterstof). Er zijn ook twee ondergrondse waterstofopslag faciliteiten operationeel in Duitsland (in Ketzin en Kiel) ⁷⁵.

In de figuren hierbeneden worden de bestaande en geplande projecten ten aanzien van PtG en respectievelijk waterstof-injectie demonstratieprojecten in Duitsland gepresenteerd. In Duitsland is het momenteel toegestaan op maximaal 5% waterstof (op volumebasis) in het gasnetwerk bij te mengen, met uitzonderingen voor bepaalde R&D en pilotprojecten die lokaal tot 10% op volumebasis mogen bijmengen.⁷⁶

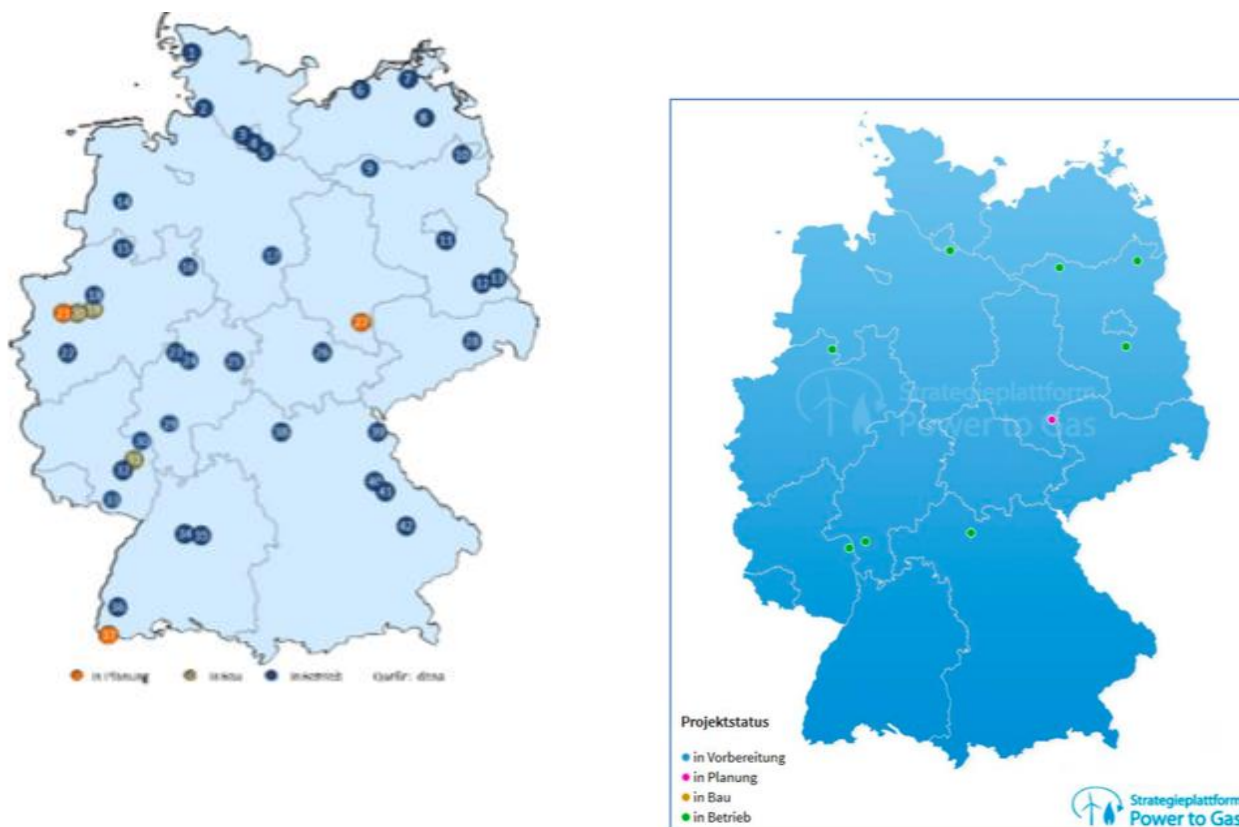
⁷⁴ Volgens Rosner en Appel (2016) zijn FC-apparaten in een typisch Duits huishouden (4 personen) ove de gehele levensduur bijna 30% goedkoper dan de bestaande op aardgas gebaseerde condensatieketels. Rosner P and Appel G, 2016. Bosch Fuel Cell System Experience in Austria and Germany. Austrian Energy Agency: Vienna.

⁷⁵

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/07/The%20effects%20of%20hydrogen%20injection%20in%20natural%20gas%20networks%20for%20the%20Dutch%20underground%20storages.pdf>

⁷⁶

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/07/The%20effects%20of%20hydrogen%20injection%20in%20natural%20gas%20networks%20for%20the%20Dutch%20underground%20storages.pdf>



Figuur 0.2 Power-to-gas demonstratieprojecten in Duitsland (bron: LBST⁷⁷) (links). Waterstof injectie projecten(rechts) (bron: Strategieplatform Power to Gas).

Potentiëlen

Niet systematisch op nationaal niveau onderzocht. In het NIP zijn doelstellingen geformuleerd voor 2025. Zie Tabel 0-4.

6.5 Frankrijk

In augustus 2015 is er in Frankrijk een nieuwe wet op de energietransitie voor groene groei aangenomen⁷⁸. Hierin zijn energie - en klimaatdoelstellingen voor 2030 vast gelegd:

- De uitstoot van broeikasgassen tussen 1990 en 2030 met 40% te verminderen, overeenkomstig met het Europese plafond
- Het eindverbruik van energie in 2030 met 20% te verminderen in vergelijking met 2012 (en het primaire energieverbruik van fossiele brandstoffen met 30%)
- Een aandeel van hernieuwbare energie van 32% van het bruto-eindverbruik van energie

⁷⁷ http://www.lbst.de/ressources/docs2016/waterstof-FCEV_Potenz-Status-E-Wende-LBST_29JUN2016_final.pdf

⁷⁸ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

- Hernieuwbare energiebronnen moeten 40% van de elektriciteitsproductie vertegenwoordigen
- De wet bepaalt het doel op de lange termijn het aandeel van kernenergie in de elektriciteitsproductie tot 50% te verminderen ter ondersteuning van de toename van het vermogen van hernieuwbare energie en om de energieonafhankelijkheid van Frankrijk te behouden, een concurrerende elektriciteitsprijs te handhaven en niet tot een toename van de uitstoot van broeikasgassen te leiden.

Eind 2013 is er in Frankrijk een CO₂ belasting ingesteld als onderdeel van de energiebelasting. De belasting is 39 euro per ton CO₂ in 2018, oplopend naar 47,5 euro in 2019, 56 euro in 2020 en 100 euro in 2030. De belasting is vooral gericht op transport (excl. vrachtverkeer), energiegebruik in de gebouwde omgeving en de tertiaire sector. De hogere koolstofbelasting, samen met een belastingverhoging voor diesel, zal de benzineprijs met 3,9 eurocent per liter en de dieselprijs met 7,6 eurocent per liter in 2018 doen stijgen.⁷⁹ Vrachtverkeer is uitgesloten van deze belasting net zoals de EU ETS sectoren en de landbouw.

In de Energietransitiewet van augustus 2015 wordt waterstof naast biobrandstoffen en biogas bestempeld als alternatieve en duurzame brandstof voor de transportsector. Gestelde doelstellingen voor 2020 en 2030 zijn respectievelijk 10,5, en 15%. Daarnaast stelt de wet dat de regering bij het parlement een ontwikkelingsplan indient over de rol van waterstof in het energiesysteem.

Het Franse ministerie van milieu en energy (ADEME) heeft in 2017 haar lange-termijn energiescenarios bijgewerkt. In elk van de drie onderzochte scenario's speelt waterstof een rol als opslagmedium voor hernieuwbare energie van ongeveer gelijke orde: 1.5 Mtep aan waterstof productie, wat gelijk staat aan ongeveer 6% bijmenging in het aardgasnet (op volumebasis).⁸⁰

Territoires Hydrogènes. In het kader van « la Nouvelle France Industrielle » lanceerde de staat (Ministère de la Transition écologique et solidaire) in mei 2016 een oproep voor projecten om de ontplooiing van de waterstofsector in Frankrijk te katalyseren door het op zetten van demonstratieprojecten van verschillende toepassingen (mobiliteit, energieopslag, valorisatie van de waterstof, enz.) rond regionale dynamieken. In eerste instantie is de interesse die er voor dit programma onderschat, uiteindelijke aanvragen overtroffen de verwachtingen.

De 29 projecten die geselecteerd zijn profiteren van steun van openbare financiers (ministeries verantwoordelijk voor duurzame ontwikkeling en industrie, Algemeen Commissariaat voor Investerings (CGI), ADEME, BPI Frankrijk, Caisse des Dépôts et Consignations. Er zijn door en voor deze regio's waterstofplannen opgesteld met een grote diversiteit aan invalshoeken – en type projecten (gefocust op jobcreatie, maximale afname van lokale hernieuwbare energieën, lange termijn visies).

Ademe ondersteunt sinds 2012 experimentele projecten en de ontwikkeling van toepassingen voor waterstofenergie door middel van onderzoeks-, ontwikkelings- en innovatieactiviteiten (TITEC-

⁷⁹ http://www.klimaat.be/files/9514/8518/8917/BE_Carbon_Pricing_Debate-Croquette-France.pdf

⁸⁰ Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050. Augustus 2017.

http://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/ADEME_rapport_Actualisation_scenario_energie_climat_2035_2050.pdf

oproep). De 4 golven van deze aanbesteding ondersteunden meer dan 20 samenwerkingsprojecten met in totaal zo'n 60 begunstigen. Een groot aantal is opgenomen onder de Territoires Hydrogènes paraplu.

Specifiek voor transport is er een platform H2 Mobility France en is er een Nationaal Implementatie Plan opgesteld. Zie meer info in de sectie over vervoer hierbeneden.

Er zijn in Frankrijk ook discussies over het introduceren van een feed-in tarief voor waterstof.

Duurzaam vervoer en waterstof

Daar waar Duitsland heeft gekozen voor een top-down aanpak waarbij er stevig wordt geïnvesteerd in de infrastructuur (met de aanname dat voertuigen volgen), heeft Frankrijk een alternatief en bottom-up uitrolscenario bedacht. Frankrijk kiest voor de uitbouw van een 350 bar netwerk rond "captive fleet": voertuigen die telkens terug naar hun stelplaats gaan (zoals bijvoorbeeld bussen die 's avonds naar de depot terugkeren, bedrijfsvloten, etc.). De vraag naar voertuigen is dus leidend voor het ontwikkelen van de infrastructuur.

Een belangrijk keerpunt in de ontwikkeling was de totstandkoming van het publiek – private partnership *Mobilité Hydrogène France*. Partijen zijn verenigd in de Franse Vereniging voor waterstof en brandstofcellen (AFHYPAC). In het kader van HIT (waterstofstructuur voor transport), gefinancierd door het TEN-T- programme van de Europese Unie, lanceerde het consortium een studie om het potentieel van waterstof en brandstofcellen in het Franse transport te evalueren. Deze Franse studie is geïmplementeerd parallel aan verschillende initiatieven die in andere Europese landen zijn geïnitieerd (Duitsland, VK, Denemarken, Nederland, Zweden ...).

De eerste analyse van marktsegmenten legde de nadruk op de rol van clusters van captive fleets (Multiple Fleets of Hydrogen Refuelling Stations (HRS) per cluster). De partners delen een visie om tussen 2015 en 2030 een economisch concurrerend en ondersteund inzetplan voor een publiek-private waterstoftankinfrastructuur in Frankrijk te produceren. Onder de 2015 FCH-JU-oproep startte de inzet in 2015 met 10 waterstofstations die werden ingezet en de eerste golf brandstofcelvoertuigen.

Het plan Hydrogen Mobility France wordt meegenomen in het "Energy Storage" – plan dat in 2020, 100 stations en 1.000 voertuigen plant uit te rollen. Momenteel zijn er in Frankrijk 15 tankstations in bedrijf en rijden er zo'n 150 HFC voertuigen op de weg.

Sinds 2007 is er een bonus-malussysteem voor de aanschaf van nieuwe auto's gebaseerd op de CO₂-uitstoot per kilometer. Het belooft de aankoop van voertuigen die het minst uitstoten (<90 gram CO₂/km) en bestraft de aanschaf van de hoge CO₂ uitstoters (<130 gram CO₂/km).

In de 'l'éco-taxe kilométrique' is er voor vrachtwagens die op bepaalde wegen rijden een ecotaks per kilometer vastgesteld.

Productie, infrastructuur en brandstofcel WKKs

Binnen de waterstof regio's worden er verschillende power-to-gas demonstratieprojecten ontwikkeld:

- GRHYD: experimenteren met de injectie van waterstof in het lokale aardgasdistributienetwerk om aan een eco-wijk van 200 woningen te leveren. Tegelijkertijd zal het mengsel van waterstof en aardgas, genaamd "Hythane®", als brandstof worden gebruikt door de CNG-busvloot van de agglomeratie.
- HYCABIOME-project: een biologische methanisatie demonstratie installatie.
- Jupiter 1000 (Coordinator: GRT Gas, 30M€). Dit project heeft tot doel een demonstratieproject voor methaan-energie te ontwikkelen met behulp van elektrolyzers (alkaline en PEM) in Fos sur Mer.
- (MHyRABEL) (Coordinator: SODEGER): Het doel is om de waarde van windenergie te verhogen door de productie van hernieuwbare waterstof voor mobiliteit of verwarming uit elektriciteit van het windpark in Audunois.
- Daarnaast ondersteunt ADEME:
 - EPILOG-project (gecoördineerd door GRDF) dat als doel heeft het testen van drie door Viessmann ontwikkelde WKK-systemen onder reële omstandigheden.
 - Het THEMIS-project, geleid door de Atawey SME, bestaat uit het ontwikkelen van een autonome stationaire stroomvoorziening voor communicatierelais.

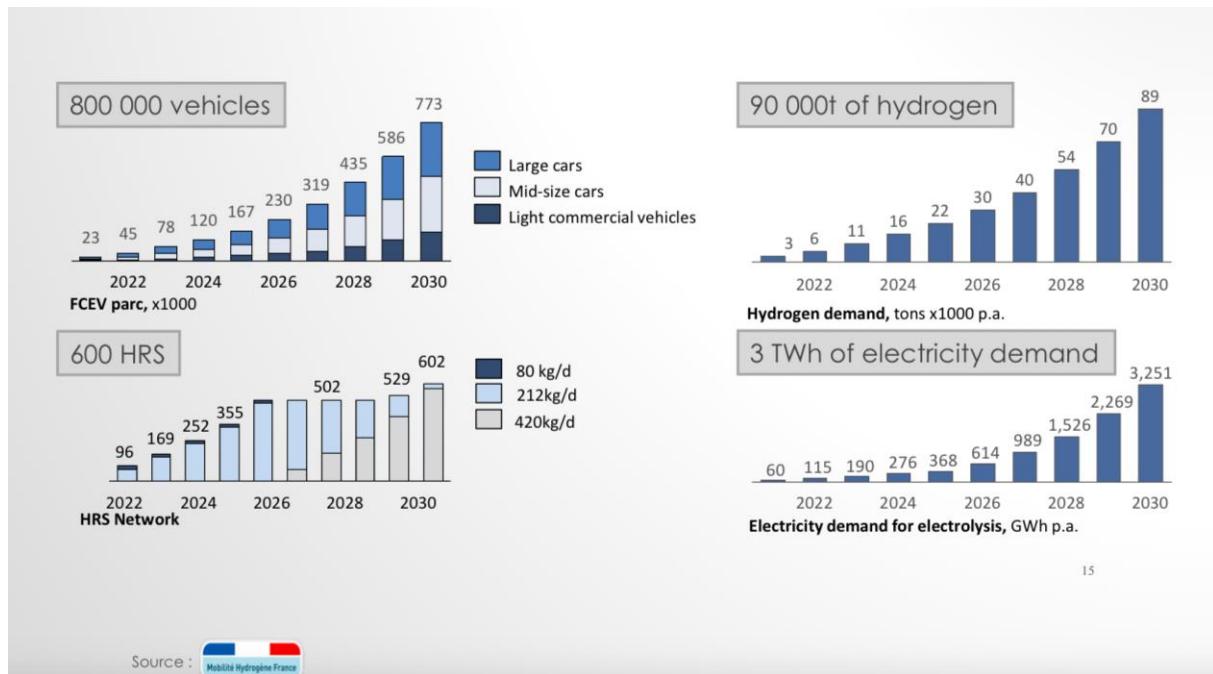
Potentiëlen

In een studie die voor AFHYPAC is uitgevoerd heeft de volgende potentiëlen voor de transportsector in Frankrijk geïdentificeerd (voor 2030):⁸¹

- 800.000 voertuigen
- 600 tankstations
- 90 000 ton waterstof verbruikt
- 3 TWh aan elektriciteit opgewaardeerd door productie waterstof

Dit vormen tevens de ambities van Mobilité Hydrogène France. Zie onderstaande figuur.

⁸¹ *Mobilité Hydrogène France. Study for a Fuel Cell Electric Vehicle national deployment plan.*



Figuur 0.3 Ambities van Mobilité Hydrogène France.

Bron : Mobilité Hydrogène France. Study for a Fuel Cell Electric Vehicle national deployment plan.

Annex 2- Aannames voor de berekening van de mogelijke CO₂ reductie (of vermeden CO₂) in de verschillende sectoren door conversie naar waterstof.

TRANSPORT

Referentie-brandstof : diesel

De vermeden CO₂-uitstoot is berekend met volgende aannames:

- 1) Voor personenauto's:
 - een gemiddelde emissiefactor van 0,213 kg CO₂ /km⁸² voor Dieselwagens (middelgroot)
 - het totale aantal km dat op waterstof kan gereden worden is 30 miljard km, hetgeen overeenkomt met 6,390 Miljoen ton CO₂.
- 2) Voor bussen:
 - een gemiddeld Diesel verbruik van 30l/100 km
 - het totale aantal km dat op waterstof kan gereden worden: 81 miljoen km , hetgeen equivalent is met 24,3 miljoen liter Diesel
 - Met een uitstoot van 2,67 kg CO₂/liter diesel geeft dit 0,065 Miljoen ton CO₂
- 3) Voor vrachtwagens :
 - een gemiddeld Diesel verbruik van 30l/100 km
 - het totale aantal km dat op waterstof kan gereden worden: 2,675 miljard km , hetgeen equivalent is met 801 miljoen liter Diesel
 - Met een uitstoot van 2,67 kg CO₂/liter diesel geeft dit 2,143 Miljoen ton CO₂
- 4) Voor schepen
 - Aantal ton-kilometers in Vlaanderen in 2015 = 3 887 387 330
 - Voorziene groei in 2030 is 44%
 - Met een CO₂ uitstoot per ton-kilometer = 32g/ton km⁸³, geeft dit 9 Miljoen ton CO₂ bij 50% omzetting van de kilometers naar waterstof.
- 5) Voor treinen:
 - In België wordt 133 GWh aan Diesel verstoekt per jaar voor het spoor⁸⁴; voor Vlaanderen rekenen we 50% hiervan
 - Dat komt overeen met 6,25 miljoen liter Diesel.
 - Met een uitstoot van 2,67 kg CO₂/liter diesel geeft dit 0,017 Miljoen ton CO₂

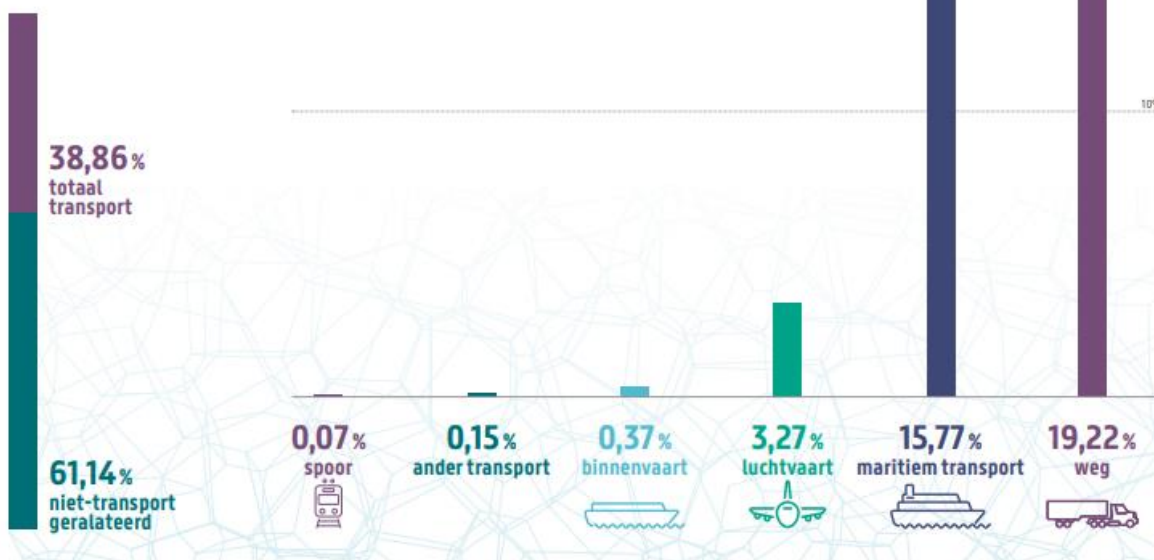
⁸² <https://co2emissiefactoren.nl/wp-content/uploads/2015/01/2015-01-Personenvervoer1.pdf>

⁸³ <https://www.binnenvaart.be/kennis-maken/scheepstypes>

⁸⁴ http://www.belgianrail.be/nl/corporate/~/_media/6BB48DFB2B184E5D8910E939DEF80AF3.ashx

Uitstoot per modus (B)

Rechtsomder ziet u hoeveel CO₂ elke vervoersmodus uitstoot als percentage van de totale uitstoot in België. De CO₂-uitstoot van alle transportmodi samen bedraagt 38,86 % van de totale CO₂-uitstoot in België.



Figuur 0.4: uit https://www.binnenvaart.be/images/publicaties/files/BV_Cijfers_met_vaart_2016_finaal.pdf

INDUSTRIE

Industrie/warmte:

Referentie-brandstof : aardgas

CO₂ reductie berekend als CO₂-uitstoot van de hoeveelheid aardgas die nodig is om hetzelfde aandeel aan warmte te genereren. Hierbij is een uitstoot van 1,78 kg CO₂/m³ = 2,66 kg CO₂/kg verondersteld.

Industrie/bestaande processen:

Referentie-brandstof : aardgas

CO₂ reductie berekend als CO₂-uitstoot van de hoeveelheid aardgas die nodig is om het bepaalde gegeven hoeveelheid waterstof te produceren via aardgas reforming.

Industrie/staalindustrie:

Literatuurdata van uitstoot Arcelor Mittal:

8M ton CO₂/jaar => 75% ervan is van de hoogovens = 6M ton CO₂/ jaar;

10% ervan = 0,6M ton CO₂

Industrie/chemie:

Referentie-grondstof is aardgas

- Voor methanol zijn er twee bijdrages in CO₂ reductie die tellen: de vermeden CO₂ omwille van het niet gebruikte aardgas en een extra bijdrage van het CO₂ dat opgenomen wordt in het groene methanolproces. Die tweede bijdrage mag je alleen tellen als je het methanol als chemische grondstof gebruikt. Gebruik je het methanol als brandstof, dan komt het gebruikte CO₂ weer in de lucht terecht.
In onze optelsom gebruiken we gemiddelde: voor de 300kton groene methanol veronderstellen we dat de helft naar de industrie gaat en de helft als brandstof wordt gebruikt.
- Per ton fossiel methanol wordt er 1,49 ton CO₂ uitgestoten⁸⁵. Per ton groene methanol (als grondstof) wordt er 0,67 ton CO₂ netto verbruikt. Mt bovenstaande redenering dat we de helft in transport zouden gebruiken, besparen we dan daarmee besparen we 548 kton CO₂.

Warmte:

Referentie-brandstof: aardgas

CO₂ reductie berekend als CO₂-uitstoot van volume aardgas dat wordt vervangen door waterstof, met . Hierbij is een uitstoot van 1,78 kg CO₂/m³ = 2,66 kg CO₂/kg verondersteld.

Vermeden CO₂ uitstoot 2050	ktonCO ₂
<u>Transport</u>	
Personenauto's	6390
Streekbussen	65
Vrachtervervoer	2143
Spoor	17
Maritiem	89,6
Totaal transport	8705
<u>Industrie</u>	
Waterstof gebruikt voor industriële warmte	1,247
Waterstof gebruikt als grondstof in bestaande industriële processen	2,029
Waterstof in de staalindustrie	600
Chemie	548
Totaal industrie	4,424

⁸⁵ Dechema technology study 2016:

<u>Warmte</u>	148
2% Bijmenging	
Totale vermeden CO₂ obv technische potentiëlen H2	22143
Totale CO₂ uitstoot Vlaanderen	46,645
% van de totale uitstoot	28%

Annex 3- Organisaties geraadpleegd tijdens de studie

Tijdens de studie zijn de volgende organisaties geraadpleegd, hetzij tijdens deelname aan de twee stakeholdermomenten op 27 november 2017 en 26 januari 2018, hetzij tijdens persoonlijke gesprekken:

Deme,
Umicore,
Colruyt,
Havenbedrijf Antwerpen,
Engie-Electrabel
Haven Zeebrugge
Arcelor
Hydrogenics
POM West-Vlaanderen,
Febiac,
Essenscia,
Febetra,
Traxio,
VLACO
KUL-faculteit bio-ingenieurswetenschappen
Thomas Moore
Flux50
ODE
VOKA
VLAIO,
Energiecel Departement Leefmilieu
VEA
VREG
Benelux
Eandis
ELIA
Fluxys