

DE ROL VAN GAS IN DE BELGISCHE ENERGIETRANSITIE

Aardgas en Waterstof

Joost Van Roost
Luc Van Nuffel
Pieter Vingerhoets
e.a.



KVAB STANDPUNTEN

69

Koninklijke Vlaamse Academie van België
voor Wetenschappen en Kunsten - 2020

DE ROL VAN GAS IN DE BELGISCHE ENERGIETRANSITIE

AARDGAS EN WATERSTOF



KVAB Press

KVAB STANDPUNTEN

69

Concept cover: Francis Strauven
Ontwerp cover: Charlotte Dua
Afbeelding: Shutterstock

De tekening van het Paleis der Academiën is een reproductie van het originele perspectief van Charles Vander Straeten in 1823. Jozef Cantré ontwierp het logo van de KVAB in 1947.

De KVAB Standpunten worden gepubliceerd door de Koninklijke Vlaamse Academie van België voor Wetenschappen en Kunsten, Hertogsstraat 1, 1000 Brussel.
Tel. 00 32 2 550 23 23 – info@kvab.be – www.kvab.be

DE ROL VAN GAS IN DE BELGISCHE ENERGIETRANSITIE

AARDGAS EN WATERSTOF



Joost Van Roost
Luc Van Nuffel
Pieter Vingerhoets

Met bijdragen van:
William d'Haeseleer
Carl De Maré
Thierry Deschuyteneer
Vincent Vancaeyzeele
Francies Van Gijzeghem



Opgedragen aan Jan Kretzschmar († 15 november 2020),
eminent en gewaardeerd lid van de Werkgroep en van
KVAB/KTW

INHOUD

Samenvatting	3
Executive summary	6
Voorwoord.....	9
1. Algemene context	10
2. Aandeel van gas in de energievoorziening van België	12
1. Huidig aandeel van gas in het Belgische industrie- en energiesysteem.....	12
2. Gasinfrastructuur in België	16
3. Opties voor het gebruik van groen of koolstofarm gas ter vervanging van fossiele energie	20
1. Vervangen van fossiele energie door biogas (of biomethaan)	20
2. Lokale productie van groene/koolstofarme waterstof en andere synthetische gassen	23
3. Import van groene/koolstofarme waterstof of synthetisch gas/moleculen	27
4. Mogelijke bijdrage van gas bij het fossielvrij maken van belangrijke energiegebruikssectoren	29
1. Chemiesector	29
2. Staalsector.....	31
3. Raffinage	33
4. Gebouwde omgeving	35
5. Elektriciteitsproductie	37
6. Transport	39
5. Conclusie en aanbevelingen	43
6. Bronnen.....	48

Samenvatting

De context

De meeste landen, waaronder ook België, hebben zich in het Klimaatakkoord van Parijs (2015) ertoe verbonden om de temperatuurstijging door broeikasgassen te beperken tot maximaal 2° Celsius. Om dit te bereiken publiceerde de Europese Commissie eind 2018 haar langetermijnvisie *Clean Planet for all*. Doel is de EU klimaatneutraal te maken tegen 2050. Deze strategische visie werd later door de Europese Raad als algemeen denkkader onderschreven, met een voorbehoud van bepaalde lidstaten voor de concrete implementatie ervan.

In deze context lanceerde de nieuwe Europese Commissie de Green Deal en werkte ze een ontwerp van klimaatwet uit, om de doelstelling 'klimaatneutraliteit tegen 2050' in concrete wetgeving om te zetten. Daarnaast publiceerde de Europese Commissie strategische documenten inzake de integratie van de energiesystemen en de ontwikkeling van waterstof als energiedrager. Ten slotte werden in 2020 in het kader van de *Green Deal* op Europees niveau meer ambitieuze energie- en klimaatdoelstellingen voorgesteld voor 2030. Zo sprak men af om de broeikasgasemissies zeer drastisch te verlagen (-55% tegenover het niveau van 1990) en zal de Europese Commissie wellicht ook voorstellen doen om de 2030-doelstelling voor hernieuwbare energie fors te verhogen.

Deze ambitieuze energie- en klimaatdoelstellingen zullen een grote invloed hebben op het Europese energiesysteem. In dit Standpunt onderzoeken we de mogelijke rol van gas bij de transitie naar een CO₂-neutrale energievoorziening. 'Gas' heeft in deze tekst een brede betekenis: naast aardgas gaat het ook om biogas (met daarbij de gezuiverde versie biomethaan), waterstof, synthetisch methaan en andere synthetische gassen. Waar relevant worden bij de analyse ook afgeleide vloeibare brandstoffen betrokken. Het Standpunt focust op de toepassingsmogelijkheden en de rol van deze gassen in de toekomstige energievoorziening. Als geografisch gebied concentreren we ons op België, maar dan duidelijk ingebed in een Europese context en met tal van energie-uitwisselingsmogelijkheden met andere Europese (buur)landen, via hoogspanningslijnen en gasleidingen. De economische en regelgevende aspecten die de concurrentie tussen energiedragers beïnvloeden, worden niet expliciet behandeld, maar we hielden uiteraard wel de Europese vrije energiemarkt met de vermoede/verwachte beperkingen en doelstellingen in het achterhoofd om zinvolle uitspraken te kunnen doen die rekening houden met de bredere context.

Waterstof: inzetbaar

Aardgas dekt op dit ogenblik ongeveer 27% van het primaire energiegebruik in België. Men verwacht dat dit aandeel vanaf 2025 zal stijgen als gevolg van het

toenemende gebruik van aardgas voor de opwekking van elektriciteit na de sluiting van de kerncentrales (volgens de in 2020 geldende wetgeving). Vanaf 2035 zou de rol van aardgas opnieuw dalen door de verdere ontwikkeling van hernieuwbare en koolstofarme energiedragers. In deze latere fase kan het gebruik van waterstof naar verwachting sterk toenemen.

In deze publicatie lichten we toe in welke sectoren waterstof inzetbaar zou kunnen zijn en hoe de infrastructuur eruit zou kunnen zien. Met het oog op een maximale energetische en economische efficiëntie van de energievoorziening is het aangewezen om waterstof (of daarvan afgeleide synthetische moleculen) in de eerste plaats in te zetten voor toepassingen waarvoor elektrificatie niet haalbaar is en waarvoor waterstof onmiskenbare voordelen biedt tegenover andere energievectoren, zoals het gebruik als grondstof voor chemische producten of in raffinaderijen, of als brandstof voor bepaalde hogetemperatuurprocessen. Een veralgemeend gebruik van waterstof voor toepassingen die ook elektrisch mogelijk zijn, zoals personenwagens en gebouwenverwarming, lijkt vanuit een energetisch oogpunt niet aangewezen, hoewel ondanks energetisch-technische overwegingen de kostprijs (voor de samenleving en de consument) uiteindelijk doorslaggevend zal zijn, maar het lijkt plausibel dat waterstof voor welbepaalde toepassingsgebieden een geschikte optie zal zijn. Naast de specifieke voordelen van waterstof tegenover aardgas, zoals een hoge energie-inhoud op gewichtsbasis, moet men ook rekening houden met een aantal nadelen, zoals een lagere volumetrische energiedichtheid, hogere veiligheidsrisico's en interactie met materialen.

Vooruitblik

Vooruitzien betekent plannen. Elf Europese aardgasnetwerkbeheerders hebben onlangs een conceptueel plan voorgesteld voor de uitbouw van een uitgebreide en specifieke transportinfrastructuur voor waterstof. Het plan houdt ook rekening met de mogelijkheid dat een substantieel deel van het toekomstige waterstofgebruik in West-Europa ingevoerd wordt. Daarnaast wordt gepland om lokaal geproduceerde waterstof te injecteren in het aardgasnet. Dit kan een geschikte oplossing zijn voor kleinere volumes, in afwachting van het moment dat de productiecapaciteit van elektrolyseurs voldoende groot zal zijn om in een specifieke transportinfrastructuur te voorzien.

De huidige productie van waterstof is beperkt en vooral bestemd voor gebruik als bouwsteenmolecule in de chemische sector en als grondstof in raffinaderijen voor de ontzwaveling en zuivering van brandstoffen. Meestal wordt hiervoor zogenaamde grijze waterstof gebruikt die wordt geproduceerd door katalytische stoomkruiking van aardgas, een CO₂-rijke route. Dit proces is echter zeer geëigend voor de toepassing van CCUS (*Carbon Capture Utilisation and Storage*, koolstofafvang en -opslag of -hergebruik), wat het mogelijk maakt om zogenaamde blauwe waterstof te produceren. Men verwacht evenwel dat groene waterstof, die wordt geproduceerd

via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit, op middellange termijn een belangrijke doorbraak zal beleven. Er moet dan wel voldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar zijn die niet rechtstreeks inzetbaar is in gebruikelijke of nieuwe elektrische toepassingen. Het zal vermoedelijk nog minstens een decennium duren tot er in West-Europa voldoende groene stroom structureel en tegen een aanvaardbare kostprijs beschikbaar zal zijn voor de omzetting naar waterstof. Om die reden wordt ook de invoer van waterstof overwogen: blauwe waterstof vanuit Noorwegen, en groene waterstof uit het Midden-Oosten, Zuid-Europa, de Sahara of verder afgelegen landen, zoals Chili of Australië. Daar kan de productie plaatsvinden op basis van goedkope en ruim beschikbare elektriciteit uit zonne- of windenergie.

Ook biogas of biomethaan kan worden gebruikt ter vervanging van aardgas, maar de lokale productie zal beperkt blijven: het 'realistische' potentieel voor België wordt door gas.be geraamd op 15,6 TWh per jaar; het huidige Belgische aardgasgebruik bedraagt 175,6 TWh. De kosten hiervan lopen zo hoog op dat deze piste waarschijnlijk blijvende financiële steun nodig zal hebben.

In dit Standpunt beschrijven we de mogelijke plaats van gas in een aantal gebruikssectoren: aardgas speelt in meerdere processen een rol in de vermindering van CO₂-emissies op korte termijn, maar het volledig koolstofvrij maken van deze toepassingen tegen 2050 vergt koolstofvrije technologieën of het gebruik van CCUS. Voor meerdere toepassingen komt blauwe of groene waterstof in aanmerking als alternatieve energiedrager, maar de kosten en beschikbaarheid ervan, evenals de logistieke aspecten, zullen doorslaggevend zijn voor een effectieve doorbraak. Daarnaast zullen andere technologieën parallel ontwikkeld moeten worden, waaronder een verregaande elektrificatie.

Het rapport besluit met conclusies en aanbevelingen die zijn gericht aan de beleidsmakers om de transitie naar een koolstofneutraal energiesysteem optimaal te bevorderen en te faciliteren.

Executive Summary

The role of gas in the Belgian energy transition Natural Gas and Hydrogen

The context

Most countries, including Belgium, have signed the Paris Agreement (2015) and are thereby committed to limit global warming caused by greenhouse gases to maximum 2° Celsius. To reach this goal, at the end of 2018 the European Commission published its long-term vision *Clean Planet for all*. The aim is to make the EU climate-neutral by 2050. This strategic vision was later ratified by the European Council as a general framework, with a reservation expressed by certain member states about its practical implementation.

In this context the new European Commission launched the *Green Deal* and drafted a climate act to translate the goal of 'climate neutrality by 2050' into binding legislation. In addition, the European Commission published strategic documents concerning the integration of the energy systems and the development of hydrogen as an energy carrier. Finally, in 2020 in the context of the Green Deal more ambitious energy and climate goals were proposed at the European level for 2030. An agreement was reached, for example, to drastically reduce greenhouse gas emissions (-55% compared to 1990 levels), and the European Commission will probably also introduce proposals to significantly raise the 2030 target for renewable energy.

These ambitious energy and climate goals will have a huge impact on the European energy system. In this Position Paper we investigate the possible role of gas in the transition to CO₂-neutral energy provision. In this text, 'gas' has a broad meaning: in addition to natural gas, we include biogas (alongside the purified version, biomethane), hydrogen, synthetic methane, and other synthetic gases. Where relevant, liquid fuel derivatives are also included in the analysis. The Position Paper focuses on the possible applications and the role of these gases in future energy provision. In terms of the geographical area, our focus is Belgium, but clearly embedded in a European context and with numerous energy exchange opportunities with other (neighbouring) European countries via high-voltage lines and gas pipelines. The economic and legislative aspects impacting competition between energy carriers are not explicitly dealt with, though we did of course keep in mind the European liberalised internal energy market with the expected restrictions and objectives in order to be able to take sensible positions taking into account the wider context.

Hydrogen: potential deployment

To date, approx. 27% of primary energy consumption in Belgium is covered by natural gas. This share is expected to rise after 2025 because of the increasing use of natural gas to generate electricity after the closure of nuclear power stations (according to the legislation in force in 2020). Beyond 2035 the role of natural gas will diminish due to the continued development of renewable and low carbon energy carriers. In this later phase a sharp rise in the use of hydrogen can be expected.

In this publication we focus on the main end-use sectors in which hydrogen could be deployed and on how the infrastructure might look like. To maximise the energy and economic efficiency of energy provision, using hydrogen (or synthetic molecules derived from hydrogen) is primarily recommended for applications where electrification is not feasible and where hydrogen offers undeniable benefits compared to other energy vectors, such as its use as feedstock for chemical products or in refineries, or as fuel for certain high-temperature processes. From an energy perspective, the mainstream use of hydrogen is not recommended for applications that can be electrified, such as passenger vehicles and the heating of buildings, although in the end, next to the energy-technical considerations, the respective cost levels of the different options (for society and end-users) will be decisive. But it seems plausible that hydrogen will be a suitable option for well-defined application domains. In addition to the specific advantages of hydrogen versus natural gas, such as high energy content by weight, it is also important to take into account a number of disadvantages, such as its lower volumetric energy density, higher safety issues and interaction with materials.

Looking ahead

Looking ahead means planning. Eleven European natural gas network operators have recently published a conceptual plan for the development of an extensive and specific transport infrastructure for hydrogen. The plan also takes into account the probability that a substantial share of future hydrogen use in Western Europe will be imported. Plans have also been made to inject locally produced hydrogen into the natural gas network. This could be an adequate solution for smaller volumes, in anticipation of the time when the production capacity of electrolyzers is sufficiently big to justify the provision of a specific transport infrastructure.

The current production of hydrogen is limited and mostly intended for use as a molecular building block in the chemical sector and as a feedstock in refineries for the desulphurisation and purification of diesel fuels. At the present, these industries use grey hydrogen, which is produced by the catalytic steam cracking of natural gas, a CO₂-rich route. However, this process is suitable for CCUS (*Carbon Capture Utilisation and Storage*), which enables the production of blue hydrogen.

In the medium term, a major breakthrough is also expected for the deployment of green hydrogen, produced via electrolysis of water with renewable electricity. To enable this development, sufficient supply of renewable electricity is required that is not being directly deployed in conventional or new electrical applications. It will probably take at least one decade before there will be sufficient supply of green electricity in Western Europe with the necessary structures and at an acceptable cost level for conversion to hydrogen. For that reason, the possibility of importing hydrogen is also being considered: blue hydrogen from Norway, and green hydrogen from the Middle East, Southern Europe, the Sahara, or more remote countries such as Chili or Australia. Hydrogen production can take place there, using cheap and abundant electricity from solar or wind energy.

Biogas or biomethane can also be used to substitute natural gas, but its local production is expected to remain limited: gas.be estimated the 'realistic' potential for Belgium at 15.6 TWh per year, which represents less than 10% of the current natural gas use in Belgium (175.6 TWh). As the related costs are relatively high, this particular option will probably require continued subsidies.

In this Position Paper we describe the potential role of gas in a number of end-use sectors: in several processes natural gas plays a role in the short-term reduction of CO₂ emissions, but carbon-free technologies or the use of CCUS are required in order to make these applications completely carbon-free or carbon-neutral by 2050. For several applications, blue or green hydrogen qualifies as an alternative energy carrier but its costs and availability, as well as the logistics, will determine to what extent there will be an actual breakthrough. Moreover, other technologies, including extensive electrification, will have to be developed in parallel.

Finally, the report presents some conclusions and recommendations for policy-makers, in view of optimally promoting and facilitating the transition to a carbon-neutral energy system.

Voorwoord

Reeks Standpunten

De reeks Standpunten van de Academie is een bijdrage tot een wetenschappelijk onderbouwd debat over actuele wetenschappelijke en artistieke thema's. De auteurs, leden en werkgroepen van de Academie, schrijven in eigen naam, onafhankelijk en met volledige intellectuele vrijheid. De goedkeuring voor publicatie door een of meer klassen van de Academie waarborgt de kwaliteit van de publicatie. Dit Standpunt werd op 19 november 2020 goedgekeurd voor publicatie door de Klasse van de Technische Wetenschappen.

1 Algemene context

In december 2015 hebben 195 partijen, waaronder België, zich in het Klimaatakkoord van Parijs ertoe verbonden om gezamenlijk actie te ondernemen. Doel is de globale temperatuurstijging te beperken tot 2°C en een maximale stijging van 1,5°C na te streven. Met dat doel moet de uitstoot van broeikasgassen drastisch verminderd worden en zou tegen 2050 klimaatneutraliteit bereikt moeten worden. In dit kader heeft de Europese Commissie in november 2018 een strategisch document met een langetermijnvisie gepubliceerd.¹ Dat beoogt in de EU een reductie van de broeikasgasemissies tot een netto nulresultaat tegen 2050. De Europese Raad heeft in december 2019 de doelstelling 'klimaatneutraliteit tegen 2050' in algemene termen onderschreven, al maakten sommige lidstaten nog voorbehoud voor de daadwerkelijke implementatie.

In december 2019 lanceerde de nieuwe Europese Commissie de Europese *Green Deal*,² een routekaart die de EU-economie duurzamer wil maken door op alle beleidsdomeinen de klimaat- en milieuproblemen aan te grijpen als een kans voor een geslaagde transitie naar klimaatneutraliteit. Hierin wordt de doelstelling van de netto nuluitstoot van broeikasgassen (BKG) tegen 2050 de facto herbevestigd en wordt aangekondigd dat de doelstellingen voor 2030 zullen worden verscherpt. In deze context stelde de Europese Commissie in januari 2020 een ambitieus investeringsplan voor en werd in maart 2020 een ontwerp van Europese Klimaatwet gepubliceerd om de belofte van klimaatneutraliteit tegen 2050 om te zetten in een wettelijke verplichting en te voorzien in een stimulans voor investeringen.³

In juli 2020 publiceerde de Europese Commissie dan strategische documenten inzake energiesysteemintegratie⁴ en de ontwikkeling van waterstof als energiedrager.⁵ De Commissie gaat ervanuit dat waterstof in een geïntegreerd energiesysteem kan bijdragen aan het koolstofarm maken van de industrie, het transport, de elektriciteitsopwekking en de verwarming van gebouwen. Ze toont in haar waterstofstrategie hoe dit potentieel in de praktijk gebracht kan worden door investeringen, regelgeving, de ontwikkeling van een specifieke waterstofmarkt en onderzoek en innovatie. De Europese Commissie beschouwt de ontwikkeling van groene waterstof (geproduceerd via elektrolyse van water, met gebruik van hernieuwbare elektriciteit) als prioritair, maar op korte- en middellange termijn ziet ze ook ruimte voor waterstof op basis van aardgas met koolstofafvang en -opslag of -hergebruik in de industrie (CCUS).

¹ 28/11/2018 - COM (2018) 773 - *A Clean Planet for All – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

² 11/12/2019 - COM(2019) 640 - *The European Green Deal.*

³ 04/03/2020 - COM(2020) 80 final - *Regulation amending the European Climate Law.*

⁴ 8/7/2020 COM(2020) 299 - *Powering a climate-neutral economy. An EU Strategy for Energy System Integration.*

⁵ 8/7/2020 COM(2020) 301 final - *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.*

Daarnaast legde de Europese Unie in het kader van haar energie- en klimaatbeleid concrete doelstellingen vast voor 2030:

- een bindende EU-reductiedoelstelling van 40% voor de uitstoot van broeikasgassen in 2030 (tegenover het referentiejaar 1990). In december 2020 keurde de Europese Raad het voorstel van de Europese Commissie goed om deze doelstelling te verhogen tot 55%;
- een bindende EU-doelstelling van 32% hernieuwbare energie in het finale energiegebruik in 2030. Het is niet uitgesloten dat deze doelstelling nog zal worden verhoogd;
- een indicatieve EU-reductiedoelstelling van 32,5% voor het globale energiegebruik in 2030 (tegenover het 2007-referentiescenario). Ook hier zou een verhoging van het ambitieniveau niet onverwacht komen.

In het kader van deze afspraken heeft België er zich (voorlopig) toe verbonden om de broeikasgasemissies van de sectoren die niet onderhevig zijn aan emissiehandel (niet-ETS) te verlagen met 35% ten opzichte van 2005. Gezien de recente bijstelling van de Europese klimaatdoelstelling zullen de overheden in België wellicht genoodzaakt zijn om hun doel voor de niet-ETS-sector nog te herzien. Daarnaast maakt het *Nationaal Energie- en Klimaatplan 2021-2030* voor België (januari 2020) gewag van een geplande energiebesparing van 17,5% in primair energiegebruik (12% in finaal energiegebruik) en van een globaal aandeel van hernieuwbare energie van 17,5% tegen 2030. Aangezien deze Belgische doelstelling inzake hernieuwbare energie lager is dan het aandeel van 25% dat resulteert uit de formule in Bijlage II van de EU-Verordening 2018/1999 van 11 december 2018,⁶ heeft de Europese Commissie geadviseerd om deze doelstelling alsnog te verhogen.⁷

Deze politieke initiatieven en engagementen hebben een grote invloed op de evolutie van onze energievoorziening en zullen meer in het bijzonder ook de toekomstige rol van gas mee bepalen. Dit Standpunt van de KVAB onderzoekt de rol van gas in het toekomstige energiesysteem in België en Vlaanderen, ingebed in een Europese context. We vertrekken van de vermelde doelstellingen en de huidige situatie op het gebied van gasgebruik en -infrastructuur.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999>.

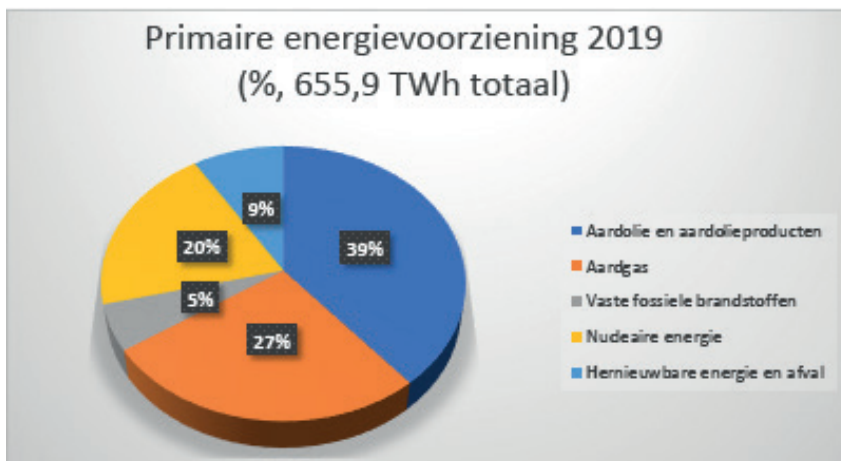
⁷ *Commission assessment of the draft National Energy and Climate Plan 2021-2030.*

2. Aandeel van gas in de energievoorziening van België

2.1. Huidig aandeel van gas in het Belgische industrie- en energiesysteem

2.1.1. Aandeel van gas in het primaire energiegebruik in België

Het totale primaire energiegebruik in België bedroeg in 2019 655,9 TWh. Daarin had aardgas een aandeel van ca. 27% (175,6 TWh).⁸ Onderstaande figuur toont de opsplitsing per energievector.



Figuur 1: Totale primaire energievoorziening in België in 2019 (= bruto binnenlands energiegebruik zonder internationale maritieme bunkers en luchtvaart).
Bron: FOD Economie, Algemene directie Energie, Key data, augustus 2020.

Fossiele brandstoffen vertegenwoordigden in 2019 71,1% van het totale primaire energiegebruik: olie en petroleumproducten 38,8%, aardgas 26,8% en vaste fossiele brandstoffen 5,5%. Het aandeel hernieuwbare energie en afval in de primaire energieconsumptie bedroeg 8,9% (tegenover 5,9% in 2010).⁹

Een aanzienlijk deel van onze primaire energievoorziening bestaat dus uit aardgas (en in heel beperkte mate uit biogas). Het finale energiegebruik biedt echter meer inzicht in de mate waarin gas ingezet wordt als grondstof in industriële processen,

⁸ Gebaseerd op de bovenste verbrandingswaarde (BVW).

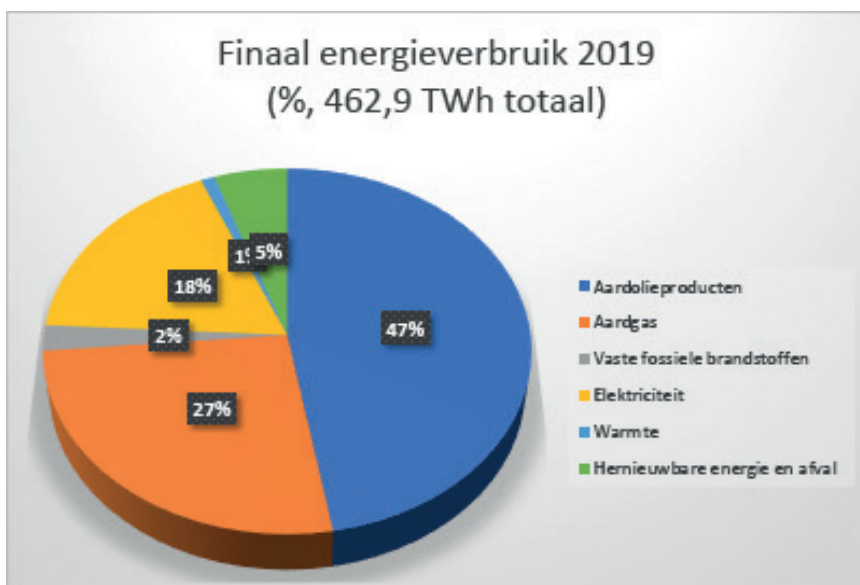
⁹ Voor de hernieuwbare bronnen, zoals wind en zon, worden niet de primaire natuurlijke vermogensstromen (windfluxen en zonne-instraling) gehanteerd. Conventioneel wordt hiervoor meestal (bv. ook door het Internationaal Energieagentschap) de elektrische productie gelijkgesteld met de primaire energieopbrengst. Ook andere conventies worden gebruikt (zoals in de jaarlijkse *BP statistical review*), waarin momenteel een correctiefactor van ongeveer 2,5 wordt gehanteerd.

voor warmteproductie of voor andere toepassingen. Dit lichten we toe in de volgende paragraaf.

2.1.2. Aandeel van gas in het finale energiegebruik in België

Het finale energiegebruik vertegenwoordigt het totale energiegebruik met uitsluiting van de transformatieverliezen in de energiesector. Het omvat naast het gebruik voor energetische doeleinden ook het gebruik voor niet-energetische toepassingen, zoals de aanmaak van grondstoffen. Voor dit laatste wordt dikwijls de Engelse term *feedstock* gebruikt.

Het totale finale energiegebruik in België bedroeg in 2019 462,9 TWh. Aardgas vertegenwoordigde daarin 26,5% (122,1 TWh). Onderstaande figuur geeft een opsplitsing per energievector.



Figuur 2: Totaal finaal energiegebruik in België in 2019.

Bron: FOD Economie, Algemene directie Energie, Key data, augustus 2020.

Het aandeel van **aardolieproducten** in het finale energiegebruik blijft op een hoog niveau (47,3% in 2019). Dat gebruik kan opgesplitst worden in energetisch (68%, waarvan 63%-punten in de transportsector) en niet-energetisch gebruik (32%-punten).

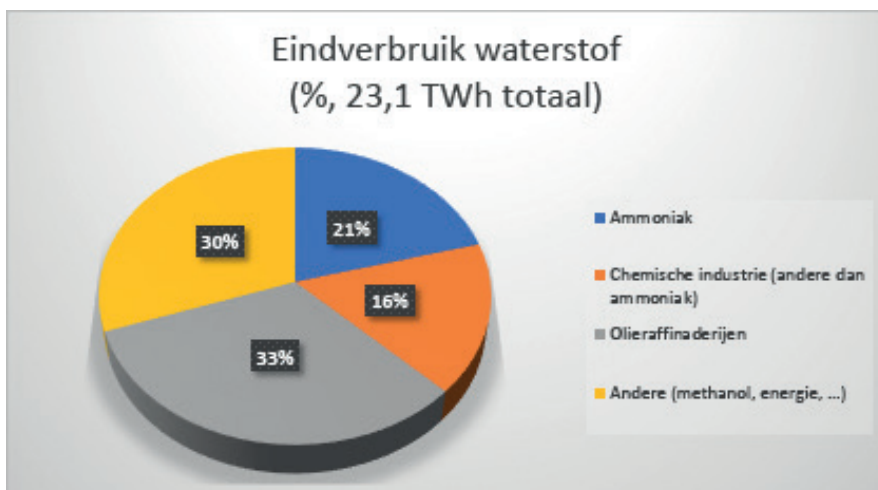
Aardgas stond in 2019 in voor 26,4% van het finale energiegebruik. 90% van het aardgasgebruik wordt aangewend voor energetische doeleinden, waarvan 35%-punten in de huishoudelijke sector. Het overgrote deel van het gebruikte gas

is aardgas, slechts 1%-punt is biogas. Noteer dat het aandeel van aardgas eerder toevallig ~ 27% (dus iets meer dan een kwart) nagenoeg hetzelfde is in zowel het primaire als het finale energiegebruik.

Elektriciteit vertegenwoordigde in 2019 bijna 18% van de finale energieconsumptie. Verwacht wordt dat dit aandeel de komende jaren zal stijgen door de groeiende elektrificatie van het personenvervoer, de verdere toename van het gebruik van elektrische warmtepompen en op termijn ook een toenemende elektrificatie van industriële processen.

Het **energiegebruik voor niet-energetische doeleinden** bedraagt ca. 23,5% van het totaal finale energiegebruik. We vinden het voornamelijk in de chemische en raffinagesectoren (bijvoorbeeld voor het kraken van nafta). Ook hiervoor wordt aardgas gebruikt (13%), naast olie en petroleumproducten (84%) en vaste fossiele brandstoffen (3%). Zo wordt waterstof geproduceerd door het stoomkraken van methaan (CH_4), waarbij waterstof verder gebruikt wordt in andere processen in de petroleum- of chemische sector, zoals het ontzwavelen van olieproducten of bij de productie van ammoniak.

Het **eindgebruik van waterstof** in België wordt geraamd op 23,1 TWh per jaar.¹⁰ Volgens de *Clean Hydrogen Monitor 2020* van Hydrogen Europe vertegenwoordigt België 7% van het waterstofgebruik in Europa; andere grote gebruikers zijn Duitsland (22%), Nederland (14%) en Polen (9%). De opsplitsing van het



Figuur 3: Geschat eindgebruik van waterstof in België.

Bron: FCH Observatory 2020 en Clean Hydrogen Monitor 2020 van Hydrogen Europe.

¹⁰ Bron: FCH Observatory 2020. Gebaseerd op de bovenste verbrandingswaarde (BVW).

waterstofgebruik in België per sector of toepassing wordt in de volgende figuur verduidelijkt.

2.1.3. Aandeel van gas in het toekomstige energiegebruik

Volgens de energieprognoses in het huidige Nationale Energie- en Klimaatplan zou het aandeel van aardgas in het bruto binnenlandse energiegebruik stijgen van 25,7% in 2015 tot 30,4% in 2025 en 36,5% in 2030. [1] Tot 2030 zou het aandeel van groen gas (biogas/biomethaan, groene en blauwe waterstof) beperkt blijven, maar na 2030 zou dit geleidelijk toenemen.

Ook een projectie van het Federaal Planbureau (gebaseerd op PRIMES 2018 en uitgaande van een aantal hypothesen) geeft aan dat het aandeel van aardgas in het primaire energiegebruik verder zal stijgen: van 29% in 2015 naar 41% in het referentiescenario en 38% in de scenario's met beleidsmaatregelen om de uitstoot van broeikasgassen te beperken, en tot 43% respectievelijk 38% en 39% (naargelang van de scenario's) in 2040. [2] Deze studie houdt geen rekening met de doelstelling van klimaatneutraliteit in 2050, maar gaat uit van een CO₂-prijs van 88 euro/ton in 2050, wat gezien de verhoging van de klimaatambities hoogstwaarschijnlijk een onderschatting zal blijken te zijn.

Volgens een meer recente studie van EnergyVille zou het aardgasgebruik voor elektriciteitsproductie als gevolg van de sluiting van de kerncentrales stijgen van 29 TWh in 2020 naar 55 TWh in 2026; vervolgens zal het dalen tot 14 TWh in 2040. [3] Deze studie houdt rekening met een CO₂-prijs van 160 euro/ton in 2050, maar niet met volledige klimaatneutraliteit. Rekening houdend met de ambitie voor een fossielvrije productiemix tegen 2050 is het niet uitgesloten dat aardgas in de energietransitie sneller uitgefaseerd zal worden dan deze studie vooropstelt, hoewel het toepassen van CO₂-afvangst (CCSU) enig respijt mogelijk zou kunnen maken.¹¹

Op basis van de huidige situatie en wettelijke context kan er dus vanaf 2025 een tijdelijke toename van het aardgasgebruik in de elektriciteitssector verwacht worden door het wegvallen van de nucleaire productiecapaciteit. Vanaf 2035 zou het fossiele gasgebruik moeten afnemen om de klimaatambities in 2050 te halen.

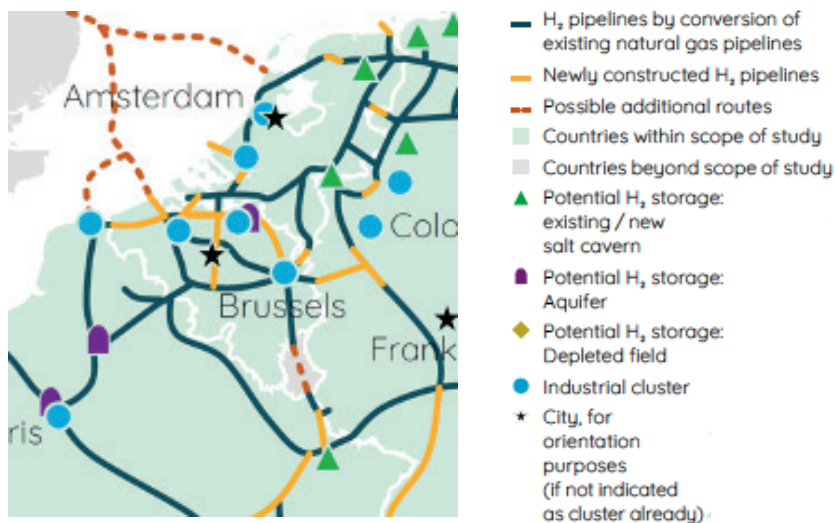
¹¹ CCSU staat voor 'carbon capture and storage or utilization' (CO₂-afvangst en -opslag of -hergebruik).

Vlaanderen is meer dan 90% van de woningen aangesloten of aansluitbaar op het aardgasnet.

2.2.2. Infrastructuur voor transport, distributie en opslag van waterstof

Naast het aardgasnetwerk dat gebruikt wordt door gasproducenten, traders en leveranciers op basis van gereguleerde voorwaarden en tarieven (verticale ontbundeling met gereguleerde nettoegang voor derde partijen), is er in België ook een pijpleidingennet voor het transport van waterstof dat in handen is van de betrokken privéproducenten (verticaal geïntegreerd en zonder nettoegang voor derde partijen). De lengte van dit netwerk bedraagt in België 613 km, met knooppunten rond de havens van Gent en Antwerpen. Het is gekoppeld aan het netwerk in de buurlanden (Duitsland: 376 km, Nederland: 237 km, Frankrijk: 303 km). De industrie in België, in de eerste plaats de petrochemische en chemische bedrijven, verwerkt jaarlijks ca. 23,1 TWh waterstof, die deels ter plaatse geproduceerd wordt en deels aangevoerd wordt via de vermelde pijpleidingen. Vooral de industrie rond de Antwerpse haven is een grote producent en gebruiker van waterstof.

Elf Europese transmissienetbeheerders (TNB's)¹² hebben midden 2020 een plan



Figuur 5: Voorstel 'European Hydrogen Backbone', juli 2020, rapport beschikbaar via https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/. De bestaande private waterstofpijpleidingen zijn niet opgenomen in dit voorstel.

¹² Naast Fluxys België ook Enagás, Energinet, Gasunie, GRTgaz, Net4Gas, OGE, Ontras, Snam, Swedegas en Teréga.

¹³ <https://gasforclimate2050.eu/news-item/gas-infrastructure-companies-present-a-european-hydrogen-backbone-plan/>

voorgesteld voor de uitbouw van een specifieke vervoersinfrastructuur voor waterstof.¹³ Volgens deze TNB's zou de bestaande aardgasinfrastructuur kunnen worden aangepast om waterstof te vervoeren. Ze suggereren een geleidelijke uitbouw van een specifiek netwerk voor waterstof, dat in 2030 een lengte van 6800 km kan hebben en de belangrijkste clusters van vraag en aanbod met elkaar zou verbinden. Tegen 2040 kan deze ruggengraat (*backbone*) 23.000 km leidingen omvatten. Ze zouden voor 75% bestaan uit omgebouwde aardgasleidingen die worden verbonden via nieuwe leidingtrajecten (25%). Op die manier kunnen op termijn twee parallelle gasvervoersnetten ontstaan: één voor waterstof en één voor (bio)methaan. De voorgestelde netconfiguratie in de Benelux wordt in de onderstaande figuur weergegeven.

De kosten voor deze *backbone*-infrastructuur worden in de studie geraamd op 27 tot 64 miljard euro, wat zou leiden tot een transportkost van 0,09 à 0,17 euro per kg waterstof per 1000 km. Deze raming ligt lager dan de kosten vooropgesteld door IEA, wat wellicht verklaard wordt door het feit dat de TNB's het hergebruik van bestaande aardgasinfrastructuur veronderstellen. De relatief grote vork in de raming is het gevolg van de onzekerheid over de compressiekosten.

Volgens de Nederlandse studie *Toekomstbestendige gasdistributienetten* door Netbeheer Nederland (juli 2018)¹⁴ zou ook een groot deel van het bestaande distributienet voor aardgas, wat gebruikte materialen en onderdelen betreft, geschikt zijn voor waterstof. Er zijn wel technische aanpassingen en bepaalde vervangingen (bv. gasmeters) nodig, maar de kosten hiervan liggen relatief laag in vergelijking met de investeringskosten voor nieuwe infrastructuur.

De distributienetbeheerders (DNB's) hebben al enige ervaring met min of meer hoge concentraties waterstof in hun netten. Met het vervoer van zuivere waterstof blijft die ervaring nog beperkt tot enkele proefprojecten in Europa. Als op basis van de verwachte evolutie in de productie en het gebruik van waterstof een specifiek distributienet voor zuivere waterstof nodig zou zijn, kunnen bepaalde secties van het bestaande aardgasnet aangepast en afgescheiden worden, en waar nodig worden aangevuld met nieuwe infrastructuur.

Kleinere volumes waterstof kunnen tot een bepaalde concentratie (6 volume%) in de meeste bestaande transmissie- of distributiegasnetten geïnjecteerd worden, tenzij er daarop gevoelige eindgebruikers zijn aangesloten. Op termijn zou ook een hogere concentratie mogelijk zijn (10 tot 20 volume%). Er werden al verschillende projecten gelanceerd (o.m. in Duitsland), waaruit op basis van langdurige testen (>10 jaar) blijkt dat de bijmenging van waterstof in aardgasnetten technisch haalbaar is. Dat leidt wel tot technische uitdagingen, zeker wanneer de injectie gedecentraliseerd gebeurt. In de eerste plaats moeten de maximale concentraties gewaarborgd worden, wat in de zomerperiode bij lagere debieten moeilijk kan

¹⁴ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Toekomstbestendige_gasdistributienetten_133.pdf

zijn. Het mengsel van waterstof met aardgas moet bovendien homogeen zijn, een uitdaging gezien de fluctuaties in injecties en afnames.

Een zeer groot deel van de kosten en de economische en technische uitdagingen van een eventuele vervanging van aardgas door waterstof ligt aan de productiekant en bij de eindgebruikers: die moeten hun aardgastoestellen aanpassen of vervangen om ze geschikt te maken voor waterstof. In de Britse stad Leeds loopt momenteel een proefproject waarin een volledig distributienet naar waterstof wordt omgeschakeld. In andere Europese landen zijn er voorlopig nog geen concrete plannen in die richting.

Ten slotte onderzoekt de gasector of bestaande ondergrondse opslagsites voor aardgas op middellange of lange termijn gebruikt kunnen worden voor waterstofopslag. Uit testen blijkt dat bepaalde types infrastructuur (bv. zout-cavernes) hiervoor geschikt zijn. In België wordt aardgas opgeslagen in watervoerende lagen in Loenhout (aquifer); de eerste simulatieresultaten voor een eventuele opslag van waterstof lijken positief. In 2021 is een injectietest gepland om de haalbaarheid verder te evalueren.

3. Opties voor het gebruik van groen of koolstofarm gas ter vervanging van fossiele energie

3.1. Vervangen van fossiele energie door biogas (of biomethaan)

3.1.1. Technieken voor de productie van biogas (of biomethaan)

De klimaatimpact van het energiegebruik kan verkleind worden door fossiele energie te vervangen door biogas (of biomethaan), geproduceerd op basis van biomassa. Biomassa kan omgevormd worden tot biogas door biologische processen (vergisting) waarin bacteriën zorgen voor de omzetting. Het kan ook door thermochemische processen (vergassing), waarbij in een zuurstofarme omgeving een brandbaar gas¹⁵ wordt gevormd.

Het vergassen van biomassa door thermochemische processen is nog volop in ontwikkeling en nog niet concurrentieel. Biogaswinning via biologische processen is daarentegen een proces dat al op industriële schaal wordt toegepast. De biogasinstallaties in België verwerken vooral reststromen uit de voedings- en landbouwsector. Op dit ogenblik zijn er in ons land een zeventigtal WKK-installaties die biogas gebruiken; ze staan samen in voor een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 1,1 TWh en ongeveer evenveel warmte.

Biogas bestaat voor 50 tot 65 volume% uit methaan (tegenover 85 tot 99 volume% voor aardgas), koolstofdioxide (45 volume% CO₂) en een aantal onzuiverheden, zoals stikstof-ammoniak, H₂S en water. De energie-inhoud van biogas bedraagt 5,5 kWh/Nm³ (tegenover 9,9 kWh/Nm³ voor aardgas). Het geproduceerde biogas wordt meestal ter plaatse omgezet in elektriciteit en warmte door verbranding in een WKK-installatie met een motor.

Aangezien biogas niet aan de specificaties van het aardgasnet voldoet, kan het als dusdanig niet geïnjecteerd worden in het net. Als het geproduceerde biogas lokaal niet nuttig gebruikt kan worden, kan het door middel van een upgradingsinstallatie, bijvoorbeeld via een membraan, omgezet worden naar 99,5% biomethaan. Dat is vergelijkbaar met aardgas en kan dus geïnjecteerd worden in het aardgasnet.¹⁶ Met garanties van oorsprong kunnen de geproduceerde en gebruikte volumes van biogas en biomethaan (groen gas) opgevolgd worden en kan hun bijdrage aan de hernieuwbare energiedoelstelling bepaald worden.

¹⁵ Bij de thermische verwerking van biomassa waarin een lage hoeveelheid toevoerlucht ingezet wordt, wordt bv. hout vergast naar CO – H₂ – CH₄ en andere onvolledig verbrande gassen; gekende technologieën zijn torrefactie, pyrolyse, vergassing en plasma.

¹⁶ Voorbeeld: IOK-installatie in Merkplas aangesloten op het Fluvius-net met een injectievermogen van 220 Nm³/u.

3.1.2. Potentieel aan biogas/biomethaan in België

Momenteel bedraagt de productie van biogas/biomethaan in België slechts ca. 1,9 TWh per jaar, wat overeenkomt met zowat 1% van het primaire aardgasgebruik. Het potentieel is substantieel hoger en bestaat vooral uit GFT, groenafval, mest, organisch-biologische reststromen uit industrieel afval, houtresten, berm- en natuurgas.

Het 'theoretische' potentieel aan biogas/biomethaan, berekend op basis van de beschikbare (afval)stromen die in aanmerking komen voor biogasproductie, wordt geraamd op 19 TWh per jaar. Als deze raming wordt 'verbeterd' op basis van sectorinzichten en lokale elementen, zoals bijvoorbeeld de bijkomende beschikbaarheid van grasmaaisel voor biogasproductie, komt men tot een potentieel van 24 TWh per jaar. Het 'realistische' potentieel is evenwel lager [1] en wordt voor België geraamd op 16 TWh per jaar, wat neerkomt op ca. 7% van het aardgasgebruik in 2030.¹⁷

Potentieel	Brussel	Vlaanderen	Wallonië	Totaal [TWh _{cbw}]
Theoretisch	0,07	11,8	7,0	18,8
Verbeterd theoretisch (extra teelten-bermen)	0,09	14,8	8,8	23,6
Realistisch	0,08	7,3	8,3	15,6
Biogas/biomethaan productie in 2018	0,02	1,4	0,5	1,9

TWh(cbw): energie op basis van de bovenste calorische verbrandingswaarde 11,4 kWh/Nm³.

Deze potentieelramingen zijn consistent met de resultaten van de studie die VITO uitvoerde in 2018, waarin het potentieel van de verschillende op biomassa gebaseerde reststromen werd nagegaan voor het Vlaams Gewest. [3] De potentiële energieproductie in Vlaanderen werd daarin op basis van lokaal beschikbare biomassa geraamd op 11,1-15,3 TWh per jaar, opgesplitst als volgt: 1,5-5,7 TWh elektriciteitsproductie, 7,6 TWh thermische productie en 2,0 TWh biomethaan productie.

In de potentieelstudies wordt het 'realistische' (technische) potentieel bepaald op basis van de huidige marktcijfers en beschikbare gegevens. Het effectief realiseerbare potentieel is hoogstwaarschijnlijk een stuk lager, om ecologische en economische redenen. De effectieve beschikbaarheid van biomassa voor energieopwekking wordt bijvoorbeeld beperkt door de sterke focus op het verminderen van afvalvolumes en op het prioritaire gebruik van biomassa voor niet-energetische toepassingen met een hogere toegevoegde waarde.

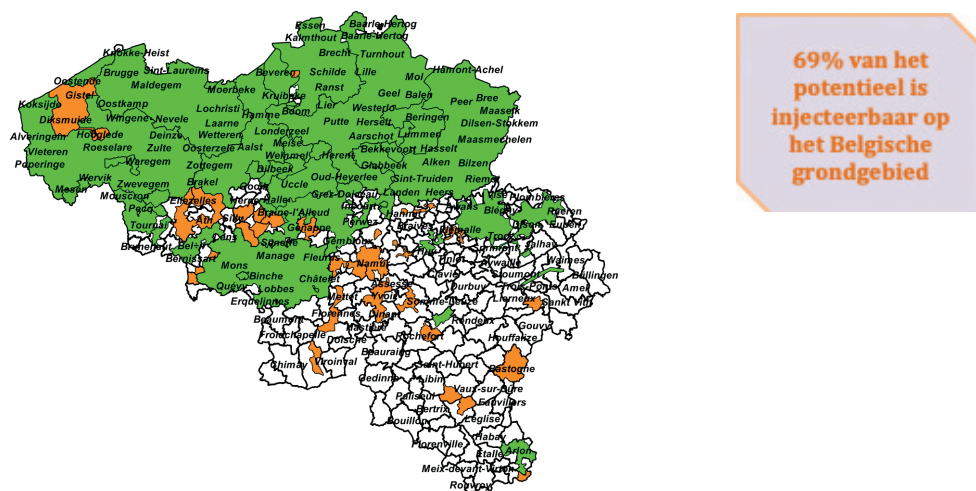
¹⁷ IWT 150411. Gegevens van Fluxys, VREG en Synergrid, genormaliseerd naar een 'standaard' winter en geëxtrapoleerd, rekening houdend met de nucleaire uitfasering in 2025.

De economische context (investeringskosten, prijzen van input- en outputenergie, ondersteuning via certificaten) heeft ook een belangrijke impact op de mate waarin het 'realistische' biomassapotentieel effectief kan worden ingezet voor conversie naar elektriciteit/warmte. Biomassavergisters worden momenteel door het Vlaamse certificatenstelsel financieel ondersteund voor de productie van hernieuwbare energie. Aangezien de steun per MWh begrensd is, is het voor biogasproducenten niet haalbaar om duurdere inputstromen te gebruiken voor vergisting. Op middellange en lange termijn zullen de verwachte stijging van het niveau van de EU-ETS-prijs en de (eventuele) CO₂-heffing in de niet-ETS-sectoren de competitiviteit van biogas/biomethaan positief beïnvloeden, maar de beschikbaarheid van geschikte inputstromen voor de productie van biogas/biomethaan zal hoe dan ook beperkt zal blijven.

3.1.3. Knelpunten voor de biogas/biomethaansector

België beschikt over een uitgebreid aardgasnet, vooral in het Vlaams Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk gewest. In het Waals Gewest is het gasnet minder uitgebouwd, wat beperkingen met zich meebrengt voor de eventuele aansluiting van biomethaaninstallaties. Een studie van gas.be¹⁸ wees uit dat 69% van het verbeterde theoretische potentieel in België injecteerbaar zou zijn in het bestaande gasnet.

Balans tussen het biomethaanpotentieel en de onthaalcapaciteit op het gasnet



Legende aansluitbaarheid:

- Onthaalcapaciteit ≥ biomethaanpotentieel
- Onthaalcapaciteit < biomethaanpotentieel
- Zone waar geen aardgasnet aanwezig is

Bron: M. Schmitt, Valbiom, AG 2019.

¹⁸ Gas.be (oktober 2019), *Welke plaats voor injecteerbaar biomethaan in België?*

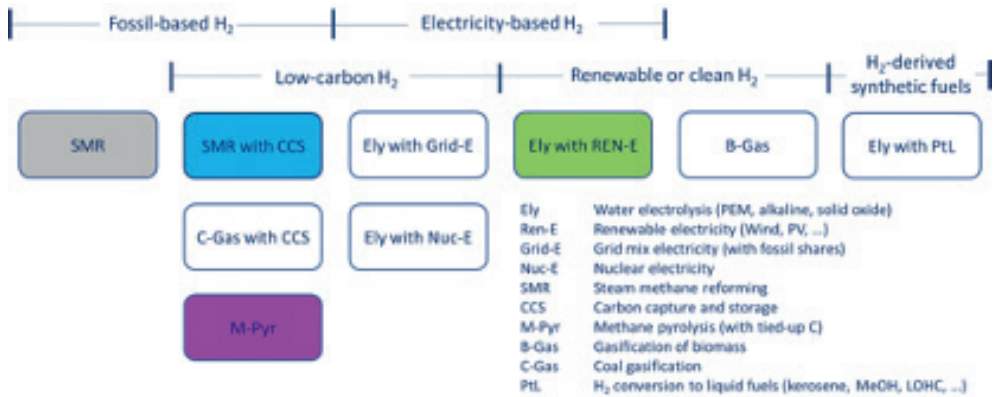
Een ander knelpunt voor de verdere groei van de biogassector is de hoge kostprijs van biogas/methaan (> 90 euro/MWh) ten opzichte van de marktprijs voor aardgas (de groothandelsprijs bedroeg in oktober 2020 ca. 15 euro/MWh). Er is ook het feit dat de externe kosten die verbonden zijn met de koolstofemissies van fossiele brandstoffen nog niet overal in de prijs zijn opgenomen. De industrie betaalt in het kader van het ETS-mechanisme wel een CO₂-heffing, die momenteel ca. 25 euro/ton CO₂ eq. bedraagt en waarvan wordt verwacht dat die in de toekomst sterk kan toenemen.¹⁹ Voor niet-ETS-sectoren is er in België voorlopig nog geen specifieke CO₂-heffing op het gebruik van fossiele brandstoffen, maar daar kan op relatief korte termijn verandering in komen. Het klimaatvoordeel dat biogas biedt tegenover aardgas wordt dus nog niet door de markt vergoed. Om de productie van biomethaan en de injectie ervan in het aardgasnet rendabel te maken is momenteel een steunniveau van ca. 80 euro/MWh nodig, wat gevoelig meer is dan het steunniveau voor de meeste productietechnologieën van hernieuwbare elektriciteit. Een hogere financiële steun voor groen gas tegenover groene elektriciteit kan maatschappelijk verantwoord worden, aangezien biogasproductie het ook mogelijk maakt om afvalstromen op een ecologisch verantwoorde wijze te verwerken. In de toekomst zal de verwachte hogere CO₂-penalisatie van aardgas (en andere fossiele energievectoren) meer doorwegen in de energiekosten, wat de competitiviteit van biogas/biomethaan ten goede zal komen.

3.2. Lokale productie van groene/koolstofarme waterstof en andere synthetische gassen

Vandaag de dag wordt waterstof voornamelijk aangemaakt op basis van het stoomkraken van aardgas (CH₄), een proces waarbij ongeveer 7-9 kg CO₂/kgH₂ [4] wordt uitgestoten. Men noemt deze waterstof *grijze waterstof*. Wanneer men de CO₂ die vrijkomt bij dit proces afvangt en opslaat (of hergebruikt voor industriële toepassingen), spreekt men van *blauwe waterstof*. Die is voor het grootste deel koolstofvrij. Er zijn ook innovatieve technieken die methaan kunnen omzetten in waterstof en zuivere koolstof die voor bepaalde toepassingen hergebruikt kan worden. Daarnaast is het ook mogelijk waterstof op basis van biomassa aan te maken of in combinatie met kernsplijting, maar de meeste van deze technologieën zijn nog niet marktrijp.²⁰

¹⁹ Een substantiële stijging wordt verwacht vanwege de aangescherpte CO₂-reductiedoelstelling tegen 2030 (en 2050) in het kader van de *Green Deal* en wegens de interventie van de Europese Commissie (*Market Stability Reserve* en het vernietigen van uitstootrechten).

²⁰ Dit laatste slaat vooral op opties zoals hogetemperatuur-elektrolyse bij toekomstige hogetemperatuurkernreactoren. Het is evenwel mogelijk om bij een algehele elektrische overproductie de reactoren op vollast te laten werken (en niet te moduleren) en hun elektrische energie op te slaan of te converteren naar waterstof via elektrolyse, in de plaats van de elektriciteit in het net te injecteren. Het economische plaatje zal daarin bepalend zijn.



Figuur 6: Productietechnieken van waterstof.

Bron: Trinomics & LBST, Studie voor DG Energy, 'Regulatory framework for hydrogen', 2020.

In de toekomst zal waterstof zeer waarschijnlijk in toenemende mate geproduceerd worden op basis van elektriciteit. Dat gebeurt met het elektrolyseproces, waarbij water wordt gescheiden in zuurstof en waterstof. Indien waterstof geproduceerd wordt met hernieuwbare elektriciteit, is het hele proces in principe koolstofvrij en spreekt men van *groene waterstof*. Deze optie kan slechts op grote schaal toegepast worden als het productiepotentieel voor hernieuwbare elektriciteit voldoende groot is. De geproduceerde waterstof moet dan bij voorkeur ingezet worden in toepassingen waarbij een rechtstreeks gebruik van elektriciteit moeilijk of onmogelijk is, bijvoorbeeld als grondstof voor chemische producten of in bepaalde andere industriële processen. Daarnaast kan de omzetting van elektriciteit naar waterstof interessant zijn om energie (bv. elektriciteitsproductie van afgelegen windparken) over grote afstanden te transporteren naar industriezones, waar waterstof rechtstreeks gebruikt kan worden in processen.

Aangezien de productie van hernieuwbare elektriciteit in België nog beperkt en overwegend intermitterend is en een elektrolyseur op basis van de huidige technologie en marktsituatie ca. 4000 draaiuren per jaar nodig heeft om competitief te zijn, is in ons land de grootschalige productie van groene waterstof nog niet aan de orde. Bepaalde Europese landen, waaronder Portugal en Spanje, overwegen om wind- of zonneparken te bouwen die uitsluitend gebruikt zouden worden voor waterstofproductie. Deze optie is minder realistisch voor België, aangezien het vanuit energetisch oogpunt meer aangewezen is om het beperkte technisch-economische potentieel voor lokale hernieuwbare elektriciteitsproductie rechtstreeks in te zetten voor elektrische toepassingen.

Als elektriciteit van het net ingezet wordt voor elektrolyse, is de geproduceerde waterstof slechts groen als hiervoor fossielvrije elektriciteit kan worden gebruikt. Het is dus belangrijk dat een grootschalige uitrol van groene waterstof

voorafgegaan wordt door de ambitieuze ontwikkeling van hernieuwbare energie, zodat er voldoende uren per jaar koolstofvrije elektriciteit voorhanden is voor de productie van waterstof met elektrolyse. Het is opmerkelijk dat de Europese Commissie in haar strategisch document van juli 2020 reeds een concrete én ambitieuze doelstelling formuleerde voor de productie van groene waterstof in de EU in dit decennium (6 GW elektrolysecapaciteit tegen 2024, en 40 GW tegen 2030). Om een positief klimaateffect te genereren is er voor dit plan ook een verhoogde en versnelde ambitie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie nodig in vergelijking met de huidige nationale energie- en klimaatplannen.

Er zijn veel initiatieven met waterstof en power-to-X-technologie en -demonstraties in België. In het PROCURA-project werken kennisinstellingen aan een routekaart voor waterstof en power-to-X-technologieën. We vermelden hieronder enkele initiatieven, zonder naar volledigheid te streven.

Initiatieven met waterstof in de Antwerpse haven

Productie en invoer

✓ In 2019 werd de Waterstof Import & Backbone Coalitie opgericht met het oog op de ontwikkeling van export/import/transport van waterstof tegen 2030.

✓ De productie van blauwe waterstof als belangrijke intermediaire stap naar groene waterstof: Antwerp@C CCS – CO₂-backbone-project. Dit consortium (met Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, Ineos, Fluxys, Total en de Antwerpse haven) zal met Europese steun (9 M euro) een haalbaarheidsstudie uitvoeren naar de aanleg van basisinfrastructuur (pijpleidingennetwerk voor transport van gezuiverde CO₂ in het havengebied) voor CO₂-opvang, -opslag en op termijn ook -hergebruik. Daarnaast zal de haalbaarheid onderzocht worden van de bouw van een terminal voor verschepping van vloeibaar CO₂ naar bv. Schotland of Noorwegen, om daar te injecteren in lege olie- of gasvelden. Ten slotte zal de aanleg van een pijpleiding naar de haven van Rotterdam onderzocht worden met het oog op CO₂-opslag in Nederlandse gasvelden.

✓ Power-to-Methanol: er is een 8 kT/jaar demonstratieproject gepland voor indienstemming in 2023 (geschatte CAPEX 14 M euro). Daarnaast is een 100 kT/jaar industrieel project gepland tegen 2030 (geschatte CAPEX 80 M euro). Bij dit project zijn o.m. Indaver, Engie, PMV en de Vlaamse Milieuholding (VMH) betrokken.

Transport-Distributie Projecten

✓ Haalbaarheidsstudie voor de aanleg van een lokaal waterstofnetwerk met open toegang voor derden (initiatiefnemers NMP en Fluxys) tegen 2026, geschatte CAPEX 30 M euro.

✓ Antwerp Multifuel Port (voor bunkering + wegtransport): infrastructuur voor H₂ en MeOH (methanol) tegen 2025.

Toepassingen

Waterstof voor scheepvaart:

✓ Eerste demosleepboten tegen 2021 (H₂, MeOH) - totale CAPEX 12 M euro

✓ 80% van sleepbotenvloot op H₂/MeOH tegen 2030

Grootschalige H₂- en CCU-demonstratiezone tegen 2023

Vlaanderen neemt deel aan het Europese project *Green Octopus* (IPCEI) met waterstof

Sedert 2014 worden op Europees niveau zogenaamde *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) gelanceerd. Voor dergelijke projecten kan aan (private) actoren staatssteun worden toegekend die hoger ligt dan wat in de Europese richt-snoeren inzake staatssteun geregeld is. In het kader van de waterstof-IPCEI *Green Octopus* willen België, Nederland en Duitsland samenwerken rond grensoverschrijdende initiatieven. Verschillende bedrijven uit Vlaanderen dienden projectvoorstellen in. Het Vlaams Agentschap Innoveren en Ondernemen (VLAIO) evalueert die en werkt een steunkader uit.

Green Octopus wil de realisatie van een backbone-infrastructuur voor transport van groene waterstof mogelijk maken tussen Frankrijk, België, Nederland en Duitsland, door de conversie van bestaande aardgasleidingen en de bouw van nieuwe waterstofleidingen. De infrastructuur moet ervoor zorgen dat het aanbod van groene waterstof (lokale productie en import) gekoppeld wordt aan de vraag, waarvan verwacht wordt die vooral zal toenemen in havens en industriële clusters.

De Vlaamse Adviesraad voor Innoveren en Ondernemen (VARIO) bracht in september 2020 een advies uit over dit initiatief. VARIO steunt de waterstof-IPCEI en doet enkele gerichte aanbevelingen aan de Vlaamse overheid. Zo dienen projecten elkaar meer te versterken en is er nood aan een strategische visie voor waterstof in Vlaanderen. Om investeringen in waterstofinfrastructuur te stimuleren wordt de noodzaak onderstreept van een gunstig wet- en regelgevend kader. Tot slot is er ook aandacht voor de 'complexe financieringspuzzel' die gelegd moet worden om de toegevoegde waarde in de waterstofeconomie in Vlaanderen te behouden en te verhogen.

De geproduceerde waterstof kan ook omgezet worden naar *synthetisch methaan*. Dit heeft als voordeel dat het dezelfde eigenschappen heeft als aardgas en dat het dus via bestaande aardgasnetten en eindtoestellen getransporteerd en gebruikt kan worden. Het nadeel is dat er voor de omzetting van waterstof (H₂) naar synthetisch methaan (CH₄) een koolstofbron nodig is, wat extra kosten met zich meebrengt en het proces energetisch minder efficiënt maakt. Uiteindelijk zullen het regelgevende kader en het economische plaatje bepalend zijn voor de eventuele doorbraak van deze piste. Ze biedt behoorlijke voordelen, maar er zijn ook niet te verwaarlozen nadelen. De toekomst zal hier uitsluitsel over brengen.

Waterstof kan ook omgezet worden naar *methanol of ammoniak* en als bouwsteen gebruikt worden voor meststoffen en andere chemische producten: als brandstof voor bijvoorbeeld schepen of als opslagmedium voor het bufferen van wind- en zonne-energie. Een voordeel van deze energievectoren is dat ze gemakkelijk vloeibaar gemaakt kunnen worden en een hogere energiedensiteit hebben dan waterstof. Onderstaande tabel vergelijkt de gassen en afgeleide energiedragers die ingezet kunnen worden in de transitie naar een koolstofneutrale economie.

	Productie	Opslag	Transport	Distributie
Groene (of blauwe) waterstof	Competitiviteit hangt sterk af van CO ₂ -prijs, en beschikbaarheid en prijs van koolstofvrije elektriciteit Bouwsteen voor andere synthetische vectoren Hoge kosten	Hergebruik van bepaalde bestaande opslagsites voor aardgas mogelijk op lange termijn Lage volumetrische energiedichtheid, dus grote volumes nodig (zoutlagen, grote tanks)	Bijmenging van beperkte volumes in aardgasnet mogelijk Hergebruik van bestaande aardgasleidingen voor 100% waterstof mogelijk op lange termijn mits technische aanpassingen Vervoer onder vloeibare vorm via schepen mogelijk, maar hoge kosten	Bijmenging van beperkte volumes in aardgasnet mogelijk Hergebruik van bestaand aardgasnet voor 100% waterstof mogelijk op lange termijn mits technische aanpassingen
Biomethaan Synthetisch methaan	CO ₂ -bron nodig voor conversie van H ₂ naar CH ₄ Hoge kosten	Gebruik bestaande infrastructuur	Gebruik bestaande infrastructuur	Gebruik bestaande infrastructuur
Methanol	CO ₂ -bron nodig	Gemakkelijk stockeerbaar	Bestaande infrastructuur	Gemakkelijk transporteerbaar
Synthetische (FT) Diesel	CO ₂ -bron nodig Hoge kosten	Gemakkelijk stockeerbaar	Bestaande infrastructuur	Gemakkelijk transporteerbaar
Ammoniak	Extra stap tegenover H ₂ Hoge kosten	Stokeerbaar, maar toxisch	Mogelijk	Mogelijk, maar veiligheidsaspecten

Figuur 6: Karakteristieken van koolstofarme gassen en afgeleide energiedragers.

3.3. Import van groene/koolstofarme waterstof of synthetisch gas/moleculen

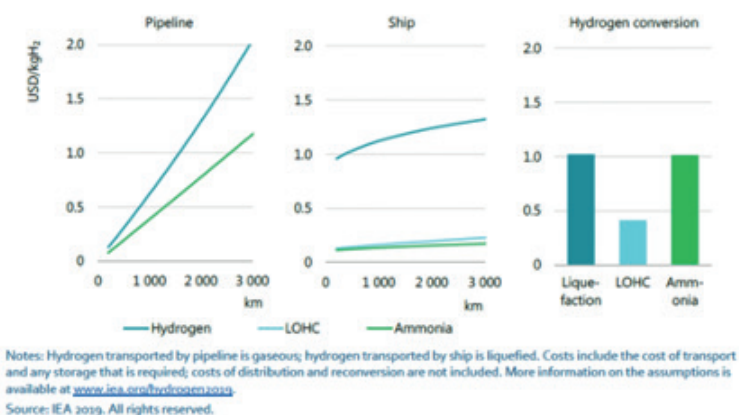
In België is het potentieel voor de productie van groene waterstof op basis van hernieuwbare elektriciteit beperkt, zodat ook de mogelijkheden voor invoer worden onderzocht. In deze context hebben industriële spelers en publieke stakeholders (Deme, Engie, Exmar, Fluxys, Havenbedrijf Antwerpen, Havenbedrijf Zeebrugge en WaterstofNet) een samenwerkingsovereenkomst ondertekend met het oog op een gezamenlijke analyse van de import- en transportketen van waterstof en afgeleide producten, zoals ammoniak, methanol, synthetisch methaan en dibenzyltolueen. Opzet is het in kaart brengen van de financiële, technische en regelgevende aspecten van de verschillende onderdelen in de logistieke keten: productie, laden en lossen, en transport over zee en via pijpleidingen. Deze analyse moet de opstelling van een stappenplan mogelijk maken dat aangeeft wat de mogelijke bronnen zijn voor de invoer van waterstof en ook de beste opties identificeren om waterstof te vervoeren voor de verschillende toepassingen in de energie- en chemiesector.

Voor de aanvoer van waterstof uit andere Europese landen (Zuid-Europa, Noorwegen) of continenten kan geopteerd worden voor vervoer via pijpleidingen. Hiervoor kunnen op middellange en lange termijn bij bepaalde trajecten bestaande

aardgasleidingen gebruikt worden, mits aanpassing. Als de aanleg van nieuwe transportinfrastructuur noodzakelijk is, kan overwogen worden om waterstof te transporteren in de vorm van ammoniak, aangezien nieuwe pijpleidingen voor ammoniak goedkoper zijn dan voor waterstof. Pijpleidingen voor het vervoer van ammoniak zijn momenteel in gebruik in de VS (4830 km) en Oost-Europa (2400 km van Rusland naar Oekraïne). Waterstof kan ook omgezet worden naar LOHC's (Liquid Organic Hydrogen Carriers), die vergelijkbaar zijn met ruwe olie en diesel, en via bestaande oliepijpleidingen kunnen worden getransporteerd. Deze optie wordt echter als complex en (voorlopig) duur beschouwd.

Waterstof kan ook in vloeibare vorm met schepen vervoerd worden. Hoewel de kostprijs voor de vloeibaarmaking van waterstof en de bouw van geschikte schepen hoog is, wordt deze optie verder onderzocht, ook in het kader van een eventueel hergebruik van bestaande LNG-infrastructuur (mits aanpassing), als die niet meer nuttig is voor aardgas. Waterstof kan in schepen ook vervoerd worden in de vorm van ammoniak of LOHC's. De conversiekosten zullen mee bepalen of deze opties in Europa effectief zullen doorbreken.

Volgens een IEA-studie uit 2019 (The Future of Hydrogen) zouden de transportkosten voor waterstof via pijpleidingen ca. 1 USD per kg H₂ (of ~ 26 USD per MWhp H₂ BVW) bedragen voor een afstand van 1500 km (zie figuur hierna). Hoewel het vervoer in de vorm van ammoniak goedkoper is, zou vanwege de bijkomende conversiekosten (1 USD per kg H₂ of 26 USD per MWhp H₂) deze optie slechts voordeliger zijn voor afstanden vanaf 2500 km. Voor transport met schepen zouden volgens IEA de totale kosten voor de conversie en het vervoer over dezelfde afstand (1500 km) hoger zijn dan via pijpleidingen, behalve als er geopteerd wordt voor LOHC als energiedrager. Deze laatste optie heeft specifieke nadelen (vooral met betrekking tot conversie), die een grootschalige toepassing ervan in de weg staan.



Noot bij de figuur: gebaseerd op de BVW, is 1 USD/kg H₂ = ~ 26 USD/MWhprim H₂.

4. Mogelijke bijdrage van gas in het fossielvrij maken van belangrijke energiegebruikssectoren

4.1 *Chemiesector (6)*

De scheikundige sector is een belangrijke gebruiker van energie voor energetische doeleinden en als grondstof. In 2018 vertegenwoordigde de sector ca. 26% van het energiegebruik van de verwerkende industrie in België. De schaalgrootte en intense integratie van de bedrijven (ook met de petrochemie) hebben een hoge mate van energie-efficiëntie mogelijk gemaakt. Bij het verwerken van grondstoffen komen in bepaalde processen grote hoeveelheden warmte vrij (dikwijls in de vorm van stoom die ingezet kan worden voor de opwekking van elektriciteit of in andere processen), zodat de overgang naar een lage CO₂-emissie omgeving tegen 2050 moet plaatsvinden, zowel wat grondstoffen als wat brandstoffen betreft. De chemische sector onafhankelijk maken van koolstof is uiteraard niet mogelijk, aangezien heel wat chemische producten op koolstof zijn gebaseerd, maar het doel is de BKG-emissies van de sector maximaal te verminderen en/of te compenseren.

De broeikasgasemissies van de scheikundige sector in België bedragen ca. 10 Mt CO₂-eq./jaar (8,5% van de totale Belgische emissies). De sector gebruikt veel petroleumproducten (90,71 TWh/jaar) en aardgas (11,86 TWh/jaar) als grondstof.²¹ Voor proceswarmte wordt dikwijls aardgas gebruikt (35 % van de energiebehoefte van de sector) en de hoge drukniveaus van sommige processen vereisen een compressie die veelal elektrisch wordt aangedreven.

De scheikundige industrie heeft sedert 1990 haar broeikasgasemissies in België met 40% verminderd, terwijl haar productievolumes in dezelfde periode zijn verdrievoudigd. De broeikasgasemissies per gewogen productievolume zijn gedaald met 80%, vooral door een hogere energie-efficiëntie en de vervanging van vloeibare brandstoffen door gas. Verdere CO₂-emissiebesparingen kunnen gerealiseerd worden door bijkomende efficiëntiemaatregelen en de overgang naar het gebruik van warmte en stoom op basis van hernieuwbare of koolstofneutrale energie.

Voor een aantal basisbouwstenen in de chemie bestaan er alternatieve processen en technologieën die een significante vermindering van de CO₂-emissies met zich meebrengen. Bijvoorbeeld door de productie van vloeibare brandstoffen (methanol, enz.) voor bepaalde transportsectoren waarvoor nog geen andere alternatieven bestaan, kunnen de CO₂-emissies verder verminderd worden.

²¹ Voor een goed begrip: 1 toe (ton olie-equivalent) = 41.868 GJ = 11.63 MWh; en 1 Nm³ aardgas = 41 MJ (BVW).

De chemische industrie is gebaseerd op transformatieprocessen waarvoor koolstof en waterstof essentiële elementen zijn. Reacties met waterstof, koolstofdioxide en koolstofmonoxide staan bekend als syngas-routes. De meeste huidige processen halen syngas uit de conversie van fossiele grondstoffen. Er kunnen alternatieve processen worden aangewend, met waterstof uit (hernieuwbare) elektriciteit als reactant. Als ammoniak rechtstreeks gesynthetiseerd wordt uit stikstof en groene waterstof, kan men lokaal 1,7 t CO₂-uitstoot per ton productie vermijden in vergelijking met de huidige conventionele processen waarin waterstof door stoomreforming van methaan verkregen wordt.²² Voor de andere basisbouwstenen, zoals methanol, ethyleen, propyleen en BTX (aromatische koolwaterstoffen), en voor synthetische brandstoffen kan CO₂ als koolstofbron dienen. Nu is die als afvalstroom beschikbaar in puntbronnen, zoals de rookgassen van fossiele brandstoffen, en in de staal- en cementproductie. De afscheiding en zuivering van waterstof brengen echter aanzienlijke kosten met zich mee. Deze processen bieden het voordeel van vermeden emissies en van een aanzienlijke hoeveelheid CO₂ die in de producten wordt ingebouwd. Bij de huidige elektrochemische productie van chloor komen grote hoeveelheden waterstof vrij die kunnen worden benut. Verder kunnen aromaten (BTX) geproduceerd worden uit biomassa om op die manier de broeikasgasemissies te verlagen.

Voor zover er in de transportsector nog vloeibare brandstoffen vereist zullen zijn, kan men de volgende opties overwegen: toevoeging van methanol aan benzine, bio-ethanol, en synthetische diesel en vliegtuigbrandstof uit CO₂ en waterstof via Fisher-Tropsch-synthese (of eventueel andere toekomstige innovatieve pistes).

Wat industriële symbiose betreft, lijkt de samenwerking met de staalindustrie het meest voor de hand te liggen, omdat bijproducten van de staalproductie grote hoeveelheden koolstofmonoxide bevatten, dat samen met waterstof als syngas kan worden gebruikt.

Een dergelijke transitie zal voor de Belgische chemische sector enorme uitdagingen met zich meebrengen: de beschikbaarheid van grote hoeveelheden CO₂-vrije (hernieuwbare en nucleaire) en bedrijfszekere elektriciteit, het gebruik van alternatieve grondstoffen (biomassa, CO₂ en waterstof), een jaarlijks investeringsniveau dat aanzienlijk hoger ligt dan het huidige en dus mogelijk niet-competitieve productiekosten.

De transitie van de chemische industrie naar een koolstofarm scenario tegen 2050 zou de volgende implicaties hebben:

²² Noteer dat de totale CO₂-uitstoot in Europa niet stijgt wegens het ETS-uitstootplafond. Als de penalisatiekosten voor de CO₂-uitstootcertificaten sterk stijgen, zal de chemische industrie (meer) geneigd zijn om over te schakelen naar alternatieve pistes.

- een sterk verhoogde vraag naar hernieuwbare elektriciteit, zowel als drijfkracht als voor gebruik als warmtebron en voor de productie van aanzienlijke hoeveelheden waterstof;
- als alternatief zou waterstof kunnen worden ingevoerd uit landen die op dit vlak competitieve voordelen hebben (o.a. woestijngebieden);
- een aanzienlijke vraag naar zuivere CO₂ als koolstofbron voor scheikundige producten;
- een aanzienlijke vraag naar biomassa (op Europees niveau wellicht 30% van de hernieuwbaar geproduceerde cellulose of afval biomassa);
- de productiekosten voor de belangrijkste scheikundige bouwstenen zouden aanzienlijk stijgen, onder meer als gevolg van de grotere investeringen. Hoewel nieuwe processen, zoals stoomproductie uit elektriciteit (warmtepompen) en warmterecuperatie door stoomrecompressie (voor processen die stoom vereisen op 200-250 °C), nu reeds kostencompetitief lijken, liggen de geprojecteerde productiekosten van ammoniak, methanol, olefinen en aromaten twee tot vijf keer hoger dan van de fossiele alternatieven. Dit is vooral het gevolg van de hoge kosten van grondstoffen (o.a. biomassa) en van waterstof (import of uit hernieuwbare elektriciteit);
- de evolutie binnen de chemische sector (en andere industriële sectoren) naar een vermindering van de CO₂-uitstoot zal gedreven worden door het ETS CO₂-prijsniveau. Bij een (verwachte) hoge prijs van de CO₂-uitstootcertificaten zal er sprake zijn van een belangrijke innovatie met het oog op CO₂-uitstootreductie.

4.2 *Staalsector*

De staalsector is in België een grote gebruiker van elektriciteit (voor de productie van staal via de elektrische schrootroute) en van aardgas en steenkool (voor de fossiele hoogovenroute).

De staalindustrie produceert momenteel wereldwijd ongeveer 1800 Mton ruw staal. Ca. 500 Mton of 30% van het ijzer is afkomstig van oud staalschroot dat gerecycleerd wordt tot nieuw staal, terwijl de rest 'nieuw' ijzer is, dat wordt geproduceerd uit ijzererts. Ook de volgende decennia zal de productie van 'primaire' staal uit ijzererts noodzakelijk blijven, aangezien er onvoldoende staalschroot beschikbaar is om aan de staalbehoeften te voldoen.

De chemische reductie van ijzererts gebeurt door een hogetemperatuurgasreductie met koolstofmonoxide of waterstof. De meest gebruikte technologie (>1300 Mton/jaar) voor die processen is de hoogoventechnologie (*Blast Furnace* of BF), die voornamelijk steenkool gebruikt om het koolmonoxidegas te creëren dat nodig is voor de reductie van ijzererts. Er is ongeveer 600 kg steenkool nodig om één ton staal te produceren, terwijl er daarnaast ook 250 kg cementvervanger (hoogovenzand) en 0,5 MWh elektriciteit wordt geproduceerd (door de rest-CO en -H₂ van de reductiereactie te verbranden in een thermische centrale).

Ondanks inspanningen om alternatieve reductieprocessen voor hoogovens te ontwikkelen was tot nu toe alleen het zogenaamde *Direct Reduction Iron* (DRI)-proces op basis van aardgas succesvol (ca. 100 Mton per jaar). Via dit proces wordt ijzererts in vaste toestand gereduceerd met heet reductiegas dat wordt geproduceerd uit aardgas. In een tweede fase wordt dit ijzer gesmolten in een elektrische hoogoven. Voor dit proces is er ca. 12 GJ aardgas en 0,6 MWh elektriciteit nodig per ton ijzer.

Als de staalindustrie zou overschakelen van steenkool naar aardgas (en ook de benodigde elektriciteit op basis van aardgas geproduceerd zou worden), zou er wereldwijd jaarlijks ca. 5500 TWh aardgas nodig zijn. De productiekosten van DRI met aardgas zijn echter niet concurrentieel in vergelijking met de hoogovenroute, tenzij hiervoor 'overschotten' van aardgas (*stranded gas*) kunnen worden gebruikt of als de aardgasprijs zeer laag zou blijven. De historisch hogere prijs van aardgas tegenover steenkool verklaart het lage aandeel van aardgas in de staalindustrie (ca. 5% van het totale ijzerproductievolume). Overschakelen van steenkool naar aardgas in de staalsector zou maximaal 600 kg CO₂/ton besparen. Voor groene waterstof geproduceerd met hernieuwbare brandstoffen bedraagt de CO₂-besparing het dubbele (1200 kg/t), maar dit is niet rendabel door de hogere kosten van waterstof.

Een combinatie van lage aardgasprijzen en hoge koolstofprijzen (>200 euro/ton CO₂ eq.) zal nodig zijn voor een omschakeling van steenkool naar aardgas economisch haalbaar wordt. De toepassing van koolstofprijzen in de orde grootte van 20-40 euro/ton CO₂ eq. zal dus wellicht niet leiden tot een omschakeling van steenkool naar gas bij de staalproductie. Terwijl aardgas het voordeel biedt van een lagere CO₂-intensiteit tegenover steenkool, heeft de op aardgas gebaseerde DRI-technologie een aantal nadelen die dat aanvankelijke voordeel gedeeltelijk of volledig compenseren:

- de energie-efficiëntie van het DRI-proces is lager mede door een lagere gasefficiëntie in de reactor (meer restgassen die de reactor verlaten) en door de thermische verliezen van het product tussen de twee stappen (de reductie van ijzer en het smelten gebeuren in gescheiden processen);
- de aanwezige volumes van Silica en andere mineralen in het ijzererts worden in de hoogoven omgezet in een cementvervanger (waardevol), terwijl ze in de DRI-route zorgen voor een laagwaardige staalslak;
- de operationele kosten van de DRI-route zijn ongeveer 10% hoger dan bij een BF-proces, door de duurdere grondstoffen en hogere energiekosten;
- aangezien de omvang van de uitrusting kleiner is, zijn ook de kapitaalkosten om een grote geïntegreerde staalfabriek te vervangen met het DRI-proces hoger dan bij een renovatie of heropbouw van de bestaande BF-technologie;
- in de hoogovenroute kan gemakkelijk staalschroot mee ingesmolten worden met de hitte die ontstaat bij het raffineren van het staal (BOF-proces), zonder dat hiervoor bijkomende elektrische energie nodig is.

Wat kan de rol zijn van aardgas en waterstof in de transitie naar een koolstof-neutrale staalproductie? Een snelle overgang van op steenkool gebaseerde hoogovenprocessen naar op aardgas gebaseerde DRI wordt niet verwacht. De DRI-technologie wordt gebruikt voor zogenaamde 'mini-mill'-bedrijven, waar 1 tot maximaal 2 miljoen ton ruw staal wordt geproduceerd. Deze fabrieken bestaan ook in regio's die beschikken over aardgasbronnen met 'overtollig' gas (Saoedi-Arabië, VS, Venezuela, Algerije...), dat anders wordt afgefakkeld.

Dit betekent niet dat aardgas geen rol zal spelen in de routekaart naar een koolstofarme staalproductie. Dankzij technologische evoluties kan gas bijdragen tot het verminderen van de CO₂-uitstoot bij de staalproductie. We vermelden enkele mogelijk interessante denkplaatjes:

- de CO-injectie van aardgas en steenkool in de blaaspijpen van de hoogoven. Moderne hoogovens injecteren nu al 50% van de koolstofbehoefte als poederkool onderaan. Een betere beheersing van dit proces met de verdere verrijking van de zuurstof maakt het mogelijk om verder te gaan. Maximaal 1,4 MWh aardgas per ton materiaal gebruikt in de hoogoven is een aantrekkelijke strategie.
- Groene waterstof kan gemakkelijk toegepast worden aangezien dezelfde technologie van aardgasinjectie in de hoogoven gebruikt kan worden voor waterstof. De grootste uitdagingen zijn de kosten en de schaal. Een moderne BF zou een elektrolyse-installatie van 1000-2000 MW vereisen en de kosten van groene waterstof zouden onder de 0,6 tot 1 euro/kg (15 tot 26 euro/MWh H₂ BVW) moeten dalen om op basis van de huidige gas- en CO₂-prijzen competitief te zijn met aardgas.

Een veelbelovende nieuwe technologie voor de productie van koolstofarm staal is de omzetting van het staalafvalgas in chemicaliën met biotechnologie. Een eerste installatie wordt gebouwd op de site van ArcelorMittal in Gent, waar ethanol uit afvalgas van staal wordt geproduceerd. Door het waterstofgehalte in het afvalgas te verhogen wordt de ethanolproductie (en daarmee de CO₂-reductie) verder gestimuleerd. Hiervoor zou ook een elektrolyseur-installatie tot 1000 MW nodig zijn, waarvan de break-even kostprijs voor de waterstof geschat wordt op 2,5 tot 3 euro/kg (64 tot 77 euro/MWh), dankzij de waardecreatie van de ethanol die als biobrandstof kan worden bijgemengd in de transportsector. Dergelijke toepassingen, waarbij de waterstofmoleculen als chemische bouwsteen gevaloriseerd worden en tegelijk de uitstoot van CO₂ vermeden wordt, hebben in de visie van ArcelorMittal een veel grotere kans om grootschalig te worden toegepast.

4.3. Raffinage

In België staan twee grote complexe raffinaderijen (Total en ExxonMobil), een middelgrote raffinaderij (Gunvor), een bitumen upgrader (ATPC) en ook een aantal olieterminals. De totale nettoproductie van de raffinaderijen in België bedroeg in

2019 35 Mton, tegenover een binnenlands gebruik van 21,45 Mton in 2019; dat laatste vertoont een licht dalende tendens (22,88 Mton in 2015).^{23,24} Op basis van de ambitieuze EU-klimaatdoelstellingen voor 2030 en 2050 kan men in Europa een substantiële daling verwachten van de vraag naar vloeibare motorbrandstoffen. Volgens het IEA zou de vraag naar olieproducten inderdaad dalen van 717 Mton/jr in 2005 naar 552 Mton/jr in 2030) en zouden petroleumbrandstoffen tegen 2035 nog 70% dekken van de energiebehoeften voor transport in Europa.

De Belgische raffinagesector concurreert ook met raffinaderijen buiten Europa, waar de klimaatmaatregelen minder stringent zijn. Ondanks de verwachte daling van het gebruik in Europa zou volgens het IEA de wereldwijde vraag naar olieproducten en ruwe olie in het *Stated policies*-scenario blijven stijgen: van 97 mbd²⁵ in 2018 naar 104 mbd in 2040. In het *Sustainable development*-scenario (de Parijsdoelstellingen) gaat het tot 66 mbd. [11] De *BP Energy outlook* van najaar 2020 ziet in een dergelijk scenario tegen 2050 een daling tot 50 mbd. [20] De Belgische raffinaderijen zouden dus meer en meer voor de export buiten Europa gaan produceren, aangezien enkele ervan zeer concurrentieel zijn.

Om de CO₂-emissies van de raffinagesector te verminderen suggereert de roadmap van Fuels Europe [7] maatregelen die vooral steunen op een vergroening van de productie van waterstof (aangewend voor de ontzwaveling van brandstoffen) en van de gebruikte elektriciteit, evenals een aanzienlijke penetratie van bijgemengde biobrandstoffen en *Carbon Capture and Storage*.

Het huidige, aanzienlijke gebruik van waterstof in de grote raffinaderijen (12,2 TWh/jr) dient in de eerste plaats voor de zuivering van brandstoffen (ontzwaveling, verhoging van octaanhalte enz.). Een deel van de waterstofbehoefte wordt gedekt door recuperatie uit restgassen van de distillatie en processing, maar het grootste deel wordt geproduceerd door het stoomkraken van aardgas, zowel in de raffinaderijen als bij toeleveranciers. Een vanzelfsprekende stap bestaat erin om deze grijze waterstof te vervangen door blauwe of groene waterstof: bij het stoomkraken komt een vrij zuivere vorm van CO₂ vrij die geschikt is voor efficiënte CCUS. In dit kader is het interessant te verwijzen naar het REFHYNE-project (Shell Rheinland Wesseling), dat waterstof zal produceren met de grootste PEM-elektrolyseur (*polymer electrolyte membrane*) ter wereld (10 MW).

In de raffinage ligt nog een groot terrein open voor de inzet van groene elektriciteit: lokaal geproduceerd, bijvoorbeeld uit laagwaardige warmte, of aangekocht via het net. De beschikbaarheid en bedrijfszekerheid ervan tegen competitieve voorwaarden zijn cruciaal. De technologie om fluctuerende groene elektriciteit om te

²³ Belgische Petroleumfederatie (2020) – Kerncijfers 2019.

²⁴ 1 toe (ton olie-equivalent) = 41.868 GJ = 11.63 MWh.

²⁵ Million barrels per day.

zetten in waterstof die rechtstreeks gebruikt wordt of tijdelijk in (zout)cavernes opgeslagen wordt, bestaat en sluit goed aan bij de raffinage, maar ze moet verder ontwikkeld worden om de schaalgrootte en kostprijs ervan te optimaliseren. Ook hier zal het toekomstige prijsniveau van de CO₂-uitstootrechten binnen het EU-ETS bepalend zijn voor de snelheid van de 'vergroening' in deze sector.

4.4. Gebouwde omgeving

De gebouwensector in België gebruikt jaarlijks ca. 147 TWh energie en is verantwoordelijk voor ca. 24 Mton CO₂-emissies. Dat is een vijfde van de totale Belgische broeikasgasemissies. In Vlaanderen werd in 2019 68% van de woningen verwarmd met aardgas, 16% met stookolie, 9% met elektriciteit en 4% met hout of pellets.²⁶ De vroegere wettelijke verplichting van de Vlaamse overheid om de aardgasnetten sterk uit te breiden heeft bijgedragen tot dit hoge marktaandeel van aardgas.

Aangezien er de komende decennia veel geïnvesteerd zal worden in de bouwsector (nieuwbouw, renovatie) en in de energie-infrastructuur en -uitrusting, is de ontwikkeling van een langetermijnvisie cruciaal. De 'natuurlijke vervangingscyclus' van gebouwen en de daarmee verbonden energie-infrastructuur wordt hierin optimaal benut om de omslag naar een klimaatneutrale energievoorziening tegen 2050 te doen slagen en de economische opportuniteiten van de transitie maximaal te benutten. In deze langetermijnvisie moet vooreerst verder ingezet worden op maatregelen, zoals de isolatie van gebouwen, om de energiebehoeften verder te doen dalen. Daarnaast is er nood aan de implementatie van systemen en energiedragers om het energiegebruik op een duurzame en energetisch verantwoorde wijze te dekken.

Welke oplossing het meest geschikt en duurzaam is voor een gebouw, is afhankelijk van lokale parameters. Zo kan een warmtenet in sommige gevallen de aangewezen oplossing zijn, bijvoorbeeld als er lokaal restwarmte van bedrijfsprocessen of afvalwarmte beschikbaar zijn. Een andere, duurzame optie is het gebruik van elektrische warmtepompen. Terwijl dit een geschikte oplossing is voor nieuwbouw, zijn voor bestaande gebouwen meestal een grondige renovatie en de installatie van laagtemperatuurafgiftesystemen noodzakelijk.

Hoewel het Vlaamse beleid inzet op warmtenetten en de elektrificatie van de energievoorziening voor gebouwen, wordt verwacht dat deze toepassingen niet de volledige energievraag van alle gebouwen in Vlaanderen in 2050 zullen kunnen dekken. Om het energiegebruik van gebouwen volledig te vergroenen en fossiel aardgas tegen 2050 uit te faseren, ook in bestaande gebouwen, zijn bijkomende oplossingen, nieuwe technologieën en nieuwe samenwerkingsmodellen noodza-

²⁶ <https://www.statistiekvlaanderen.be/nl/verwarmingswijze-woning>

kelijk. Duidelijk is dat er geen *silver bullet*-oplossing bestaat. Het wordt een combinatie van energievectoren en technieken met gebruik van groene elektriciteit, groene warmte, groen gas (biogas, biomethaan, waterstof), zonneboilers en warmteopslag.

Groene waterstof en andere groene gassen

Vandaag de dag is fossiel aardgas de belangrijkste warmtebron voor gebouwen. De vervanging ervan tegen 2050 door koolstofvrije alternatieven zal complex zijn en de impact groot. Aangezien de piekvraag naar gas een veelvoud is van de piekvraag naar elektriciteit, is het onzeker of het elektriciteitsnet een massale omschakeling naar elektrische warmtepompen zal kunnen dragen en/of warmtenetten voldoende snel zullen kunnen aangelegd worden. Daarom zoekt de markt alternatieven, zoals klimaatneutrale gassen, die gebruikt kunnen worden met de bestaande gasinfrastructuur en eindtoestellen. Groene waterstof (of synthetisch methaan) zou hierin een rol kunnen spelen, naast andere oplossingen, zoals biogas of biomethaan. Groene waterstof zou op termijn een duurzaam alternatief kunnen zijn voor fossiel gas. Net als aardgas heeft het als voordeel dat het ook opgeslagen kan worden voor het overbruggen van winterpieken.

Diverse proefprojecten hebben aangetoond dat er slechts minimale aanpassingen aan de verbrandingstoestellen noodzakelijk zijn om over te schakelen van aardgas naar waterstof. Hoewel de oplossing technisch haalbaar is, is het vanuit energetisch oogpunt efficiënter om (in plaats van elektrisch geproduceerde waterstof) elektriciteit rechtstreeks te gebruiken voor verwarming/koeling via een warmtepomp. Hybride oplossingen kunnen overwogen worden, waarbij warmtepompen instaan voor de basisverwarming en er tijdens koude periodes bijverwarmd wordt op basis van groen gas.

Het gebruik van waterstof voor verwarming heeft een nadeel: het conversierendement van elektriciteit naar waterstof via elektrolyse is slechts ca. 70%. Dat het toch overwogen wordt, heeft te maken met de mogelijkheid om bestaande aardgasinfrastructuur (inclusief eindtoestellen) te blijven gebruiken en seizoensopslag toe te passen, wat met andere energievectoren moeilijker of duurder is. Of waterstof effectief op grote schaal gebruikt zal worden voor de verwarming/koeling van gebouwen is nog in hoge mate onzeker. De Europese Commissie zet volop in op het uitrollen van waterstofinfrastructuur door met de *Green Deal* investeringen in waterstoftechnologieën te stimuleren. Deze Europese initiatieven viseren vooral toepassingen in de industrie en het (zwaar) vervoer, en slechts in beperkte mate in de bouwsector. Een belangrijke uitdaging is om waterstof veilig tot bij de afnemers te brengen, door vervoer in tanks of via een bestaand (of nieuw aan te leggen) gasnet. Omdat tankvervoer en lokale opslag niet kostenefficiënt zijn, kan gedacht worden aan de aanleg

van specifieke waterstofnetten, al dan niet door hergebruik van bestaande aardgasdistributienetten.

De opslag van waterstof is zowel een opportuniteit als een uitdaging. Op individueel niveau, bijvoorbeeld per gebouw, wordt het vanwege de omvang van een (stalen of composieten) tank en de prijs ervan als niet realistisch beschouwd. Daarom wordt in het kader van de *energy communities* gekeken naar de mogelijkheid om een gemeenschappelijk energiesysteem te installeren voor meerdere wooneenheden of gebouwen, waarbij een hub instaat voor de nodige gezamenlijke opslag. Rekening houdend met de veiligheidsaspecten moet hierbij ook nagegaan worden of dergelijke oplossingen ingezet kunnen worden in een bebouwde omgeving. Wat veiligheid betreft, mogen we ervan uitgaan dat er hiervoor in de gasector, dankzij de opgebouwde expertise met aardgas en rekening houdend met de specifieke eigenschappen van waterstof, afdoende technische oplossingen beschikbaar zullen zijn.

Om de transitie naar een koolstofvrije energievoorziening voor gebouwen optimaal voor te bereiden is het belangrijk dat de diverse opties grondig geëvalueerd worden en dat er een fundamenteel maatschappelijk debat gevoerd wordt over de toekomstige rol van de aardgasnetten en van groene gassen. Daarnaast is het aangewezen dat op korte termijn de zogenaamde warmtezoneringsplannen opgesteld worden: dat zijn lokale plannen die een technologiekeuze vooropstellen in bepaalde regio's.

4.5. *Elektriciteitsproductie*

Zoals vermeld in 3.1.1. zal aardgas in België de komende decennia naar verwachting een significant aandeel behouden in de elektriciteitsproductie, in het bijzonder voor WKK-installaties, als back-up voor hernieuwbare energiebronnen en ter vervanging van de nucleaire productiecapaciteit, die uitgefaseerd zal worden. Ook Europees zal aardgas een belangrijke rol blijven spelen.

Tegen 2050 zal het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie naar alle waarschijnlijkheid sterk verminderd zijn. Gascentrales kunnen dan mogelijk wel nog ingezet worden door gebruik te maken van aardgas, groene of blauwe waterstof, biogas/biomethaan of synthetisch gas. Aardgas kan eventueel nog gebruikt worden mits de toepassing van koolstofafvang en -hergebruik, of de opslag ervan, of door koolstofemissies te compenseren met negatieve emissies door gebruik van biomassa en CO₂-afvang. Een andere mogelijkheid is dat directe CO₂-afvang uit de lucht toegepast wordt om negatieve emissies te creëren. Het is onzeker of deze opties na 2050 nog realistisch zullen zijn voor de elektriciteitssector. Een aantal industriële sectoren, zoals de cementsector, zal economisch afhankelijk zijn van koolstofafvang om hun CO₂-uitstoot te verminderen. En het potentieel voor hergebruik of opslag van koolstof is eindig, net als het aanbod van biomassa.

Ook in een koolstofvrij elektriciteitssysteem zal gas dus een rol blijven spelen, weliswaar zeer waarschijnlijk minder in fossiele vorm en meer en meer als biogas/ biomethaan, waterstof of synthetisch methaan, lokaal aangemaakt op basis van biomassa, elektriciteit of fossiele energie, of ingevoerd uit landen met een competitief voordeel op dit vlak, zoals Zuid-Europa en Noord-Afrika voor groene waterstof, of Noorwegen en Rusland voor blauwe waterstof. Naast gas bieden ook andere vectoren, zoals ammoniak of methanol, mogelijkheden om ingezet te worden in de elektriciteitsproductie.

Vanaf 2040-2050 zullen voor de elektriciteitsproductie vooral hernieuwbare en andere koolstofvrije energiebronnen ingezet worden. Om vraag en aanbod, die sterk fluctueren, permanent in evenwicht te houden zullen daarbij diverse flexibiliteitstechnieken moeten worden aangewend. Vooreerst mogen we een toegenomen rol verwachten van de actieve vraagsturing: elektrische voertuigen, verwarmings- en koelingsinstallaties en industriële elektrische processen worden daarbij flexibel afgestemd op het variabele aanbod aan hernieuwbare energie. De integratie tussen de diverse energiesystemen (electriciteit, gas, warmte) zal versterkt worden door de grootschalige toepassing van conversie tussen energievectoren (bv. elektriciteit naar waterstof), gecombineerd met de opslag van gas, warmte en elektriciteit. Naast het gebruik van pompcentrales zullen batterijen een toenemende rol spelen bij de opslag van elektrische energie.

Voor de kortetermijnopslag (tot één dag) zal het toekomstige energiesysteem over een toenemende flexibiliteit beschikken aan de vraagzijde; denk aan stationaire batterijen en batterijen van elektrische voertuigen. Voor een opslag van enkele dagen zal ook de opslag van warmte in hittebestendige gesteenten (*firebricks*) – voor later rechtstreeks gebruik of eventueel voor conversie naar elektriciteit – een rol spelen. Terwijl het nadeel van het gebruik van synthetische gassen de energieverliezen zijn, is hun voordeel de termijn waarop ze opgeslagen kunnen worden. Waterstof en methaan (of vloeibare synthetische moleculen, zoals methanol) kunnen voor lange tijd opgeslagen worden en dus dienstdoen als back-up tijdens langdurige periodes zonder zon en wind (in het Duits: *Dunkelflaute*) of als strategische reserve. Ook hier zal het economische plaatje doorslaggevend zijn.

Samenvattend kunnen we concluderen dat aardgas de komende decennia nog een zeer belangrijke rol zal spelen in de Belgische elektriciteitsproductie, in het bijzonder voor de WKK-productie, als back-up voor intermitterende hernieuwbare energiebronnen en ter vervanging van de nucleaire elektriciteitsproductie. Tegen 2050 kan deze rol gaandeweg overgenomen worden door hernieuwbare energie (vooral wind- en zonne-energie) en door andere koolstofvrije technieken, zoals het gebruik van groene/blauwe waterstof of synthetische gassen, die met name ook belangrijk zijn voor de strategische energieopslag gedurende langere periodes. De rol van gas in de elektriciteitsproductie na 2050 zal in volume zeker een stuk kleiner

zijn dan de rol van aardgas nu, maar de bijdrage van gas aan de bedrijfszekerheid van de elektriciteitsvoorziening zal nog altijd niet verwaarloosbaar zijn.

4.6. Transport

Gas voor wegtransport

Het aandeel van gas in het energiegebruik voor wegtransport is momenteel heel beperkt en een sterke stijging wordt niet verwacht. Het wegtransport gebruikt overwegend olieproducten en de uitstoot van broeikasgassen door de sector blijft op een hoog peil: de emissies lagen in Vlaanderen in 2018 op hetzelfde niveau als in 2005²⁷, ondanks de toegenomen brandstofefficiëntie en het toenemende gebruik van biobrandstoffen. Dat is vooral het gevolg van de onophoudelijke toename van het goederentransport via de weg. In 2020 werd een (tijdelijke) daling vastgesteld, vooral door de coronacrisis, maar het is nog onduidelijk in hoeverre die structureel zal zijn. Het gebruik van aardgas in inwendige verbrandingsmotoren leidt tot beperkte positieve klimaateffecten, maar het biedt vooral voordelen op het vlak van luchtkwaliteit. Het is geen klimaatneutrale oplossing.

Om de koolstofemissies van het wegtransport drastisch te verminderen zijn naast structurele maatregelen, zoals een verschuiving van het wegvervoer naar spoor- of watertransport, ook specifieke maatregelen nodig, zoals het gebruik van koolstofarme brandstoffen, het inzetten van voertuigen met efficiëntere aandrijflijnen en elektrificatie, zowel voor personenvervoer (personenwagens, bussen, treinen) als voor licht vrachtvervoer.

Vanuit energetisch oogpunt is de elektrificatie van het *personenvervoer* een aangewezen langetermijnoptie, vooral in een toekomstig elektriciteitssysteem waarbij elektriciteit in grote mate geproduceerd zal worden op basis van hernieuwbare energie. Batterijen kunnen dan gebruikt worden als opslagmedium en bijdragen aan het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit. De eerste studies tonen aan dat de meeste elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen voldoende gedimensioneerd zijn voor het opladen van elektrische wagens, op voorwaarde dat dit op een slimme wijze gebeurt (lees: gespreid in de tijd). In Brussel lijkt de elektriciteitsinfrastructuur minder geschikt en zouden versterkingen van het distributienet noodzakelijk zijn om een massale uitrol van elektrische voertuigen mogelijk te maken.

Personenwagens (en treinen/bussen) op waterstof zijn een andere optie, maar aangezien zij een lagere energie-efficiëntie hebben dan batterij-elektrische voertuigen, wordt verwacht dat er voor personenvervoer vooral geopteerd zal worden voor elektrische toepassingen. Voor een bredere toepassing van waterstof

²⁷ Milieurapport Vlaanderen, 2020.

zijn meer performante brandstofcellen nodig (gewicht, kostprijs, gebruiksgemak) dan er momenteel courant beschikbaar zijn.

Voor *zwaar transport* (vrachtwagens) is elektrische aandrijving minder aangewezen. Ze biedt wel efficiëntievoordelen in vergelijking met het gebruik van conventionele verbrandingsmotoren, maar de volumetrische energiedichtheid van batterijen is laag vergeleken met die van brandstoffen: batterijen nemen veel plaats in en wegen relatief zwaar. Een bijkomend nadeel is de laadtijd, die ook bij gebruik van snelladers langer kan oplopen dan tanken met conventionele brandstoffen en waarbij ook thermische verliezen optreden. Voor deze toepassingen kan groene of blauwe waterstof een alternatief zijn, aangezien het tanken vlot verloopt en de infrastructuur voor deze toepassing er enkel langs de snelwegen moet komen. Ook biobrandstoffen en synthetische moleculen kunnen voor de aandrijving van vrachtwagens gebruikt worden, zoals gecompriemd synthetisch methaan of methanol. Deze opties zijn momenteel nog duur en niet competitief.

Het is een open vraag vanaf welk volume en welke afstand de balans zal doorslaan van elektrische aandrijving naar aandrijving met gebruik van moleculen. Voor licht vrachtverkeer of zwaarder vrachtverkeer over korte afstanden lijkt elektrificatie een doenbare oplossing. Logistieke factoren kunnen hierin een rol spelen, zoals de mogelijkheid om laadtijden te plannen. Voor voertuigen die worden ingezet op lange en minder voorspelbare trajecten, zoals werfvoertuigen en wagens voor internationaal goederentransport, kan er mogelijk op waterstof overgeschakeld worden. Of synthetische brandstoffen in dit marktsegment een rol zullen spelen, is op dit ogenblik nog onduidelijk. Als overgangsoptie kunnen bestaande verbrandingsmotoren (ICE's) worden aangepast om de energie-efficiëntie verder te verhogen en de CO₂-emissies te verlagen, bijvoorbeeld door de bijmenging van biobrandstoffen. Een groot vraagteken voor de toekomst van het vergroenen van het transport is de eventuele beschikbaarheid (inclusief competitiviteit en duurzaamheid) van vloeibare biobrandstoffen van de tweede generatie.

Gas voor maritiem transport

De maritieme sector is wereldwijd verantwoordelijk voor 5% van het gebruik van olieproducten en voor 2,5% van de energie-gerelateerde CO₂-emissies. Ook in België heeft de sector een belangrijk aandeel in het finale energiegebruik en de hieraan gerelateerde emissies. Aangezien de in de scheepvaart courant gebruikte olieproducten naast een hoge CO₂-uitstoot ook een sterke negatieve impact hebben op de luchtkwaliteit (NO_x, SO_x enz.), vooral in en rond de havens, wordt gewerkt aan alternatieve brandstoffen om de milieu-impact van de sector te verlagen.

LNG wordt beschouwd als een geschikt alternatief voor de transitieperiode. In de Antwerpse haven heeft Fluxys recent zowel een mobiele LNG-scheepsbunkeringdienst als een vaste LNG-installatie in dienst genomen, die kleine

zeeschepen en binnenschepen met LNG kunnen bevoorraden. Om een substantieel effect te hebben op de BKG-emissies is het noodzakelijk het aardgas te vergroenen door de bijmenging van biogas/biomethaan. Daarnaast zijn de afgelopen jaren verscheidene onderzoeks- en proefprojecten gelanceerd voor het gebruik van (groene) waterstof in het maritiem transport. Op dit ogenblik heeft de Antwerpse rederij CMB²⁸ reeds een schip in gebruik dat uitgerust is met een *dual-fuel* verbrandingsmotor (diesel en waterstof). Dat is gebouwd in samenwerking met ABC in Gent. CMB beschouwt de technologie als een geschikte transitieoplossing, die ook in bestaande schepen toegepast kan worden, bijvoorbeeld gelijktijdig met een grondige revisie van de motoren. CMB verwacht dat in een volgende fase *mono-fuel* verbrandingsmotoren (waterstof) ingezet zullen kunnen worden om het energiegebruik van de scheepvaart verder te decarboniseren. In een latere fase zou de brandstoftechnologie op groene waterstof competitief worden en op grote schaal inzetbaar zijn om het energiegebruik van de scheepvaart koolstofvrij te maken.

Met het oog op het gebruik van waterstof voor transportdoeleinden en in de industrie zijn in verscheidene havens in de Benelux denkpistes gelanceerd voor de productie van waterstof door elektrolyse van water met groene stroom van (*offshore*) windparken. Daarnaast wordt ook een backbone-transportinfrastructuur voor waterstof overwogen, die deels zou bestaan uit aangepaste aardgaspijpleidingen.

Een nadeel van waterstof als energiedrager in de scheepvaart is de lage volumetrische energiedichtheid. Maar in de scheepvaart kunnen ook vloeibare of vaste brandstoffen op basis van waterstof ingezet worden. Ammoniak komt in aanmerking, maar dat is toxisch en het gebruik ervan is complex in het kader van de wetgeving op het transport van gevaarlijke goederen. Methanol is een geschikte vector om waterstof op schepen te stockeren, maar de conversieverliezen zijn relatief hoog en de verbranding ervan leidt tot CO₂-emissies; om koolstofneutraal te zijn moet dan ook een vergelijkbare hoeveelheid CO₂ gecapteerd worden. DME (dimethyl-ether) is vergelijkbaar met methanol, maar leidt ook tot CO₂-emissies. De maritieme sector heeft in de eerste plaats wereldwijd nood aan een CO₂-uitstootbeperking (het best via een soort ETS). Dan zal zich een gestage evolutie naar minder koolstofrijke brandstoffen voordoen.

Gas voor luchtvaart

De wereldwijde luchtvaart was in 2017 verantwoordelijk voor 2,8% van de globale energie-gerelateerde CO₂-emissies. [14] Voor de luchtvaart is elektrische aandrijving met batterijen vanwege hun lage energiedichtheid in het algemeen niet geschikt, tenzij voor zeer kleine toestellen (waaronder drones) en voor korte afstanden.

²⁸ Interview op 16 juli 2020 met Roy Campe, managing director CMB TECH.

Vloeibare waterstof kan mogelijk wel een rol spelen. Het heeft een hogere massadichtheid, maar een lagere volumetrische energiedichtheid dan kerosine. Het gebruik ervan vergt dan ook een ander ontwerp van vliegtuig, wat technisch kan, maar veel tijd vergt wegens de lange doorlooptijd van nieuwe ontwerpen in de luchtvaart en de dominante rol van het veiligheidsaspect.

Andere vloeibare moleculen, zoals methanol of synthetische diesels, zijn een eenvoudiger alternatief wat de toepassing betreft, maar zijn duurder in productie.

Hoe de luchtvaart zal evolueren naar een koolstofvrij vervoermiddel zal zich nog moeten uitwijzen. Ook hier is een eerste vereiste het instellen van een wereldwijde CO₂-uitstootbeperking (het best via een soort ETS). Dan zal zich ook hier een gestage evolutie naar minder koolstofrijke brandstoffen voordoen.

5. Conclusies en aanbevelingen

Conclusies

Gezien de unieke kenmerken van gasvormige energiedragers zullen ze naar verwachting ook in de energietransitie en in een klimaatneutraal energiesysteem een nagenoeg onvervangbare rol blijven spelen.

Op dit ogenblik staat aardgas in voor een vierde van de finale energievraag in België (26,4% in 2019). Om tegen 2050 klimaatneutraliteit te bereiken zal in de komende decennia een vergroening van het gasaanbod noodzakelijk zijn. Toch zal aardgas nog jarenlang belangrijk blijven voor onze energievoorziening. Als primaire energiedrager voor de elektriciteitsproductie zal het aandeel ervan na de kernuitstap eerst nog behoorlijk stijgen en nadien geleidelijk verminderen. Het uiteindelijke aandeel zal onder meer afhangen van de ontwikkeling van groene elektriciteit en het succes van koolstofafvang, -opslag en/of -hergebruik. Op middellange en lange termijn komen vooral CO₂-neutrale gassen in aanmerking, zoals biogas/biomethaan (beperkt beschikbaar), groene of blauwe waterstof of afgeleide synthetische energiedragers, die al dan niet met koolstofafvang, -opslag en/of -hergebruik geproduceerd zullen worden: synthetisch methaan, ethaan, maar ook vloeibare brandstoffen zoals methanol, ethanol, ammoniak...

Het gebruik van aardgas en andere gasvormige energiedragers zal in België vooral belangrijk blijven in de volgende sectoren:

- In de gebouwde omgeving voor de verwarming van gebouwen, vooral in (oude) stadskernen en buitengebieden, waar elektrificatie en warmtenetten beperkt haalbaar zijn, en voor het leveren van piekvermogen.
- In de industrie, als industriële grondstof en voor het leveren van proceswarmte op hogere temperaturen. Hiervoor kan blauwe waterstof ingezet worden, of gassen op basis van fossielvrije elektriciteit, zoals groene waterstof of synthetisch methaan. Eventueel is een combinatie mogelijk met koolstofafvang en -hergebruik (CCU), of koolstofopslag (CCS). Voor industriële processen waarvoor warmte op lagere temperaturen gebruikt wordt, zullen warmtepompen een deel van de vraag efficiënt kunnen invullen.
- In de mobiliteitssector zal elektrificatie een belangrijke rol spelen. Waar dat geen geschikte oplossing is, kunnen gasvormige brandstoffen zoals waterstof ingezet worden om olieproducten te vervangen, vooral voor zware wegvoertuigen, in concurrentie met vloeibare synthetische en biobrandstoffen. Daarnaast lijken waterstof en afgeleide producten, zoals methanol of ammoniak, mogelijk een toekomst te hebben in de lange-afstandsluchtvaart en de scheepvaart. [9] en [10]
- Ten slotte, niet onbelangrijk, wordt verwacht dat aardgas de komende decennia een cruciale rol zal blijven spelen in de elektriciteitsproductie, voor het leveren van vermogen bij een hoge elektriciteitsvraag en bij een lage productie van

intermitterende bronnen, zoals windturbines en PV-installaties, en voor de partiële vervanging van de kerncentrales. Tegen 2040 zullen het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie en de gebruiksduur van gasgestookte centrales stelselmatig verminderen. Uiteindelijk zal tegen 2050 voor back-upbehoefte overgeschakeld moeten worden op fossielvrije alternatieven.

De opslag van gasvormige moleculen zal daarnaast een essentiële rol blijven spelen om de sterke fluctuaties in de vraag naar en het aanbod van elektrisch en thermisch vermogen permanent in evenwicht te houden, met name om gebruikspieken in de winter te dekken.

Waterstof lijkt op de lange termijn een mogelijk interessant alternatief voor veel huidige toepassingen van fossiele brandstoffen. Vanuit praktisch en kostenooptpunt moet echter rekening worden gehouden met twee specifieke nadelen: een lage volumetrische energiedichtheid en het transport/de opslag onder extreme condities, wat hoge veiligheidsvereisten met zich meebrengt.

Gezien de diversiteit van de mogelijke toepassingen zullen ook andere energiedragers van belang blijven, naast waterstof en afgeleide vectoren, zoals methanol. Aangezien de potentiële vraag naar waterstof vanuit de diverse sectoren die nu fossiele brandstoffen gebruiken heel groot is, is het weinig waarschijnlijk dat aan de vraag voldaan zal kunnen worden door de lokale productie van groene of blauwe waterstof. Omdat de invoermogelijkheden wellicht ook beperkt zullen zijn, zal het noodzakelijk zijn om waterstof prioritair in te zetten voor toepassingen waarin het gebruik de hoogste economische en klimaatbaten oplevert en waarvoor elektrificatie niet haalbaar of problematisch is.

Aanbevelingen

Het beleid met betrekking tot de energievoorziening in het algemeen en tot de rol van gas in het bijzonder moet vertrekken van de volgende principes:

- het energiesysteem meer circulair maken, en er door adequate maatregelen voor zorgen dat er geen energie wordt verspild: recuperatie van 'afval'-energie uit industriële processen, energienormen voor gebouwen, toestellen en voertuigen...;
- het gebruik van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen bevorderen;
- het gebruik van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen, waaronder waterstof, stimuleren voor toepassingen die moeilijk koolstofvrij te maken zijn, zoals zwaar vervoer en industrie.

Om de transitie van fossiele energie naar groene en koolstofarme energievectoren, inclusief gas, te faciliteren, is het aangewezen dat de federale en gewestelijke overheden in België, in onderling overleg en rekening houdend met de ontwikkelingen op Europees niveau en in de buurlanden, een langetermijnvisie ontwikkelen

en een toekomstgericht regelgevend kader uittekenen, dat duidelijk bepaalt wat van de marktpartijen wordt verwacht. Hierbij is het nuttig om duidelijke doelstellingen voor de middellange en lange termijn en (eventueel strenge) beperkingen vast te leggen, bij voorkeur door penalisatiekosten voor CO₂-emissies en zonder te veel verschillende deeldoelstellingen. Het is bovendien aangewezen om naast het EU-ETS ook een CO₂-heffing in te voeren op fossiel energiegebruik in sectoren die momenteel geen deel uitmaken van het EU-ETS — lees: vooral gebouwen en transport — om het fossielvrij maken van deze sectoren te vereenvoudigen.²⁹ Op die manier wordt ook groen gas (en groene warmte) meer concurrentieel tegenover fossiele alternatieven en kan het ondersteuningsniveau dat ervoor nodig is, dalen.

Het lijkt niet aangewezen om in België op korte termijn een grootschalige productie van groene waterstof te ambiëren, aangezien de productie van hernieuwbare elektriciteit nog beperkt en overwegend intermitterend is. Waterstofproductie op basis van net-elektriciteit is bovendien nog niet competitief en zou leiden tot hogere elektriciteitsprijzen en globaal hogere broeikasgasemissies. Voor we een grootschalige uitrol van groene waterstof ambiëren, moet er dus eerst sterker en versneld ingezet worden op de ontwikkeling van hernieuwbare energie. Hierdoor kunnen we een groot aantal uren per jaar over voldoende fossielvrije elektriciteit beschikken voor elektrolyse. In een elektriciteitssysteem met een hoog aandeel aan hernieuwbare energie wordt de toepassing van elektrolyse voor de productie van waterstof (of een afgeleid product) een interessante optie, ook om de flexibi-liteitsbehoeften van het energiesysteem te dekken.

Aangezien België ook niet beschikt over competitieve voordelen voor de productie van blauwe waterstof, lijkt het aangewezen om een mogelijke invoer van blauwe of groene waterstof te evalueren uit landen met een groot potentieel, om zo een competitief alternatief te hebben voor de energie-intensieve industrie die vandaag de dag grijze waterstof en fossiele energiedragers gebruikt. Bij de keuze tussen de lokale productie van duurzame waterstof en mogelijke import moeten we ook rekening houden met het beperkte potentieel voor hernieuwbare energieproductie op het Belgische grondgebied. Vanuit het oogpunt van energie-efficiëntie is het daarom raadzaam om lokaal geproduceerde hernieuwbare elektriciteit bij voorkeur rechtstreeks te gebruiken voor elektrische toepassingen.

Om de (ambitieuze) energie- en klimaatdoelstellingen op een maatschappelijk aanvaardbare wijze en tegen lage kosten te halen is een geïntegreerde aanpak noodzakelijk. Hierbij dient rekening te worden gehouden met de interacties tussen het elektriciteits- en gassysteem, met name bij de productie van (groene)

²⁹ Om het extra CO₂-belastingseffect te neutraliseren en fair te houden bestaan er diverse formules, zoals de terugbetaling van de heffingsinkomsten aan de burgers via gelijke forfaitaire stortingen/cheques. Zie bijvoorbeeld <https://clouncil.org/economists-statement/>

waterstof op basis van elektrolyse. Als er bijvoorbeeld lokaal geproduceerde elektriciteit wordt gebruikt voor de conversie naar waterstof, moet men de impact op de totale broeikasgasemissies en kosten van het energiesysteem in België in rekening brengen. Een aangepast wettelijk kader is noodzakelijk voor een optimale integratie van de diverse energievectoren en -systemen: elektriciteit, aardgas, groen gas, warmte en in de toekomst ook waterstof. De integratie van het energiesysteem heeft betrekking op de planning en werking van het systeem in zijn geheel, over energiedragers, soorten infrastructuur en verbruikssectoren heen. Een systeemintegratie laat toe om mogelijke synergiën te valoriseren en om de transitie naar een koolstofarme, betrouwbare en energie-efficiënte energievoorziening te realiseren tegen zo laag mogelijke kosten voor de samenleving.

Het herbestemmen van (een deel van de) aardgasinfrastructuur voor waterstof kan een opportuniteit zijn om deze assets ook in een fossielvrij energiesysteem te blijven gebruiken en op die manier de kosten voor nieuwe infrastructuur te beperken. Deze mogelijkheid kan vooral op lange termijn realistisch zijn als het aardgasverhaal is 'uitgedoofd', dus waarschijnlijk niet voor 2050. De realisatie van een specifieke transportinfrastructuur voor waterstof kan eventueel vroeger overwogen worden in industriegebieden en havens, waar grote (potentiële) gebruikers van waterstof gevestigd zijn. Voor er beslist wordt tot investeringen in een dergelijke publieke infrastructuur, moet er een duidelijk beeld zijn welke bedrijven er effectief gebruik van zullen maken en hoe het gebruik van groene of blauwe waterstof hun concurrentiepositie – en dus de lokale economie – kan versterken. De studies die momenteel uitgevoerd worden door diverse instanties op Europees en lokaal niveau, bieden hiervoor nuttige input.

De lokale productie van hernieuwbare energie is in bepaalde gevallen het meest efficiënt als de energie maximaal lokaal gebruikt wordt, om op die manier de systeemkosten (netinvesteringen, netverliezen) te beperken. Beschikbaar biogas kan ook meestal het best lokaal gevaloriseerd worden, in een WKK die gelijktijdig elektriciteit en warmte produceert. Indien de warmte niet lokaal gevaloriseerd kan worden, is de opschoning van het beschikbare biogas naar biomethaan voor injectie in het gasnet mogelijk een geschikt alternatief. Aangezien heel wat biogasinstallaties uitgerust zijn met een motor die de komende jaren vervangen moet worden, is het opportuun om bij die gelegenheid de plaatsing van een opschoningsinstallatie voor biomethaan te overwegen, om zo de rest van de uitrusting te kunnen blijven gebruiken en de energieproductie optimaal te valoriseren.

Verder onderzoek en ontwikkeling (O&O) rond energietechnologieën is op grote schaal vereist, onder meer op het gebied van waterstofproductie, CO₂-afvang en -hergebruik en het gebruik van biomassa. Het is in de huidige context belangrijk dat de verschillende O&O-pistes financieel gesteund worden, zonder dat de overheid

technologiekeuzes maakt. Ook in verder gevorderde fases van de ontwikkeling van bepaalde technologieën – als er sprake is van demonstratie- of proefprojecten – kan steun van de overheid aangewezen zijn. Een langdurige en grootschalige ondersteuning van niet-economische toepassingen moet dan weer vermeden worden. Investerings in marktrijpe technologieën die klimaatvoordelen opleveren hoeven niet gestimuleerd te worden met subsidies, maar door de toepassing van het EU-ETS, dat in principe leidt tot het inzetten van de meest geschikte technologie in het kader van een onverstoorde marktwerking.

In de chemische sector moet er in de O&O-programma's sterk gefocust worden op waterstofproductie, aangezien waterstof een belangrijke bouwsteen is in koolstofarme technologieën die in deze sector toegepast worden. Verder onderzoek is ook nodig op het gebied van de productie van aromatische stoffen uit biomassa. Ten slotte is electrocatalytische conversie, onder meer voor de directe productie van ethyleen uit CO₂, een interessante optie die verder onderzoek vereist.

Publiek-private samenwerking dringt zich op voor geselecteerde demonstratieprojecten, om op die manier de risico's te spreiden. Samenwerking tussen bedrijven en sectoren onderling is ook aangewezen om opportuniteiten te definiëren en uit te testen op industriële schaal, en om vormen van synergie te valoriseren, zoals tussen CO₂-producenten en -gebruikers, wat ook deel uitmaakt van systeemintegratie.

Ten slotte is er systematisch overleg nodig tussen de industrie, wetenschappers en beleidsmakers, zowel binnen België als met de buurlanden, om opportuniteiten, hinderpalen en beperkingen voor de nieuwe ontwikkelingen in het kader van de energietransitie duidelijk te identificeren, en ze gezamenlijk en op de best mogelijke manier aan te pakken.

6. Bronnen

[1] NEKP 2021-2030, *Deel B Analytische basis - Huidige toestand en prognoses* (blz. 10).

[2] Federaal Planbureau, *Insights in a clean energy future for Belgium - Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework* (table 15), 2018.

[3] S. Kreps, N. Devriendt, L. Van Esch, I. Moorkens, E. Meynaerts, *Het potentieel van bio-energie in Vlaanderen in 2030*, VITO voor het Vlaams Energie Agentschap, 2017.

[4] Reza Soltani, Marc Rosen en Ibahim Dincer, *Assessment of CO₂ capture options from various points in steam*, 2014.

[5] R. Belmans en P. Vingerhoets, *Molecules, indispensable in the decarbonized energy value chain*, Florence School of Regulation, 2020.

[6] DECHEMA-CEFIC-studie: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

[7] Fuels Europe: *Vision 2050, A Pathway for the Evolution of the Refining Industry and Liquid Fuels*.

[8] M. Schmitt, *Quelle place pour le biomethane injectable en Belgique?*, Valbiom voor GAS.be, 2019; F. Van Gijzeghem, F. Lesaffer, *Praktijkervaring biomassa-installaties in Vlaanderen voor industrie en intercommunales*, ODE Bio-Energieplatform, 2017.

[9] Michael Liebreich, <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>

[10] Michael Liebreich, <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-two-the-demand-side/>

[11] IEA, *World Energy Outlook*, 2020.

[12] Federaal planbureau, <https://www.plan.be/publications/publication-2056-nl-fuel-for-the-future-more-molecules-deep-electrification-of-belgium's-energy-system-by-2050>

[13] Tractebel et al., *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, juli 2020.

[14] IEA, *The future of hydrogen: seizing today's opportunities*, juni 2019.

[15] Vlaams Energie Agentschap, Dirk Meire, *Onderzoek naar effecten en prioriteiten bij productie en gebruik van groene waterstof*, herfst 2019.

[16] VARIO (Vlaamse Adviesraad voor Innoveren en Ondernemen), *Strategische verkenning 'Important Projects of Common European Interest' (IPCEI) – Deel I-Waterstof*, juli 2020.

[17] BDEW, *Roadmap gas – Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen*, juli 2020.

[18] <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/03/Insight-66-Hydrogen-and-Decarbonisation-of-Gas.pdf?v=79cba1185463>

[19] Stedin, *Waterstof in de gebouwde omgeving* (working paper), februari 2020.

[20] *BP Energy Outlook – 2020 Edition*

Samenstelling van de Werkgroep

Joost Van Roost (voorzitter Werkgroep/KTW)
Ronnie Belmans (KULeuven/EnergyVille/KTW)
Peter Claes (Febeliec)
Jurgen De Backer (YARA)
William D'haeseleer (KULeuven/KTW)
Thierry Deschuyteneer (Fluxys)
Jan Kretzschmar (KTW)
Adwin Martens (WaterstofNet)
Stan Ulens (KTW)
Michaël Van Bossuyt (Febeliec)
Vincent Vancaeyzeele (Fluvius)
Francies Van Gijzeghem (ODE)
Luc Van Nuffel (Trinomics)
Ivo Van Vaerenbergh (Voorzitter KVAB/Reflectiegroep Energie)
Guy Vekemans (VITO)
Frank Verschraegen (IMCORP)
Pieter Vingerhoets (VITO/EnergyVille)
Sandra Wauters (BASF)

KTW = Klasse van de Technische Wetenschappen

RECENTE STANDPUNTEN (vanaf 2016)

44. Ronnie Belmans, Pieter Vingerhoets, Ivo Van Vaerenbergh e.a. – *De eindgebruiker centraal in de energietransitie*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2016.
45. Willem Elias, Tom De Mette – *Doctoraat in de kunsten*, KVAB/Klasse Kunsten, 2016.
46. Hendrik Van Brussel, Joris De Schutter e.a., *Naar een inclusieve robotsamenleving*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2016.
47. Bart Verschaffel, Marc Ruyters e.a., *Elementen van een duurzaam kunstenbeleid*, KVAB/Klasse Kunsten, 2016.
48. Pascal Verdonck, Marc Van Hulle (e.a.) - *Datawetenschappen en gezondheidszorg*, KVAB/Klasse Technische wetenschappen, 2017.
49. Yolande Berbers, Mireille Hildebrandt, Joos Vandewalle (e.a.) - *Privacy in tijden van internet, sociale netwerken en big data*, KVAB/Klasse Technische wetenschappen, 2017.
50. Barbara Baert (e.a.), *Iconologie of 'La science sans nom'*, KVAB/Klasse Kunsten, 2017.
51. Tariq Modood, Frank Bovenkerk – *Multiculturalism. How can Society deal with it?* KVAB/Klasse Menswetenschappen, 2017.
52. Mark Eyskens – *Europa in de problemen*. KVAB/Klasse Menswetenschappen, 2017.
53. Luc Steels – *Artificiële intelligentie. Naar een vierde industriële revolutie?*. KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2017.
54. Godelieve Gheysen, René Custers, Dominique Van Der Straeten, Dirk Inzé, *Ggo's anno 2018. Tijd voor een grondige herziening*. KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2017.
55. Christoffel Waelkens (e.a.) – *Deelname van Vlaanderen aan grote internationale onderzoeksinfrastructuren: uitdagingen en aanbevelingen*, KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2017.
55. Addendum. Jean-Pierre Henriët. – *Mijlpalen in internationale wetenschappelijke samenwerking*, KVAB/Klassen Natuurwetenschappen, 2017.
56. Piet Swerts, Piet Chielens, Lucien Posman – *A Symphony of Trees. Wereldcreatie naar aanleiding van de herdenking van de Derde Slag bij Ieper, 1917*, KVAB/Klasse Kunsten, 2017.
57. Willy Van Overschée e.a. – *De mobiliteit van morgen: zijn we klaar voor een paradigmawissel?*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2018.
58. Tinne De Laet e.a. - *"Learning Analytics" in het Vlaams hoger onderwijs*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2018.
59. Dirk Van Dyck, Elisabeth Monard, Sylvia Wenmackers e.a. – *Onderzoeker-gedreven wetenschap. Analyse van de situatie in Vlaanderen*, KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2018.
60. Liliane Schoofs – *Doctoraathouders geven het Vlaanderen van morgen vorm*, KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2018.
61. Luc Bonte, Aimé Heene, Paul Verstraeten e.a. – *Verantwoordelijk omgaan met digitalisering. Een oproep naar overheden en bedrijfsleven, waar ook de burger toe kan/moet bijdragen*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2018.
62. Jaak Billiet, Michaël Opgenhaffen, Bart Pattyn, Peter Van Aelst – *De strijd om de waarheid. Over nepnieuws en desinformatie in de digitale mediawereld*, KVAB/Klasse Menswetenschappen, 2018.
63. Christoffels Waelkens. – *De Vlaamse Wetenschapsagenda en interdisciplinariteit. Leren leven met interdisciplinaire problemen en oplossingen*, KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2020.
64. Patrick Onghena – *Repliceerbaarheid in de empirische menswetenschappen*, KVAB/Klasse Menswetenschappen, 2020.
65. Mark Eyskens – *Als een virus de mensheid gijzelt. Oorzaken en gevolgen van de Coronacrisis*, KVAB/Klasse Menswetenschappen, 2020.
66. Jan Rabaey, Rinie van Est, Peter-Paul Verbeek, Joos Vandewalle - *Maatschappelijke waarden bij digitale innovatie: wie, wat en hoe?*, KVAB - *Denkersprogramma 2019*, KVAB/Klasse Technische Wetenschappen, 2020.
67. Oana Dima (auteur), Dirk Inzé, Hubert Bocken, Pere Puigdomènech, René Custers (eds.), *Genoombewerking voor veredeling van landbouwgewassen. Toepassingen van CRISPR-Cas9 en aanverwante technieken*, ALLEA-KVAB/Klasse Natuurwetenschappen, 2020.



De energietransitie naar een CO₂-vrije samenleving tegen 2050 zal in vele industriesectoren en bij tal van energietoepassingen een enorme omschakeling vergen. Ook de tussenliggende doelstelling van de EU Green Deal – tegen 2030 min 55% broeikasgasemissies in vergelijking met 1990 – is behoorlijk uitdagend. De huidige energiemix in België bevat 27% aardgas, wat in het algemeen de schoonste fossiele brandstof is, zowel op het vlak van CO₂-emissies als inzake luchtkwaliteit. Vermoedelijk zal het landelijke aandeel van aardgas de komende vijftien jaar slechts langzaam dalen, of zelfs tijdelijk stijgen. Dat wordt een gevolg van de hogere inzet van aardgas voor elektriciteitsopwekking na de kernuitstap. Later (2035-2050+) zal het gebruik fel afnemen, behalve in toepassingen waar CO₂ wordt afgevangen.

Het gebruik van waterstof blijft nu nog erg beperkt – vooral in de chemie- en raffinagesectoren – maar is door de brede toepasbaarheid op de lange termijn technisch veelbelovend. Dit kan echter alleen bijdragen tot de energietransitie als die waterstof CO₂-vrij geproduceerd wordt, bijvoorbeeld via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit: de zogenaamde groene waterstof. Echter, in de voorzienbare toekomst is er in elk geval voldoende afzet voor hernieuwbare elektriciteit, door een efficiënt gebruik in bestaande toepassingen, in warmtepompen en in elektrische voertuigen. Waterstof heeft zeker een toekomst in veel industriële processen en in specifieke transporttoepassingen. Het kan ook opgeslagen worden.

De verdere grootschalige toepassing van groene waterstof zal leiden tot de import hiervan uit regio's die groene waterstof op een concurrentieel haalbare wijze uit zonne-energie kunnen produceren. Blauwe waterstof – uit aardgaskraking met koolstofafvang – is ook een mogelijkheid, als dat concurrentieel is en voor zover er voldoende CO₂-opslagmogelijkheden kunnen worden gevonden. Er wordt ook gekeken naar het transport van deze importstromen via bestaande netwerken (nu in aardgasdienst) en nieuwe pijpleidingsystemen. Energiesystemen zullen in de toekomst ook meer geïntegreerd bestudeerd en ontwikkeld moeten worden, gezien de nauwe verwevenheid en uitwisselbaarheid van de diverse energiedragers. Bij een eventuele subsidiëring van de transitie moet de overheid investeren in onderzoek en ontwikkeling. Men moet daarbij vermijden technologiekeuzes te maken en bepaalde toepassingen massaal te subsidiëren voor ze economisch haalbaar worden.

In dit Standpunt worden ook de toepassingen van aardgas en waterstof in de verschillende sectoren belicht, en dat in het licht van de energietransitie tegen 2050.

De reeks Standpunten van de Academie is een bijdrage tot het wetenschappelijk onderbouwd debat over actuele maatschappelijke en artistieke thema's. De auteurs, leden en werkgroepen van de Academie schrijven in eigen naam, onafhankelijk en met volledige intellectuele vrijheid. De goedkeuring voor publicatie door een of meerdere Klassen van de Academie waarborgt de kwaliteit van de gepubliceerde studies.