

EXECUTIVE SUMMARY

Oktober 2016

www.power-to-gas.be

Auteurs: Thomas D. (Hydrogenics)
Mertens D. (Colruyt)
Meeus M. (Sustesco)
Van der Laak W., Francois I. (WaterstofNet)

IMPRINT

Titel

Power-to-Gas Roadmap voor Vlaanderen

Uitgever

WaterstofNet vzw
Open Manufacturing Campus
Slachthuisstraat 112 bus 1
B-2300 Turnhout
Belgium

Project gefinancierd door



Onder overeenkomst: NIB.2013.CALL.001 "Roadmaps for Economic Challenges: Power-To-Gas Flanders" (01.10.2014 – 31.01.2016)

Project partners



Datum van dit document

14.10.2016

Reproductie van dit document is toegelaten, mits correcte bronvermelding.

Aanbevolen bronvermelding:

Thomas D. (Hydrogenics), Mertens D. (Colruyt), Meeus M. (Sustesco), Van der Laak W., Francois I. (WaterstofNet); Power-to-Gas Roadmap for Flanders; Brussels, October 2016

Afbeelding op voorpagina is auteursrechtelijk beschermd ©Hydrogenics

INHOUDSTAFEL

1.	Inleiding	5
2.	Economische haalbaarheid van Power-to-Gas concepten.....	6
3.	Electriciteitsprijs	8
4.	Belangrijkste resultaten uit de analyse	9
4.1.	Power-to-Industry	9
4.2.	Power-to-Gas.....	12
4.3.	Power-to-Mobility en Power-to-Fuel	14
4.4.	Power-to-Power	16
4.5.	Algemene opmerkingen en vergelijking van de cases	16
4.6.	Belangrijkste conclusies van de economische haalbaarheidsstudie.....	19
5.	Maatschappelijke impact	20
6.	Implementatieplan: de roadmap tot 2030.....	20
7.	Samen sterk in een Power-to-Gas cluster	23
8.	Slotbemerkingen	24

TYPISCHE WAARDEN M.B.T. WATERSTOFPRODUCTIE EN MOBILITEITSTOEPASSING

Personenwagens en bussen

FCEV	H ₂ tank	H ₂ verbruik	Actieradius	Jaarlijkse gereden afstand	Jaarlijks H ₂ verbruik
Personenwagen	5 kg	1 kg/100 km	500 km	15.000 km	150 kg
Bus (12 m)	35 kg	10 kg/100 km	350 km	60.000 km	9 ton

Waterstofproductie uit elektrolyse

- **Vermogen:** 1 MW elektrolyseur > 200 Nm³/h H₂ > ± 18 kg/h H₂
- **Energie:** 1 kg H₂ > 11.1 Nm³ > ± 10 liter gedemineraliseerd water > +/- 55 kWh aan elektriciteit

Hernieuwbare waterstof voor transporttoepassingen

	Solar PV	On shore wind	Off shore wind
Project-grootte (MW)	1	5	325
Jaarlijkse energie-opbrengst (GWh/MW)	1	2,2	3,3
Jaarlijkse energie-productie (GWh)	1	11	1.073
Jaarlijkse waterstof-productie (ton)	18	200	19.500
# Bussen (12 m)	3	33	3.250
# Personenwagens	121	1.333	130.000

NB: deze zijn indicatieve getallen, geschikt voor berekeningen op de achterkant van een bierkaartje!

1. INLEIDING

Het Europese milieu- en energiebeleid is gebaseerd op drie pijlers: het bestrijden van de klimaatverandering (d.m.v. CO₂-beperkende maatregelen in de elektriciteits-, gas- en transportsectoren), het versterken van de energie-bevoorradingszekerheid (energieafhankelijkheid van landen buiten de EU verminderen) en het verbeteren van de luchtkwaliteit (vooral in stedelijke gebieden).

Dankzij dit beleid wordt verwacht dat de productie van hernieuwbare energie uit wind en zon in Vlaanderen, België en Europa zal toenemen. Het uiteindelijke doel is een energiesysteem te hebben dat voor 100% gebaseerd is op hernieuwbare energie; om dit doel te bereiken zijn er mijlpalen gedefinieerd voor 2030 en 2050 en wordt een sterke toename van het aandeel hernieuwbare elektriciteit in de totale elektriciteitsvoorziening verwacht in de nabije toekomst.

De toename in het gebruik van hernieuwbare, en vaak fluctuerende, elektriciteitsbronnen, vormt een steeds grotere uitdaging voor het bestaande elektriciteitsnet en vergt bijkomende investeringen in distributie- en transmissienetwerken, een verhoogde flexibiliteit van het net, sturing van de elektriciteitsvraag en energieopslag.

Grootschalige uitrol van hernieuwbare energie is niet mogelijk zonder energieopslag; vooral voor de opslag van grote hoeveelheden elektriciteit zal een nieuwe aanpak nodig zijn.

Het concept “Power-to-Gas” (omzetting van hernieuwbare elektriciteit naar waterstof) heeft een aanzienlijke potentie om een “brug” te vormen tussen de verschillende sectoren van elektriciteit, transportbrandstoffen, gas (en chemische) industrie. “Power-to-Gas” kan zorgen voor flexibiliteit en omzetting van hernieuwbare elektriciteit naar duurzame brandstoffen, gas en andere producten.

In Vlaanderen zijn verschillende bedrijven actief op dit gebied en zij kunnen dus een belangrijke rol spelen in de ontwikkeling van de Power-to-Gas markt.

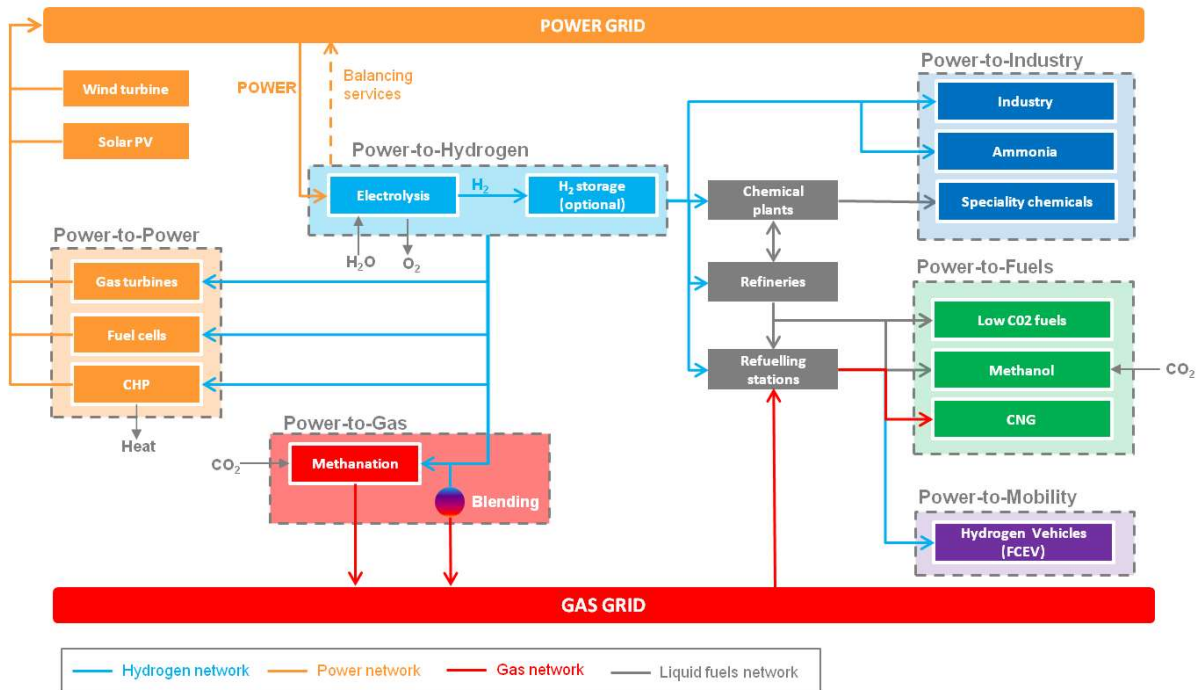
De doelstellingen van deze Power-to-Gas roadmap voor Vlaanderen zijn de volgende:

- Beschrijving van het concept “Power-to-Gas”, de huidige technische status en de toepassingsgebieden;
- Definitie van businessmodellen voor verschillende valorisatietrajecten;
- Analyse van huidige en toekomstige perspectieven van deze businessmodellen (op technologisch en economisch vlak) op middellange (2030) en lange termijn (2050);
- Formulering en prioriteitsstelling van aanbevelingen voor een succesvolle implementatie van het Power-to-Gas concept in Vlaanderen en daarbuiten (passend regelgevend kader);
- Definitie van een Vlaamse waardeketen en het oprichten van een industrie-cluster rond Power-to-Gas.

2. ECONOMISCHE HAALBAARHEID VAN POWER-TO-GAS CONCEPTEN

Het sleutelement van de verschillende Power-to-Gas concepten is de valorisatiestrategie van hernieuwbare waterstof, geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit.

Figuur 1: Verschillende Power-to-Gas concepten die geanalyseerd zijn in de roadmap studie.



In **Fout!** **Verwijzingsbron niet gevonden.** zijn de vijf verschillende Power-to-Gas concepten, die geanalyseerd zijn in deze roadmap, voorgesteld in verschillende kleuren:

- **Power-to-Power:** hernieuwbare waterstof als medium voor opslag van elektrische energie (omzetting van hernieuwbare elektriciteit in waterstof, waterstofopslag en terug omzetten naar elektriciteit).
- **Power-to-Gas:** hernieuwbare waterstof die direct wordt geïnjecteerd in het aardgasnet of wordt gebruikt als grondstof voor de productie van synthetisch methaan.
- **Power-to-Mobility:** hernieuwbare waterstof als brandstof voor voertuigen met brandstofcel (FCEV: Fuel-Cell Electrical Vehicles).
- **Power-to-Fuels:** hernieuwbare waterstof als bron voor de productie van duurzame brandstoffen zoals bio-methanol en biomethaan of het gebruik van hernieuwbare waterstof in raffinaderijen (vooral voor ontzwaveling) om zo de CO_2 -voetafdruk van conventionele brandstoffen te verlagen.
- **Power-to-Industry:** hernieuwbare waterstof als bron voor duurzame productie van chemische producten (bv. ammoniak of methanol).

Het Power-to-Gas concept biedt een oplossing voor verschillende uitdagingen van de transitie naar een gedecarboniseerd energiesysteem.

De omzetting van een overschot aan hernieuwbare elektriciteit naar waterstof maakt het mogelijk om energie in een chemische vorm zonder verliezen voor langere tijd op te slaan. De opgeslagen waterstof kan dan vervolgens gebruikt worden in verschillende vormen en toepassingen.

De gemeenschappelijke factor voor alle Power-to-Gas processen is de omzetting van hernieuwbare elektriciteit naar waterstof via elektrolyse, waarbij water (H₂O) gesplitst wordt in waterstof (H₂) en zuurstof (O₂). Het elektrolyse proces kan heel dynamisch ingezet worden om op die manier de toenemende hoeveelheid fluctuerende hernieuwbare energiebronnen te gaan balanceren.

Alkaline elektrolyse bestaat reeds sinds vele decennia in de industrie (floatglas, staal, elektriciteitscentrales en halfgeleiders) en staat qua technologie reeds goed op punt. PEM elektrolyse (Proton Exchange Membrane) is recenter en zit qua performance nog in de validatiefase. Voor beide technologieën geldt dat er nog een significante kostenreductie mogelijk is met toenemend productievolume (Bertuccioli, et al., February 2014).

Op basis van verschillende aannames/definities (bv. kost waterstof-apparatuur, elektriciteitsprijzen, netvergoedingen, CO₂-prijzen, ondersteunende diensten en andere grondstoffen) is de economische haalbaarheid berekend voor verschillende valorisatietrajecten en voor een aantal verschillende configuraties, nu (2015) en in de toekomst (2050). Algemene informatie over de verschillende cases is samengevat in de volgende tabel:

Tabel 1: Overzicht van de berekende business cases

Case	Grootte elektrolyser	Typische applicatie	Referentie product
POWER-TO-INDUSTRY			
PtH₂ (groot): Power-to-Hydrogen (grootschalig)	100 MW	H ₂ als grondstof voor grootschalige industrie (Ammoniakproductie of raffinaderij)	H ₂ ter plaatse geproduceerd met SMR ¹ uit CH ₄ of H ₂ vanuit pijplijn.
PtH₂ (klein): Power-to-Hydrogen (kleinschalig)	1.2MW	H ₂ als grondstof in kleine of middelgrote industrie	H ₂ geleverd door vrachtwagens met tube trailers.
POWER-TO-GAS			
PtH₂ (blend) : Power-to-Gas (directe injectie)	15 MW	Directe injectie van waterstof in gasnet	Aardgas van gasnet.
PtCH₄ : Power-to-Gas (methanation)	15 MW	Transformatie van H ₂ in SNG en injectie in gasnet.	Aardgas van gasnet.
POWER-TO-MOBILITY			
PtFCEV (wagens): Waterstof-tankstation voor personenwagens	500 kW	Waterstof als brandstof voor FCEV (wagens)	Diesel
PtFCEV (bussen): Waterstof-tankstation voor bussen.	2.2 MW	Waterstof als brandstof voor FCEV (bussen)	Diesel
POWER-TO-FUELS			
PtCH₃OH (fuel): Power-to-Methanol (als brandstof)	50 MW	Gedeeltelijke vervanging van diesel met bio-methanol gemaakt van H ₂ en CO ₂ in een methanoliseringsproces.	Diesel
POWER-TO-POWER			
PtP (klein): Power-to-Power (kleinschalig)	500 kW	Waterstof-gebaseerde elektrische energie-opslag in middelgrote industrie met eigen hernieuwbare energieproductie (<i>prosumer</i>)	Elektriciteit van het net
PtP (groot): Power-to-Power (grootschalig)	400 MW	Waterstof-gebaseerde elektrische energie-opslag (bij nutsbedrijf)	Elektriciteit van het net

¹ SMR= Steam Methane Reforming

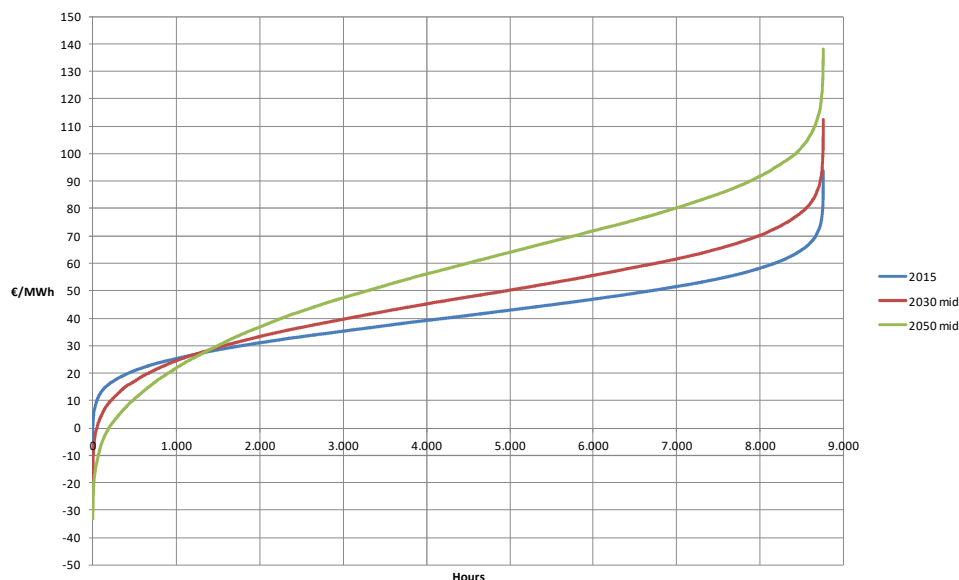
De gedetailleerde aannames voor de berekening van de verschillende business cases zijn te vinden in het volledige rapport www.power-to-gas.be/roadmap-study.

3. ELEKTRICITEITSPRIJS

Binnen de aannames die gebruikt zijn voor de berekeningen, zal nu eerst aandacht worden geschonken aan de verwachte duurcurve voor de elektriciteitsprijs voor 2030 en 2050. De duurcurve heeft namelijk een grote invloed op de resultaten.

Zoals te zien in figuur 2, verwachten we voor 2030 en 2050 meer uren met goedkope (zelfs negatieve) elektriciteitsprijzen maar ook meer uren met hogere prijzen. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat duurdere elektriciteit geproduceerd moet worden wanneer weinig hernieuwbare productie in het totale systeem beschikbaar is.

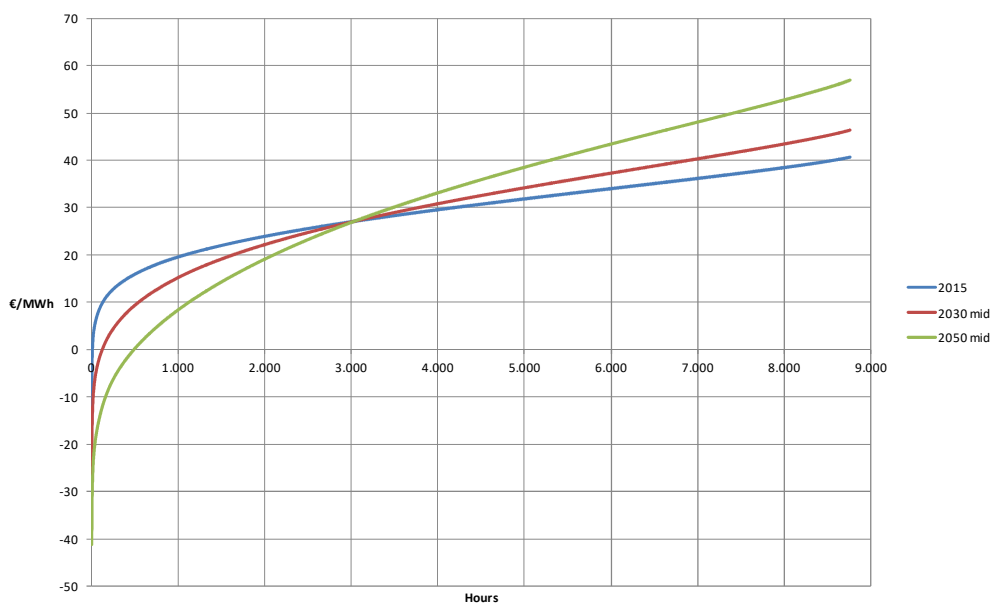
Figuur 2: Verwachte duurcurve voor de elektriciteitsprijs in België in 2030 en 2050, vergeleken met 2015 ²



Al bij al leiden deze aannames tot een hogere gemiddelde elektriciteitsprijs in 2030 en 2050, wanneer elektriciteit nodig is gedurende meer dan de 3000 goedkoopste uren van het jaar.

² Bron: eigen berekening

Figuur 3: Verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs duurcurve voor België in 2030 en 2050, vergeleken met 2015. Expected average power price duration curve for Belgium in 2030 and 2050 compared to 2015 ³

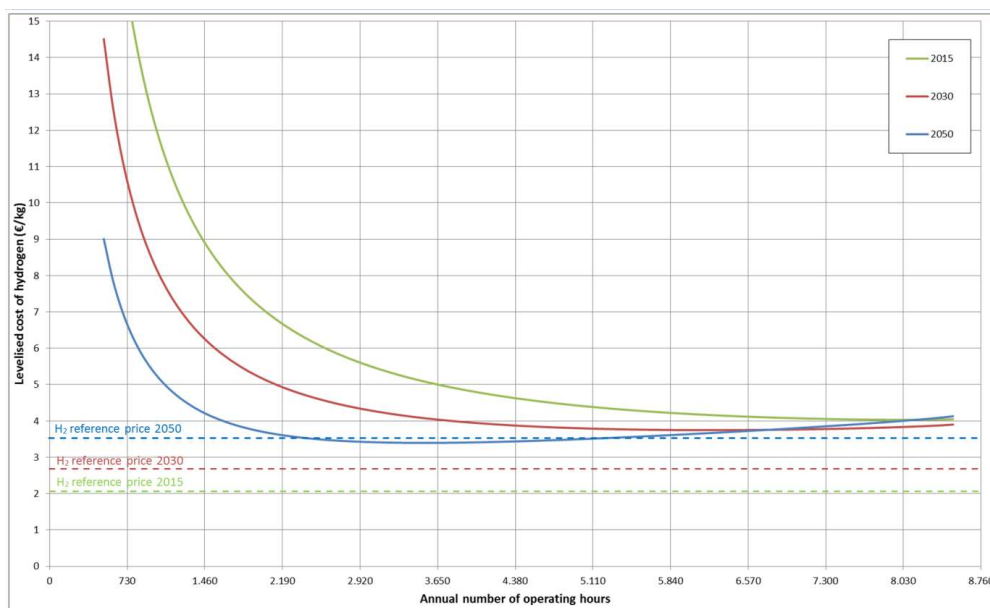


4. BELANGRIJKSTE RESULTATEN UIT DE ANALYSE

4.1. Power-to-Industry

De economische aspecten van een grootschalige elektrolyse (100 MW, ~43 ton H₂ per dag) zijn geanalyseerd en de “levelized cost (LCmax)” van de geproduceerde waterstof is berekend volgens het aantal bedrijfsuren per jaar (zie Figuur 4), in de veronderstelling dat de elektrolyseur enkel werkt tijdens de goedkoopste uren.

Figuur 4: Levelized cost” van waterstof (LCmax) vs. bedrijfsuren (Power-to-Industry grootschalig)

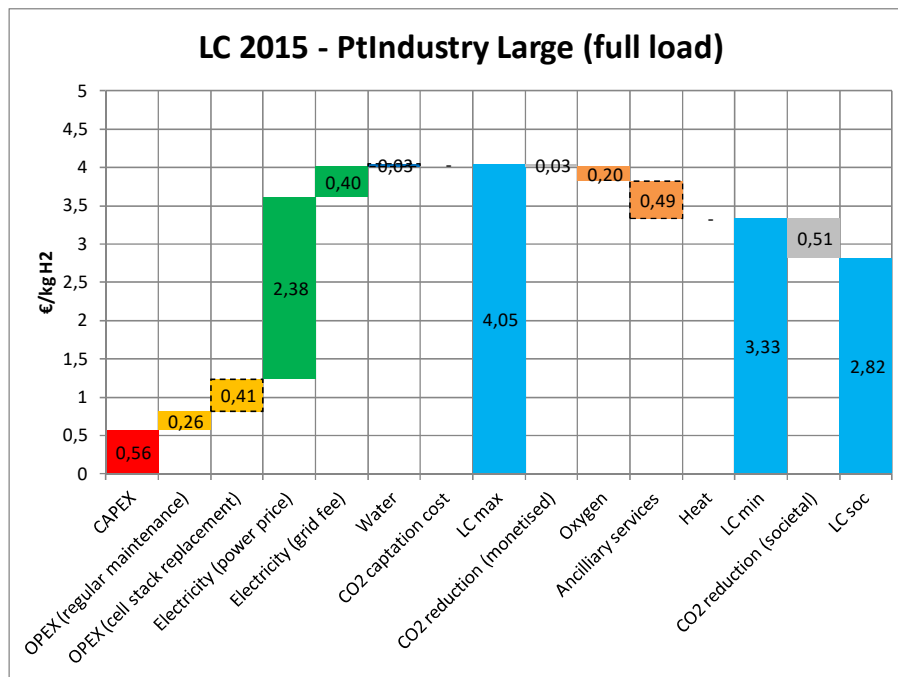


³ Bron: eigen berekening

Voor een installatie van deze orde grootte zijn de verwachte productiekosten voor waterstof vandaag in de orde van 4 tot 5 €/kg bij een bedrijfsduur boven 3500h. Uitgaande van de onderliggende toekomstige prijsaannames zoals eerder besproken, verwachten we dat op lange termijn de waterstofproductiekosten gaan dalen tot 3 à 4 €/kg,.

Kijkend naar de kostenopbouw van 1 kg waterstof (zie Figuur 5), zien we dat de elektriciteitsprijs (incl. transport/distributiekosten en netvergoedingen), meer dan 68% van de LCmax beslaat.

Figuur 5: Waterval-grafiek voor €/kg H₂ in 2015 (Power-to-Industry - grootschalig – voltijds bedrijf)

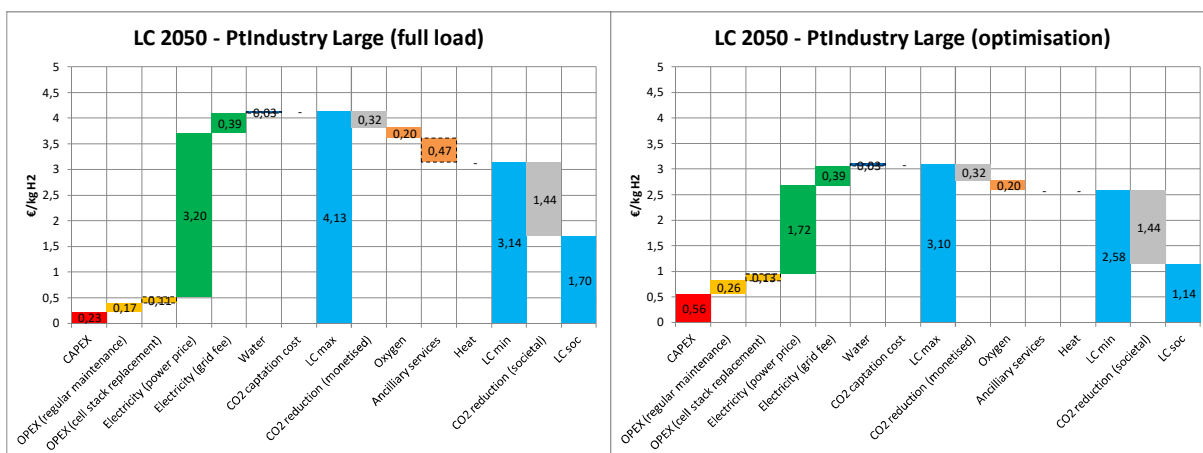


Waterval-grafieken geven de opbouw van de Levelized Cost (LC) van het eindproduct (waterstof, methaan...) weer als functie van de verschillende kostencomponenten. Naast de base-case “**LCmax**”, geldig voor alle situaties en inclusief de kapitaalkost, is er ook een “**LCmin**” weergegeven die extra opbrengsten in rekening brengt, zoals CO₂ opbrengsten via het EU ETS, valorisatie van opgewekte zuurstof en warmte. Ten slotte kan ook nog de vermeden maatschappelijke kost van CO₂ emissies worden meegeteld, hetgeen leidt tot een “**LCsoc**” parameter. Deze grafieken tonen aan in welke mate kosten en opbrengsten bijdragen aan de LC en geven zo ook een indicatie van de gevoeligheid van de verschillende parameters.

Door het optreden van een optimum van de elektriciteitsprijs als functie van het aantal bedrijfsuren (zie Figuur 4), wordt verwacht dat de kostopbouw van de waterstof, geproduceerd in de Power-to-Industry case, lichtjes zal veranderen op middellange en lange termijn.

Dit is ook zichtbaar in Figuur 6 waar de bijdrage van de elektriciteitskost in de LC is vergeleken bij voltijds bedrijf (77% van de LCmax) en bij het optimum aantal uren (68% van de LCmax). Bij een lager aantal bedrijfsuren, worden vaste kosten (CAPEX) vanzelfsprekend belangrijker in LCmax.

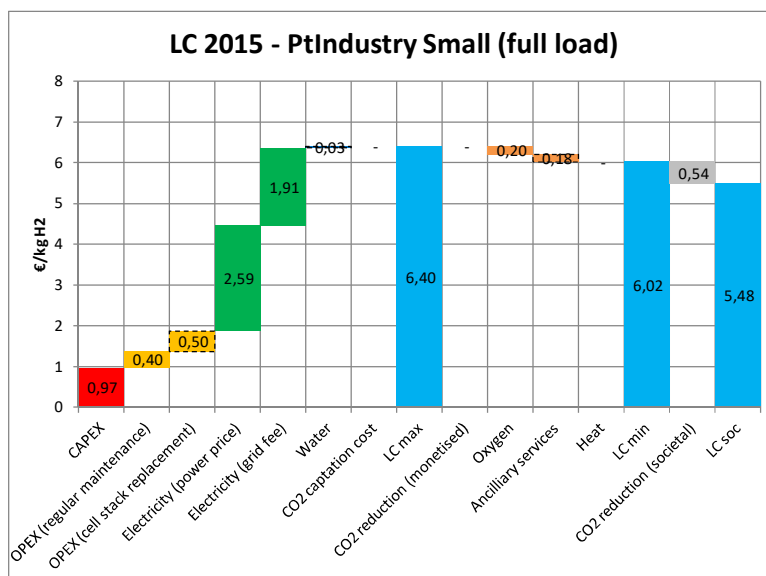
Figuur 6: Power-to-Industry (grootschalig) - Watervalgrafiek in 2050 bij voltijds bedrijf (links) en bij optimaal aantal bedrijfsuren (rechts)



Om de competitiviteit van waterstof geproduceerd met elektrolyse te beoordelen, moeten we die vergelijken met waterstof gegenereerd door grootschalige SMR (Steam Methane Reforming) en de verwachte prijsevolutie daarvan. De prijs van waterstof uit SMR is vandaag in de orde van 2-3 €/kg. Voorspellingen (zie volledig rapport, met inbegrip van stijgende CO₂ emissie vergoedingen en stijging in aardgasprijs), geven aan dat die prijs kan stijgen tot 3-4 €/kg in 2030-2050, hetgeen betekent dat **als de elektrolyse kan gebeuren gedurende de uren met de goedkoopste elektriciteit, grootschalige elektrolyse in de toekomst goedkopere waterstof zou kunnen opleveren dan on-site SMR (of waterstof geleverd via pijplijn).**

Met dezelfde methodologie hebben we de competitiviteit geanalyseerd van waterstof bij kleinschalige lokale productie met elektrolyse (1,2 MW, ~0,5 ton per dag), hetgeen een LCmax oplevert in de orde van 6 €/kg, wat dezelfde orde grootte is als de huidige prijs van waterstof dat geleverd wordt door vrachtwagens met tubetrailers van een centrale SMR unit (Esprit Associates, August 2014).

Figuur 7: Watervalgrafiek 2015 (Power-to-Industry - kleinschalig – voltijds bedrijf)

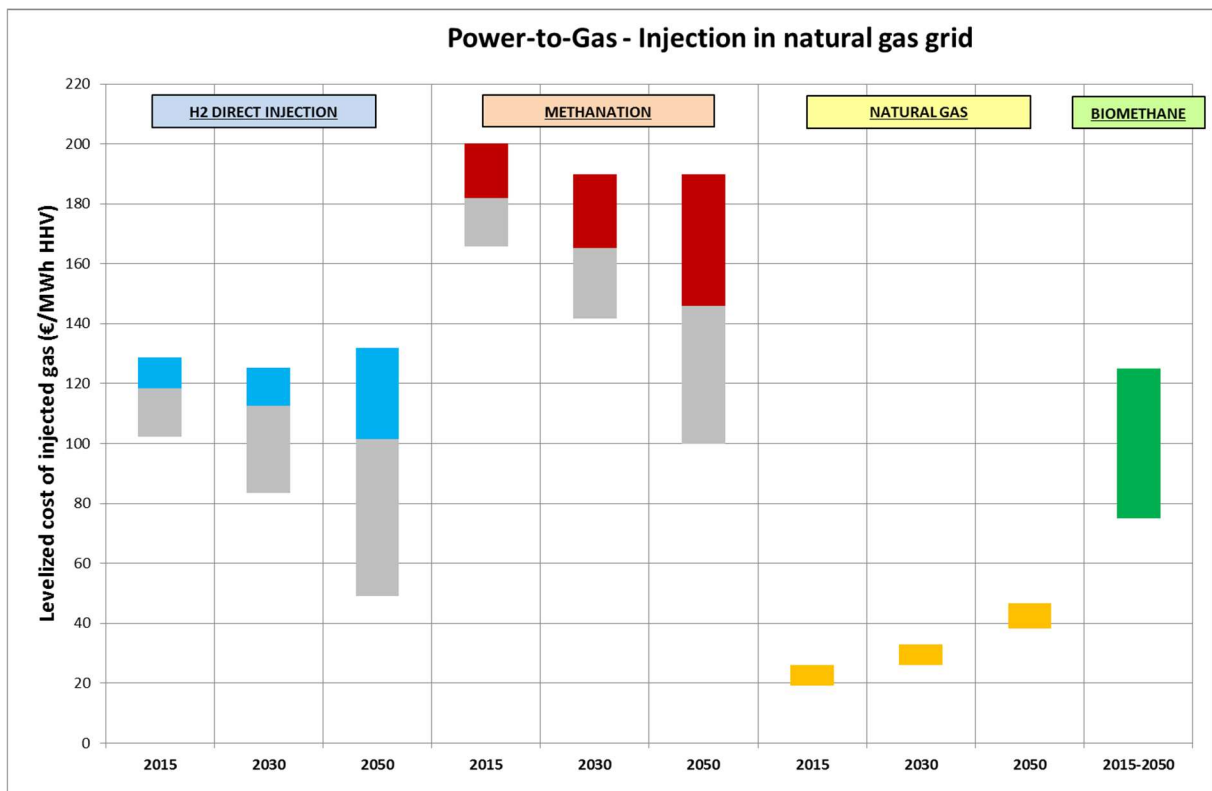


Afhankelijk van de actuele prijs van waterstof voor een kleine industriële waterstofgebruiker (bepaald door leverafstand en gevraagde waterstofvolume), kan plaatselijke productie van waterstof m.b.v. elektrolyse nu al competitief zijn met waterstof geleverd door vrachtwagens met tube trailers vanuit een centrale SMR unit.

4.2. Power-to-Gas

Voor de Power-to-Gas toepassing hebben we een 15MW elektrolyser verondersteld die ofwel puur waterstof of synthetisch methaan (na een methanatiestap) injecteert in het aardgasnet.

Figuur 8: Levelized cost (€/MWh) van Power-to-Gas: directe injectie en methanatie in 2015, 2030 and 2050 ⁴



Verwacht wordt dat voor dergelijke systemen dat Power-to-Gas opties duurder zullen blijven dan aardgas. Echter, als we alle beschikbare opties beschouwen voor transport/distributie van “groen” gas in de toekomst, dan is er momenteel enkel de biomethaan optie die ook nog gelimiteerd is omwille van de beschikbaarheid van biomassa.

Directe injectie van waterstof in gasnetten (~125 €/MWh) is al competitief vandaag met sommige bestaande feed-in-tarieven voor biomethaan in Frankrijk of Duitsland (75-125 €/MWh)⁵. Als Power-to-Gas projecten gebruik zouden kunnen maken van vergelijkbare feed-in tarieven in België,

⁴ De top van de gekleurde balk stelt de LCmax voor bij voltijds bedrijf; de onderzijde van de balk stelt LCmin voor met optimaal aantal bedrijfsuren en de onderzijde van de grijze balk stelt LCsoc voor (weer met optimaal aantal uren). Voor biomethaan, komt de onderzijde van de gekleurde balk overeen met het lage scenario (75 €/MWh HHV) en de top met het hoge scenario (125 €/MWh HHV).

⁵ Er is vandaag geen feed-in tarief voor biomethaan injectie in het aardgasnet in België.

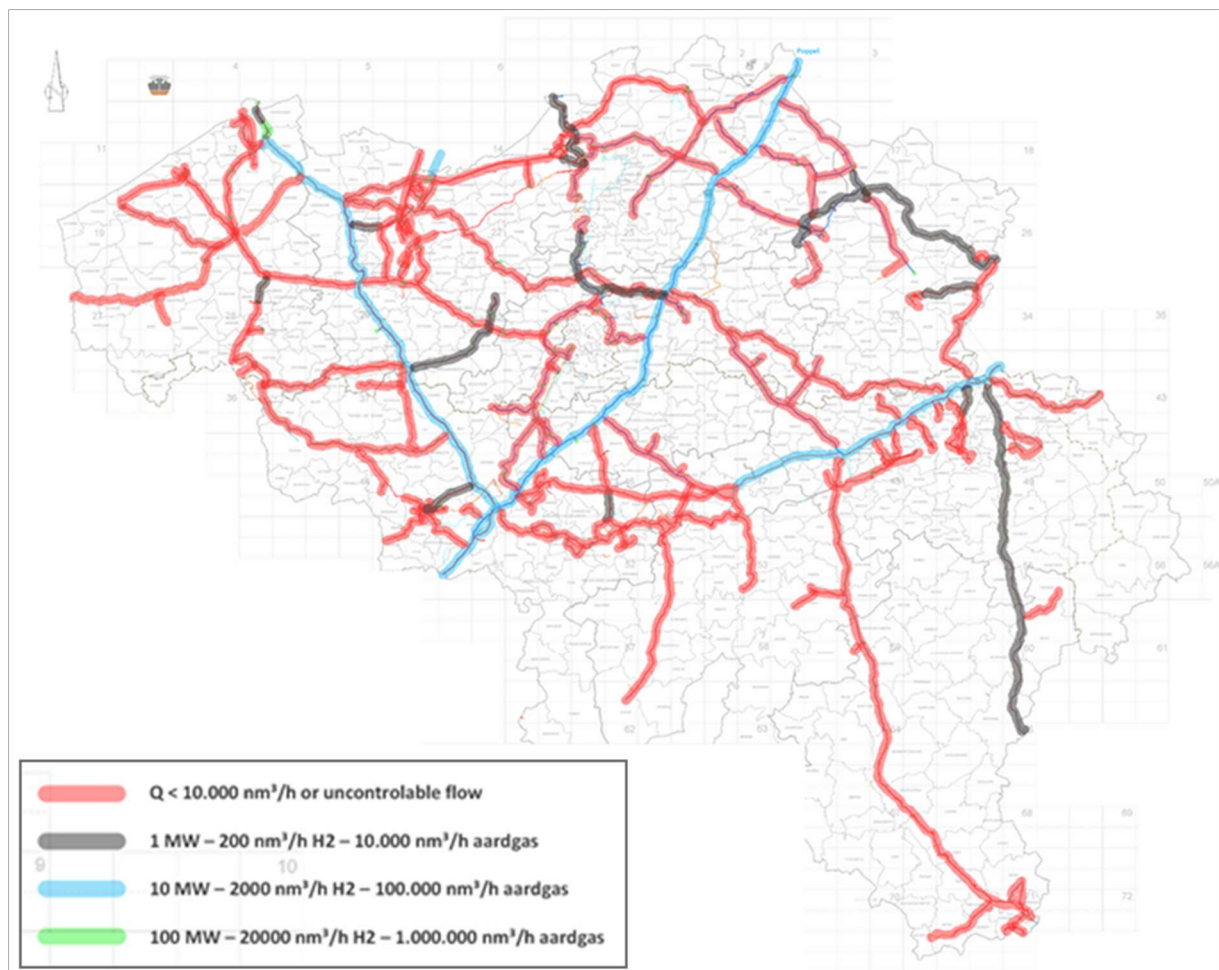
zou dit al een goede basis kunnen zijn voor een business case voor directe injectie van waterstof in het gasnet.

Als we waterstof (H₂) willen omzetten in synthetisch methaan (CH₄), door toevoeging van koolstofdioxide (CO₂), zijn er bijkomende kosten en efficiëntieverlies waardoor de kostprijs stijgt tot 150-200 €/MWh, hetgeen moeilijk te verantwoorden is vandaag. Anderzijds, als we in de toekomst het gas in onze gasnetten volledig willen decarboniseren, is dit zeker een optie, mede gezien de beperking van bestaande gasnetten om zuiver waterstof op te nemen (Altfeld & Pinchbeck).

Een studie i.v.m. de toegelaten waterstofconcentratie in aardgassystemen toonde aan dat zelfs als een percentage tot 10% vol mogelijk is in sommige delen van het systeem, er toch nog problemen kunnen optreden in andere belangrijke onderdelen. Daarom kan een 10% volume concentratie niet zomaar algemeen toegepast worden en moet elk geval apart bekeken worden. Niet enkel transport en distributie van het gas moet in beschouwing worden genomen maar ook de infrastructuur verder in de keten die het gas verbruikt als brandstof (gas turbines..) of ermee in contact komt. In het bijzonder de ondergrondse opslag van aardgas in poreuze rotsholten en de UN ECE R110 specificatie voor stalen opslagtanks in aardgasvoertuigen zijn twee redenen waarom men een veilige limiet van concentraties beperkt tot 2% vol aanhoudt. Daarom neemt men in België algemeen aan dat 2% vol de maximaal toegelaten concentratie is in gasnetten.

Fluxys heeft het potentieel van directe injectie van waterstof in het Belgische aardgasnet geanalyseerd, gebaseerd op deze 2%vol beperking (zie Figuur 9). Daarbij is één locatie geïdentificeerd op het transportnetwerk dichtbij Zeebrugge waar mogelijk een 100MW Power-to-Gas project zou kunnen geïnstalleerd worden, verschillende locaties met een potentieel voor 10MW injectie en een dozijn locaties met een potentieel voor 1MW. De mogelijkheden voor Power-to-Gas zouden natuurlijk nog toenemen indien een hogere concentratie waterstof zou zijn toegelaten in de gasnetten.

Figuur 9: Potentieel voor directe waterstofinjectie in de Belgische gas-transportinfrastructuur ⁶

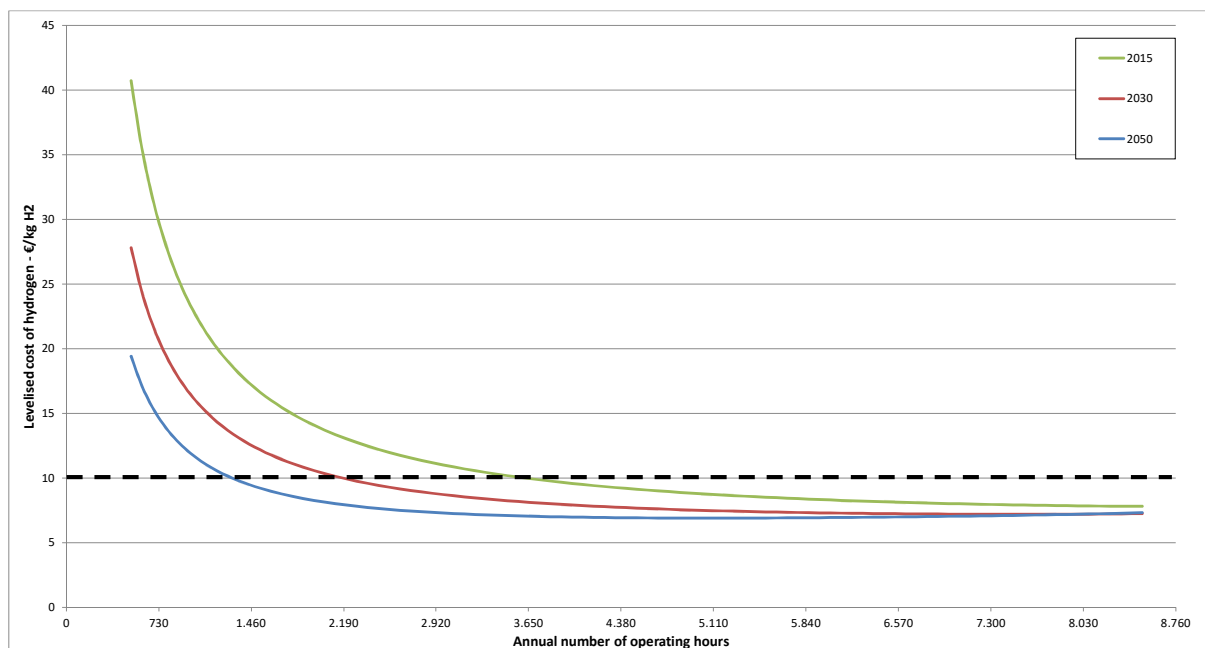


4.3. Power-to-Mobility en Power-to-Fuel

Voor de Power-to-Mobility cases hebben we de case geanalyseerd van een waterstoftankstation dat dagelijks een vloot van 25 bussen van brandstof voorziet (2.2 MW elektrolyser, 900 kg/dag, 450 bar). Met dezelfde methode als voorheen, berekenen we voor het station een LCmax van minder dan 10€/kg (de huidige standaard prijs), als de benutting van het tankstation (en de elektrolyseur) meer dan 25% is. Als de benutting lager is, zien we een drastische stijging van LCmax.

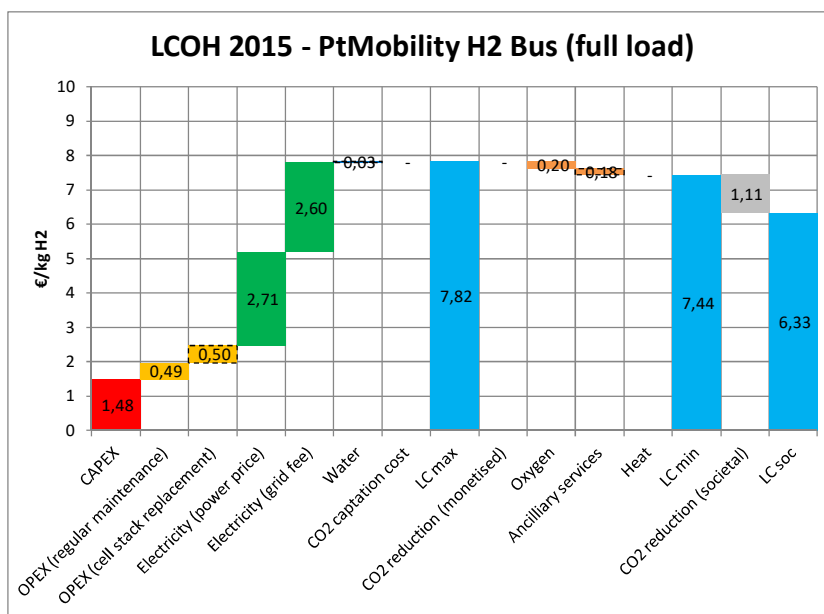
⁶ bron: Fluxys Belgium, indicatieve informatie gebaseerd op een 2%vol H₂ beperking

Figuur 10: Levelized cost van waterstof (LCmax) vs. bedrijfsduur (tankstation voor bussen)



In de watervalgrafiek zien we een significante bijdrage van de netvergoedingen in de LCmax, namelijk 2.60 €/kg in dit specifiek voorbeeld. Als we deze netbijdragen zouden kunnen vermijden, komen we op een LCmax van 5.5 €/kg.

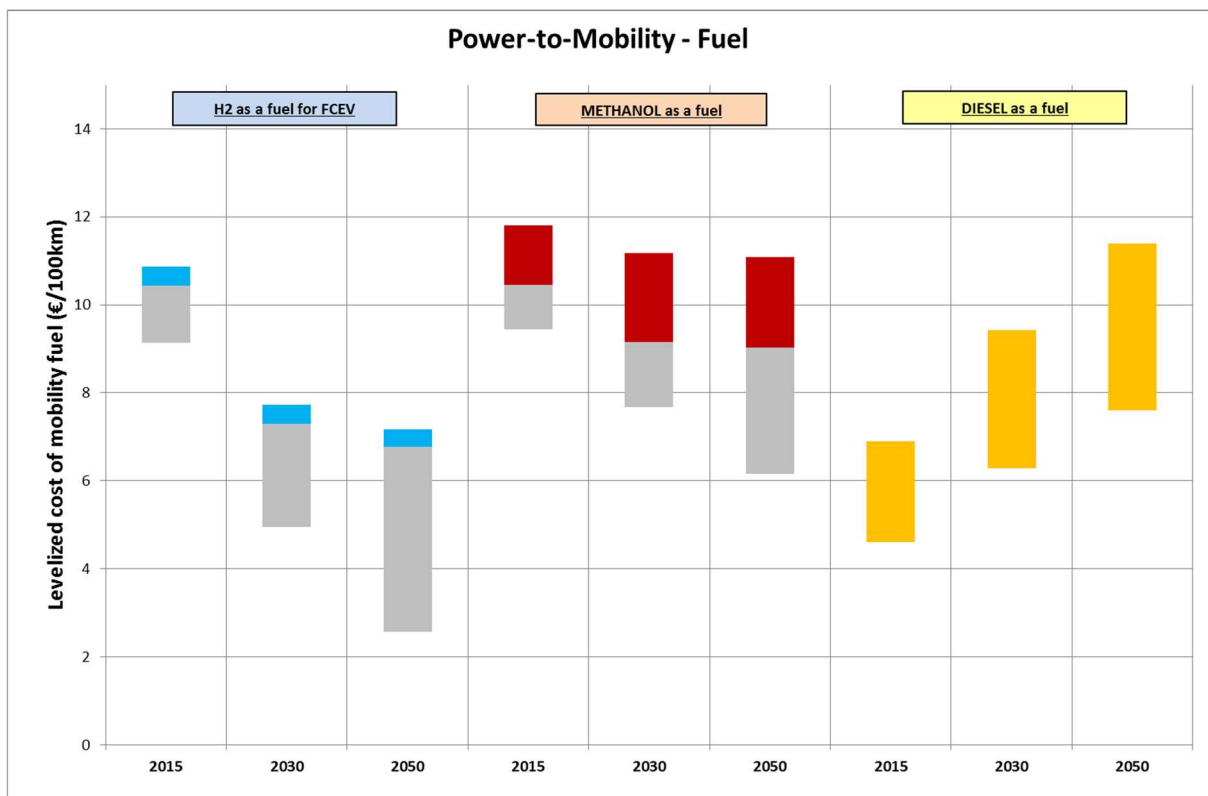
Figuur 11: Watervalgrafiek -2015 -waterstoftankstation voor bussen (voltijds bedrijf)



Een vergelijkbare case is geanalyseerd voor een kleiner tankstation voor personenwagens, hetgeen leidt tot resultaten in dezelfde orde.

Wanneer we uitgaan van een algemene verbetering van de waterstofconsumptie van FCEV's en van een kostendaling van waterstofproductie in een tankstation, verwachten we dat het directe gebruik van waterstof in FCEV voordeliger wordt dan diesel op middellange termijn (2030) (zie Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.).

Figuur 12: Brandstofkost-vergelijking per 100km voor FCEV, methanol- en dieselwagens tot 2050



Voor de **Power-to-Fuel** toepassing is enkel de gedeeltelijke vervanging van diesel door bio-methanol, geproduceerd uit de combinatie van electrolytisch waterstof en koolstofdioxide in een methanolisatie-proces bekeken. In deze case is een grootschalig Power-to-Methanol project in beschouwing genomen. De methanol zou worden gemengd met Diesel. We verwachten dat methanol al competitief wordt met Diesel rond 2030.

4.4. Power-to-Power

Voor de Power-to-Power toepassingen zijn een kleinschalig en een grootschalig waterstof-opslagsysteem bekeken, bestaande uit een elektrolyseur, waterstofopslag en een brandstofcel om de waterstof weer om te zetten in elektriciteit. Binnen de tijdshorizon waarin gekeken is, verwachten we dat deze applicatie steeds duurder zal zijn dan de alternatieven (hoofdzakelijk batterijen).

Niettegenstaande verwachten we dat er enkele specifieke applicaties zullen zijn waarin lange termijn energie-opslag en hoge betrouwbaarheid nodig zijn, bv. in afgelegen gebieden, waarvoor de business case toch winstgevend kan worden. Deze hebben we echter niet doorgerekend omdat ze voor België niet echt relevant zijn. Het is wel belangrijk deze technologie te ontwikkelen voor export doeleinden.

4.5. Algemene opmerkingen en vergelijking van de cases

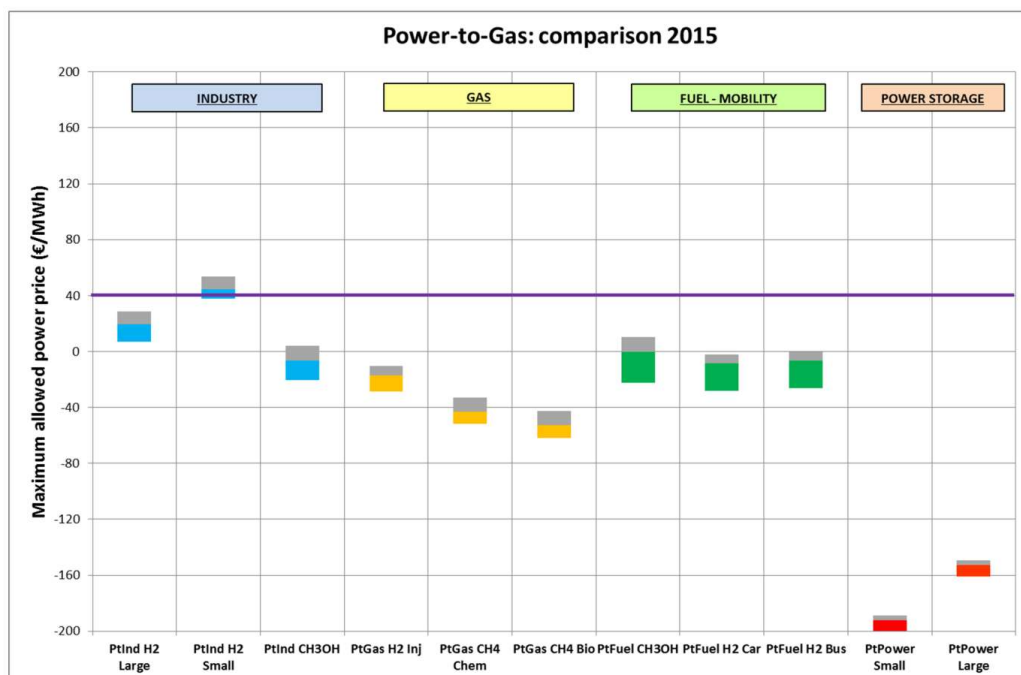
Alle berekende resultaten voor 2030 en 2050 zijn afhankelijk van de juistheid van de aannames gebruikt in de berekeningen, en moeten daarom beschouwd worden als indicatieve getallen. Vermits elektriciteitsprijs, bedrijfstijd en initiële investeringen geïdentificeerd zijn als de belangrijkste kost-drivers in de meeste cases, zijn de berekende resultaten enkel geldig indien de voorspelde waarden blijken uit te komen in 2030-2050. De evolutie van de elektriciteitsprijs is de meest gevoelige parameter en we hebben verondersteld dat er geen dramatische veranderingen zullen optreden in

de elektriciteitsmarkt (prijzen, structuur van netvergoedingen, geïnstalleerde opslagcapaciteit, prijs duurcurves). Natuurlijk zullen regelgevende aspecten en marktontwikkeling of waterstoftechnologie een significante invloed hebben op deze resultaten. Wanneer er wel fundamentele veranderingen in de kosten/technologieën/vergoedingen in de elektriciteitsmarkt zullen optreden, zullen updates van de business-cases nodig zijn om de haalbaarheid van de Power-to-Gas concepten te herbekijken.

Een interessante manier om de economische haalbaarheid van de verschillende valorisatietrajecten te vergelijken, is te berekenen welke elektriciteitsprijs nodig is om de “levelized cost” van het eindproduct op gelijke hoogte te brengen met de verwachte waarde van datzelfde eindproduct. Omdat alle valorisatiepaden elektriciteit als “basisproduct” gebruiken (elektrolyse), is dit een goed vergelijkingspunt. De vereiste elektriciteitsprijs is berekend voor continu bedrijf (97% beschikbaarheid); de prijs die gebruikt wordt in de vergelijking is de basisprijs voor de elektriciteit, uitgezonderd de netvergoedingen, taxen en heffingen.

De resultaten van deze vergelijking zijn afgebeeld in Figuur 13. De onderkant van de gekleurde balken staat voor de maximale toegelaten elektriciteitsprijs voor de “base case”, berekend zonder inkomsten van zuurstof productie, warmterecuperatie, ondersteunende diensten en CO₂ emissiekortingen. De bovenkant van de gekleurde balk staat voor de maximale toegelaten elektriciteitsprijs als alle bovengenoemde inkomsten wel zijn meegenomen. De top van de grijze balk staat voor de maximale toegelaten elektriciteitsprijs als het vermijden van alle maatschappelijke kosten van CO₂-emissie ten gelde zouden kunnen worden gemaakt. Tenslotte is er nog de paarse lijn, die de huidige netto elektriciteitsprijs voorstelt (zonder netvergoedingen, taxen en heffingen).

Figuur 13: Vergelijking van de Power-to-Gas business cases - Maximale toegelaten elektriciteitsprijs voor winstgevende case in 2015, vergeleken met gemiddelde elektriciteitsprijs in 2015.

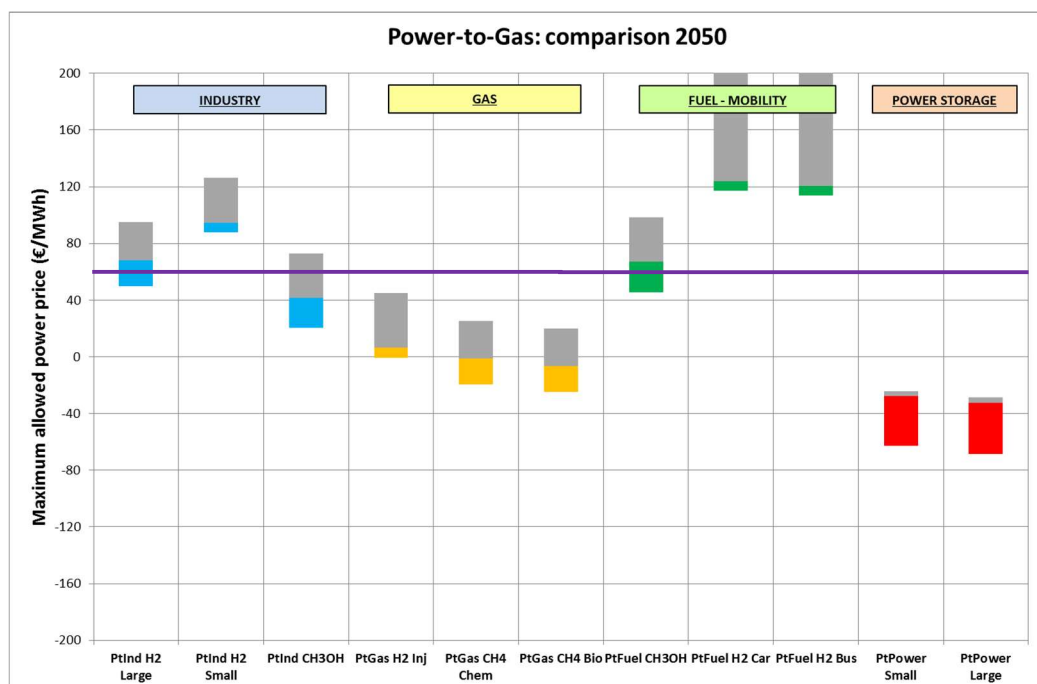


Voor 2015 is het enkel de case van de kleinschalige industriële gebruiker waarbij de maximale toegelaten elektriciteitsprijs de huidige prijs benadert. In sommige gevallen, waarbij de bijkomende opbrengsten van zuurstofproductie en ondersteunende diensten en de vermeden maatschappelijke

kost van CO₂-emissie (volledig of gedeeltelijk) in rekening kunnen worden gebracht, is de maximale toegelaten elektriciteitsprijs zelfs hoger dan de huidige basisprijs. De kleinschalige industrie-case kan dus al vanaf 2015 een haalbare case worden, tenminste als enkele bijkomende inkomsten kunnen meegerekend worden. Andere Power-to-Industry trajecten en sommige Power-to-Mobility trajecten hebben een positieve maximale toegelaten elektriciteitsprijs, in tegenstelling tot de elektriciteitsopslag-case (Power-to-Power) maar ook de injectie van waterstof of methaan in het gasnet (Power-to-Gas) waarvoor een negatieve elektriciteitsprijs nodig is om de case winstgevend te maken.

Zoals duidelijk te zien is in Figuur 15 voor 2050, is de verwachte basisprijs voor elektriciteit lager dan de maximale toegelaten elektriciteitsprijs voor de kleinschalige industrie-case en beide mobiliteitscases voor personenwagens (waterstof en methanol als brandstof), en in de meeste gevallen ook de grootschalige industrie-case (als sommige extra inkomsten kunnen worden gegeneerd). De case van de industriële methanol en mobiliteit voor bussen vereisen dat ook de vermeden maatschappelijke kosten van CO₂ emissie in rekening kunnen worden gebracht, terwijl alle Power-to-Gas trajecten, en zeker de case van de elektriciteitsopslag, nog steeds een maximale toegelaten elektriciteitsprijs ver beneden de verwachte marktprijs zullen vergen (zelfs beneden 0 €/MWh voor methanatie en power opslag).

Figuur 14: Vergelijking van de Power-to-Gas business cases - Maximale toegelaten elektriciteitsprijs voor winstgevende case in 2050, vergeleken met verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs in 2050.



4.6. Belangrijkste conclusies van de economische haalbaarheidsstudie

De volgende algemene conclusies gelden voor de verschillende valorisatietrajecten voor Power-to-Gas:

Power-to-Mobility:

Mobiliteit blijkt economisch gezien de meest veelbelovende applicatie voor het gebruik van hernieuwbare waterstof. Bovendien is er een politiek momentum in Europa en Vlaanderen voor dit onderwerp. De uitrol van waterstof-tankstations wordt stilaan opgeschaald naar grotere aantallen (vooral in Japan en Californië), maar is momenteel nog uitdagend vanuit economisch oogpunt. Daarom zijn subsidies en andere stimulansen nodig. Daarnaast is het essentieel om de ontwikkeling van de tankstations te koppelen aan de ontwikkeling van FCEV voertuigen (voor alle segmenten), om zo voldoende vraag voor waterstof aan redelijke prijzen te genereren.

Power-to-Industry:

Voor kleinschalige applicaties waarbij waterstof wordt aangeleverd door tube trailers, is het ter plaatse maken van groen waterstof m.b.v. elektrolyse in bepaalde gevallen vandaag al competitief. Wanneer gebruik kan worden gemaakt van de laagste elektriciteitsprijzen, verwachten we dat voor grootschalige applicaties het na 2030 mogelijk wordt om goedkoper waterstof te produceren uit elektrolyse dan uit Steam Methane Reforming (SMR),.

Power-to-Fuel

Power-to-Methanol, met methanol als een gedeeltelijke vervanging van diesel, kan vanaf 2030 een interessante optie worden en moet verder onderzocht worden.

Power-to-Power

Indien opslag gedurende enkele uren of dagen wordt beoogd, wordt verwacht dat energie-opslag in de vorm van waterstof minder aantrekkelijk zal blijven dan andere opslagtechnologieën (Electrical Energy Storage -EES) zoals batterijen. Dit heeft te maken met de relatief hogere kost en lagere totale efficiëntie.

Waterstof is wel een heel aantrekkelijke optie wanneer de elektrische energie moet worden opgeslagen gedurende langere periodes (weken, maanden) of bij grotere energiehoeveelheden.

In alle gevallen biedt elektrolyse een mogelijkheid om bij een verdere toename van hernieuwbare energie het elektriciteitsnet te balanceren, hetgeen verder zou kunnen worden gevaloriseerd in de toekomstige energiemarkt waarin net-balancing belangrijker wordt.

Power-to-Gas:

Het technisch potentieel van Power-to-Gas (directe injectie van waterstof of injectie van synthetisch methaan) in België is significant. Op korte termijn lijkt directe injectie van waterstof in het aardgasnet (tot 2% in volume) de meest beloftevolle optie, die in 2015 al bijna en vanaf 2030 volledig competitief is met biomethaan. De methanatie-optie waarbij waterstof uit elektrolyse met CO₂ wordt gecombineerd, leidt tot een veel hogere kostenstructuur maar heeft het voordeel dat de huidige gasnetten beter benut kunnen worden zonder beperking op de maximaal toegelaten

waterstofconcentratie. Transport van waterstof of synthetisch methaan over het aardgasnet kan een mogelijk alternatief zijn voor elektriciteitstransport over hoogspanningslijnen.

5. MAATSCHAPPELIJKE IMPACT

Binnen deze roadmap studie voor Vlaanderen is geen gedetailleerde kwantitatieve studie uitgevoerd van de maatschappelijke impact van Power-to-Gas.

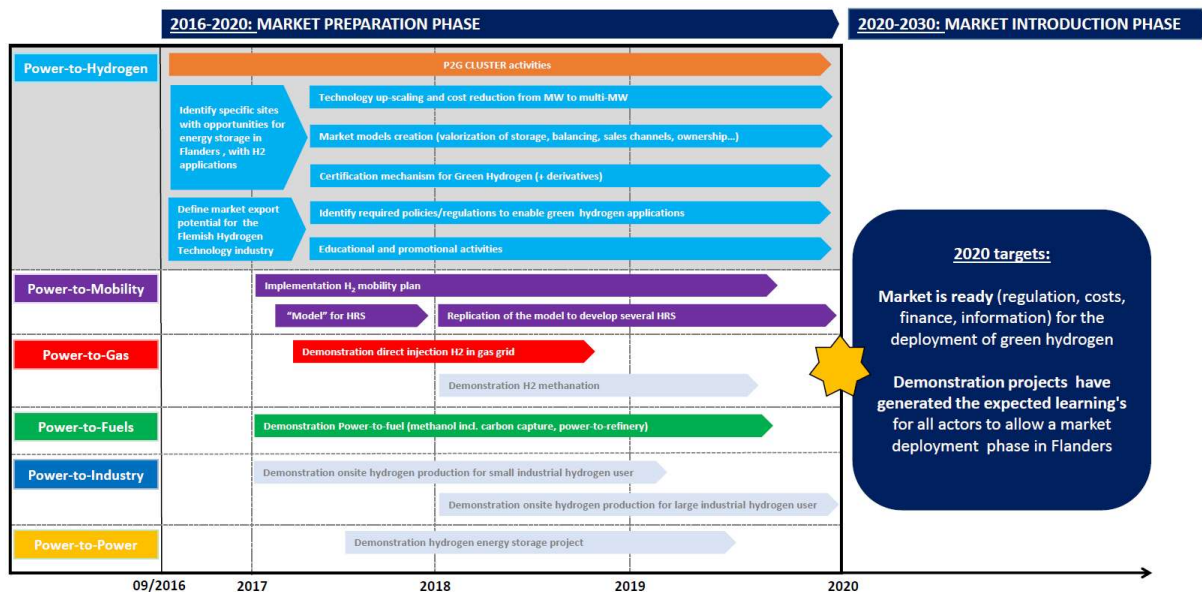
Echter, de maatschappelijke voordelen van de ontwikkeling van Power-to-Gas/waterstof in Vlaanderen zijn talrijk, zijnde o.a.:

- Verbeterde leveringszekerheid van energie in België, door maximaal gebruik van hernieuwbare elektriciteit in de verschillende energiesectoren (electriciteit, gas, mobiliteit, brandstof en industrie).
- Verbeterde luchtkwaliteit: geen CO₂, NO_x en fijn stof emissies bij toepassing in mobiliteit.
- Bestrijding van klimaatverandering: reductie van uitstoot van broeikasgassen.
- Bijkomende bronnen voor netflexibiliteit: elektrolyseurs die diensten voor netbalancing kunnen leveren
- Technologisch leiderschap van Vlaamse bedrijven die actief zijn in Power-to-Gas/waterstof in Vlaanderen.
- Job-creatie en toename van economische activiteit in Vlaanderen.

6. IMPLEMENTATIEPLAN: DE ROADMAP TOT 2030

Fout! Verwijzingsbron niet gevonden. toont de algemene tijdslijn met de verschillende acties voor de verschillende valorisatietrajecten voor waterstof in Vlaanderen.

Figuur 15: Power-to-Gas Roadmap voor Vlaanderen tot 2030



De belangrijkste korte termijn actie die volgt uit de roadmap is de oprichting van een **Power-to-Gas Cluster**, die het instrument zal worden voor de implementatie van de roadmap. Deze actie is met

succes opgestart, gezien het feit dat *Agentschap Innoveren en Ondernemen (VLAIO)* op 14 juli 2016 de Power-to-Gas cluster heeft bevestigd als een van de “innovatieve bedrijfsnetwerken”.

Aangezien **Power-to-Mobility** geïdentificeerd is als een van de meest aantrekkelijke applicaties voor Power-to-Gas/waterstof op middellange en lange termijn, is onze aanbeveling zo snel mogelijk te starten met de opmaak van een passend regelgevend kader (incl. markt-ondersteuningsmechanisme) voor voertuigen (FCEV) en waterstoftankstations (HRS⁷). Tegelijkertijd moet de ontwikkeling van de 20 HRS die voorzien zijn in Vlaanderen tegen 2020 duidelijk voorbereid worden; de business case moet zorgvuldig uitgewerkt worden zodat kan bepaald worden welke mate van overheidssteun deze stations nodig hebben en voldoende gebruikers van FCEV (wagens, bussen, vrachtwagens of andere logistieke voertuigen) moeten gezocht worden.

Deze marktvoorbereidingsfase (2015-2020) moet resulteren in de creatie van een netwerk van 20 HRS in Vlaanderen met een vloot van ongeveer 1000 FCEV en 50 bussen die op waterstof rijden. Dit moet verder leiden tot een vroege marktintroductiefase (2020-2025) van nieuwe FCEV die de vraag naar waterstof in de bestaande HRS verhoogt, zodat de winstgevendheid ervan kan verbeteren en de vraag naar extra HRS zal toenemen. Tegen 2025 moet de markt in Vlaanderen klaar zijn voor een volledige marktintroductie met een voldoende dicht HRS-netwerk, een breed aanbod aan FCEV door auto/bus OEM's en een competitieve positie van FCEV in vergelijking met andere “clean mobility” alternatieven.

Voor **Power-to-Gas** raden we aan de acties van de cluster toe te spitsen op de realisatie van een Power-to-Gas (directe injectie) demonstratieproject. Dit project zou moeten gestart worden in 2017 met een consortium van een aantal relevante bedrijven en operationeel zijn in 2019. Dit consortium moet leiden tot creatie van het noodzakelijke wettelijke kader toepasselijk op een dergelijk project, meer bepaald de mogelijkheid om ten minste 2%_{vol} waterstof in het gasnet te kunnen injecteren en de mogelijkheid om feed-in tarieven te kunnen toekennen, vergelijkbaar met wat wordt toegepast voor biomethaan in enkele buurlanden. Vermits we methanatie zien als een middellange tot lange termijnoplossing, zou een demonstratieproject rond de productie van methaan later kunnen opgestart worden. Tegelijkertijd kan een duidelijke politieke en strategische visie (met duidelijke targets) i.v.m. decarbonisatie - en specifiek rond injectie en transport van ‘groene’ gassen in bestaande gasnetten - opgebouwd worden met de relevante overheden en industriepartners.

Voor **Power-to-Industry**, suggereren we te zoeken naar een geschikt demonstratieproject met een consortium van Vlaamse bedrijven. Dit project moet gelden als referentie om de economische aspecten van een dergelijk project te valideren en zal helpen om het wetgevend kader te identificeren dat nodig is om de waterstofproductie en -consumptie op langere termijn te decarboniseren.

Voor de **Power-to-Fuel** toepassingen, is de aanbeveling onze acties toe te spitsen op het gebruik van groene waterstof uit elektrolyse in raffinaderijen als gedeeltelijke vervanging van fossiel waterstof. In dit kader zou een consortium kunnen opgericht worden rond een specifiek project in de haven van Antwerpen en moet er in de eerste plaats gekeken worden hoe de betreffende regelgeving in België

⁷ HRS= Hydrogen Refuelling Station

wordt uitgewerkt (vooral vertaling van Europese regelgeving zoals FQD en RED⁸). Tegelijkertijd zou een Power-to-Methanol project moeten uitgewerkt worden.

Tussen 2025 en 2030 zouden al de opgesomde acties moeten leiden tot de creatie van een regelgevend kader in ons energiesysteem, zodanig dat Power-to-Gas/waterstof een significante rol kan spelen in het verbinden van de elektriciteitssector -die steeds meer steunt op hernieuwbare bronnen- met de mobiliteits-, gas- en industriële sectoren. Tegen 2030 zou Vlaanderen moeten klaar zijn om een model uit te rollen waarbij waterstof een energievector is die even belangrijk is als elektriciteit.

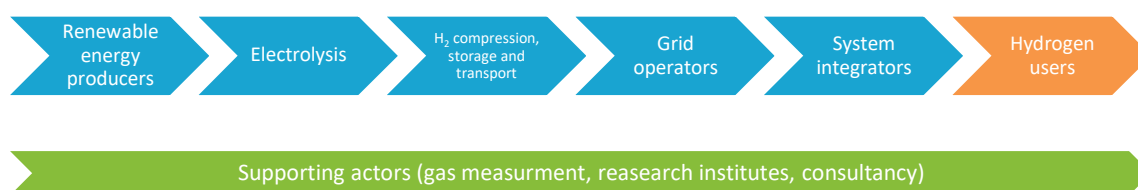
⁸ Fuel Quality Directive en Renewable Energy Directive

7. SAMEN STERK IN EEN POWER-TO-GAS CLUSTER

Om de implementatie van de roadmap te realiseren en de follow-up activiteiten te organiseren, is er nood aan een organisatie die de relevante bedrijven samenbrengt en de acties coördineert.

Daarom is er in 2016 op initiatief van WaterstofNet een Power-to-Gas cluster gevormd met een groep van 20 bedrijven die actief zijn op verschillende niveaus van de waardeketen: van energieproductie (wind, zon), over waterstoftechnologie (elektrolyse, compressoren), transport en distributie, tot eindgebruikers (transport, chemie).

Figuur 16: Voorstelling van de Power-to-Gas waardeketen



Gezien de enorme diversiteit van bedrijven in de cluster, is de toegevoegde waarde van de cluster als een organisatie die kennisuitwisseling faciliteert heel groot. De meeste partners hebben hun expertise enkel in een klein stukje van de keten, zodat samenwerking met andere bedrijven absoluut noodzakelijk is om een sterkere positie in de wereldwijde Power-to-Gas-markt te verwerven.

Tabel 2: Power-to-Gas clusterleden

Hernieuwbare energie producenten	Electrolyse	Waterstof compressie, opslag en transport	Net-operatoren	Systeem-integratoren	Waterstofgebruikers
Aspiravi Polders Inv.Fonds NPG Energy/Enevos Terranova Solar Colruyt/Eoly	Hydrogenics Umicore	Atlas Copco Air Liquide	Eandis Fluxys Belgium	Deme Van Wingen Port of Antwerp	Hyundai Belux Toyota Motor Europe VDL PitPoint E-Trucks Colruyt Group Shipit

Ondertussen zijn in Vlaanderen al enkele bijkomende spelers en mogelijke nieuwe clusterleden geïdentificeerd. Deze zullen in de nabije toekomst worden benaderd door de cluster.

Deze studie zal dienen als een basisdocument voor de clusterwerking en we verwachten dat de roadmap regelmatig zal geactualiseerd worden in lijn met nieuwe ontwikkelingen.

8. SLOTBEMERKINGEN

Uit deze studie blijkt duidelijk dat waterstof een sterke potentie heeft om de energiemarkt in België te decarboniseren, zeker in de mobiliteits-, gas-, brandstof- en industriële sectoren.

Maar de eerste voorwaarde om die potentie te realiseren is de massale ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteit in Vlaanderen, hetgeen meer mogelijkheden zal creëren om 'groene' waterstof te genereren. De evolutie van de elektriciteitsprijzen is zeer onzeker, maar zal bepalend zijn voor de rol van waterstof.

Om tot een versnelde opname van waterstoftechnologie in de energiemarkt te komen, zullen demonstratieprojecten essentieel zijn om de technische voordelen van de verschillende oplossingen te laten zien, de nodige regelgeving te ontwikkelen en de algemene bewustwording bij belanghebbenden te doen toenemen (energiesector, politieke sector, grote publiek).

Vlaanderen heeft sterke industriële actoren die actief zijn rond waterstof en hernieuwbare energie, die mogelijk een sterke waardeketen kunnen vormen, met als resultaat meer exportmogelijkheden en extra jobs in Vlaanderen. Goede samenwerking tussen deze bedrijven zal essentieel zijn om ook met de federale en regionale overheden te kunnen samenwerken en succesvolle demonstratieprojecten te realiseren. Hiervoor is de oprichting van een Power-to-Gas cluster onmisbaar als instrument om deze Power-to-Gas roadmap te implementeren en regelmatig te actualiseren.

Er wachten Waterstof en Power-to-Gas nog belangrijkere uitdagingen, maar het potentieel voor de decarbonisatie van ons energiesysteem is immens. De eerste acties moeten nu starten, als we op tijd klaar willen zijn voor de echte marktimplementatie van waterstoftechnologie en Power-to-Gas-projecten en willen profiteren van deze wereldwijde opportuniteit.

Politiek leiderschap en financiële steun zullen nodig zijn de komende jaren om waterstof en Power-to-Gas op een duurzame manier te verankeren in ons energiesysteem.

Het volledige rapport is beschikbaar op: www.power-to-gas.be