University of Groningen

Hydrogen potential in the future EU energy system

Blanco Reaño, Herib

DOI:
[10.33612/diss.107577829](https://doi.org/10.33612/diss.107577829)

IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

Publication date:
2019

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

Citation for published version (APA):

Blanco Reaño, H. (2019). *Hydrogen potential in the future EU energy system: a multi-sectoral, multi-model approach*. [Thesis fully internal (DIV), University of Groningen]. University of Groningen.
<https://doi.org/10.33612/diss.107577829>

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

The publication may also be distributed here under the terms of Article 25fa of the Dutch Copyright Act, indicated by the "Taverne" license. More information can be found on the University of Groningen website: <https://www.rug.nl/library/open-access/self-archiving-pure/taverne-amendment>.

Take-down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.

university of
 groningen

Hydrogen potential in the future EU energy system

A multi-sectoral, multi-model approach

PhD thesis

to obtain the degree of PhD at the
University of Groningen
on the authority of the
Rector Magnificus Prof. C. Wijmenga
and in accordance with
the decision by the College of Deans.

This thesis will be defended in public on

Friday 20th of December, 2019 at 12:45 pm

by

Herib José Blanco Reaño

born on 7th of November 1985
in Ciudad Ojeda, Venezuela

Supervisor

Prof. A.P.C. Faaij

Co-supervisor

Dr. A. Zucker

Assessment Committee

Prof. K.S. Hubacek

Prof. A.J.M van Wijk

Prof. G.J. Kramer

Colophon

This PhD project was carried out 6 months at the Center for Energy and Environmental Sciences (IVEM) of the University of Groningen in the Netherlands, 2 years at the Joint Research Center, part of the European Commission, in Petten, the Netherlands and 6 months at the International Energy Agency in Paris, France. This research has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement 691797 – Store and GO (Innovative large-scale energy STORagE Technologies & Power-to-Gas concepts after Optimization) project (<http://storeandgo.info/>).

Hydrogen potential in the future EU energy system - A multi-sectoral, multi-model approach

PhD dissertation

Herib José Blanco Reaño, December 2019

ISBN: 978-94-034-2170-4

ISBN: (electronic version): 978-94-034-2169-8

Copyright © 2019, Herib Blanco

Table of Contents

Executive Summary.....	7
Introduction	12
1.1. The need for hydrogen	12
1.2. Hydrogen in the past and today.....	13
1.3. Hydrogen in the future	14
1.4. Hydrogen in the EU context.....	15
1.5. Gaps in hydrogen modeling	16
1.6. This thesis – Approach.....	18
1.7. This thesis – Objective and questions	19
1.8. This thesis – Reporting.....	21
A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage.....	23
2.1. Introduction.....	24
2.2. Studies overview and classification	25
2.3. Storage as a flexibility option	27
2.4. Storage interaction with other flexibility options.....	29
2.5. Cost contribution of storage	37
2.6. Quantifying storage needs.....	39
2.7. Power-to-Gas	49
2.8. Conclusions.....	54
Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization	57
3.1. Introduction.....	58
3.2. Literature review and gaps	59
3.2.1. Hydrogen landscape in the EU	59
3.2.2. Hydrogen in future low carbon systems	60
3.3. Modeling approach and structure.....	61
3.3.1. Overview of major inputs	61
3.3.2. Hydrogen Network	62
3.3.3. Sectorial use of hydrogen	62
3.3.4. CO ₂ use	63
3.3.5. Transport fuels.....	64
3.3.6. Biomass	66
3.4. Scenario definition	67
3.5. Results and discussion	68
3.5.1. Energy demand and electricity mix	68
3.5.2. Annual system costs and H ₂ and PtL contribution	70
3.5.3. Hydrogen balance	72
3.5.4. Price and demand relation by sector	74
3.5.5. Diesel and jet fuel balances	76
3.5.6. Biomass balance	78
3.5.7. CO ₂ sources and sinks.....	80
3.6. Conclusions.....	81
Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low-carbon system using cost optimization.....	83
4.1. Introduction.....	84
4.2. Literature review and gaps	85
4.3. Model topology and representation.....	86
4.3.1. Overview of major inputs	87
4.3.2. Gas System	88
4.3.3. CO ₂ Network	90
4.3.4. Electricity Network.....	91
4.3.5. Power surplus estimation	91
4.3.6. Other flexibility options (storage and DSM)	92
4.3.7. PtM performance	93
4.4. Scenario definition	93
4.5. Results and discussion	95
4.5.1. Energy, electricity and cost overview for scenarios.....	95
4.5.2. Natural gas and PtM gas price comparison.....	98
4.5.3. Gas supply and demand	99
4.5.4. Seasonal component of PtM	102

4.5.5.	CO ₂ sources and sinks.....	103
4.6.	Conclusions.....	105
Soft-linking of a behavioral model for transport with energy system cost optimization applied to hydrogen in EU ...		107
5.1.	Introduction.....	108
5.2.	Literature review and gaps.....	109
5.2.1.	System dynamic models for FCEV.....	110
5.2.2.	Energy system models for hydrogen and FCEV.....	110
5.2.3.	Incorporation of behavioral aspects of transport in IAM.....	113
5.2.4.	Incorporation of behavioral aspects of transport in energy system models	113
5.3.	Modeling approach and structure.....	115
5.3.1.	Description of JRC-EU-TIMES.....	115
5.3.2.	Description of PTTMAM	115
5.3.3.	Advantages of soft-linking.....	116
5.3.4.	Overview of soft-linking process.....	116
5.4.	Data and assumptions.....	119
5.4.1.	Base year calibration in JRC-EU-TIMES	119
5.4.2.	Demand growth for 2050 and exogenous constraints	119
5.4.3.	Energy efficiency by powertrain.....	120
5.4.4.	Component cost and price by powertrain	121
5.5.	Scenario definition	122
5.5.1.	Policy instruments explored for FCEV	122
5.5.2.	Sensitivities on policy instruments for FCEV.....	123
5.6.	Results and discussion	124
5.6.1.	Overview of the transport sector and relation with the rest of the energy system	124
5.6.2.	Soft linking – Approach 1 – Powertrain shares	126
5.6.3.	Soft linking – Approach 2 – CAPEX and OPEX.....	129
5.6.4.	Policies effect on FCEV deployment.....	130
5.7.	Conclusions.....	132
Life Cycle Assessment integration into Energy System Models: An application for Power-to-Methane in the EU		134
6.1.	Introduction.....	135
6.2.	Literature Review.....	136
6.2.1.	Approaches to assess the environmental impact from ESM.....	137
6.2.2.	Lessons from similar models to ESM.....	138
6.2.3.	Common issues when combining LCA and ESM.....	138
6.2.4.	LCA of Power-to-Methane	139
6.3.	Methodology.....	141
6.3.1.	Overall procedure	141
6.3.2.	Energy model description	142
6.3.3.	Life cycle assessment	143
6.3.4.	Simplifications and assumptions.....	145
6.3.5.	Consequential analysis for PtM	147
6.4.	Scenario definition	147
6.5.	Results.....	148
6.5.1.	Environmental impact from the energy system	148
6.5.2.	Environmental impact of PtM.....	155
6.6.	Conclusions.....	159
The potential role of hydrogen production in a sustainable future power system		161
7.1.	Introduction.....	162
7.2.	Methodology.....	164
7.2.1.	The METIS model	164
7.2.2.	Soft-linking from previous studies.....	166
7.2.3.	Soft-linking in this study.....	167
7.2.4.	Modeling the electrolyzers.....	169
7.2.5.	Willingness-to-pay (WtP) of the electrolyzers.....	169
7.3.	Scenario definition	171
7.4.	The 2050 renewable-based power system.....	172
7.4.1.	Installed capacities.....	172
7.4.2.	Interconnections.....	173
7.4.3.	Demand.....	174
7.5.	Modeling results.....	174

7.5.1.	The generation mix	174
7.5.2.	Renewables production and curtailment	175
7.5.3.	Electrolyzer operation.....	176
7.5.4.	Marginal electricity prices	177
7.5.5.	Production cost of hydrogen	179
7.5.6.	Generator income vs. electrolyzer cost	179
7.6.	Discussion of results	181
7.6.1.	Mirroring the current power system to 2050	182
7.6.2.	The electrolyzer fleet as a price-maker	182
7.6.3.	Fostering competition among electrolyzer operators	183
7.7.	Conclusions and further work	183
Conclusions and further work.....		185
8.1.	Main insights from each chapter	185
8.2.	Research questions.....	189
8.3.	Methodological advancements.....	192
8.4.	Policy implications.....	194
8.5.	Overall conclusions.....	196
8.6.	Key modeling uncertainties.....	199
8.7.	Further work.....	200
References		202
Appendix		247

Executive Summary

The commitment in the Paris agreement to keep temperature increase well below 2 °C and pursue efforts to achieve 1.5°C compared to pre-industrial levels, introduces the challenges of an accelerated pace of decarbonization and the need to eventually reach carbon-neutrality. Hydrogen and Power-to-X (PtX, this thesis focuses on Power-to-Methane and Liquid, but in general PtX refers to power conversion to other carriers) can widen the technology portfolio and contribute to overcoming these challenges resulting in a more resilient and lower cost system compared to one where they are not used. Hydrogen and PtX can contribute to climate change mitigation by: displacing fossil fuels in current uses; providing alternatives to mitigate emissions from hard-to-abate sectors; providing a means to couple renewable electricity with demand in other sectors; increasing the flexibility of the power system to integrate variable renewable energy; representing a carrier with higher energy density suitable for longer periods of mismatch between supply and demand. Hydrogen has had these benefits for a long time while still failing to materialize as an established energy carrier outside industry, the differences that could lead to a successful outcome this time include a higher climate change mitigation ambition, lower electricity prices from renewable resources, a higher technological development where both supply and end use technologies are ready for scale up, the experience built from scaling up other technologies (e.g. wind and solar) and the interest from multiple stakeholders (research, industry and governments).

Hydrogen is not new and it is already used in refineries and the chemical industry (for the production of methanol and ammonia) representing over 3% of the final energy demand and as much of 2.5% (830 MtonCO₂/yr) of the global energy-related CO₂ emissions. However, hydrogen has until now experienced limited focus in future scenarios of the energy system with a limited contribution as an energy carrier in most of them. One reason for this is that, historically, the focus has been on the application for transport, specifically fuel cell electric vehicles (FCEV), while more recently the broader set of applications, including conversion to other carriers, has been recognized, yet not all the modeling tools have been adapted for this. At the same time, hydrogen involves the entire energy system and an assessment of its potential requires a range of different dimensions (e.g. high spatial and temporal detail, infrastructure, competition with other carriers) that a single model does not usually cover. Therefore, most of the studies have so far focused on one of these, missing a holistic answer. This research aims to take a step in this direction by using a modeling framework composed of multiple models that are used together to assess the potential of hydrogen and PtX in a future low-carbon energy system for the EU. The key questions answered are:

1. How can the modeling framework be improved to provide higher granularity and assess PtX potential in a low-carbon future?
2. What are the cost implications of hydrogen and PtX in the system and what factors determine their economic performance?
3. What are the wider implications beyond cost that the deployment of hydrogen and PtX have?

The contribution to an improved modelling framework (question 1) is through using a range of modeling tools that are soft-linked to each other to ensure consistency. A cost optimization model is at the core of the framework, which covers the entire energy system and is able to capture supply and demand dynamics to select the most attractive technologies and energy carriers for each end use. Additional models aim to complement the cost optimization model while providing a higher granularity in a specific dimension. For this research, three complementary tools were used. A behavioral model for powertrain choice in cars was used to take into account other criteria like infrastructure availability, safety, range and risk aversion that are also relevant for end users when making their decision, therefore affecting the composition of the car fleet over time, but that are not explicitly considered by pure cost optimization. A power model was used to analyze the feasibility of an extreme scenario with high electrolyzer capacity and understand how it differs from the current power system and what changes are needed. Lastly, life cycle assessment was used to look beyond climate change and understand how other impact categories change with the energy system evolution, as well as including other life cycle stages besides operation to prevent burden shifting between life cycle stages or impact categories. All these tools had an EU scope, which allows capturing the interaction between countries and directly analyzing policies with an EU impact (rather than national). The tools can be used as stand-alone models or in combination with the cost optimization model, which directly translates into a scalable framework that can be adapted to the questions or problem posed and ensures internal consistency in the scenario data that is lacking in most of previous studies. Furthermore, the framework goes beyond road transport applications only (1st generation hydrogen models) to cover hydrogen use across all sectors (2nd generation) and also conversion to other carriers (3rd generation).

As part of the insights developed, the more flexibility options are considered (CO₂ underground storage, biomass, nuclear, but also grid expansion, demand response and storage), the lower the costs of the system will be. Similarly, as the system is more restricted (in terms of these flexibility options), hydrogen role will be more prominent as it represents one of the remaining tools to achieve the climate targets. Even in a fully flexible scenario, hydrogen flows

increase by nearly a factor 7 (vs. today). The hydrogen use for heavy-duty transport and industry (steel) were present in most of the scenarios, even at high (> 7 €/kg) hydrogen costs. Similarly, the combination of biomass with electrolytic hydrogen to increase the liquid product yield (through “Power-to-Liquid”) of (bio)fuels for aviation and petrochemical feedstock, was also resilient to high hydrogen prices. These three constitute no-regret options for hydrogen. The increase in hydrogen flow could be nearly 20 times (vs. today) if all the drivers are in favor of its deployment. In contrast, Power-to-Methane (PtM) and hydrogen use in buildings were very limited in most scenarios and only attractive for highly restricted scenarios. Hydrogen reconversion to power can be attractive during the periods of low wind and solar generation. The major drivers (question 2) were system wide-parameters, the CO₂ target (more hydrogen as the system approaches zero emissions), the use or absence of CO₂ storage (higher need for hydrogen upon its absence) and the biomass potential. Once these parameters were favorable, further hydrogen deployment was promoted by higher efficiency of the electrolyzer, a lower (400 €/kW_{el}) CAPEX, at least 2500 of full load hours and low cost (< 40 €/MWh) electricity. This would decrease the hydrogen production cost (to the order of 2-3 €/kg) promoting the use across all sectors, but particularly for the transport sector achieving a low (30-40 €/kW) fuel cell cost and a high (80-90%) utilization of refueling stations would contribute to its uptake. Reaching these levels of deployment would mean annual costs (question 2) for hydrogen in the order of 40 to 140 bln€/yr, 0-50 bln€/yr for PtL and 2.5-10 bln€/yr for PtM. To put these in perspective, the import bill for fossil fuels was ~325 bln€/yr in 2018, the total annual costs are in the range of 3600-4000 bln€/yr and the EU economy could reach a size of 28000 bln€ by 2050 (with an average growth rate of 1.7%). The marginal CO₂ prices go from ~125 €/ton for a 50% CO₂ reduction to 175-1600 €/ton for a 95% CO₂ reduction.

Considering the environmental aspect (question 3) changes the decisions made from a pure cost perspective. Running an electrolyzer for a high number of hours reduces production cost by reducing the CAPEX contribution (as long as there are no sharp increases in electricity price). However, if the average CO₂ emissions for the grid electricity are higher than 150-200 gCO₂/kWh, it would actually lead to higher CO₂ emissions compared to the fossil-based option (gas reforming). This threshold is lower (~120 gCO₂/kWh or even 4-60 gCO₂/kWh if the CO₂ is not biogenic or from air) for CO₂ use technologies (PtM). The environmental impact for PtM was much higher than its corresponding cost when compared to the overall system. While PtM cost contribution was less than 1% of the total for most scenarios, it had up to 10% of total system impact for 7 impact categories (out of 18), which highlights the importance of looking beyond climate change only and making sure new technologies do not make some of those worse. Including the behavioral aspect did change the results of the optimization model, resulting in higher cost (14% for the scenario analyzed), in a more rapid fuel cell cost decrease and in a higher FCEV uptake. The best soft-linking approach identified was to use the powertrain shares from the behavioral model as constraints for the cost optimization. The analysis with the power model gave insights into a potentially new market design for the power system. In a system where the electrolyzer demand is around half of the total electricity demand, electrolyzers could be the price-setters for 2000-6000 hours a year, become the flexible units to match supply and demand and could satisfy the balancing and reserves needs (as opposed to generators today). A willingness to pay (WtP) of 60 €/MWh for the electricity by the electrolyzer resulted in average electricity prices of 30-40 €/MWh (there are hours with prices lower than 60 €/MWh that decrease the average), combined with a CAPEX of 400 €/kW_{el}, led to a hydrogen production price of 2-3 €/kg. The increase in average electricity prices (in periods where it would otherwise be zero) also causes that 70-90% of the countries recover the capital investment for wind and solar potentially representing an alternative to capacity markets.

The most effective policy to promote PtM was identified as direct subsidy. This, however, can lead to a scenario where the CO₂ is used for PtM and part of the PtM use has carbon capture (to produce CO₂ that is used again for PtM) leading to an inefficiency that was not present in scenarios without subsidy and resulting in higher overall costs. Taxing natural gas only results in higher prices for the end consumers (reduced demand by price elasticity) without necessarily promoting PtM and setting minimum PtM shares as standards does not consider that it might not be the optimal solution for all countries. The most effective policy mix to promote FCEV in passenger cars was R&D targeting cost reductions for fuel cells in 2020 and purchase subsidy in 2030.

Looking ahead, the first step is to include all the potential benefits that hydrogen can have in the energy system in the modeling tools used, not necessarily to have more hydrogen on its own, but because this translates into additional options to achieve low CO₂ emissions. Overall, the three soft-linking methodologies used in this research were deemed useful by providing additional insights to the core model. Work still lies ahead to develop this framework for a holistic evaluation. Ammonia and Syngas should be included along with all their pathways with the same reasoning that hydrogen and PtX (i.e. higher flexibility). The possibility of international trading and making trade-offs of costs, environmental impact and energy security should also be included. Other complementary tools such as a detailed technology model for industry, stock model for buildings, balancing and reserves for the power system and optimization of the hydrogen supply chain are still to be added. Once this is done, broader factors than the energy system only are to be included covering macroeconomic aspects (growth, investment and jobs creation) as well as interaction with the natural systems (water and carbon balance, land and climate).

Samenvatting

De inzet van het Parijs akkoord is om de opwarming te beperken tot minder dan 2 °C en te streven naar 1.5 °C ten opzichte van het pre-industriële tijdperk. Dit brengt uitdagingen met zich mee om versneld te decarboniseren en om uiteindelijk zelfs koolstof-neutraliteit te bereiken. Waterstof en Power-to-X (PtX) kunnen de technologie-portfolio verbreden en bijdragen aan oplossingen, wat resulteert in een veerkrachtiger en voordeliger systeem dan wanneer deze technologieën niet zouden worden gebruikt. Waterstof en PtX kunnen op volgende manieren bijdragen aan de strijd tegen klimaatverandering: het verdringen van fossiele brandstoffen in huidige toepassingen; het bieden van alternatieven in sectoren waarbij emissies moeilijk kunnen worden voorkomen; het koppelen van productie van duurzame elektriciteit aan vraag in andere sectoren; het verhogen van de flexibiliteit van het net zodat meer variabele duurzame elektriciteit in het netwerk geïntegreerd kan worden en tot slot het bieden van een opslagmedium met een hoge energiedichtheid om langdurige periodes van onbalans in vraag en aanbod op te vangen. Waterstof heeft deze voordelen altijd al gehad, maar is nog niet doorgebroken als gevestigde energiedrager. Elementen die dit keer het verschil kunnen maken zijn een verhoogde klimaat-ambitie, lagere prijzen voor elektriciteit uit duurzame bronnen, gevorderde technologische ontwikkelingen waardoor aanbieders en eindgebruikers effectiever kunnen opschalen, ervaringen uit opschalen van andere technologieën (zoals wind- en zonne-energie) en de interesse van verschillende stakeholders (onderzoek, industrie en overheden).

Waterstof is niet nieuw en wordt al gebruikt in olieraffinage en de chemische industrie (voor de productie van methanol en ammoniak); hiermee wordt meer dan 3% van de totale energievraag vertegenwoordigd en tot 2.5% (830 MtonCO₂/j) van de wereldwijde energie-gerelateerde CO₂ uitstoot. Tot nu toe speelde waterstof slechts een kleine rol als energiedrager in toekomstscenario's van het energiesysteem. Een reden is dat de aandacht voor waterstof altijd naar transport is gegaan, specifiek naar 'fuel cell electric vehicles' (FCEV), terwijl recentelijk een bredere set van toepassingen wordt erkend, inclusief conversie naar andere dragers, maar desondanks zijn niet alle modellen hier voor aangepast. Daarnaast behelst waterstof het gehele energiesysteem en een analyse van het potentieel vereist een scala aan dimensies (o.a. hoge resolutie met betrekking tot ruimte, tijd, infrastructuur en concurrentie met andere energiedragers) die meestal niet door één model worden beschreven. Hierdoor focussen waterstof-studies meestal op één aspect en ontbreekt een holistisch antwoord. Het doel van dit onderzoek is om een stap in deze richting te zetten door een kader te ontwikkelen van verschillende modellen die gezamenlijk gebruikt worden om het potentieel van waterstof en PtX te bepalen in een laag-koolstof energiesysteem voor de EU. De sleutelvragen die worden beantwoord zijn:

1. Hoe kunnen modellen verbeterd worden naar een verhoogde granulariteit en naar een verbetering in de analyse van het potentieel van PtX in een laag-koolstof toekomst?
2. Wat zijn de kostenimplicaties van waterstof en PtX in het systeem en welke factoren bepalen deze kost?
3. Welke andere impacts, buiten de kostenaspecten, brengen een verdere implementatie van waterstof en PtX met zich mee?

De modelanalyse kan vooral verbeterd worden (vraag 1) door een scala aan modellen te gebruiken en, om redenen van consistentie, deze ook te soft-linken. Een kostenoptimalisatie model staat centraal in dit onderzoek en omvat het hele energiesysteem, inclusief de dynamiek van vraag en aanbod om zo de meest aantrekkelijke technologieën en energiedragers voor elk eindgebruik te selecteren. De aanvullende modellen zijn complementair aan het kostenoptimalisatiemodel en bieden een hogere granulariteit voor de andere dimensies. Voor dit onderzoek zijn drie aanvullende modellen gebruikt. Een gedragsmodel werd gebruikt voor de keuze van de aandrijving van auto's om rekening te houden met andere criteria dan kostenefficiëntie. De beschikbaarheid van de infrastructuur, veiligheid, bereik en risicoaversie zijn ook relevant voor het beslissingsproces van eindgebruikers en dus ook relevant voor de samenstelling van het wagenpark van de toekomst.

Een elektriciteitsmodel werd gebruikt om de haalbaarheid van een scenario te analyseren met een hoge capaciteit aan elektrolyse voor waterstof. Ook laat dat model toe om de verschillen met ons huidige elektriciteitsstelsel en de noodzakelijke aanpassingen beter te begrijpen. Ten slotte werd levenscyclusanalyse gebruikt om andere impacts dan klimaatverandering te analyseren die gepaard gaan met de evolutie van het energiesysteem, evenals andere levenscyclusfasen dan de operationele fase. Al deze modellen hadden een EU-scope, waarmee de interactie tussen landen kan worden vastgelegd en beleid met een EU-impact (in plaats van nationaal) rechtstreeks kan worden geanalyseerd. De tools kunnen worden gebruikt als stand-alone modellen of in combinatie met het kostenoptimalisatiemodel, dat zich direct vertaalt in een schaalbaar raamwerk dat kan worden aangepast aan de gestelde vragen of problemen en zorgt voor interne consistentie in de technologie en scenariogegevens die ontbreken in de meeste eerdere studies. Bovendien gaat het raamwerk verder dan alleen wegtransporttoepassingen (modellen van de eerste generatie waterstof) voor het gebruik van waterstof in alle sectoren (tweede generatie) en ook conversie naar andere vervoerders (derde generatie).

Wat volgt zijn enkele nieuwe inzichten uit dit onderzoek. Hoe meer opties voor klimaatmitigatie er worden opgehouden (ondergrondse CO₂ opslag, biomassa, kernenergie, uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk, vraagsturing en opslag), hoe lager de kost van het systeem. Tevens geldt ook dat waterstof een steeds meer prominente rol speelt als enkele van die opties worden uitgesloten. Maar zelfs als alle opties beschikbaar zijn, zou de productie van waterstof toenemen met een factor 7. In bijna alle scenarios wordt waterstof gebruikt voor drie no-regret toepassingen, ondanks de hoge productiekost (> 7 €/kg). De drie toepassingen zijn: vrachtvervoer over lange afstand, industrieel gebruik (staalproductie) en de productie van synthetische olie op basis van CO₂ uit biomassa (door “Power-to-Liquid”). Naarmate andere opties meer en meer worden uitgesloten, zou de productie van waterstof kunnen toenemen met een factor 20. De belangrijkste factoren die de hoeveelheid waterstof bepalen (vraag 2) zijn: systeemvariabelen, het CO₂ doel (waterstof is des te belangrijker naarmate dichter bij nuluitstoot), de beschikbaarheid van langetermijn CO₂ opslag en de hoeveelheid koolstofneutrale biomassa. De productie van waterstof neemt nog verder bij een verhoging van de efficiëntie van de electrolyse, een verlaging van de CAPEX (400 €/kW_{el}), een minimum van 2500 vollasturen per jaar en goedkopere elektriciteit (< 40 €/MWh). Met al deze gunstige factoren kan de kost van waterstofproductie dalen tot ongeveer 2-3 €/kg en wordt waterstof in alle sectoren in gezet. Specifiek voor de transportsector is het van belang in te zetten op een lage brandstofcelkost (30-40 €/kW) en een hoge benuttingsgraad van tankstations (80-90%). Bij scenarios waar waterstof in die hoge mate wordt benut, bedragen de jaarlijkse kosten voor waterstof 40 à 140 miljard €/jaar, voor PtL 0-50 miljard €/jaar en voor PtM 2.5-10 miljard €/jaar. Ter vergelijking: de jaarlijkse invoerkosten van fossiele brandstoffen bedroeg ~325 miljard € in 2018, de totale jaarlijkse kost van het energiesysteem zijn 3600-4000 miljard €/jaar en de totale EU economie zou 28000 miljard € kunnen bedragen tegen 2050 (met een gemiddelde groei van gemiddeld 1.7%). De marginale CO₂ prijs loopt op van ~125 €/ton voor een CO₂ reductie van 50% tot 175-1600 €/ton voor 95% CO₂ reductie.

Als andere milieu impacts ook in rekening worden gebracht (vraag 3) zijn kost en klimaat niet de enige factoren meer. De waterstofkost kan gedrukt worden bij intens gebruik van electrolyse (zoals aangedreven door thermische centrales), echter als de CO₂ emissie van de elektriciteitsproductie hoger is dan 150-200 gCO₂/kWh, dan is er geen CO₂ besparing ten opzichte van waterstofproductie op basis van gas reforming. Deze treshold is lager voor PtM technologieën die CO₂ hergebruiken afkomstig van fossiel e en nog lager voor technologieën die biogene CO₂ of CO₂ uit de atmosfeer gebruiken (4-60 gCO₂/kWh). De relatieve milieu impacts van PtM zijn veel hoger (in het totaal van impacts, soms tot 10%) dan de relatieve kost van PtM (1% van de totale kost van het energiesysteem). Voor 7 van de 18 impact categorieën had PtM tot 10% van de totale systeemimpact. Dit toont het belang aan van een uitgebreidere analyse voor nieuwe technologieën. Het in rekening brengen van gedrag resulteerde in een afwijking van het kostenoptimum (14% kostenname in transport voor het geselecteerde scenario), een snellere kostendaling van de brandstofcel (voordien exogeen) en in een verschillende keuze van aandrijving voor autos met een grotere rol voor FCEV voertuigen. De beste manier om het gedragsmodel te linken is om de aandrijfkeuze uit dit model over te nemen in het kostenoptimalisatiemodel (op basis van relatief aandeel). Met behulp van het elektriciteitsmodel kwamen we tot het potentieel nieuwe marktform voor het elektriciteitssysteem. In een systeem waarbij electrolyse ongeveer de helft van de totale elektriciteitsvraag bedraagt, kunnen de electrolyse de prijs zetten voor 2000-6000 uren per jaar, bijdragen aan een verbeterde afstemming tussen vraag en aanbod alsook een nood voor balancing en reserve. Een bereidheid tot betalen (WtP) van 60 €/MWh voor de elektriciteit die elektrolyzers voedt, resulteerde in gemiddelde elektriciteitsprijzen van 30-40 €/MWh, en, gecombineerd met een CAPEX van 400 €/kW_{el}, tot een waterstofkost van 2-3 €/kg. De toename van de gemiddelde elektriciteitsprijs (in periodes waar de prijs normaal nul is), resulteert in 70-90% van de landen in inkomsten die de investering in wind en zon compenseren en op die manier een alternatief bieden voor capaciteitsmechanismen.

Het meest efficiënte beleid ter promotie van PtM is een directe subsidie. Echter, dit kan leiden tot een inefficiënte situatie waarbij een deel van de CO₂ van synthetische methaan (PtM) wordt afgevangen en opnieuw gebruikt voor de productie van PtM. Het heffen van een taks op het gebruik van aardgas leidt voornamelijk tot prijsverhogingen voor de eindconsument zonder garantie dat PtM echt wordt ingezet. Een norm die een bepaald aandeel PtM verplicht is dan weer misschien niet de meest optimale oplossing voor alle landen. Volgende beleidsopties zijn het meest efficiënt ter promotie van brandstofcel auto's: onderzoek en ontwikkeling van brandstofcellen in de komende 5 jaren en een aankoopsubsidie voor de periode 2030-2034.

Vooruitblikkend is de eerste stap om alle voordelen die waterstof in het energiesysteem kan hebben te integreren in bestaande energiemodellen en op die manier extra opties te hebben om de CO₂-uitstoot drastisch te verminderen. De drie additionele modellen die in dit onderzoek werden gebruikt en gekoppeld, zijn nuttig omdat ze aanvullende inzichten verschaffen naast het basismodel. Er moet nog worden gewerkt aan de verdere ontwikkeling van dit kader voor een holistische evaluatie. Ammoniak en syngas moeten nog toegevoegd worden als opties op een gelijkaardige manier als waterstof en PtX (met opnieuw een hogere graad aan flexibiliteit). De mogelijkheid van internationale handel en het afwegen van kosten, milieueffecten en energiezekeerheid kan ook worden opgenomen in verder

onderzoek. Andere nuttige aanvullende modellen kunnen ook nog toegepast worden in de toekomst zoals een gedetailleerd technologiemodel voor de industrie, een meer gedetailleerd typologiemodel voor gebouwen, een simulatie van balancing en reservevermogen en ook een optimalisatie van de volledige waterstoftoevoerketen. Bovenop deze elementen kunnen ook nog factoren buiten het energiesysteem verder worden onderzocht zoals macro-economische aspecten (groei, investeringen en werkgelegenheid) en interactie met de natuurlijke systemen (water- en koolstofbalans, landgebruik en klimaat).