

Green hydrogen: an integrated production cost perspective

A Master's Thesis submitted for the degree of
“Master of Science”

supervised by
Dipl.-Ing. Dr, techn. Mario Ortner

Sophie Hilbert, Bsc

01649974

Affidavit

I, **SOPHIE HILBERT, BSC**, hereby declare

1. that I am the sole author of the present Master's Thesis, "GREEN HYDROGEN: AN INTEGRATED PRODUCTION COST PERSPECTIVE", 140 pages, bound, and that I have not used any source or tool other than those referenced or any other illicit aid or tool, and
2. that I have not prior to this date submitted the topic of this Master's Thesis or parts of it in any form for assessment as an examination paper, either in Austria or abroad.

Vienna, 13.06.2022

Signature

Abstract

The energy transition is one of the main ways of combating climate change and one of the currently largest challenges faced by humanity. While many things can be solved by electrification, some sectors need other solutions for their decarbonization. Green hydrogen can solve this problem, as well as act as a storage for intermittent energy sources. Two main challenges are the storage and transportation of green hydrogen as well as the non-competitive production costs. Therefore, the research questions of this thesis are: (i) *“What is the state of the art of green hydrogen production in terms of efficiencies and costs and how can the production costs be optimized?”* (ii) *“How are the production costs affected by various parameters like CAPEX, electricity prices, efficiencies and full load hours?”* and (iii) *“How does the conversion of hydrogen to its carriers influence the production costs?”*. After doing a thorough literature review in order to provide the necessary background knowledge and understanding of the topic, some best practices were examined, and expert interviews were conducted. This allowed for a more integrated view and various perspectives on the topic. As a second large step a business model was done to analyze how different parameters influence the production costs as well as the profitability of such projects. Concludingly it can be said, that while there is no one-size-fits-all approach, some findings should be relevant for all cases. Electricity costs make up the largest part of the levelized cost of hydrogen (LCOH) and high full load hours and efficiencies are also very relevant for optimizing the costs. When possible, a conversion to carriers should be avoided by the direct usage of hydrogen. When necessary, the conversion to ammonia is slightly more cost effective, however, methanization is more energy-efficient. Further research, development, innovation and policy support as well as a scale-up of production and roll-out of an infrastructure will be crucial in the near future. Finally, the current war in the Ukraine has led to skyrocketing natural gas prices disrupting the markets, leading to an unexpected early competitiveness of green hydrogen.

Table of Contents

ABSTRACT	I
TABLE OF CONTENTS	II
LIST OF ABBREVIATIONS	V
ACKNOWLEDGEMENTS	VI
1 INTRODUCTION	1
1.1 Topic and Research Questions	1
1.2 Methodology	3
1.3 Literature Review	3
1.4 Structure	4
2 GREEN HYDROGEN – STATE OF THE ART	5
2.1 Hydrogen: Importance and Various Types	5
2.2 Production of Hydrogen	8
2.2.1 Steam Methane Reforming	9
2.2.2 Electrolysis	10
2.2.3 Storage and Transportation of Hydrogen	14
2.2.4 Conversion of Hydrogen	15
2.3 Utilization of Hydrogen	18
2.4 Advantages of Green Hydrogen	20
2.5 Challenges of Green Hydrogen	21
2.6 State of the art of the Market and Emerging Technologies	25
2.7 Green Hydrogen from Solar Energy	27

3	THE COSTS OF GREEN HYDROGEN PRODUCTION	29
3.1	Basics about Costs	29
3.1.1	Cost Competitiveness	29
3.1.2	Cost Composition	30
3.2	CAPEX	32
3.2.1	Problems with CAPEX Data	32
3.2.2	Factors Influencing the CAPEX	33
3.2.3	Potentials for Cost Reductions	34
3.2.4	Collected CAPEX Data	36
3.3	Renewable Energy Costs (Solar)	38
3.4	Other Costs	40
3.4.1	Conversion of Hydrogen	42
3.5	Efficiencies and Energy Losses	43
3.6	Lessons from Best Practices	44
3.6.1	H2FUTURE - VOEST (Austria)	44
3.6.2	HyDeal Ambition (Europe)	45
3.6.3	Neom (Saudi Arabia)	46
3.6.4	Hydrogen City Project (Texas, US)	46
3.6.5	Eneos and Chiyoda (Japan)	47
3.7	Potential for cost optimization (Conclusions)	47
4	BUSINESS MODEL	49
4.1	Methodology	49
4.2	Results	55
4.2.1	Results LCOH Analysis	56
4.2.2	Profit and Loss Calculation	67
4.3	Discussion	70
5	CONCLUSIONS	73
5.1	Limitations	75

5.2	Future Outlook	76
	REFERENCES	78
	TABLE OF FIGURES	85
	TABLE OF TABLES	86
	APPENDIX	A1
	A.1 CAPEX data unconverted	A1
	A.2 Business Model	A2
	A.2.1 LCOH Alkali	A2
	A.2.2 LCOH PEM	A6
	A.2.3 LCOH SOEC	A10
	A.2.4 Profit and Loss Statement	A14
	A.3 Interview Transcripts	A16
	A.3.1 Dr. Hermann Wolfmeir (Voest), March 30, 2022	A16
	A.3.2 Dr.-Ing. Max Schaller (Sunfire), April 05, 2022	A27
	A.3.3 Dipl.-Ing. Dr. techn. Nikolaus Fleischhacker (Green Energy Center Europe), April 12, 2022	A28
	A.3.4 Martin Brunner (Verbund), per mail, April 21, 2022	A37
	A.3.5 Dipl.-Ing. Mag. Davide Trebo and Christoph Wissner Siemens), April 27, 2022	A39

List of Abbreviations

APS – Announced Pledges Scenario
BoP – Balance of the Plant
CCS – Carbon Capture and Storage
CCU – Carbon Capture and Utilization
CCUS – Carbon Capture and Utilization Systems
EBRD – European Bank of Reconstruction and Development
ECB – European Central Bank
EU – European Union
FLH – Full Load Hours
EOS – Economies of Scale
GW - Gigawatt
IEA – International Energy Agency
IRR – Internal Rate of Return
Kg – Kilogram
kW - Kilowatt
kWh – Kilowatt hour
LCOE – Levelized Cost of Electricity
LCOH – Levelized Cost of Hydrogen (used as the production costs for hydrogen)
LH – Liquid Hydrogen
LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier
MCH - Methylcyclohexane
Mt – Megaton
MW - Megawatt
MWh – Megawatt hour
NZW – Net Zero Emissions by 2050 Scenario
O&M – Operation and Maintenance
PEM – Proton Membrane
PV – Photovoltaic
P&L – Profit and Loss
SMR – Steam Methane Reforming
SOEC – Solid Oxide Electrolysis Cell
STEPS – Stated Policies Scenario
TWh – Terawatt hours
WACC – Weighted Average Capital Costs

Acknowledgements

I'd like to particularly thank my supervisor Professor Doctor Mario Ortner, who has taken a lot of time and effort to work on this thesis with me, which turned out to be extraordinarily interesting. Further, I would like to say how grateful I am for having had the opportunity to have so many insightful interviews and, therefore, thank all the experts who have taken precious time out of their days in order to talk to me about this topic. Additionally, I would like to express my gratitude to one of my fellow students, Valentin Frick, who has supported all my "dumb questions" in countless study and master thesis writing sessions and has, even more, been a great friend and support over the past two years. Finally, I'd like to thank my friends and family who have tolerated and supported me throughout my entire study time.

1 Introduction

1.1 Topic and Research Questions

“I’d put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don’t have to wait till oil and coal run out before we tackle that.” (Thomas A. Edison, seen at: Denzer, 2013). This quote of Thomas A. Edison describes the current situation quite well. The overexploitation of fossil fuels has led to a situation where climate change and energy security are pressuring threats and the consequently needed energy transition is one of the biggest challenges faced by humanity today (Zhu, Danmei et al., 2020, p.378). Such an energy transition is no easy task due to problems such as the intermittency of renewable energies, particularly solar and wind energy (Otsuki, Komiyama, and Fujii, 2017, p.300). Another challenge are those sectors that cannot be electrified and are subsequently hard to decarbonize. Hydrogen can help both those challenges by acting as a seasonal storage and, therefore, balancing energy supply and demand (Newborough and Cooley, 2020, p.16) as well as by being used to decarbonize such “hard-to-decarbonize” sectors (Hydrogen Council, 2020, p.3). Currently, the vast majority of hydrogen production is from fossil fuels and consequently not climate friendly (Basile et al., 2015). Green hydrogen production, however, has been becoming increasingly important and holds the potential to play a key role in the transition to a carbon-free future (Oliveira, Beswick and Yan, 2021, p.6). This is represented by the ever-increasing number of national or regional hydrogen strategies such as that of the European Union (European Commission, 2020). One of the most important challenges to the wide employment of green hydrogen is that the technologies are still barely economically viable meaning that the gas is not competitive with other fuels (Jovan and Dolanc, 2020, p.2). Given the relevance of the energy transition as well as of this cost challenge regarding the employment of green hydrogen, the aim of this thesis is to explore the possibilities to make green hydrogen production competitive. In other words, the focus of this thesis is the optimization of the production costs of green hydrogen, as this will be one of the most crucial tasks in the near future.

A second important challenge is the storage and transportation of hydrogen. Hydrogen is very difficult to store and transport (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.71-84). However, if there is to be a centralized way of producing hydrogen, solutions will have to be found for the transportation and storage (Bassile and Iulianelli, 2014, p.6-7). Further, some

countries do not have the necessary natural endowments and, therefore, rely on imports of green hydrogen (Husomanovic, 2021). Therefore, the option of converting hydrogen to other carriers such as ammonia or methane for example play an important role (IEA, 2019, p.55). For this reason, this thesis does not only aim at examining the production costs of green hydrogen in the narrowest sense but wants to employ a more integrated view and also examine how the conversion of hydrogen to its carriers affects the production costs.

After having established the topic of this thesis as well as its relevance, the research questions for the thesis are the following:

“What is the state of the art of green hydrogen production in terms of efficiencies and costs and how can the production costs be optimized?”

This main question comes with the sub-questions:

“How are the production costs affected by various parameters like CAPEX, electricity prices, efficiencies and full load hours?”

“How does the conversion of hydrogen to its carriers influence the production costs?”

I expect these questions to be a challenging task since it is a very hot topic at the moment and many experts are trying to solve this problem. Moreover, I do not expect to find a “one-size-fits-all” solution, but rather find that different circumstances require different solutions. Finally, I expect to find that as of right now it will be very difficult if not (almost) impossible to really produce green hydrogen cost-competitively¹, and that the findings of this thesis will rather act as a look at what should be focused on in the near future so that green hydrogen production can be optimized and therefore can become competitive.

¹ These expectations were formed in the times before the war in Ukraine broke out and, therefore, also based on the situation pre-war. However, the influence of the war on the competitiveness will be included and discussed at the end of this work.

1.2 Methodology

This thesis follows a three-fold approach. In a first step a thorough literature review provides the required background knowledge. The analysis of scientific books as well as journals allows the necessary understanding of the topic of green hydrogen production. Further, reports from various international institutions and organizations such as Hydrogen Europe, the International Energy Agency or the European Commission are examined to gain in-depth understanding of the main challenge addressed in this thesis: the production costs of hydrogen. In a second step several interviews with experts from various important players along the hydrogen supply chain are conducted. Additionally, best practices and the most relevant planned green hydrogen projects are analyzed. This helps gaining an even better understanding of the topic as well as allows for new perspectives that are not as strongly represented in the literature. The interviews can be found in the appendix and references to them will be made throughout the thesis when appropriate. As a third step a business model analysis applies the gained knowledge to answer the research questions. The exact methodology for the business model is explained in chapter 4.

1.3 Literature Review

Chapter 2 and 3 serve as a thorough literature review. Regardless, the most important literature shall be briefly reviewed here. In order to get a general understanding of (green) hydrogen production, the necessary technologies and developments authors such as Dincer and Zamfirescu, Bollini et al. and Smolinka offer helpful insights. The papers of Proost offered very helpful insights into the production costs of hydrogen and particularly into CAPEX costs, developments as well as cost reduction potentials. Generally, the International Journal of Hydrogen Energy, the Current Opinion in Chemical Engineering and Renewable and Sustainable Energy Transition are journals that were good sources of information with regards to the newest developments of green hydrogen production. When it comes to hydrogen costs particularly international organizations such as the IEA, IRENA, Hydrogen Europe, or the Hydrogen Council offered very insightful reports providing the necessary data. These main sources were complemented by many more journals, reports as well as important online articles.

1.4 Structure

After this introduction the thesis starts with a thorough (2) introduction to green hydrogen and the state of the art of the technologies and the market. After establishing (2.1) the importance of hydrogen and its various types, (2.2.) the production of hydrogen and (2.3) its utilization are described. Then the (2.4) advantages and (2.5) challenges of green hydrogen are discussed before introducing the (2.6) state-of-the-art of the market as well as emerging technologies and describing (2.7) green hydrogen from solar energy. The second main part of the literature review is chapter 3: the costs of green hydrogen production. First (3.1.) the basics about cost competitiveness and cost composition are explained, before going in-depth about (3.2) CAPEX data, (3.3) renewable energy costs, (3.4) other costs and (3.5) efficiencies and energy losses. Then the (3.6) lessons from best practices are examined and (3.7) the potentials for cost optimization are explored. The business model is explored in chapter 4. First (4.1) the methodology is explained before (4.2) the results are presented and then (4.3) discussed. Finally, the (5) conclusion summarizes the main findings as well as the most important limitations of the thesis and gives a future outlook for research.

2 Green Hydrogen – State of the Art

2.1 Hydrogen: Importance and Various Types

Global population has been increasing over the past and with it its demand for materials, services, commodities, transportation and so on. This has been accompanied with an increasing demand for energy and consequential environmental impacts (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.1). Global primary energy consumption has been increasing drastically throughout the past decades (Our World in Data, 2022). This increase in energy demand is expected to continue in the foreseeable future. The International Energy Agency (IEA) expects the energy supply to grow by 1,3% per year between 2020 and 2030 in the Stated Policies Scenario (STEPS). If acted upon Announced Pledges (APS) the annual growth rate could be trimmed to 1%. However, the Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) would require an average decline of 0,7% (Our World in Data, 2022). To close this ambition gap, the decarbonization of the electricity sector is the single biggest lever, according to the IEA. According to its World Energy Outlook Report for 2021, this also includes the use of hydrogen-based fuels as well as technologies to enhance the flexibility of electricity systems in order to accommodate high shares of different renewables (IEA, 2021b, p.118-126). Intermittency and fluctuations are well known challenges with regards to renewable energies and hydrogen is often regarded as the most promising option to store those fluctuating energies (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.66). Therefore, hydrogen and fuel-cell systems are seen as key components for transitioning to a sustainable future and economy (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.71). The importance of hydrogen is underlined in its relevance in several strategies and commitments such as the European Green Deal and Europe's clean energy transition which put a key priority to hydrogen. While renewable electricity is expected to be able to decarbonize a significant share of the European energy consumption by 2050 it will not be able to decarbonize it all. Hydrogen has a strong potential to account for some of this gap and its share in the European energy mix is expected to rise from the currently not even 2% to 13-14% by 2050 (European Commission, 2020, p.1). According to the IEA the key pillars to reach the decarbonization of the global energy system are energy efficiency, behavioral change, electrification, renewables, hydrogen and hydrogen-based fuels and CCUS (Carbon Capture and Utilization Systems) (IEA, 2021a, p.20). Another institution supporting the rise of hydrogen is the European Bank of Reconstruction and Development (EBRD) which reports the prospects for hydrogen use to grow from 70

million tons to more than 500 million tons annually by 2050. This growth will be enabled by the accelerated rollout of renewables which is accompanied with an increasing affordability of such (Bennet, 2021). Currently, however, the global hydrogen demand is almost entirely met by fossil-fuel based production (IEA, 2021a, p.108), which is why a transition to green hydrogen is necessary. This green hydrogen economy is yet still at its very beginnings (Bennet, 2021).

Hydrogen is the most abundant chemical element in the universe and is characterized as the simplest chemical element with the atomic number $Z=1$. Further characteristics of hydrogen are its high calorific value, its low molecular weight, the highest thermal conductivity among all gases and a low viscosity. Due to its high reactivity, it cannot be found as an individual element, but is rather embedded within other materials. While water is hydrogen's most abundant resource on earth, it can also be found in most fossil fuels, biomass, in the form of hydrogen sulfide (H_2S) and anthropogenic wastes (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.73-75).

Hydrogen containing resources	Sustainable energy sources	Hydrogen production methods	Sustainable hydrogen production pathways
- Anthropogenic wastes - Hydrogen sulfide - Biomass - Fossil hydrocarbons - Water	- Geothermal - Biomass - Wind - Tidal - Ocean thermal - Hydro - Solar - Nuclear	- Hybrid - Biochemical - Radiochemical - Photochemical - Thermochemical - Electrochemical	- Hydrogen extraction from waste materials - Biomass conversion - Hydrogen sulfide decomposition - Fossil hydrocarbons decarbonization - Water splitting
(a)	(b)	(c)	(d)

Figure 2.1 - (a) natural sources containing hydrogen, (b) sustainable energy sources, (c) hydrogen production methods, (d) sustainable hydrogen production pathways (derived from Dincer and Zamfirescu, 2016, p.75)

Figure 2.1 summarizes (a) the various sources containing hydrogen, (b) different sustainable energy sources, (c) different production methods for hydrogen and (d) sustainable hydrogen production pathways (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.75). This shows that there is a variety of sources as well as production processes and technologies to generate hydrogen (Moradi and Groth, 2019, p.11254). While the ways of producing hydrogen will be explored in more detail later, a general overview of the types of hydrogen shall be provided now.



Figure 2.2 - types of hydrogen (own graph, information derived from Marchant, 2021)

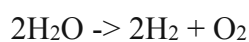
Figure 2.2 provides a good overview of the various types of hydrogen. While black and brown hydrogen are the most damaging to the environment, grey hydrogen, which is the most common, is only very slightly less damaging, producing less emissions. All those three involve the use of fossil fuels and steam reforming processes. Blue hydrogen also involves fossil fuels but includes carbon capture and storage (CCS) technologies, therefore, reducing the emissions. However, about 10-20% of emissions cannot be captured, meaning that it is not a zero-emissions technology. Green hydrogen, on the other hand, can be considered such, as it uses renewable energies for the electrolysis of water only producing O₂ and H₂ (Marchant, 2021). Generally, green and blue hydrogen are considered to be low carbon hydrogen (Yu, Wang and Vrendenburg, 2021, p.21262). Less common are turquoise and pink hydrogen. Turquoise hydrogen refers to a process called methane pyrolysis, which produces solid carbon which does not require CCS, but can be used in other applications such as tire manufacturing or soil improvement. It is still in the experimental phase. Pink hydrogen is produced by the electrolysis of water, however, the energy used for it is nuclear (Marchant, 2021).

Green hydrogen technologies are seen as a key to industrial decarbonization and a major shift to low-carbon hydrogen can be observed and will even be more pronounced in the near-future (IEA, 2021a, p.55). When it comes to (green) hydrogen's role in the clean energy transition, the next decade will be decisive in laying the foundation (IEA, 2021a, p.47).

The further sections will explore production methods and utilization of hydrogen, advantages and challenges of green hydrogen, the state of the art as well as some insight into solar-based hydrogen.

2.2 Production of Hydrogen

As previously established, hydrogen can not only be produced from various different primary energy sources but also by numerous different production technologies (Hosseini and Wahid, 2020, p.851). The most common source for hydrogen is water and the overall reaction for hydrogen production shows that water is split into hydrogen and oxygen and looks as follows (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.76):



Overall, the hydrogen production process can be described as the separation of hydrogen from feedstocks containing such. To do this the two primary methods are thermal (including reforming and gasification) and chemical (electrolysis). Other methods, including biological and photoelectrochemical processes are still in the exploratory research and development phase (Basile and Adolfo, 2014, p.5). Considering the clean energy transition, the primary energy source for producing hydrogen, or better green hydrogen, should be abundant, clean, reliable, plentiful and affordable (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.8).

Generally, hydrogen can be produced using a variety of energy sources. The most important production methods are hydrogen by (i) electrical energy, (ii), thermal energy, (iii) photonic energy and (iv) biochemical energy (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.99-393). Bollini et al. (2017b) state the main production processes to be (i) electrolysis, (ii) photolysis and (iii) thermolysis (Bollini et al., 2017b, p.5).

Electrolysis means that a chemical reaction resulting in the splitting of water molecules into hydrogen and oxygen is triggered by electric or thermal energy. The conventional

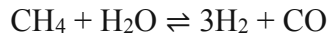
process is water electrolysis, but another option is thermolysis, which can also be called steam electrolysis (Bollini et al., 2017b, p.5). Photolysis makes use of the energy of light and can be subdivided into photobiological and photoelectrochemical systems (Bollini et al., 2017b, p.5). Thermolysis is the process of transforming raw materials into hydrogen by comprising raw material, heat and catalysts to trigger chemical reactions. This accommodates several technologies like biomass gasification, pyrolysis, steam reforming, partial oxidation and autothermal and oxidative reforming (Bollini et al., 2017b, p.5).

While steam methane reforming and gasification still represent the vast majority of nowadays hydrogen production, water electrolysis is gaining relevance, which has positive impacts, given that the other two technologies produce CO₂ (Proost, 2020, p.17069). Considering the relevance of steam methane reforming (SMR) and electrolysis, these technologies should further be investigated.

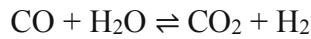
2.2.1 Steam Methane Reforming

Steam methane reforming (SMR) of natural gas for bulk hydrogen production has been used for decades. It has an overall energy efficiency of 70-75% (Basile and Iulianelli, 2014, p.5). At the moment it is the most common as well as most cost-effective hydrogen production method (Basile et al., 2015). When equipped with carbon capture and storage (CCS) or carbon capture and utilization (CCU) technologies a large share of the emissions can be avoided (blue hydrogen) (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.8-10). Benefits of SMR are the high conversion efficiency as well as the cost-effectiveness (Bollini et al., 2017b, p.6). Currently, SMR using natural gas is the primary process for the global hydrogen production, accounting for 76% of the dedicated hydrogen production of around 70 Mt a year (IEA, 2019, p.37-38).

In the process of SMR hydrogen is produced by the conversion of methane and water with the by-product of carbon dioxide. After the production a purification step follows to acquire the desired purity level. The production process comprises four main steps. In the first step steam is produced by heating water in the furnace. This step requires very high temperatures. In a second step the steam is now mixed with natural gas containing methane. At very high temperatures methane starts reacting with the steam (H₂O) producing hydrogen and carbon monoxide. The reaction equation looks as follows:



Normally a nickel catalyst helps accelerating the reaction and, therefore, producing more hydrogen. In a third step the carbon monoxide enters a water gas shift reactor which is filled with water as well as an iron-chrome based catalyst causing the steam to break down in oxygen and hydrogen. The hydrogen can be captured and the oxygen forms carbon dioxide with the carbon monoxide. The chemical reaction looks as follows:



Finally, in the last step the hydrogen gas is purified, most commonly with the pressure swing absorption process (Bakey, 2015, p.2-5).

2.2.2 Electrolysis

While a multitude of pathways to produce green hydrogen exist (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.11-15), the focus here shall lie on water electrolysis since it is seen as the most important method of (green) hydrogen production (Dincer and Zamfirescu, 2012, p.16270). Water electrolysis is an electrochemical process where water is split into hydrogen and oxygen. Only about 0.1% of the dedicated global hydrogen production and 2% of the global hydrogen as by-product is produced by electrolysis today (IEA, 2019, p.42-43). Water electrolysis is one of the most basic methods generating almost pure hydrogen. The process is driven by moving electrons being circulated through an external circuit (Dincer, 2012, p.1959).

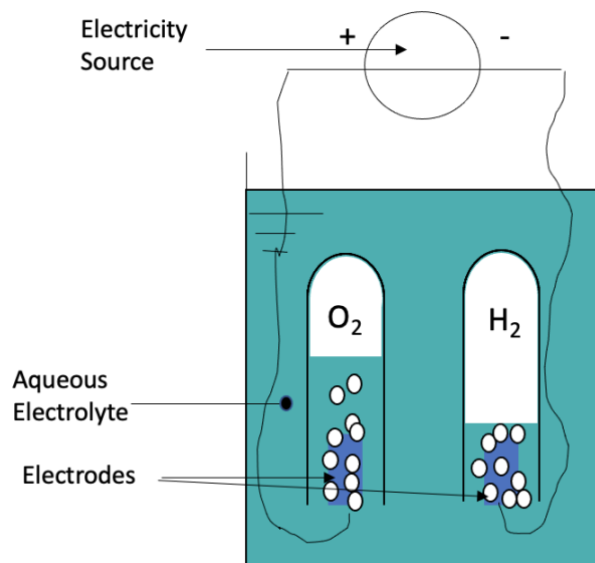


Figure 2.3 - scheme of the electrolysis process (derived from Bollin et al., 2017, p.34)

Figure 2.3 illustrates the basic principle of water electrolysis. The two electrodes (the anode and cathode) are surrounded by a conductive electrolyte and an energy source is supplied to induce the reaction. Inside the anode oxidation reactions take place, while inside the cathode reduction reactions occur. In order to split the water molecules large amounts of thermal energy are required (Bollini, et al., 2017b, p.34). Promising renewable energy sources are solar and wind (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.11).

Hydrogen production via water electrolysis comes with a lot of potential but also some challenges (Hosseini and Wahid, 2016, p.853). Electrolyzer systems have an overall efficiency between 60% and 81% depending on factors such as technology type and load factor. This is generally lower than the efficiency of SMR. Further, if the current hydrogen demand were to be met completely via (green) electricity, the (green) electricity demand would be around 3,600 terawatt hours (TWh), which exceeds the total annual electricity generation of the EU (IEA, 2019, p.43).

To conduct electrolysis several electrolyzer technologies are available. The most important ones are (i) alkaline electrolyzers, (ii) proton membrane (PEM) electrolyzers and (iii) solid oxide electrolysis cells (SOECs).

Alkaline electrolyzers have been used since the 1920s to produce hydrogen and are, therefore, a mature commercial technology accounting for about 61% of electrolyzers (IEA, 2021a, p.116-117). They have been particularly used in the fertilizer and chlorine industry. Their operating range is between a minimum load of 10% up to full design capacity. Because precious metals are avoided the capital costs are relatively low (IEA, 2019, p.43). One downside of them is that they are not very good for intermittent usage (Smolinka, Günther and Garche, 2010, p.12) making it difficult to effectively pair them with renewable energy sources (BEIS, 2021, p.21). On the other hand, they are the currently most cost-effective option and come with the advantage of allowing for large scale production (Smolinka et al., 2018, p.43).

PEM electrolyzers account for about 31% and come with the advantage of small area requirements, making them potentially more attractive in dense urban or industrial areas. On the other side, however, their overall costs exceed those of alkaline electrolyzers, and they have a shorter lifespan (IEA, 2021a, p.116-117). Their operation range is quite flexible starting at 0 load and going up to 160% of design capacity (IEA, 2019, p.43-44). This flexibility makes them an ideal candidate to be paired with dedicated renewable

sources (BEIS, 2021, p.14). They have first been introduced in the 1960s and are generally less widely developed than alkaline electrolyzers (IEA, 2019, p.43-44). Some authors see PEM water electrolysis as the most promising technique in terms of sustainability and environmental impact, because of its high pure hydrogen production efficiency (Kumar and Himabindu, 2019, p.442). Finally, they still have larger potential for cost reductions compared to alkali electrolyzers and might in the long-run even be cheaper (Smolinka et al., 2018, p.43).

SOECs are the least developed and are not yet fully commercialized. They are characterized by low material costs and high degrees of electrical efficiency (IEA, 2019, p.44), due to high temperatures (BEIS, 2021, p.14). Ceramics serve as electrolyte and steam is used for electrolysis resulting in the need of a heat source. A unique feature is that they can also be operated in reverse mode and, therefore, act as a fuel cell converting hydrogen back into electricity. A key challenge is that the high operating temperatures result in the degradation of materials and, therefore, lead to short lifetimes (IEA, 2019, p.44). While there are still a lot of uncertainties connected with this technology, they are seen to have the potential to be a disruptive technology (Smolinka et al., 2018, p.43).

Table 2.1 - main differences between the different electrolyzer types

	Alkaline		PEM		SOEC		source
	Today	long run	today	long run	today	long run	
electrical efficiency (%)	63-70	70-80	56-60	67-74	74-81	77-90	IEA, 2019
operating pressure (bar)	1-30		30-80		1		IEA, 2019
operating temperature (°C)	60-80		50-80		650-1000		IEA, 2019
stack lifetime (operating hours, in thousands)	60-90	100-150	30-90	100-150	10-30	75-100	IEA, 2019
Load range (% relative to nominal load)	10-110		0-160		20-100		IEA, 2019
advantages	very mature technology long stack lifetime large scale		quick response times/flexibility smaller low noise, high power density		high efficiency reverse mode: fuel cell (grid balancing) quick response times		Danish Energy Agency and Energinet, 2022 Danish Energy Agency and Energinet, 2022 Danish Energy Agency and Energinet, 2022
disadvantages	less flexibility use of highly caustic electrolyte high membrane resistance		very sensitive to impurities expensive and scarce catalyst uncertain lifetime		still in demonstration phase stack susceptible to corrosion short lifetime		Danish Energy Agency and Energinet, 2022 Danish Energy Agency and Energinet, 2022 Danish Energy Agency and Energinet, 2022

Table 2.1 summarizes the main differences between the three types of electrolyzers. And figure 2.4 illustrates the different operation principles of the alkaline, PEM and SOEC electrolyzers. It includes the reactions happening at anode and cathode showing that the oxygen evolution takes place in the anode while the hydrogen evolution happens in the cathode (Hosseini and Wahid, 2020, p.4122).

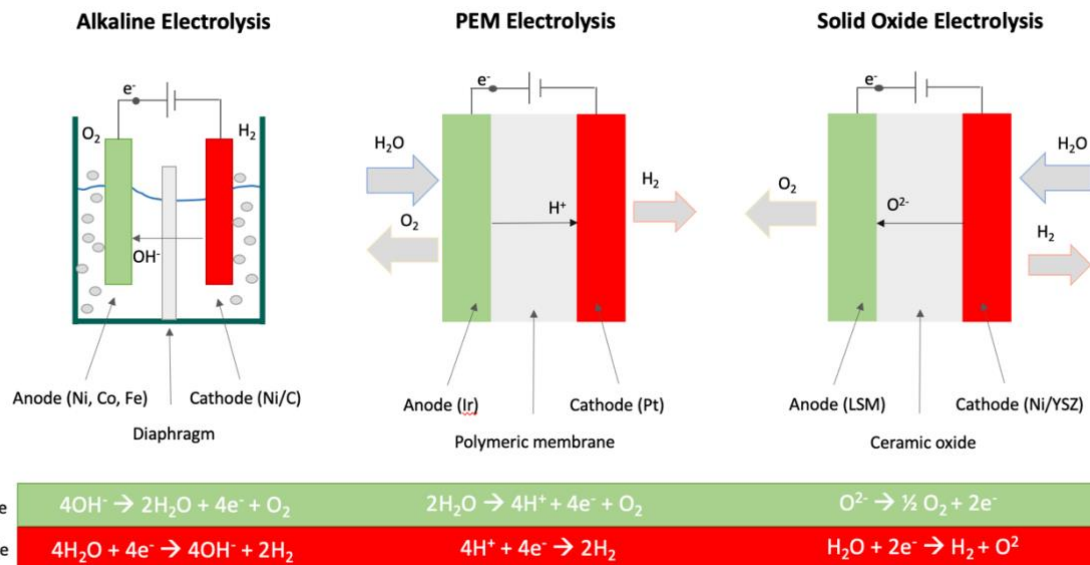


Figure 2.4 - operation principles of the different electrolyzers including the reaction on anode and cathode (derived from Hosseini and Wahid, 2020, p.4122)

In order to reach climate targets, the deployment of electrolyzers needs to be further accelerated. This should also speed the declines in costs (IEA, 2021a, p.119-120).

To conclude, there are many options for hydrogen production, SMR, coal gasification and water electrolysis being the prevalent and most important ones today. Figure 2.5 provides a final overlook over the most relevant potential pathways. The third column also shows important processes to transform hydrogen into other products like methane or ammonia (IEA, 2019, p.39).

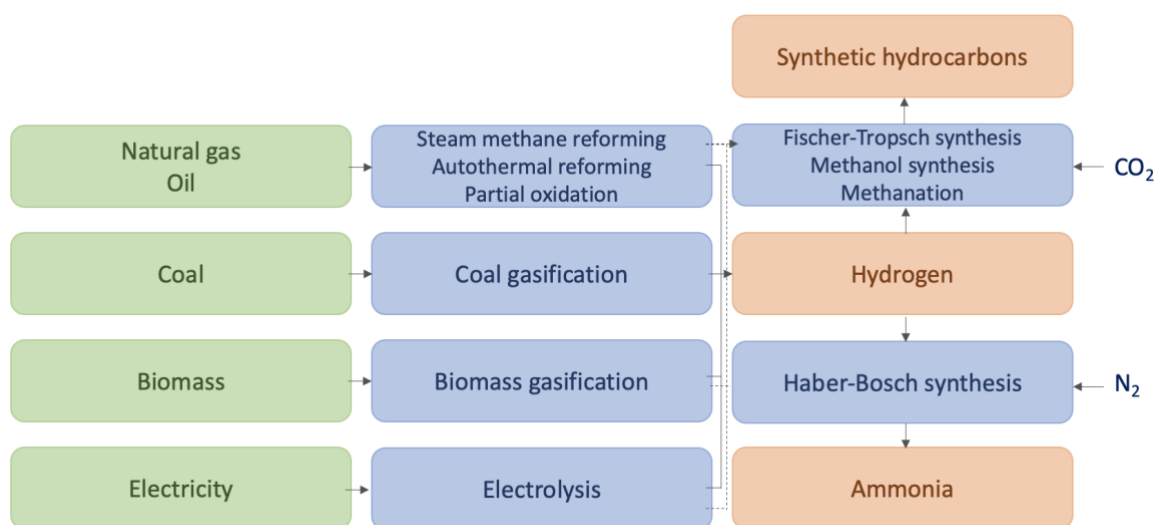


Figure 2.5 - main pathways for hydrogen production (derived from IEA, 2019, p.39)

2.2.3 Storage and Transportation of Hydrogen

If hydrogen is to be produced in a centralized manner, there is a need for large- and medium-scale storage as well as appropriate infrastructure to transmit and distribute the hydrogen. There are several options that may serve as hydrogen storage such as depleted gas fields, aquifers and caverns. The aim of hydrogen storage is, amongst others, to compensate for the daily and seasonal variability of renewable energies and consequently create balance between supply and demand. Furthermore, regional level storage holds the potential to increase network stability and power quality (Bassile and Iulianelli, 2014, p.6-7). This promotes the possibility of generating local power by using fuel cells and comes with numerous environmental advantages (Ishaq, Sincer and Crawford, 2021, p.16). Hydrogen storage, however, also comes with significant challenges. The gas has a very low energy density making storage as well as long-distance transmission and local distribution difficult. Therefore, further research assessing the options for hydrogen storage is needed (IEA, 2019, p.67).

Generally, there are two main types of storage: stationary and mobile. Stationary storage can be further divided in on-site storage at the point of use, on-site storage at the point of production and stationary power generators. Mobile storage consists of the option of storage as vehicle fuel or hydrogen transportation (Moradi and Groth, 2019, p.12256). Another way to characterize the various options for storage is summarized in figure 2.6.

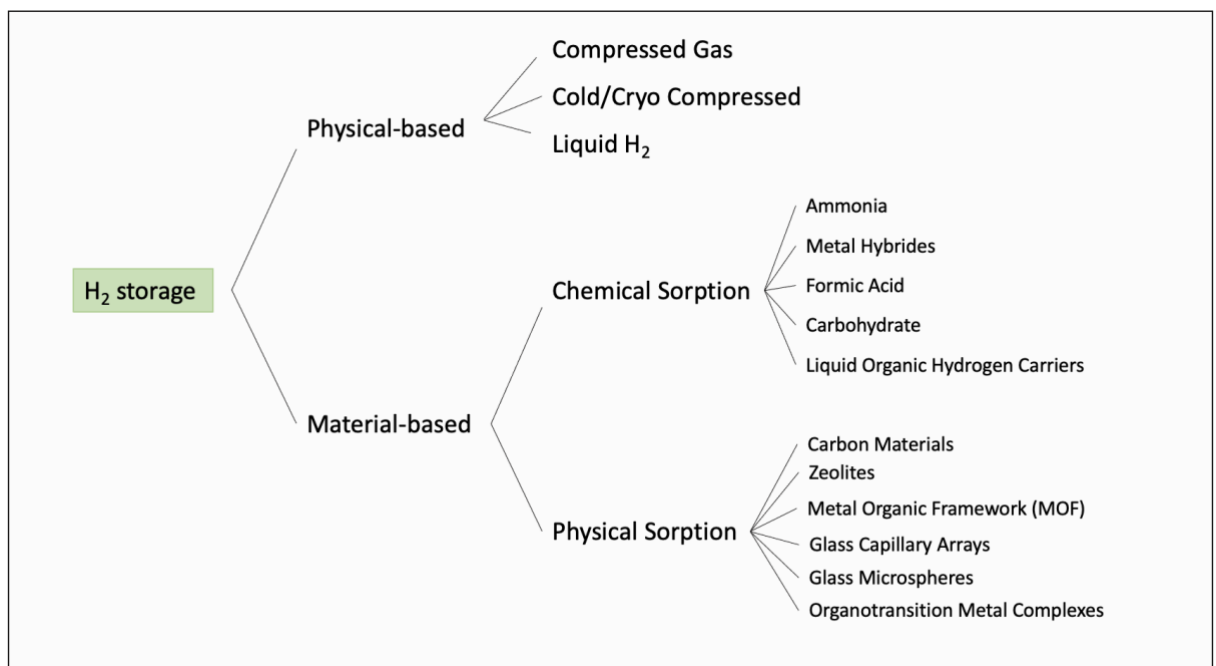


Figure 2.6 - hydrogen storage methods (derived from Moradi and Groth, 2019, p.12256)

A network for transporting hydrogen, such as hydrogen pipelines, exists only in very limited form. The building of a reliable and cost-effective hydrogen distribution network remains a challenge and will certainly not be built overnight. One of the most significant barriers to reaching such is the complexity of governmental programs and subsidies as well as the absence of a consistent metering standard or even consistent availability of net metering (Basile and Iulianelli, 2014, p.7-8).

In general, several options exist for the transportation of hydrogen:

- Pipelines: These require the compression of hydrogen.
- Trucks/Rails: These require hydrogen compression or liquefaction.
- Chemical tanker ships: This requires the conversion of hydrogen into more stable chemicals such as methanol/methyl chlorohexane.
- In the form of ammonia.
- Blending in with natural gas: Hydrogen concentrations are lower, but the existing natural gas pipelines infrastructure can be utilized (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.19).

Especially the last option holds the potential to provide a boost to hydrogen supply technologies (IEA, 2019, p.67). A European level initiative that has been founded in 2020 has the goal of developing a European hydrogen market by introducing a pan-European hydrogen transport infrastructure. The project shows the technical and economic feasibility and affordability of implementing such a hydrogen pipeline infrastructure (Grid, et al., 2022).

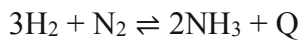
Interesting is also the option to convert hydrogen to hydrogen-based fuels and feedstocks, given that they are easier to store, transport and use. A lot of these technologies are still at their demonstration stage (IEA, 2019, p.55). However, they will be briefly introduced.

2.2.4 Conversion of Hydrogen

There are various options for hydrogen carriers. Some of the most discussed are liquid organic hydrogen carriers (LOHC), ammonia, methane or methanol. Which one of these will be the most dominant and relevant after all is yet to be seen (personal communication, April 27, 2022).

2.2.4.1 *Ammonia*

Ammonia is produced by ammonia-synthesis or the Haber-Bosch process (dena, 2018, p.2). In the process elemental nitrogen is combined with hydrogen under high pressure and temperature. Nitrogen can be recovered from the air and a catalyst helps the reaction (Danish Energy Agency and Energinet, 2022, p.272). The overall reaction is (Danish Energy Agency and Energinet, 2022, p.279):



Ammonia as a hydrogen carrier is unique in the sense that the non-hydrogen part of ammonia has no carbon (Jackson et al., 2020, p.14), meaning that its combustion also does not generate CO₂. However, its toxicity shall not be disregarded (IEA, 2019, p.55-56). Liquid ammonia has a volumetric energy density about 50% higher than hydrogen. Further, it is used as a chemical feedstock for nitrogen fertilizers and explosives, as well as a refrigerant. It has been produced with hydrogen from electrolyzers since the 1920s. The new project is to now use renewable electricity (IEA, 2019, p.55-56).

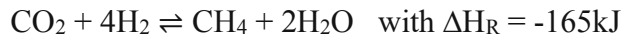
Synthetic hydrocarbons are produced by combining hydrogen with CO₂ generating methane or synthetic liquid fuels such as methanol, diesel, gasoline and jet fuel. They hold the advantage of high energy densities, some also higher than ammonia (IEA, 2019, p.57) and will be briefly discussed.

2.2.4.2 *Methane*

The methanation reaction, where hydrogen is combined with carbon monoxide and/or carbon dioxide was already discovered at the beginning of the 19th century (Schaaf et al., 2014, p.3). There are two different versions, the catalytic and the biological methanation (dena, 2018, p.2). In the biological methanation process microorganisms convert hydrogen and carbon dioxide in an aerobic environment into methane (IEA, 2019, p.57). However, this method is still under development, while the catalytic methanation is commercially available and largely dominating (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018, p.65), which is why it will be the focus here. The catalytic process is typically carried out at 300 to 550°C using a nickel-based catalyst. The CO₂ that is used as a feedstock could be captured from industrial processes, biogas or biomass plants, power stations, geothermal boreholes or from the air. If it is

captured from the air this ensures a closed CO₂ cycle (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018, p.65-67).

The overall reaction is also called the Sabatier reaction (Baier, Schneider and Heel, 2018, p.4):



The by-products of heat and water can (in theory) be utilized. The waste heat can be used as an input for the capturing of CO₂ from the air or for the hydrogen electrolysis. The water can also be used as an input for the hydrogen electrolysis (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018, p.64).

2.2.4.3 *Methanol*

Methanol can be produced via methanol synthesis or the Fischer-Tropsch synthesis. In the methanol synthesis hydrogen, carbon monoxide or carbon dioxide are combined to form methanol, which is either used directly or for synthetic fuels such as diesel, gasoline or kerosene. The Fischer-Tropsch process combines carbon monoxide and hydrogen to form a crude fuel which is subsequently refined (dena, 2018, p.2). Synthetic methanol is the simplest alcohol and has an 80% higher energy density than liquid hydrogen. It is easily transportable, not carcinogenic or mutagenic, soluble in water and biodegradable. The production process is fully commercial, and it can be used for energy purposes or as a building block for synthesizing a range of chemicals (IEA, 2019, p.57-58).

2.2.4.4 *Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)*

LOHCs are aromatic carbohydrates binding hydrogen through the process of a catalytic reaction (Wulf and Zapp, 2018, p.11885). They are either liquids or low-melting solids and have the benefit of being compatible with the existing infrastructure and being able to store hydrogen without losses also in the long-term or when transported overseas (Aakko-Saska et al., 2018, p.804). Examples are N-ethylcarbazole/perhydro N-ethylcarbazole, toluene/methylcyclohexane or dibenzyltoluene/perhydro dibenzyltoluene. The processes of producing them or reconvert them to hydrogen are called hydrogenation or dehydrogenation. Hydrogenation is an exothermic reaction releasing heat at temperatures of 150°C, while dehydrogenation is endothermic and requires temperatures between 270 and 350°C (Wulf and Zapp, 2018, p.11885).

This conversion of hydrogen comes at the cost of high electricity requirements and overall low efficiency of production processes. These will be discussed in more detail in Chapter 3. Overall, around 45-60% of the electricity that is used in the production ends up being lost in the process (IEA, 2019, p.56-58).

2.3 Utilization of Hydrogen

One of the main arguments for hydrogen is its capability to store energy and, therefore, allows balancing the grid when renewables are employed and guaranteeing uninterrupted power supply (Basile and Iulianelli, 2014, p.8). Hydrogen can be utilized for many purposes. Figure 2.7 summaries the main uses of hydrogen. Broadly speaking hydrogen can be used as a fuel, heat, or a feedstock. The sectors that can profit from this are transportation, power, industry, buildings, chemicals and products (Bloomberg, 2020).

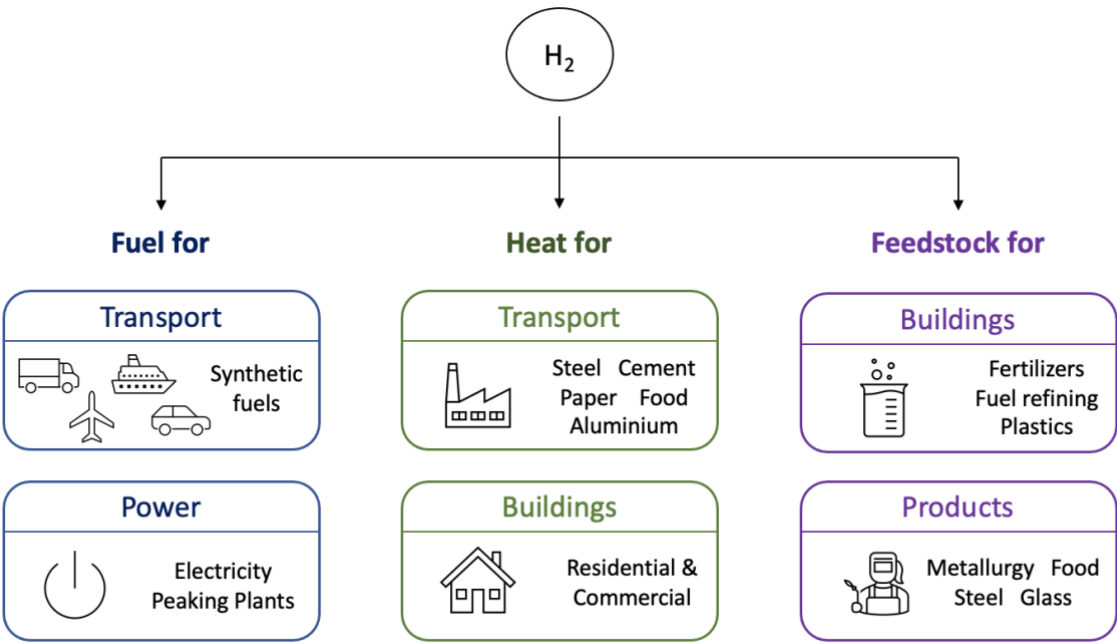


Figure 2.7 - different uses of hydrogen (derived from Bloomberg, 2020, p.2)

Today, the demand for hydrogen is dominated in industrial applications. Particularly oil refining, ammonia production, methanol production and steep production via the direct reduction of iron ore constitute the top uses for hydrogen. Over the short to medium term an increased demand for ammonia and methanol is projected. In the longer term

especially steel and high-temperature heat production are considered to offer large potential for low-emission hydrogen demand growth (IEA, 2019, p.89). Table 2.2 summarizes the future potentials of hydrogen use in industrial applications.

Table 2.2 - hydrogen use in industrial applications and future potential (derived from IEA, 2019, p.90-91)

Sector	Current hydrogen role	2030 hydrogen demand	long-term demand
Oil refining	Used primarily to remove impurities from crude oil and upgrade heavier crude. Used in smaller volumes for oil sands and biofuels.	7% increase under existing policies. Boosted by tighter pollutant regulations, but moderated by lower oil demand growth.	Highly dependent on future oil demand but likely to remain a large source of demand in 2050, even in a Paris-compatible way.
Chemical Production	Central to ammonia and methanol production, and use in several other smaller-scale chemical processes.	31% increase under existing policies for ammonia and methanol due to economic and population growth.	Hydrogen demand for existing uses set to grow despite materials efficiency (including recycling); new ammonia and methanol demand could arise for clean uses as hydrogen-based fuels.
Iron and steel production	7% of primary steel production takes place via the direct reduction of iron (DRI) route, which requires hydrogen. The blast furnace route produces by-product hydrogen as a mixture of gases, which are often used on site.	A doubling under existing policies as the DRI route is used more, relative to the currently dominant blast furnace route.	Steel demand keeps rising, even after accounting for increased materials efficiency. 100% hydrogen-based production could dramatically increase demand for low-carbon hydrogen in the long term.
High-temperature heat (excluding chemicals and iron and steel)	Virtually no dedicated hydrogen production for generating heat. Some limited use of hydrogen-containing off-gases from the iron and steel and chemical sector.	9% increase in high-temperature heat demand under existing policies. No additional hydrogen use without significant policy support.	Heat demand likely to rise further, providing an opportunity for hydrogen if it can compete on cost in the prevailing policy environment.

Besides industry, hydrogen has also been named an ideal fuel for the transportation sector including road, rail, sea and airway (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.66). Generally, green hydrogen offers great potential for especially those sectors which may be difficult to decarbonize by means of electrification due to the requirement of high-grade heat. A future market in those areas can be expected (Proost, 2020, p.17068).

2.4 Advantages of Green Hydrogen

Hydrogen, particularly green hydrogen, comes with a lot of potential and advantages. The most evident one being that green hydrogen does not emit greenhouse gases (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.7). Therefore, it provides great potential for decarbonization. As already established, some sectors cannot be decarbonized by using electricity, and particularly in those green hydrogen offers great potential (Bloomberg, 2020, p.6). Some processes require very high temperatures which cannot be achieved with electricity but necessitate fuels, therefore, green hydrogen and hydrogen-derived fuels are crucial in those fields (Bennet, 2021).

Another obvious advantage of green hydrogen is its capability to balance intermittency resulting from increased renewable energies by storing seasonal surplus electricity (Bennet, 2021). This kind of storage will be necessary to enhance the energy transition. Further, hydrogen favors the decentralization of power generation which subsequently leads to better energy security (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.71). According to a report from the Carbon Tracker Initiative the greatest beneficiaries of increased demand for renewables will be poor countries which allows for great advantages of domestic development potential (Bennet, 2021).

Also in the transportation sector green hydrogen holds great potential and provides certain advantages. This applies particularly to trucks, ships and potentially aviation (Bloomberg, 2020, p.6). Heavy duty transport requires long ranges that cannot be reached with batteries. Therefore, green hydrogen-derived fuels offer a good solution (Bennet, 2021). Further, the maritime and aviation sector typically require quick refueling and long-distance travel as well. Hydrogen, much like gasoline or diesel, can be pumped into vehicles in only minutes and provides for the long-distances necessary (Descant, 2021).

With regards to energy storage and transportation batteries may also be considered as an option. Hydrogen, however, holds some key advantages in comparison to batteries as well. As just established, batteries cannot provide for the long-distance ranges nor fast refueling that hydrogen can (Descant, 2021). Further, conventional batteries do not offer long-term energy storage options and have a low storage capacity making the storage of

renewables in hydrogen more reliable and efficient (Hoesseini and Wahid, 2016, p.4112). Another disadvantage of batteries is that in most cases the mining of rare minerals is involved in the production process leading to serious negative environmental impacts (Houseman, 2022). With regards to safety concerns, stored hydrogen also seems to be the better choice being less likely to catch fire during failure compared to lithium-ion batteries (which are considered the most ideal candidate for electrical energy storage) as hydrogen systems are not self-igniting. Finally, hydrogen also possesses the more significant energy density meaning that any hydrogen storage solution would be smaller or able to store more energy (Mitchell, 2021). As a concluding remark it is important that batteries and hydrogen are not to be seen as exclusively being competitors but rather complementary technologies each having specific advantages for different fields and applications (Simolka, Kübler and Völler, 2020).

No GHG emissions	Intermittency	Transportation	Batteries
Decarbonization potential for hard-to-decarbonize sectors	Balancing of grid by providing storage	Long-distance travel, maritime & aviation sector	Advantages over batteries, however, to be seen as complementary

Figure 2.8 - advantages of green hydrogen (own graphic)

Figure 2.8 summarizes the main advantages of green hydrogen.

2.5 Challenges of Green Hydrogen

The transition to a green hydrogen economy comes with several challenges which will have to be carefully addressed. Broadly they can be divided in (i) infrastructure, (i) government, (iii) social barriers, (iv) efficiencies and (v) costs.

One of the most important challenges is the development of a save and efficient infrastructure. This includes the storage as well as the delivery and distribution of hydrogen (Dincer and Zamfirescu, 2016, p.71-84). Today, only limited hydrogen pipeline networks exist in certain regions, a proper and full infrastructure yet remains to be built

and developed, which will not happen over-night. Such an undertaking necessitates enormous investment. The cost estimated to create such infrastructure range in the trillions of dollars (Basile and Iulianelli, 2014, p.3-7). Hydrogen has a very low density which makes the storage and transportation of it very difficult (Ishaw, Dincer and Crawford, 2021, p.22). In order to efficiently develop a hydrogen infrastructure system-level analysis is needed. An efficient infrastructure will depend on multiple aspects such as demand volumes, production technologies, location of infrastructure relative to resources for producing the green hydrogen, existing natural gas and electricity networks as well as future developments. While pipelines seem to be the most cost-efficient options for not too long distances, longer distances may be better transported as liquified hydrogen, ammonia or LOHCs by ship. While hydrogen pipelines are a mature technology, their construction is very cost intensive and also slightly more expensive than for natural gas pipelines. Using the existing gas infrastructure by blending in hydrogen with gas or repurposing it can act as a catalyst for scaling up the hydrogen transportation (IEA, 2021a, p.143-148). Since often existing pipelines and infrastructure are not compatible with hydrogen, this cannot be the ultimate solution (Bloomberg, 2020, p.4). Another way to deal with the challenge of hydrogen's low density is to convert hydrogen into hydrogen-based fuels and feedstocks (Scite, Raimondi and Noussan, 2020, p.10). This has already been described above. While constructing the necessary infrastructure it is also important to consider cross-border cooperation and the infrastructure needed for hydrogen trade (Scite, Raimondi and Noussan, 2020, p.13).

Finally, making sure that it is a green hydrogen supply means that there is a considerable need for renewable energies. If hydrogen is to reach 24% of the energy demand in a 1,5°C scenario, the additional amounts of required renewable electricity will be more than is currently produced from all sources worldwide. Therefore, the concern about the availability of sufficient suitable land has to be taken into account (Bloomberg, 2020, p.8-9). According to the Carbon Tracker Initiative report of May land is not seen as a constraint. The land needed for solar panels providing for all global energy today is only around 0,3% of the global land area and less than what is currently required for fossil fuels (Bennet, 2021).

Another challenge, which is also related to the infrastructure, are governmental policies and regulations. The various programs and subsidies as well as regulations in different

countries vary vastly making an efficient interconnected system very difficult to achieve. Further, in many areas the necessary support and incentives from the state are lacking, which has significant impact on the construction of a proper infrastructure (Basile and Iulianelli, 2014, p.8-10). Since cross-border cooperation will be needed for hydrogen trade from countries with good natural endowments to countries with less potential for producing their own green hydrogen, particularly the lack of international standards and regulations limits the diffusion of hydrogen and therefore impedes its potential (Scite, Raimondi and Noussan, 2020, p.14-15).

While the governmental support has to be increased, also the social support poses a certain barrier. This manifests in too little education in the field and, therefore, results in negative safety perceptions as well as low awareness regarding societal benefits (Basile and Iulianelli, 2014, p.23-24). Further, this results in a limited workforce which is specialized and qualified to optimize the systems and technologies and therefore enable large-scale deployment (Ouziel and Avelar, 2021).

Energy efficiency is another big challenge to be worked on. The whole process of producing, converting and distributing hydrogen comes with a lot of losses in energy. During the electrolysis process approximately 30-35% of energy used is lost, the conversion into other carriers or the liquefaction of hydrogen results in another loss of energy of around 13-25% (this will be further described in Chapter 3.4.1). The transportation of hydrogen needs a further energy input of about 10-12% and finally the use of hydrogen in fuel cells leads to another energy loss of around 40-50% (Ouziel and Avelar, 2021). According to the IEA (2019) the whole process of converting, shipping and reconverting hydrogen to electricity can result in a delivered energy that is below 30% of what was initially put in as electricity (Scite, Raimondi and Noussan, 2020, p.10). These significant losses are not only wasting a lot of energy, but also result in higher costs (Ishaq, Dincer and Crawford, 2021, p.22).

The just mentioned high costs are probably the most significant challenge for green hydrogen. The prices for hydrogen around the world vary widely, however, in most parts hydrogen produced from fossil fuels remains the lowest-cost option and, therefore, also the competitive option. The price range from hydrogen from natural gas is somewhere

around USD 0,50-1,70/kg H₂ (USD 15,15-51,51/MWh H₂). On the other hand, the hydrogen produced from renewables ranges between USD 3,00-8,00/kg H₂ (USD 90,90-242,4/MWh H₂) (IEA, 2021a, p.114). The major components influencing the costs of green hydrogen are (i) the operational time of the electrolyzer, (ii) the CAPEX (capital expenditures) and (iii) the costs of renewable electricity (Proost, 2020, p.17072). Further factors having an impact on the costs are the conversion efficiency, future innovation in technologies, economies of scale and the manufacturing processes (which influence the CAPEX) (IEA, 2019, p.47). The CAPEX for electrolyzers have been falling and are expected to fall more in the future leaving potential for cost improvements (Proost, 2019, p.4412). Besides the CAPEX costs also the costs for renewable energies have been decreasing significantly in the past leading to solar energy already becoming one of the most affordable energy sources for electricity generation. This development helps closing the gap between the prices of green and fossil fuel-based hydrogen (IEA, 2021a, p.213). Finally, sufficiently high carbon pricing can be expected to play a role in guaranteeing price competitiveness as well (IEA, 2019, p.114). More details regarding the cost challenge will be provided in the second Chapter.

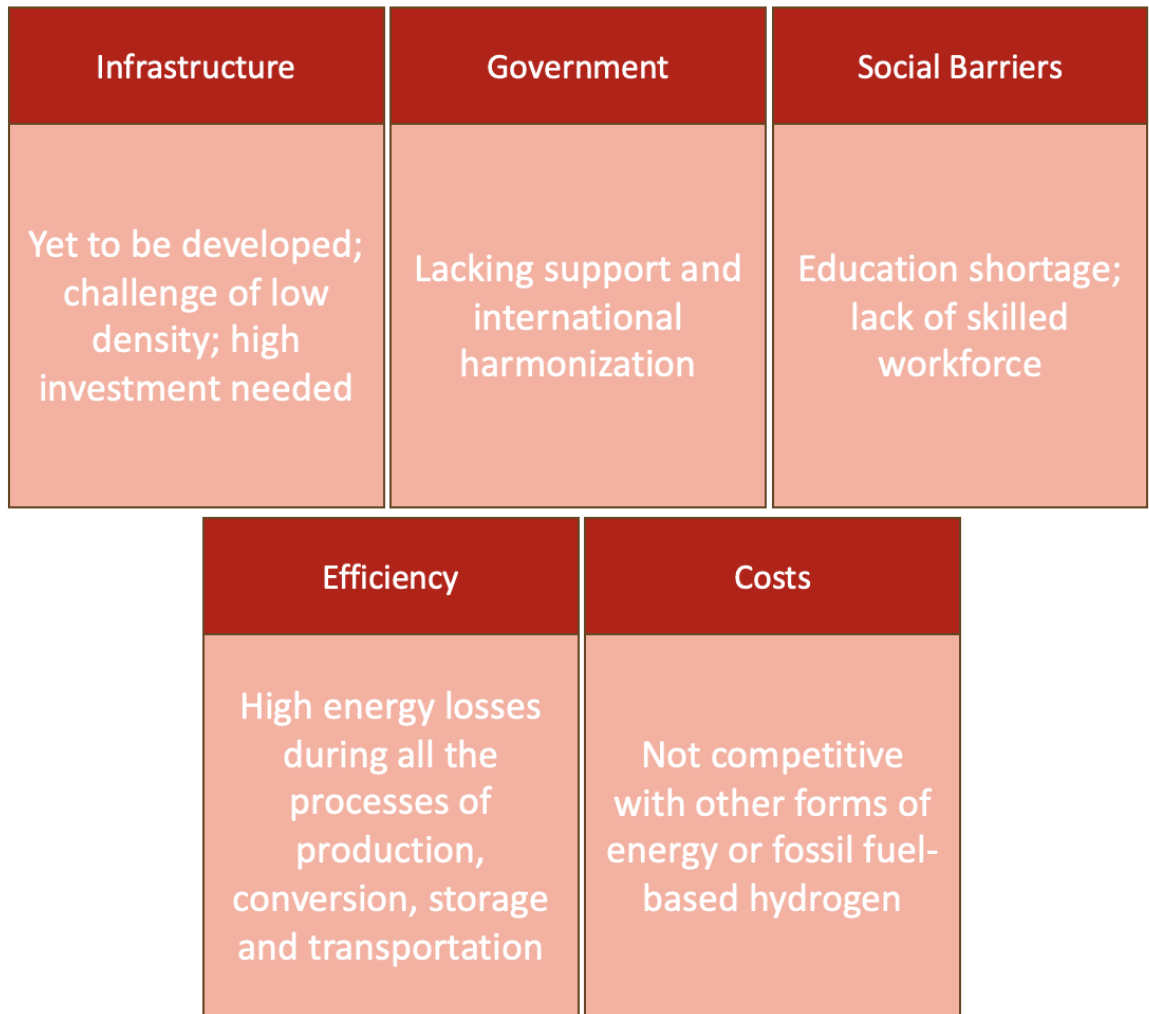


Figure 2.9 - challenges of green hydrogen (own graphic)

Figure 2.9 summarizes the main challenges of green hydrogen.

2.6 State of the art of the Market and Emerging Technologies

Currently the hydrogen production overall is dominated by natural gas-based hydrogen produced via SMR. With regards to green hydrogen water electrolysis is the most common method of production (Tanti et al., 2000, p.143). The electrolyzers utilized for this are by a majority alkaline followed by PEM electrolyzers. While these technologies are by far the most relevant technologies as of now, there are a lot of emerging technologies which might play important roles in the future (IEA, 2019, p.39).

SOEC electrolyzers might hold great potential. Instead of water they use steam for the hydrogen production. Further, using certain chemicals as electrolytes leads to low

material costs. A heat source is required for the steam production. They promise high electrical efficiencies of 79-84% while operating at high temperatures. A special feature of them is that they can also be operated in reverse mode meaning as a fuel cell. Further, they can also be used for the co-electrolysis of steam and CO₂, therefore, creating a syngas mixture. In Europe, a lot of companies are developing such electrolyzers (IEA, 2021a, p.139). Sunfire is one of those companies, believing that this technology holds great potential in the near future (personal communication, April 05. 2022).

Methane pyrolysis or methane splitting is the conversion of methane into gaseous hydrogen and solid carbon (like carbon black). This process does not emit any direct CO₂ and requires relatively high temperatures. It comes with the advantage of using comparatively less electricity per unit of hydrogen (3-5 times). On the other hand, it requires more natural gas compared to SMR (IEA, 2021a, p.139-140). The carbon black could create additional revenue streams as it can be used in industries like rubber, tires, printers and plastics (IEA, 2019, p.41).

The University of Calgary in Canada has recently developed a new way of producing hydrogen called aqua hydrogen. It uses fossil fuels does, however, not emit any greenhouse gases. This works by injecting oxygen into heavy oil reservoirs or oil sands deep underground. There, a chemical reaction takes place which is a form of oxidation releasing heat. Temperatures proceed to exceed 350°C which leads to molecules like heavy oil or water beginning to split. The result is pure hydrogen gas which is consequently extracted and transported to the surface. The CO₂ will remain underground. The costs of aqua hydrogen are expected to be as low as USD 0,23/kg (USD 6,97/MWh), which could revolutionize the hydrogen market. While this seems promising, there are some drawbacks that should not be ignored. Firstly, the technology is still at its infancy and there are challenges with regards to large-scale production. A lack of understanding goes hand in hand with insufficient investment and a consequent lack of infrastructure. Besides this there are some environmental concerns, like the high temperatures that might affect the surroundings. Further, there is concern about the safety of the geological carbon dioxide storage since it bears the risks of the acidification of water, breaking the original ecological balance and the leakage of the CO₂ into the atmosphere (Yu, Wang and Vredenburg, 2021, p.21263-21268).

Other new “colors of hydrogen” that are under development are white and aquamarine hydrogen. Just as aqua hydrogen they hold the promise to be a lot more cost competitive than not only conventional green but also grey hydrogen. White hydrogen would be produced from the catalytic solar thermochemical splitting of H_2O . Aquamarine hydrogen is the result of solar thermochemical CH_4 pyrolysis with a carbon catalyst. While these might be promising technologies they yet have to be fully developed and analyzed from various perspectives so that advantages and disadvantages can be weighted (Boretti, 2021, p.23988).

2.7 Green Hydrogen from Solar Energy

Among renewables, solar energy is seen to hold the greatest potential to generate low-cost electrical power. Firstly, solar energy is highly abundant meaning that just 1% of the solar energy received by the Earth’s surface annually could serve all human energy requests (Hosseini and Wahid, 2020, p.4111). According to Dincer and Acar the solar energy holds a unique potential and has even driven the evolution of innovation in hydrogen production (Dincer and Acar, 2017, p.14843-14861). Also economically, solar energy holds great potential. There has been a huge fall in costs which have decreased by about 18% each year since 2010. The technology is growing faster than any previous energy technology at this size nearly doubling its capacity every two years (Carbon Tracker Initiative, 2021). Important barriers to the broader employment of photovoltaic (PV) cells in hydrogen production is the costs of PV cells and the low efficiency of them (Hosseini and Wahid, 2016, p.862). The most broadly employed PV cells are crystalline silicon panels. While their average efficiency has increased from around 14% in 2006 to 17-18% and is expected to increase it is still rather low. Tandem solar cells could achieve efficiencies of up to 46%, however, they have not reached market break-through yet due to very expensive materials and fabrication processes (IRENA, 2019, p.41f). According to Bollini et al. (2017b) the conversion efficiency of PV panels averages around 14% which consequently influences the overall efficiency of the total solar-hydrogen system (Bollini et al., 2017n, p.43). Regardless, solar is seen as one of the most promising hydrogen production approaches (Ngoh and Njomo, 2012, p.6782). Further, the development of various different solar cell types, such as tandem solar cells holds great potential for the future (IRENA; 2019, p.42ff).

There are several ways of coupling solar energy with hydrogen production (Ramadan, 2021, p.30549). Generally, there are photochemical, electrochemical and thermochemical processes for the production of hydrogen. In photochemical processes solar light is used to produce the hydrolysis of water. Those can be photobiological or photoelectrochemical procedures. An example would be the bio-production of hydrogen from photosynthetic microorganisms which act as biological catalysts (Ngoh and Njomo, 2012, p.6784). Thermochemical processes work via the direct thermolysis of water, thermochemical cycles and cracking or reforming and gasification of hydrocarbons. High temperature heat is generated by concentrated solar radiation and different devices are used to reach these high concentration ratios (Ngoh and Njomo, 2012, p.6787). Electrochemical processes are the electrolysis of water, which is the by far most developed and therefore also useful method in industries (Ngoh and Njomo, 2012, p.6789).

The electrolysis of water via solar energy is a process where electrical energy is transformed into chemical energy in the form of hydrogen. The reactions can be described as follows:

At the anode: $\text{H}_2\text{O} + \text{electricity} \rightarrow 2\text{H}^+ + (1/2)\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

At the cathode: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$

Overall reaction: $\text{H}_2\text{O} + \text{electricity} \rightarrow \text{H}_2 + (1/2)\text{O}_2$

This can occur at ambient and high temperatures. The main advantage is the scalability and the emission-free production. Challenges are still the high capital costs as well as the costs of electricity (Ngoh and Njomo, 2012, p.6789-6790).

While the solar energy can be supplied in various ways like solar towers, parabolic troughs or solar chimneys, solar PVs connected to hydrogen production is the most utilized system. Consequently, PV-hydrogen couplings are also the most developed solar-hydrogen couplings (Ramadan, 2021, p.30550-30554).

3 The Costs of Green Hydrogen Production²

3.1 Basics about Costs

In this chapter, aspects that are important regarding the cost competitiveness of green hydrogen are highlighted. Further, a general understanding about the production costs of hydrogen and how they are composed shall be established. After covering the basics, some of the main components affecting the production costs shall be looked at in greater detail.

3.1.1 Cost Competitiveness

One of the main challenges faced by green hydrogen are the production costs that are not competitive with grey hydrogen or other fossil fuel-based energy sources (IEA, 2021a, p.114). Hydrogen produced from natural gas currently costs around 1,40€/kg (1,52\$/kg; 45,95\$/MWh). When CO₂ costs of about €50 per ton CO₂ are added the costs rise to 1,80€/kg (1,95\$/kg; 59,08\$/MWh) and when CCS to avoid 75% of the emissions is added they rise to 2,20€/kg (2,38\$/kg; 72,20\$/MWh). The current costs for producing renewable hydrogen range between 3,40€/kg (3,68\$/kg; 111,58\$/MWh) to 6,60€/kg (7,14\$/kg; 216,60\$/MWh) (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.11). According to Hydrogen Europe (2020, p.25-27) the costs can even range between 2,60€/kg (2,82\$/kg; 85,33\$/MWh) to 9,50€/kg (10,29\$/kg; 311,77\$/MWh). However, costs have been declining and the prospect of further decreasing electricity prices and CAPEX costs for electrolyzers suggest that this trend will continue, increasing the competitiveness of green hydrogen (Glenk, 2019, p.4). According to an IRENA study (2020, p.15), green hydrogen can already be produced cost-competitively compared to grey hydrogen in ideal locations where renewable electricity can be procured at very low costs. Such low cost, large-scale production possibilities are, however, geographically limited (Bloomberg, 2020, p.3). Very important aspects to reach cost-competitiveness is policy support and carbon pricing (Bloomberg, 2020, p.5). A carbon price of \$100/tonCO₂ is predicted to lead to an increase of roughly 50% of the costs for grey hydrogen (Proost, 2020, p.17073). The Hydrogen

² The data in this chapter was collected before the war in Ukraine broke out and, therefore, does not always reflect the current situation. However, Chapter 4 will address this problematic and also include more recent numbers. However, the situation influences the costs of grey hydrogen greater than that of green hydrogen, which is why only the values regarding grey hydrogen should be regarded with caution in this chapter.

Council (2020, p.12) identified some of the factors driving cost-competitiveness such as the scale up and industrialization of fuel cell, electrolyzer and hydrogen tank manufacturing, a scale-up of demand and a general scale-up of system size. While scaling up is evidently one of the main goals to increase competitiveness, the largest projects in Europe are still rather moderate in their size. As of 2020 the largest operating electrolyzers in Europe were a 9MW alkali electrolyzer in Rjukan (Norway), a 6MW PEM electrolyzer in Linz (Austria) and a 0,7MW SOEC electrolyzer in Salzgitter (Germany) (Hydrogen Europe, 2020b, p.21). By now there is an even bigger PEM electrolyzer in Canada (Québec) which has a 20MW capacity (Ellerbusch, 2022). Since there is no official statistic listing the current largest electrolyzers in operation, no concrete recent data for alkali and SOEC was found and also for PEM it can only be assumed after searching the internet that there is no larger one than this 20MW as of now.

3.1.2 Cost Composition

The production costs of green hydrogen consist of and depend on several factors. Various studies list the most important factors influencing the production costs and among them are almost always (i) the CAPEX for the electrolyzer, (ii) the costs of renewable electricity and (iii) the operation hours/capacity factor of the electrolyzer (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021; BEIS, 2021; Christensen, 2020; Deutsch and Schimmel, 2021; Hydrogen Europe, 2020b; IRENA, 2020; Proost, 2019; Yates et.al, 2020). Other important factors are the efficiency and the lifetime of the electrolyzer, OPEX costs (Christensen, 2020, p.13), electrolyzer system costs (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.11), taxes (Hydrogen Europe, 2020, p.25) and the location of the facility (Yates et al., 2020, p.1). While CAPEX and electricity costs make up the largest share of the costs covering around 40-60% each (Hydrogen Europe, 2020b, p.22) it is important not to completely neglect the resting operation and maintenance costs (personal communication, March 30, 2022). Finally, an important factor regarding costs is whether one has to buy the land necessary for the production as well as the price for buildings, which have been increasing recently. This aspect has been widely neglected in the literature and has been highlighted to me by Dipl.-Ing. Dr. techn. Fleischhacker (personal communication, April 12, 2022).

There are various ways of calculating the production costs. Two ways that have been utilized in literature/reports shall be briefly explained and later on used as model for own calculations.

One way to calculate the production costs is by taking into account the operational time of the electrolyzer in full load hours (FLH), the costs of renewable electricity (ELCTR, in €/MWh) and the electrolyzer CAPEX (CPX, in €/kW). Further, it entails the power consumption of the electrolyzer in kWh/kg represented by ε . The formula goes as follows (Proost, 2020, p.17071):

$$H2costs \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \left(\left(\frac{ELCTR}{1000} \right) + \left(\frac{CPX}{10} \right) * \left(\frac{1}{FLH} \right) \right) * \varepsilon$$

To further explain this equation a brief example shall be provided. As shown in Proost (2020, p.17071) 1kg of H₂ requires 10³ F (Faraday's constant)³ Coulomb. This corresponds to an electrical current of (96487 * 10³)/3600 = 26802 A (Amperes). The theoretical water decomposition potential is 1.23 V which means that the theoretical minimum power consumption $\varepsilon_{th} = 33 \text{ kWh/kg}$. Using an electrolyzer efficiency of 70% the ε -value used in the equation will be 33/0,7 = 47,1 kWh/kg. For this example, a CAPEX of 1000€/kW shall be taken, as well es renewable electricity costs of 70€/MWh. The factor 1/1000 serves for converting MWh to kWh and the factor 1/10 represents a linear depreciation for a 10 years electrolyzer operation. For this example, full load hours of 5000h shall be taken. Plotting all of these values into the equation a hydrogen price of 4,24 €/kg can be derived. The table 3.1 shall summarize some different results for different assumptions for the values to show how different values can affect the price.

Table 3.1 - examples of calculating the hydrogen costs (€/kg) with the formula as seen by Proost (2020)

CPX	1000 €/kW	CPX	500 €/kW	CPX	500 €/kW
ELCTR	70 €/MWh	ELCTR	70 €/MWh	ELCTR	60 €/MWh
ε	47,1 kWh/kg	ε	47,1 kWh/kg	ε	47,1 kWh/kg
FLH	5000 h	FLH	5000 h	FLH	8000 h
H2 price	4,239 €/kg	H2 price	3,768 €/kg	H2 price	3,120375 €/kg

Another way of calculating costs of green hydrogen is by calculating the levelized cost of hydrogen (LCOH). They represent the “discounted lifetime costs of building and operating a production asset, expressed as a cost per energy unit of hydrogen produced

³ F stands for the Faraday's constant which represents the amount of electric charge carried by one mole. It is expressed in coulombs per mole (C/mol) and is 96487 C/mol

(€/MWh)'' (BEIS, 2021, p.9). In other words they put the total costs of a plant into relation to the total amount of estimated produced hydrogen over the lifetime of the plant. Both are expressed as net present value (NPV) terms, meaning that future costs as well as outputs are discounted. The discounting is done by using the technology's financing cost (WACC) as a discount rate (BEIS, 2021, p.9). The relevant data used for this method are the CAPEX for construction and equipment, the OPEX, CO₂ transport and storage costs, fuel and electricity costs, carbon costs, the capacity of the plant, expected load factor and the expected efficiency. In a first step the NPV of the total costs is calculated:

$$NPV \text{ of Total Costs} = \sum_n \frac{\text{total CAPEX and OPEX}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

In a second step the NPV of the hydrogen production is calculated:

$$NPV \text{ of Hydrogen Production} = \sum_n \frac{\text{Hydrogen Production}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

And finally, the levelized cost of hydrogen can be calculated by dividing these two:

$$\text{Levelised Cost of Hydrogen} = \frac{NPV \text{ of Total Costs}}{NPV \text{ of Hydrogen Production}}$$

(BEIS, 2021, p.10).

After having established the most important factors for the production costs of hydrogen as well as basic ways of calculating them, the different factors shall be looked at a little closer.

3.2 CAPEX

As already established, the CAPEX is one of the most important factors influencing the costs of green hydrogen production. Therefore, the most important aspects regarding CAPEX shall be briefly discussed in the following section

3.2.1 Problems with CAPEX Data

The two most relevant problems regarding CAPEX data are the (lack of) availability of the data and the problem of consistency. The confidential nature of the data explains the scarce availability of reliable data (IRENA, 2020, p.51). Secondly, it is often unclear how the boundaries for the CAPEX are chosen. They might only cover the investment cost of the unit itself or also include balance of the plant (BoP). Finally, they might also include the costs for the system integration. As the BoP and system integration costs together can often be higher than that for the electrolyzer itself, not including these costs can lead to

large differences and shall not be left unaccounted for (Chilar et al., 2020, p.10). The data for CAPEX regarding scope definition is not only inconsistent but often also not even specified making the comparison between studies particularly difficult. IRENA (2020, p.51) defines three different scopes:

- (1) Single cell unit: comprising the core of the electrolyzer
- (2) Stack: consisting of the cells plus the PtLs, bipolar plates, end plates and other small parts; about 40-50% of the total costs
- (3) System: including all balance of plant components and peripherals operating the electrolyzer, with major components such as the rectifier, water purification unit, hydrogen gas processing and cooling components; however, not including any components responsible for further gas compression and storage; 50-60% of the total costs

An IRENA (2020) analysis based on information from leading manufacturers breaks down the costs of alkali and PEM electrolyzers. While the specific breakdown varies by manufacturer, location and application, these values represent averages. It showed that for both types the stack components make up for about 45% and the balance of plant for about 55% of the electrolyzer cost. Balance of Plant consists of power supply (making about 50% of its cost), deionized water circulation (22%), hydrogen processing (20%) and cooling (8%). The largest cost component for the stack is the diaphragm/electrode package in the case of alkali electrolyzers making up for around 57% of stack costs. For PEM electrolyzer the largest cost component for stack are the bipolar plates representing around 53% of the costs of the stack (IRENA, 2020, p.52f).

3.2.2 Factors Influencing the CAPEX

There are several factors influencing the CAPEX. Direct effects on CAPEX are mainly driven by economies of scale (EOS) and learning effects. Especially when reaching a manufacturing capacity of 1GW considerable EOS are expected to be unleashed. Plans to reach this objective have already been announced by several companies (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.13). Increasing the facility size can, furthermore, have significant effects on the reduction of costs for the balance of plant (IRENA, 2020, p.56). Automation and an increase in availability of components are also seen as critical for reaching untapped cost reduction potential (IRENA, 2020, p.50). Learning by doing

relates to processes such as standardization and optimization (IRENA, 2020, p.74) and learning rates have been observed to be similar to those of solar PVs (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.13). Innovation is, of course, also a very important aspect influencing the CAPEX (IRENA, 2020, p.17). In order to reach all these effects a predictable and stable hydrogen demand is essential (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.14).

The results of the research for task 38 of the HIA⁴ has found that the usage of single- or multiple-stack systems also influence the reduction potential of CAPEX. While alkali electrolyzers are more susceptible to CAPEX reductions in single-stack systems, PEM electrolyzers rather experience pronounced reductions in multi-stack systems (Proost, 2019, p.4410; IEA, 2019, p.47).

Indirect factors are capacity factors and operating hours (IEA, 2019, p.47). While those do not directly affect the CAPEX, they lower the impact of CAPEX on the costs per hydrogen unit. This has already been elaborated above (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.13).

3.2.3 Potentials for Cost Reductions

This study by IRENA (2020) has broken down the CAPEX into its various constituents which subsequently allowed for a breakdown of the potential areas for cost reductions. The results are illustrated in figure 3.1 for alkali electrolyzers and 3.2 for PEM electrolyzers. While the x-axis describes the potential for a reduction the y-axis shows the fraction of the total system costs of the particular part.

⁴ In 2016 a new Task 38 was set up within the Hydrogen implementing Agreement (HIA) of the IEA, which was entitled “Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X: System Analysis of the techno-economical, legal and regulatory conditions”. Within this, a specific task force has the objective of collecting techno-economical data on commercially available water electrolyzer systems directly from the major electrolyzer manufacturers involved in the Task 38 effort (Proost, 2019, p.4408).



Figure 3.1 - system components for a 1MW alkaline electrolyzer classified based on their contribution to total system costs and potential for cost reduction (derived from IRENA, 2020, p.56)



Figure 3.2 - system components for a 1MW PEM electrolyzer classified based on their contribution to total system costs and potential for cost reduction (derived from IRENA, 2020, p.56)

Important strategies for cost reductions are the transition away from critical materials. When a large scale production cannot be achieved then higher costs can be partly offset by using the hydrogen on-site and, therefore, saving the delivery costs. This strategy, however, does not directly affect the CAPEX costs (IRENA, 2020, p.56). Finally, placing

the hydrogen plant in industrial context where the hydrogen can directly be used for industrial purposes provides the advantage of already existing infrastructure and, therefore, system level savings (personal communication, April 27, 2022).

3.2.4 Collected CAPEX Data

After conducting a thorough literature research as well as a few expert interviews a table summarizing the various CAPEX estimations for current as well as future scenarios has been created. Table 3.2 shall serve as the basis for the data used in the business model. In this table currency and units were harmonized, the table with the units/currencies given as in the original sources can be found in the appendix. The conversion between pound and dollar has been done with the exchange rate of April 20, 2022 by Bloomberg (2022) and the conversion between euro and dollars with the exchange rate of April 20, 2022 provided by the European Central Bank (2022).

Table 3.2 - CAPEX data from various sources (own graphic)

	source	unit	2020				2030				2050				details regarding definition
			2020	2025	2030	2050	2020	2025	2030	2050	2020	2025	2030	2050	
Alkali	Hydrogen Europe, 2020b	\$/kW	649,8	519,84	433,2										stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
	Glenk et al. (Christensen, 2020)	\$/kW		1065	737-865										
	IEA (Christensen, 2020)	\$/kW	500		400	200									
	IRENA (Christensen, 2020)	\$/kW	840			200									
	Bloomberg (Christensen, 2020)	\$/kW	600-1100	400-1000	115-135	80-98									
	IRENA, 2020	\$/kW	270			<100									
	IRENA, 2020	\$/kW	500-1000			<200									
	BEIS, 2021	\$/kW	978-1567	848-1502	783-1502	783-1436									
	Smolinka et al., 2018	\$/ (Nm ³ /h)	3249-5957		1949-4549	1083-3358									
	Task 38 HIA (Proost, 2019)	\$/kW	541-1246	866,4											
PEM	European Commission (Chilar et al., 2020)	\$/kW	480-3073		390-1659	238-954									stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
	Hydrogen Europe, 2020b	\$/kW	974,7	758,1	541,5										
	Glenk et al. (Christensen, 2020)	\$/kW		1065	737-1065										
	IEA (Christensen, 2020)	\$/kW	1100		650	200									
	Bloomberg (Christensen, 2020)	\$/kW	1400		425-1000	150-200									
	IRENA, 2020	\$/kW	400			<100									
	IRENA, 2020	\$/kW	700-1400			<200									
	BEIS, 2021	\$/kW	1305-2611	848-1958	783-1828	652-1567									
	Smolinka et al., 2018	\$/ (Nm ³ /h)	7039-8123		2707-5957	1083-3791									
	Task 38 HIA (Proost, 2019)	\$/kW	1299,6	1191,3		324-1083									
SOEC	European Commission (Chilar et al., 2020)	\$/kW	1371-3895		836-2967										stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
	Hydrogen Europe, 2020b	\$/kW	2306,79	1353,75	563,16										
	IRENA, 2020	\$/kW	> 2000			<200									
	IRENA, 2020	\$/kW	unknown			<300									
	Smolinka et al., 2018	\$/ (Nm ³ /h)	5415-10830		1299-2383	649-1733									
	European Commission (Chilar et al., 2020)	\$/kW	1154-7211		865-3608	420-1238									
	Hydrogen Europe, 2020b	\$/kW	2306,79	1353,75	563,16										
	IRENA, 2020	\$/kW	> 2000			<200									
	IRENA, 2020	\$/kW	unknown			<300									
	Smolinka et al., 2018	\$/ (Nm ³ /h)	5415-10830		1299-2383	649-1733									

3.3 Renewable Energy Costs (Solar)

Renewable energies are, besides CAPEX, the second major component of hydrogen production costs (Agora Energiewende and guidehouse, 2021, p.12-23). According to Dipl.-Ing. Mag. Trebo electricity costs even make up for 70-90% of the LCOH and are, therefore, the most important factor influencing the production costs (personal communication, April 27, 2022). While they have become cheaper and have been hitting record low results the amount of renewable energies that will be needed for the large-scale deployment of renewable hydrogen represents an enormous and in some kind unprecedented challenge for the energy transition (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.12-23). Since this work focuses on solar energy, the term “electricity prices” will further refer to solar electricity prices, except when specified differently. The level of electricity prices varies depending on location, time of the year and also where the electricity is obtained from. Electricity markets have even been showing patterns of negative market prices at selected hours of the year, due to the intermittency of renewable energies (Glenk, 2019, p.1). Those very low costs for electricity, however, are in most cases reserved to only a few hours of the year (IEA, 2019, p.48). Further, there are some locations which are very well endowed with renewable/solar energy potential, while others could not compare. Promising areas for the production of solar energy are for example Australia, parts of the US, the Middle East and Northern Africa (IEA, 2019, p.49).

There are different ways to procure the electricity for the hydrogen production plant. The three main ways are (i) a grid connection, (ii) a direction connection or (iii) using curtailed electricity. Using the electricity from the grid firstly comes with the disadvantage of not being able to control the electricity mix in there. On the other hand it could allow for a production at 100% capacity factor, which is an important way to lower the overall hydrogen production costs (Christensen, 2020, p.4). Drawing the electricity from a dedicated electricity generation source limits the capacity factor of the electrolyzer to the capacity factor of the source (BEIS, 2021, p.22). On the other hand, it grants independency from the grid and a lower price, since transmission and distribution charges do not have to be considered (Christensen, 2020, p.4). Electricity from curtailment means that it comes from the grid but is only taken as an input when it would have otherwise been wasted. This is a result from the intermittency and uneven distribution of renewables

over the year. While this allows for very low-costs, even zero costs in optimistic scenarios, it also limits the capacity factor to be very low (BEIS, 2021, p.23). These scenarios show that there is a certain trade-off between electricity prices and capacity factor/full load hours. While low electricity costs and high capacity factors both lead to a decrease of hydrogen production costs, the scenario which allows for the highest capacity factor also means the highest electricity costs. Given this, the IEA (2019, p.48) concluded that the area for the lowest hydrogen costs is at mid-load operation. Putting electrolyzers at locations with excellent solar energy conditions could also (partly) solve this problem by providing relatively high load factors as well as low electricity prices (IEA, 2029, p.49). Finally, boosting the efficiency of electrolyzers could also decrease the influence of the price of electricity on the production costs of hydrogen (IEA, 2019, p.48).

The US Hydrogen Earthshot initiative set a 2030 goal to achieve renewable hydrogen at 1,00\$/kg. Given no CAPEX or OPEX costs this would relate to electricity prices of 20,00\$/MWh (at 70% efficiency and taking the lower heating value). In order to also allow for CAPEX and OPEX costs the prices would have to be significantly below those 20,00\$/MWh. Falling below this threshold can be reached in regions with excellent solar resources (IEA, 2019, p.113).

Hydrogen Europe (2020b, p.26-27) provides values for the electricity consumption at nominal capacity. Table 3.3 shows a brief overview of these numbers for the various electrolyzer types. For SOEC electrolyzers also the heat demand is provided.

Table 3.3 - electricity (and heat) consumption of different electrolyzer types at nominal capacity

	study	unit	2020	2030	2050
Alkali	Hydrogen Europe, 2020b	kWh/kg	50	48	
Alkali (stack)	IRENA, 2020	kWh/kg	47-66		< 42
Alkali (system)	IRENA, 2020	kWh/kg	50.78		< 45
	study	unit	2020	2030	2050
PEM	Hydrogen Europe, 2020b	kWh/kg	55	48	
PEM (stack)	IRENA, 2020	kWh/kg	47-66		< 42
PEM (system)	IRENA, 2020	kWh/kg	50-83		< 45
	study	unit	2020	2030	2050
SOEC	Hydrogen Europe, 2020b	kWh/kg	40	37	
SOEC (stack)	IRENA, 2020	kWh/kg	35-50		< 35
SOEC (system)	IRENA, 2020	kWh/kg	40-50		< 40
SOEC (heat demand)	Hydrogen Europe, 2020b	kWh/kg	9.9	8	

The levelized cost of electricity (LCOE) will be used as an approximation for the solar electricity prices. It is considered the principal tool for comparing the plant-level unit costs of different baseload technologies over their operating lifetimes (IEA, 2020, p.33). In 2020 the LCOE of utility-scale solar PV has experienced a 7% year-on-year decline from USD 0,061/kWh to USD 0,057/kWh. Between 2010 and 2020 the global weighted-average LCOE of utility-scale PV has declined by 85%, this decline has varied for individual countries in a range of 77%-88% (IRENA, 2021, p.67). This downward trend is expected to continue over the next years, mainly driven by efficiency gains in future cost structures as well as continued module costs reductions (IRENA, 2016, p.48). As of 2016, the projections for 2025 were between USD 0,03/kWh to USD 0,12/kWh (IRENA, 2016, p.49).

Table 3.4 summarizes the global weighted-average LCOE as well as for various regions based on findings in different reports. While some reports gave values for Europe or the US on average, others provided values for the specific respective countries inside, in these cases a range of the numbers for these countries was given to represent the respective region.

Table 3.4 - LCOE for solar power (utility scale) globally and in various regions in 2020 (own graphic)

source	unit	global weighted-average	Australia	India	Europe	US	China	Japan
IEA, 2020	USD/MWh		26.88-45.83	40	75	45	50	175
IEA, 2020	USD/kWh		0.027-0.0458	0.04	0.075	0.045	0.050	0.175
IRENA, 2021	USD/MWh		71	55	75-131	116-130	60	132
IRENA, 2021	USD/kWh	0.057	0.071	0.055	0.075-0.131	0.116-0.130	0.060	0.132
Bloomberg, 2021	USD/MWh	39						
Bloomberg, 2021	USD/kWh	0.039						
Statista, 2020	USD/MWh	60						
Statista, 2020	USD/kWh	0.06						

3.4 Other Costs

Dr. Wolfmeir (personal communication, March 30, 2022) has highlighted the importance of not ignoring all costs that are not CAPEX or electricity costs. This is also pointed out by Christensen (2020, p.1) as he stated that many high-profile studies who are reporting on hydrogen costs are ignoring other costs except those two main factors. While “other costs” only make a rather small fraction and CAPEX and electricity costs do account for

the largest parts of the costs (Hydrogen Europe, 2020b, p.22) completely neglecting them would be misleading (Christensen, 2020, p.1). Given their smaller role and also due to the fact that data on these costs is still rather poorly understood and not well documented (Christensen, 2020, p.1) they will only be briefly discussed for the matter of this thesis and only roughly approximated for the business case modelling.

One important factor is the costs for water. While only approximately 9kg of water are needed for producing 1kg of hydrogen, one must also take into account the process for de-mineralization and the water needed for cooling etcetera. (Blanco, 2021; personal communication, March 30, 2022). Including these water amounts to 24 to 30kg for 1kg of hydrogen (Blanco, 2021). According to Christensen (2020, p.18) the costs for water per kilogram of hydrogen is at around 0,08\$. The second important fraction are the OPEX costs which are commonly given as a fraction of the original CAPEX. They have been modeled as independent of electrolyzer type and are typically between 1-3% of the electrolyzer CAPEX (Christensen, 2020, p.18).

Hydrogen Europe (2020b, p.26-27) provides estimates for the approximate operation and maintenance costs for the various electrolyzer types and the targets until 2030. These are highlighted in table 3.5.

Table 3.5 - O&M costs for alkali, PEM and SOEC electrolyzer (own graphic, information derived from Hydrogen Europe, 2020b, p.26-27)

electrolyzer	unit	2020	2030
Alkali	€/((kg/d)/yr)	26	16
	unit	2020	2030
PEM	€/((kg/d)/yr)	41	21
	unit	2020	2030
SOEC	€/((kg/d)/yr)	180	40

Dipl.-Ing. Mag. Trebo has highlighted that costs for materials are currently rising and that this trend should not be left unaccounted for. However, trends like this might only be temporary (personal communication, April 27, 2022). Another factor that has been

highlighted by Dipl.-Ing. Mag. Trebo as well as by Dipl.-Ing. Dr. techn. Fleischhacker is that it makes an important difference for the costs whether property and buildings are already available or yet have to be purchased (personal communication, April 27, 2022 and April 12, 2022).

3.4.1 Conversion of Hydrogen

Storage and transportation of hydrogen are important challenges and can significantly add to the costs of it (Kearney, 2021, p.6). However, taking those into account would exceed the frame of this thesis. Therefore, this comment shall serve as a reminder that those costs shall not be neglected and taken into account when looking at hydrogen and how and from where to procure it.

The conversion of hydrogen can be seen as the step between production and transportation or also usage. While it is not within the strictest definition of the production costs, this thesis aims at taking the conversion of hydrogen into account. With this a more integrated perspective on production costs shall be provided. However, since the conversion of green hydrogen is not the main focus of this thesis, no detailed research and display of concrete numbers from various studies such as has been done for the data on the various electrolyzer types will be done.

The costs for converting hydrogen into liquid hydrogen are described by Chilar et al. (2020, p.28) as 34 €/MWh and as 1.5€/kg by Hydrogen Europe (2020b, p.64) with a goal of reaching 1€/kg by 2030. Converting hydrogen to ammonia costs 27 €/MWh_{H₂} according to Chilar et al. (2020, p.28) and 0.96€/kg H₂ according to Kearney (2021, p.6). The step of methanation adds another €40-50/MWh_{CH₄} to the costs according to Lambert (2018, p.12). For methanol or LOHC no concrete numbers on how much costs this step is adding were found. However, the Fischer-Tropsch synthesis requires CAPEX costs of around 600-800€/kW (dena, 2018, p.2). For better overview the table XX summarizes the conversion costs in harmonized costs and units. The conversion between euro and dollars has been done with the exchange rate of April 20, 2022 provided by the European Central Bank (2022). Table 3.6 summarizes the conversion costs just described harmonized in \$/kg and \$/MWh. The conversion from euros to USD has been done with the exchange rate of April 20, 2022 as given by the ECB (2022).

Table 3.6 - summary of the costs of conversion of hydrogen to diverse hydrogen carriers (own graphic)

conversion to	unit	costs	unit	costs	source
liquid hydrogen	\$/kg	1,22	\$/MWh	36,82	Chilar et al., 2020
liquid hydrogen	\$/kg	1,62	\$/MWh	49,23	Hydrogen Europe, 2020b
ammonia	\$/kg	0,95	\$/MWh	29,24	Chilar et al, 2020
ammonia	\$/kg	1,04	\$/MWh	31,51	Kearney, 2021
methanation	\$/kg	1,43-1,79	\$/MWh	43,32-45,15	Lambert, 2018

3.5 Efficiencies and Energy Losses

One of the most important factors influencing the production costs are the efficiency and the related energy losses of the electrolyzer. Generally, there is rather broad agreement regarding the data on efficiencies for the electrolyzers (Christensen, 2020, p.13). Regardless, table 3.7 shall summarize the numbers found in various studies.

Table 3.7 - efficiencies of different electrolyzer types drawn from various studies (own graphic)

	Source	2020	2030	2050
Alkali	Christensen, 2020	70%		80%
	BEIS, 2021	77%		82%
	Chilar et al., 2020	63-70%	63-71%	70-80%
	Source	2020	2030	2050
PEM	Christensen, 2020	60%		74%
	BEIS, 2021	72%		82%
	Chilar et al., 2020	56-63%	61-69%	67-74%
	Source	2020	2030	2050
SOEC	Christensen, 2020	81%		90%
	BEIS, 2021	74%		86%
	Chilar et al., 2020	74-81%	74-84%	77-90%

One important aspect when it comes to efficiencies and energy losses is that the waste heat should be used appropriately (personal communication, April 21, 2022). A good example for this would be the use of it for district heating (personal communication, April 27, 2022). Generally, it is important to make use of all the products of the electrolysis (hydrogen, oxygen and heat). With a little creativity they can be used for industrial uses, heating the wellness areas of hotels or other local uses (personal communication, April 12, 2022).

When converting hydrogen to a liquid form or other sorts of carriers like ammonia, further energy losses have to be endured. According to Ouziel and Avelar (2021) the liquification or conversion of hydrogen to other such carriers leads to energy losses of about 13-25%. A further reconversion will result in even higher energy losses (Ouziel and Avelar, 2021). The following table 3.8 summarizes the efficiencies of the various conversion processes.

Table 3.8 - conversion efficiencies of different processes (own graphic)

process	efficiency	source
ammonia synthesis	67%	dena, 2018
methanation (catalytic)	83%	dena, 2018
methanation (catalytic)	78-83%	Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018
methanation (catalytic)	80-85%	Baier, Schneider and Heel, 2018
Fischer-Tropsch	56-66%	dena, 2018

3.6 Lessons from Best Practices

After conducting several interviews and doing some literature and online research some of the most relevant hydrogen projects have been looked at in order to see what particularly makes them relevant and what lessons could be drawn from those examples. Given the immense magnitude of hydrogen projects the examples only represent a fraction of what is happening and shall not be interpreted as an exhaustive list. Furthermore, it is evident that this is an ever-evolving field and, therefore, new knowledge is constantly arising.

3.6.1 H2FUTURE - VOEST (Austria)

The project at VOEST was for a long time the largest operational PEM electrolyzer green hydrogen plant worldwide and is still one of the largest of its kind. It covers 6MW and was supported by funds by the EU (personal communication, March 30, 2022). The project brings together various players from technology providers, research partners, energy suppliers and the steel industry. Important partners except of VOEST are Siemens and VERBUND (h2future, 2022). The project was part of VOEST's commitment to be carbon neutral by 2050 as well as had the goal to demonstrate that certain goal values regarding efficiency, for example, can be attained. One important lesson why they choose PEM electrolyzers is because of its current density, the rather small size required as well as its very high flexibility regarding load alternation. While they had also considered

SOEC electrolyzers, the technology is yet too much at its infancy. Another interesting aspect is that PEM electrolyzers can be used for primary energy control in the energy balancing market, meaning that revenues can be generated here. The money generated here can subsequently be stripped-off the production costs (personal communication, March 30, 2022).

The main lessons that can be taken away from this project are:

- PEM electrolyzers provide several advantages
- SOEC might be interesting in the near future
- Using the balancing market to generate revenues and therefore “reduce” costs
- Partnerships of various players along the hydrogen value chain

The next projects that will be discussed are not operational yet. Regardless, they are considered to be of relevance and offer some constructive insights on what conditions are important for the competitive production of green hydrogen.

3.6.2 HyDeal Ambition (Europe)

HyDeal Ambition is the currently largest planned green hydrogen project in the world aiming for a 67GW electrolysis capacity (Statista, 2022). The project has been launched by 30 European energy players after two years of research and confidential preparation and aims at providing Europe with 100% renewable hydrogen at the cost of only 1,5€/kg (1,62\$/kg; 49,23\$/MWh) before 2030 (Green Car Congress, 2021). This goal of reaching price parity to fossil fuels shall be reached by integrating players along the whole green hydrogen value chain (Jackson, 2021). The installment shall be on the Iberian Peninsula given that it is the cheapest place to produce and only solar energy capacity will be installed (Mandel, 2021). 95GW of solar energy are targeted in order to produce 3,5 million tons of green hydrogen per year. The first initiative starting the project is expected to start within a year in Spain (Green Car Congress, 2021). HyDeal España will be producing 9,5GW of solar energy producing 330.000 tons of green hydrogen per year and directly supplying it to two major industrial consumers, namely the steel maker ArcelorMittal and the fertilizer producer Feriberia. This direct connection of large-scale production and long-term consumption is what makes this project so special. It allows to overcome the hurdle of finding finances for a large-scale project without having the guarantee of off-takers (Collins, 2022a).

The main lessons that can be taken away from this project are:

- Location matters (where can the electricity be produced cheapest?)
- Size (large scale production allows for EOS)
- Integration of the whole value chain (guarantee of off-takers)

3.6.3 Neom (Saudi Arabia)

Saudi Arabia has recently announced that they want to be the biggest seller of green and blue hydrogen, planning to produce it for export with the objective to diversify their economy (Nereim, 2022). In this sense the \$5bn Helios Green Fuels project in Neom has been announced with engineering and procurement activities having been initiated and production being scheduled to start by 2026 (MEED, 2022). ACWA power will provide the electricity which will be only locally produced renewable energy (FuelCellsWork, 2021). 4GW of solar and wind energy will power 120 Thyssenkrupp AG electrolyzers, each measuring 40 meters in length. The hydrogen will then be transformed to ammonia so it can be shipped for exports. The area was chosen due to its abundance of sunlight and wind as well as due to lots of available empty land (Nereim, 2022).

The main lessons that can be taken away from this project are:

- Location matters (abundance of sun and wind)
- Local production of renewables
- Conversion to ammonia for transportation

3.6.4 Hydrogen City Project (Texas, US)

This project has been announced by the local start-up Green Hydrogen International and aims at a 60GW scale. The project shall be powered by solar and wind energy and the hydrogen be stored at on-site salt caverns (Collins, 2022b). Especially this close proximity to the Piedras Pintas Salt Dome provides this project the unique advantage of storing massive amounts of hydrogen which is critical for the scaling-up of the project (Leman, 2022). It allows for maximum utilization of the electrolyzers and could provide up to 6TWh of energy storage. While locally produced solar and wind energy will be the main source of electricity, additional grid energy might be drawn during periods of low prices. One of the main advantages of this project is the perfect position between near low-cost renewable sources, plenty of available land, the salt caverns for storage and the proximity to a large-scale energy port (Collins, 2022b).

The main lessons that can be taken away from this project are:

- Location is key (local renewable energy production, free land, storage(!))
- Storage: allowing for maximum utilization and scaling-up
- Size (EOS)
- Using grid energy additionally when cheap (high FLH)

3.6.5 Eneos and Chiyoda (Japan)

Japan is one of the front-runners regarding hydrogen strategies, yet one of the countries with very poor natural endowments, which is why they largely rely on importing their hydrogen (Tachev, 2021). One project now promises to produce hydrogen at 1/3 the current costs of Japan. This is possible due to several factors. Firstly, they are using proprietary electrolysis technology leading to significant investment reductions (Sugigaki, 2021). Secondly, they are planning to produce hydrogen as liquid methylcyclohexane (MCH). This is produced from toluene and water and can be safely and economically transported. Gaseous hydrogen can later be extracted from MCH through a dehydrogenation process and toluene can be repeatedly recycled as a raw material (Chiyoda Corporation, 2022). MCH will be produced by Chiyoda and Eneos will buy it and then extract hydrogen from it (Nakashima, 2021). One thing making this process special is that with their method water and toluene can be electrolyzed at the same time leading to a simplification of the process and a cutting in half of facility investment costs. Finally, Australia is seen as a potential location for the production facility, due to its natural endowments of renewable energies (Sugigaki, 2021).

The main lessons that can be taken away from this project are:

- Using own (electrolyzer) technologies (may cut investment costs)
- Simplifications of the process (simultaneous electrolysis of toluene and water)
- Location (cheap renewable energies)

3.7 Potential for cost optimization (Conclusions)

After a thorough literature review, several interviews with experts in the field and a look at some best practices/important planned projects the most important lessons for optimizing the production costs of green hydrogen shall once more be summarized. As stated by Dipl.-Ing. Dr. techn. Fleischhacker and confirmed by other findings, is that there

is no universal solution (personal communication, April 12, 2022). Therefore, there are several approaches to optimize costs that work in different circumstances.

As it is one of the major cost components, of course reducing **CAPEX costs** is a very important goal. This can sometimes be achieved by utilizing **proprietary technologies** and introducing **simplifications** in the process. Those simplifications may be particularly important when the hydrogen has to be converted in order to be transported (over long distances) like in the case of Japan and MCH (Sugigaki, 2021). Another important way of reducing CAPEX are **large scale** production sites profiting of EOS (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.13). A promising way to facilitate large projects is creating partnership between various players along the value chain (Jackson, 2021). Finally, maximizing **full load hours** is an important way to reduce the weight of the CAPEX costs on the costs per kilogram hydrogen (IEA, 2019, p.47).

Electricity prices are the second large factor influencing the costs, meaning that minimizing those is very important as well. One way to do this is by choosing the **right source** of electricity. In many cases having an own **dedicated source** producing local solar energy might be the best option (Christensen, 2020, p.4). To still maximize full load hours and, therefore, reach high capacity factors **occasionally buying electricity from the grid**, especially when it is low in the price, is a good option (Collins, 2022b). Besides this, the choice of the **location** can have a great influence on not only the price of the electricity but also the amount that can be generated and the capacity factors that can be reached (IEA, 2029, p.49). Increasing the **efficiency** of the **electrolyzer**, or simply choosing those with very high efficiencies can reduce the impact the electricity price has per kilogram of hydrogen (IEA, 2019, p.48). Finally, using the **waste heat** of the electrolysis like for example for district heating allows for a reduction of energy losses (personal communication April 21 and 27, 2022).

Clearly this shall not be seen as an exhaustive list, but rather as a short summary and conclusion of the findings that have been made in Chapter 3 and throughout the interviews.

4 Business Model

4.1 Methodology

This thesis consists of three parts. The first two parts (Chapter 2 and 3) are mainly literature reviews summarizing the most important information on green hydrogen and its production costs. For this a multitude of scientific journals as well as reports from various (international) organizations have been reviewed. Additionally, some best practices and most important planned green hydrogen projects were examined in order to gain perspective from an additional angle and draw conclusions about cost optimization potentials. In a second step five expert interviews have been conducted. These helped gaining insights from various perspectives on the hydrogen supply chain. These interviews were used as a secondary source of information and were partially included where appropriate. Transcripts of the interviews can be found in the appendix and are highly recommended to be read, since they come with a lot of information that was too much to be integrated in the frame of this thesis. The interview partners shall be briefly introduced:

- Dr. Hermann Wolfmeir (VOEST): He works as an expert in process technology and a project manager in R&D and Innovation for the voestalpine Stahl GmbH. There he is the project leader of the h2future project, which was for a long time the largest operational PEM electrolyzer based green hydrogen plant worldwide. This interview, therefore, allowed to get insights from the production side, from one of the most relevant projects globally. The interview was conducted on March 30, 2022.
- Dr.-Ing. Max Rudolf Schaller (Sunfire): He works as a senior manager in business development for the sunfire GmbH, which produces SOEC electrolyzers. The insights from the view of an electrolyzer producer offered a great additional perspective on the topic. This interview was conducted in the frame of the H2Forum on April 05, 2022.
- Dipl.-Ing. Dr. techn. Nikolaus Fleischhacker (Green Energy Center Europe): He is the CEO of the FEN Research GmbH and focuses on the transition of the energy system. In this context a lot of local green hydrogen projects in Austria are part of his work. This interview was conducted on April 12, 2022.

- Martin Brunner (Verbund): Verbund was the third main partner for the h2future project and as Austria's leading electricity provider they can allow for a helpful different perspective on this topic. The interview questions were answered in written form and provided on April 21, 2022.
- Dipl.-Ing. Mag. Davide Trebo and Christoph Wisser (Siemens): Davide Trebo works as the head of oil & gas CEE at Siemens Energy and Christoph Wisser as the Sales Director at Siemens Energy. Siemens was one of the partners for the h2future project and is participating in several (international) projects regarding green hydrogen, producing electrolyzers. This interview was conducted on April 27, 2022.

Finally, the business model shall apply the found knowledge to look at how the production costs for green hydrogen depend on various parameters. Chapter 3.1.2 demonstrates two ways of calculating the production costs of green hydrogen. Given that the concept of LCOH is widely used in the literature it is also the calculation model that was chosen for this business model. Further, the formula as presented by Proost (2020) includes less factors influencing the costs and was, therefore, deemed less accurate. Finally, not including any factors except CAPEX and electricity costs has also been described as wrong during several interviews (personal communication, March 03, 2022 and April 27, 2022), hence, the choice on the LCOH model.

Since the location is an important aspect influencing electricity prices as well as salaries to be paid, a country had to be chosen. The choice was made between Australia and Spain. Australia is the host of many planned hydrogen projects and has excellent solar potential (IEA, 2021b, p.43). The choice, however, fell on Spain since it is also a country with very good solar potential. Further, the first initiative of the HyDeal project will be in Spain (Collins, 2022a), which is why this was considered as an interesting choice for the business model.

The relevant input data for the LCOH calculations are shown in table 4.1, 4.2 and 4.3.

Table 4.1 - input data LCOH calculation (alkali)

		optimistic	(10MW)	pessimistic
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	4.800.000,00		30.730.000,00
total CAPEX	\$/kW	480,00		3.073,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	150,00		600,00
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	77%		63%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	42,86		52,38
<u>Operating Costs</u>				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	1.866.666,67		572.727,27
Annual H2 Production	tons H2/year	1.866,67		572,73
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00		175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warranty and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
<u>Capital Structure</u>				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

5

⁵ Formula for the WACC: $(\text{cost of equity}) * (\text{equity share}) + (\text{cost of debt}) * (\text{debt share}) * (1 - \text{tax rate})$; same formula for all electrolyzer types

Table 4.2 - input data LCOH calculation (PEM)

		optimistic	(10MW)	pessimistic
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	7.000.000,00		38.950.000,00
total CAPEX	\$/kW	700,00		3.895,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	110,00		1.400,00
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	72%		56%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	45,83		58,93
<u>Operating Costs</u>				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	1.745.454,55		509.090,91
Annual H2 Production	tons H2/year	1.745,45		509,09
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00	60,00	175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warranty and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
<u>Capital Structure</u>				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

Table 4.3 - input data LCOH calculation (SOEC)

		optimistic		pessimistic
			(10MW)	
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	11.500.000,00		72.000.000,00
total CAPEX	\$/kW	1.150,00		7.200,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	n.d.		n.d.
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	84%		74%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	39,29		44,59
<u>Operating Costs</u>				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	2.036.363,64		672.727,27
Annual H2 Production	tons H2/year	2.036,36		672,73
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00		175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warrantly and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
<u>Capital Structure</u>				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

The tables show, for each electrolyzer type, an optimistic as well as a pessimistic scenario. The results of the sensitivity analysis will show LCOH for the values within this range. The base calculation will be indicated in the tables with a red border. The numbers for the CAPEX have been derived from the summary in table 3.2. While the estimates for the CAPEX for the stack are within rather narrow ranges, the estimates for CAPEX for the

system costs (here: “total CAPEX”) vary a lot. The problem of different definitions of CAPEX has already been described in Chapter 3. Most studies do not only show a large range of estimates for CAPEX but also lack a proper definition of what is included in the CAPEX. For this case, the study of the European Commission that defined the CAPEX as the “total installed cost” has been taken as a reference. It defines the total CAPEX as including the unit CAPEX, BoP and system integration costs. While the values still display a very large range of numbers, the study was still chosen as the best reference. Firstly, because it provides a definition of what is included in the total CAPEX and secondly because it takes the values by referencing to several other studies. However, the IRENA (2020) study also seems to include the positive effects of EOS, by providing CAPEX for larger projects (>10MW) which do not range as high as seen in the study of the European Commission. Due to that the conclusion was drawn that it can be expected that the pessimistic scenario as indicated here might show too high costs, which is why the sensitivity analysis did not include such high CAPEX. Finally, it is important to state that the CAPEX data is afflicted with high uncertainties. It is not evident from the literature whether costs for auxiliary facilities, civil engineering, prefinancing, surveys, buildings etcetera are included. This is one important limitation for this work. The data for the efficiencies, electricity costs and operation and maintenance (O&M) costs have also been taken from the research done and summarized in Chapter 3. The range for electricity prices ranges from the most optimistic estimates of 27\$/MWh in Australia to the situation in countries such as Japan with solar prices of 175\$/MWh (IEA, 2020). The global weighted-average is somewhere between 40-50\$/MWh (Bloomberg, 2021 and Statista, 2020). Staff costs have been adapted to the country’s (Spain) standards and warranty and insurance costs have been taken from a Lazard study (Lazard, 2021). The data regarding the capital structure has been derived from an IEA analysis as well as the Lazard study (IEA, 2021c; Lazard, 2021).

Table 4.4 - input data for the conversion of hydrogen

liquid hydrogen	€/MWhH ₂	34	€/kWhH ₂	0,034	€/kg	1,12	\$/kg	1,215	liquid hydrogen
	€/kg	1,5					\$/kg	1,6245	
ammonia	€/MWhH ₂	27	€/kWhH ₂	0,027	€/kg	0,89	\$/kg	0,965	ammonia
	€/kg	0,96					\$/kg	1,03968	
methanation	€/MWhCH ₄	45							methane
efficiency methanation	%	80%							
	€/MWhH ₂	56,25	€/kWhH ₂	0,05625	€/kg	1,86	\$/kg	2,010	

Table 4.4 summarizes the data on the costs of conversion as found in Chapter 3.

After calculating the NPV of the total costs and of the hydrogen production they have been divided by each other to reach the LCOH. After this has been done several sensitivity analyses have been done to see how different parameters influence the LCOH. The results will be presented and discussed in the next sections. The time period that was chosen were 15 years. To recap, the formulas for the calculation of the LCOH (as provided in Chapter 3.1.2) are summarized once more:

$$NPV \text{ of Total Costs} = \sum_n \frac{\text{total CAPEX and OPEX}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

$$NPV \text{ of Hydrogen Production} = \sum_n \frac{\text{Hydrogen Production}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

$$\text{Levelised Cost of Hydrogen} = \frac{NPV \text{ of Total Costs}}{NPV \text{ of Hydrogen Production}}$$

As a second step a profit and loss (P&L) calculation and cash flow analysis were done. Again, 15 years was the time period of choice. Here again, a sensitivity analysis was used to elaborate on how the internal rate of return (IRR) would change depending on the production costs and a second variable (like electricity costs). While the sensitivity analysis of the LCOH aimed to show how the production costs react to the change of certain variables, this sensitivity analysis of the IRR aims at showing how these factors influence the profitability of a (hypothetical) business project. The results for this analysis will also be presented and discussed in the next sections.

The calculations have been done in USD. Any necessary conversion between Euros and USD have been done using the exchange rate from April 20, 2022 provided by the ECB (2022). Any conversion between pound and dollar have been done using the exchange rate from April 20, 2022 provided by Bloomberg (2022). Results will be presented in \$/kg H₂ and \$/MWh H₂.

4.2 Results

The results will show tables with varying values for either CAPEX, electricity prices, full load hours or efficiencies. This will demonstrate how those parameters differently influence the LCOH. The tables will compare the LCOH to the price of grey hydrogen. Since most of the research for this thesis was done before the war in Ukraine started, most of the reference data is also from this time. Evidently, since then the prices for natural gas

have been skyrocketing, drastically changing the situation. According to a very recent BNEF report green hydrogen is, due to this, already competitive with the grey alternative in regions such as parts of Europe, the Middle East and Africa (Witsch, 2022). The production costs of grey hydrogen have, so far, been around 1,52\$/kg (45,95\$/MWh) for hydrogen from natural gas and 1,95\$/kg (59,07\$/MWh) for grey hydrogen if a carbon price of 50€/tonCO₂ was in place. These calculations were based on a natural gas price of 20€/MWh (21,66\$/MWh) (Agora Energiewende and Guidehouse, 2021, p.11). However, these prices are far from the current reality. According to the EGIX THE (European Gas Index Trade Hub Europe), which provides natural gas prices based on market prices, the monthly average for the natural gas price for April 2022 was 133,49 €/MWh (144,57\$/MWh) and for May 2022 it was 104,74€/MWh (113,43\$/MWh) (EEX group, 2022). According to the BNEF report, grey hydrogen now costs around 6,71\$/kg (203,33\$/MWh) (Witsch, 2022). It is important to note the drastic impact these current events are having. While most of the research of this thesis is based on journals and reports dating from before the war, these impacts should not be completely neglected. Therefore, the LCOH for green hydrogen in the sensitivity analysis will be compared to the price of grey hydrogen produced by natural gas including a CO₂ price of 50€/ton based on natural gas prices pre-war as well as to the new price of grey hydrogen according to the BNEF report. The tables will display LCOH competitive with both prices (LCOH < 1,95\$/kg) in green, LCOH not competitive with grey hydrogen as produced before but competitive with the new prices (1,95\$/kg < LCOH < 6,71\$/kg) in yellow and those not competitive with either (LCOH > 1,95\$/kg) in red. Further, the annex will also provide tables comparing the LCOH of this analysis with the average production costs of green hydrogen.

4.2.1 Results LCOH Analysis

First, the results for the analysis with a 10MW alkaline electrolyzer shall be presented. Table 4.5 and 4.6 show the results for changing CAPEX and electricity costs. Table 4.5 shows the results in \$/kg and table 4.6 in \$/MWh. The base calculation was done with a CAPEX of 480\$/kWh, an electricity price of 47\$/MWh, FLH of 8.000h and an efficiency of 75%⁶. It is quite evident from the results that the electricity price has a significantly

⁶ The base calculations will be marked in the following tables with a red border

larger impact on the production cost compared to the CAPEX. Also, it becomes very clear that only at very favorable conditions regarding the electricity price green hydrogen could compete with grey hydrogen, even if CO₂ prices were in place. This, however, only holds true for the situation before the war. Given the new costs of producing grey hydrogen, electricity costs as well as CAPEX can be quite high and green hydrogen will still be competitive.

Table 4.5 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (alkali)

		CAPEX						
		480,00 \$/kW	730,00 \$/kW	980,00 \$/kW	1.230,00 \$/kW	1.480,00 \$/kW	1.730,00 \$/kW	1.980,00 \$/kW
Electricity	27,00 \$/MWh	1,93	2,06	2,20	2,34	2,48	2,61	2,75
Price	37,00 \$/MWh	2,43	2,56	2,70	2,84	2,98	3,11	3,25
	47,00 \$/MWh	2,93	3,06	3,20	3,34	3,48	3,61	3,75
	57,00 \$/MWh	3,42	3,56	3,70	3,84	3,97	4,11	4,25
	67,00 \$/MWh	3,92	4,06	4,20	4,34	4,47	4,61	4,75
	77,00 \$/MWh	4,42	4,56	4,70	4,84	4,97	5,11	5,25
	87,00 \$/MWh	4,92	5,06	5,20	5,33	5,47	5,61	5,75
	97,00 \$/MWh	5,42	5,56	5,70	5,83	5,97	6,11	6,25
	107,00 \$/MWh	5,92	6,06	6,20	6,33	6,47	6,61	6,75
	117,00 \$/MWh	6,42	6,56	6,70	6,83	6,97	7,11	7,24
	127,00 \$/MWh	6,92	7,06	7,19	7,33	7,47	7,61	7,74
	137,00 \$/MWh	7,42	7,56	7,69	7,83	7,97	8,11	8,24
	147,00 \$/MWh	7,92	8,06	8,19	8,33	8,47	8,61	8,74
	157,00 \$/MWh	8,42	8,55	8,69	8,83	8,97	9,10	9,24
	167,00 \$/MWh	8,92	9,05	9,19	9,33	9,47	9,60	9,74
	177,00 \$/MWh	9,42	9,55	9,69	9,83	9,97	10,10	10,24

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

7

Table 4.6 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWhH₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (alkali)

		CAPEX						
		480,00 \$/kW	730,00 \$/kW	980,00 \$/kW	1.230,00 \$/kW	1.480,00 \$/kW	1.730,00 \$/kW	1.980,00 \$/kW
Electricity	27,00 \$/MWh	58,40	62,56	66,73	70,89	75,05	79,22	83,38
Price	37,00 \$/MWh	73,53	77,69	81,86	86,02	90,18	94,35	98,51
	47,00 \$/MWh	88,66	92,82	96,98	101,15	105,31	109,48	113,64
	57,00 \$/MWh	103,79	107,95	112,11	116,28	120,44	124,60	128,77
	67,00 \$/MWh	118,91	123,08	127,24	131,41	135,57	139,73	143,90
	77,00 \$/MWh	134,04	138,21	142,37	146,53	150,70	154,86	159,02
	87,00 \$/MWh	149,17	153,33	157,50	161,66	165,83	169,99	174,15
	97,00 \$/MWh	164,30	168,46	172,63	176,79	180,95	185,12	189,28
	107,00 \$/MWh	179,43	183,59	187,76	191,92	196,08	200,25	204,41
	117,00 \$/MWh	194,56	198,72	202,88	207,05	211,21	215,38	219,54
	127,00 \$/MWh	209,68	213,85	218,01	222,18	226,34	230,50	234,67
	137,00 \$/MWh	224,81	228,98	233,14	237,30	241,47	245,63	249,80
	147,00 \$/MWh	239,94	244,11	248,27	252,43	256,60	260,76	264,92
	157,00 \$/MWh	255,07	259,23	263,40	267,56	271,73	275,89	280,05
	167,00 \$/MWh	270,20	274,36	278,53	282,69	286,85	291,02	295,18
	177,00 \$/MWh	285,33	289,49	293,65	297,82	301,98	306,15	310,31

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.7 and 4.8 show how the LCOH change with alternating efficiencies and electricity prices. Table 4.7 provides the results in \$/kg and table 4.8 in \$/MWh. For these

⁷ The LCOE for solar energy in Europe average around 50\$/MWh; the red border indicates the base calculation (this holds true for all further sensitivity analysis results)

calculations the CAPEX were held at the optimistic value of 480\$/kW and the FLH at 8000h. The tables demonstrate that with efficiencies at the higher end the LCOH can even be competitive with grey hydrogen as it has been produced so far (given very favorable electricity costs). The results overall show that the efficiency of an electrolyzer plays a rather important role regarding the price as well, since they reduce the weight of the electricity price, which already plays a very important role.

Table 4.7 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (alkali)

		Efficiency						
		63%	65%	68%	70%	72%	75%	77%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,28	2,20	2,13	2,06	2,00	1,94	1,88
	37,00 \$/MWh	2,87	2,77	2,68	2,59	2,51	2,44	2,37
	47,00 \$/MWh	3,47	3,35	3,23	3,13	3,03	2,94	2,85
	57,00 \$/MWh	4,06	3,92	3,79	3,66	3,55	3,44	3,34
	67,00 \$/MWh	4,65	4,49	4,34	4,20	4,07	3,94	3,83
	77,00 \$/MWh	5,25	5,06	4,89	4,73	4,58	4,44	4,31
	87,00 \$/MWh	5,84	5,64	5,45	5,27	5,10	4,95	4,80
	97,00 \$/MWh	6,44	6,21	6,00	5,80	5,62	5,45	5,28
	107,00 \$/MWh	7,03	6,78	6,55	6,34	6,14	5,95	5,77
	117,00 \$/MWh	7,63	7,36	7,11	6,87	6,65	6,45	6,26
	127,00 \$/MWh	8,22	7,93	7,66	7,41	7,17	6,95	6,74
	137,00 \$/MWh	8,81	8,50	8,21	7,94	7,69	7,45	7,23
	147,00 \$/MWh	9,41	9,08	8,77	8,48	8,21	7,95	7,72
	157,00 \$/MWh	10,00	9,65	9,32	9,01	8,73	8,46	8,20
	167,00 \$/MWh	10,60	10,22	9,87	9,55	9,24	8,96	8,69
	177,00 \$/MWh	11,19	10,80	10,43	10,08	9,76	9,46	9,18

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.8 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWhH₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (alkali)

		Efficiency						
		63%	65%	68%	70%	72%	75%	77%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	69,00	66,67	64,49	62,46	60,56	58,77	57,10
	37,00 \$/MWh	87,01	84,04	81,28	78,69	76,27	74,00	71,87
	47,00 \$/MWh	105,02	101,42	98,06	94,92	91,99	89,23	86,64
	57,00 \$/MWh	123,03	118,79	114,85	111,16	107,70	104,46	101,42
	67,00 \$/MWh	141,04	136,17	131,63	127,39	123,42	119,69	116,19
	77,00 \$/MWh	159,05	153,55	148,41	143,62	139,13	134,92	130,97
	87,00 \$/MWh	177,06	170,92	165,20	159,85	154,85	150,15	145,74
	97,00 \$/MWh	195,07	188,30	181,98	176,09	170,56	165,38	160,51
	107,00 \$/MWh	213,08	205,67	198,77	192,32	186,28	180,61	175,29
	117,00 \$/MWh	231,09	223,05	215,55	208,55	201,99	195,84	190,06
	127,00 \$/MWh	249,10	240,42	232,34	224,78	217,71	211,07	204,83
	137,00 \$/MWh	267,11	257,80	249,12	241,02	233,43	226,30	219,61
	147,00 \$/MWh	285,12	275,18	265,91	257,25	249,14	241,53	234,38
	157,00 \$/MWh	303,13	292,55	282,69	273,48	264,86	256,76	249,16
	167,00 \$/MWh	321,14	309,93	299,48	289,71	280,57	271,99	263,93
	177,00 \$/MWh	339,15	327,30	316,26	305,94	296,29	287,22	278,70

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.9 and 4.10 show the dependency of the LCOH on the full load hours and the electricity prices. Table 4.9 gives the results in \$/kg and table 4.10 in \$/MWh. The

CAPEX was taken at 480 \$/kW and the efficiency at 75%. It is evident that rather high full load hours were necessary for the production to be competitive with prices below 2\$/kg. While, also lower full load hours allow competitiveness with the new production costs of grey hydrogen, it is quite clear that higher full load hours lead to an optimization of the production costs.

Table 4.9 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH₂ with changing FLH and changing electricity prices (alkali)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	3,39	2,74	2,42	2,22	2,09	2,00	1,93
	37,00 \$/MWh	3,89	3,24	2,91	2,72	2,59	2,50	2,43
	47,00 \$/MWh	4,39	3,74	3,41	3,22	3,09	3,00	2,93
	57,00 \$/MWh	4,89	4,24	3,91	3,72	3,59	3,49	3,42
	67,00 \$/MWh	5,39	4,74	4,41	4,22	4,09	3,99	3,92
	77,00 \$/MWh	5,89	5,24	4,91	4,72	4,59	4,49	4,42
	87,00 \$/MWh	6,39	5,74	5,41	5,22	5,09	4,99	4,92
	97,00 \$/MWh	6,89	6,24	5,91	5,71	5,58	5,49	5,42
	107,00 \$/MWh	7,39	6,74	6,41	6,21	6,08	5,99	5,92
	117,00 \$/MWh	7,89	7,23	6,91	6,71	6,58	6,49	6,42
	127,00 \$/MWh	8,39	7,73	7,41	7,21	7,08	6,99	6,92
	137,00 \$/MWh	8,88	8,23	7,91	7,71	7,58	7,49	7,42
	147,00 \$/MWh	9,38	8,73	8,41	8,21	8,08	7,99	7,92
	157,00 \$/MWh	9,88	9,23	8,91	8,71	8,58	8,49	8,42
	167,00 \$/MWh	10,38	9,73	9,41	9,21	9,08	8,99	8,92
	177,00 \$/MWh	10,88	10,23	9,90	9,71	9,58	9,49	9,42

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.10 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWhH₂ with changing FLH and changing electricity prices (alkali)

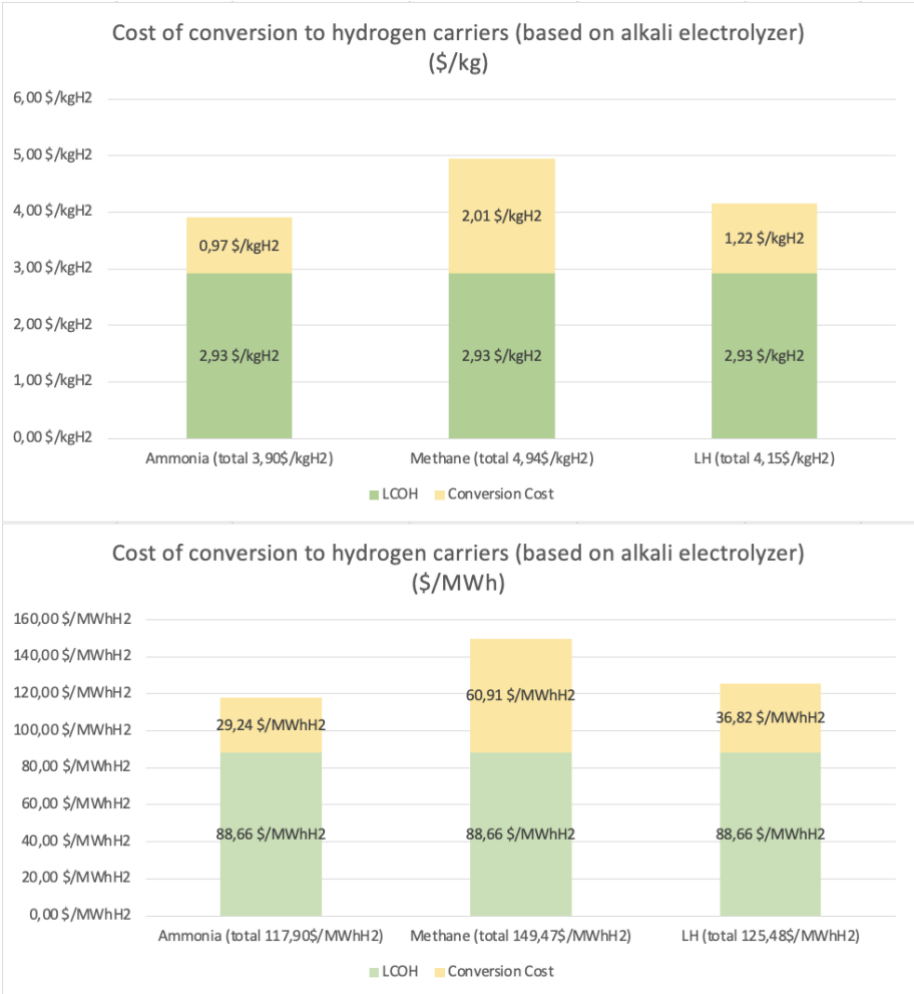
		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	102,81	83,07	73,20	67,28	63,33	60,51	58,40
	37,00 \$/MWh	117,93	98,20	88,33	82,41	78,46	75,64	73,53
	47,00 \$/MWh	133,06	113,33	103,46	97,54	93,59	90,77	88,66
	57,00 \$/MWh	148,19	128,46	118,59	112,67	108,72	105,90	103,79
	67,00 \$/MWh	163,32	143,58	133,72	127,80	123,85	121,03	118,91
	77,00 \$/MWh	178,45	158,71	148,84	142,92	138,98	136,16	134,04
	87,00 \$/MWh	193,58	173,84	163,97	158,05	154,10	151,29	149,17
	97,00 \$/MWh	208,71	188,97	179,10	173,18	169,23	166,41	164,30
	107,00 \$/MWh	223,83	204,10	194,23	188,31	184,36	181,54	179,43
	117,00 \$/MWh	238,96	219,23	209,36	203,44	199,49	196,67	194,56
	127,00 \$/MWh	254,09	234,36	224,49	218,57	214,62	211,80	209,68
	137,00 \$/MWh	269,22	249,48	239,62	233,69	229,75	226,93	224,81
	147,00 \$/MWh	284,35	264,61	254,74	248,82	244,88	242,06	239,94
	157,00 \$/MWh	299,48	279,74	269,87	263,95	260,00	257,19	255,07
	167,00 \$/MWh	314,61	294,87	285,00	279,08	275,13	272,31	270,20
	177,00 \$/MWh	329,73	310,00	300,13	294,21	290,26	287,44	285,33

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.11 shows the additional costs that would occur if the green hydrogen was converted to liquid hydrogen, ammonia, or methane. The LCOH this is based on 2,86 \$/kg or 86,67 \$/MWh. The analysis shows that the conversion to ammonia is the most

cost-effective solution. This goes hand in hand with the finding that large projects, like Neom in Saudi Arabia, are planning to ship their green hydrogen in the form of ammonia (Nereim, 2022). However, other final uses might require other forms of conversion, which is why the optimization of all these conversion processes should be a target. Furthermore, methanation has a higher efficiency compared to the Haber-Bosch process/ammonia synthesis (see table 3.8). Therefore, a certain trade-off exists. Depending on the individual situation different options might be more favorable.

Table 4.11 - Additional costs due to conversion of hydrogen to its carriers (alkali)



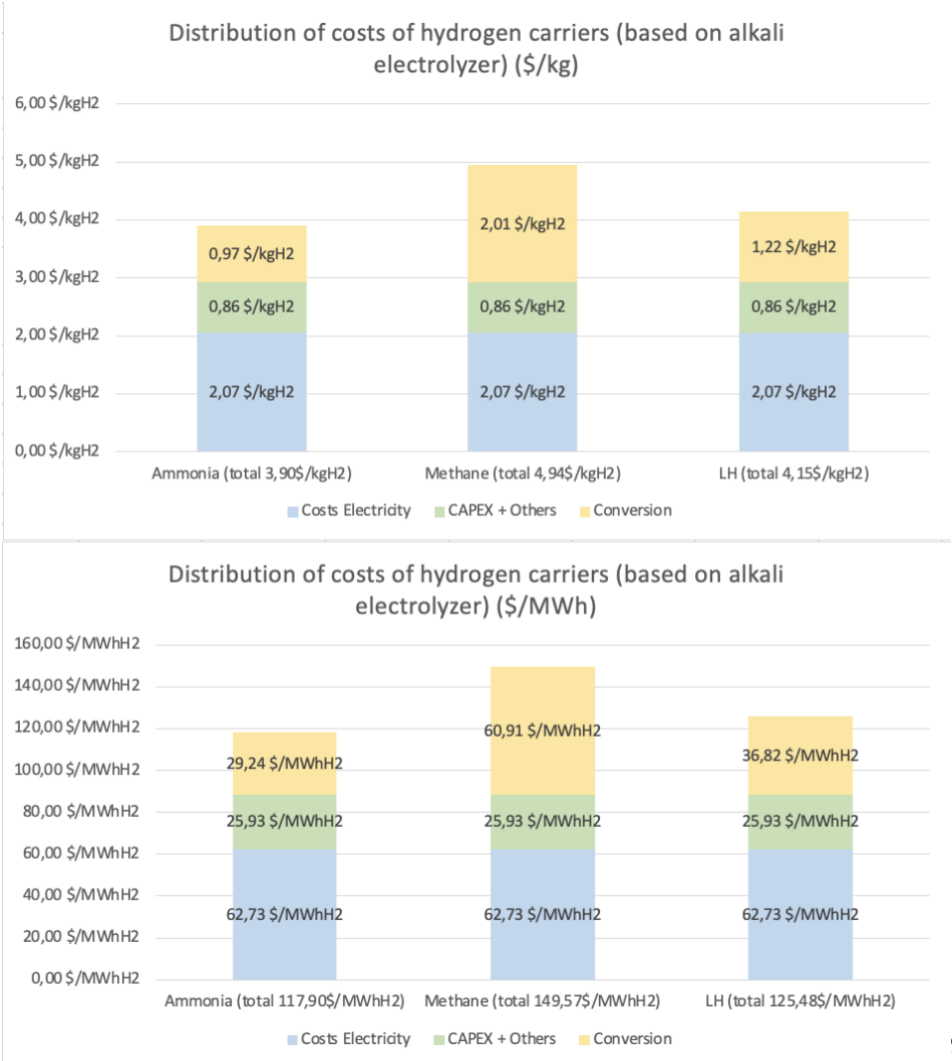
8

Table 4.12 shows the same calculations, just split in one more sub-part. It helps underlining the important role that the electricity costs play. It is based on an efficiency

⁸ LH = liquid hydrogen

of 75% meaning that 1kg of hydrogen requires 44kWh of electricity. The other assumptions were the same as for the calculations above (CAPEX: 480\$/kWh, electricity price: 47\$/MWh, FLH: 8.000h).

Table 4.12 – split of the costs for the production of green hydrogen in electricity costs and CAPEX + other costs plus additional costs due to the conversion to hydrogen carriers (alkali)



9

The sensitivity analyses for PEM and SOEC electrolyzers look very similar. Table 4.13 to 4.16 summarize the sensitivity analysis regarding the CAPEX and electricity prices. Table 4.13 (PEM) and 4.15 (SOEC) show the results in \$/kg and table 4.14 (PEM) and 4.16 (SOEC) in \$/MWh. For PEM the other parameters were held at 8000h (FLH) and 67% (efficiency) and for SOEC at 8000h and 81% respectively. While overall the

⁹ LH = liquid hydrogen

production with PEM electrolyzers seems to be a bit less competitive with alkaline electrolyzers, producing with SOEC electrolyzers is in the middle. This seems to be due to the relatively lower influence of the CAPEX costs and the high efficiency of SOEC electrolyzers. However, in this model a lifetime of 15 years was assumed for all three types, which might be particularly over-optimistic for SOEC electrolyzers. Both electrolyzer types could not produce competitively when looking at the situation as it was before the war, not even at the most optimistic conditions, which alkali electrolyzers could.

Table 4.13 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing CAPEX and changing electricity prices (PEM)

Electricity Price		CAPEX						
		700,00 $\$/\text{kW}$	950,00 $\$/\text{kW}$	1.200,00 $\$/\text{kW}$	1.450,00 $\$/\text{kW}$	1.700,00 $\$/\text{kW}$	1.950,00 $\$/\text{kW}$	2.200,00 $\$/\text{kW}$
27,00 $\$/\text{MWh}$		2,28	2,44	2,59	2,74	2,90	3,05	3,20
37,00 $\$/\text{MWh}$		2,84	2,99	3,15	3,30	3,46	3,61	3,76
47,00 $\$/\text{MWh}$		3,40	3,55	3,71	3,86	4,01	4,17	4,32
57,00 $\$/\text{MWh}$		3,96	4,11	4,27	4,42	4,57	4,73	4,88
67,00 $\$/\text{MWh}$		4,52	4,67	4,82	4,98	5,13	5,29	5,44
77,00 $\$/\text{MWh}$		5,08	5,23	5,38	5,54	5,69	5,85	6,00
87,00 $\$/\text{MWh}$		5,63	5,79	5,94	6,10	6,25	6,40	6,56
97,00 $\$/\text{MWh}$		6,19	6,35	6,50	6,66	6,81	6,96	7,12
107,00 $\$/\text{MWh}$		6,75	6,91	7,06	7,21	7,37	7,52	7,68
117,00 $\$/\text{MWh}$		7,31	7,47	7,62	7,77	7,93	8,08	8,23
127,00 $\$/\text{MWh}$		7,87	8,02	8,18	8,33	8,49	8,64	8,79
137,00 $\$/\text{MWh}$		8,43	8,58	8,74	8,89	9,04	9,20	9,35
147,00 $\$/\text{MWh}$		8,99	9,14	9,30	9,45	9,60	9,76	9,91
157,00 $\$/\text{MWh}$		9,55	9,70	9,85	10,01	10,16	10,32	10,47
167,00 $\$/\text{MWh}$		10,11	10,26	10,41	10,57	10,72	10,87	11,03
177,00 $\$/\text{MWh}$		10,66	10,82	10,97	11,13	11,28	11,43	11,59

green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.14 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing CAPEX and changing electricity prices (PEM)

Electricity Price		CAPEX						
		700,00 $\$/\text{kW}$	950,00 $\$/\text{kW}$	1.200,00 $\$/\text{kW}$	1.450,00 $\$/\text{kW}$	1.700,00 $\$/\text{kW}$	1.950,00 $\$/\text{kW}$	2.200,00 $\$/\text{kW}$
27,00 $\$/\text{MWh}$		69,15	73,81	78,47	83,13	87,79	92,45	97,11
37,00 $\$/\text{MWh}$		86,08	90,74	95,40	100,06	104,72	109,39	114,05
47,00 $\$/\text{MWh}$		103,02	107,68	112,34	117,00	121,66	126,32	130,98
57,00 $\$/\text{MWh}$		119,95	124,61	129,27	133,93	138,59	143,26	147,92
67,00 $\$/\text{MWh}$		136,89	141,55	146,21	150,87	155,53	160,19	164,85
77,00 $\$/\text{MWh}$		153,82	158,48	163,14	167,80	172,46	177,12	181,79
87,00 $\$/\text{MWh}$		170,76	175,42	180,08	184,74	189,40	194,06	198,72
97,00 $\$/\text{MWh}$		187,69	192,35	197,01	201,67	206,33	210,99	215,66
107,00 $\$/\text{MWh}$		204,63	209,29	213,95	218,61	223,27	227,93	232,59
117,00 $\$/\text{MWh}$		221,56	226,22	230,88	235,54	240,20	244,86	249,53
127,00 $\$/\text{MWh}$		238,50	243,16	247,82	252,48	257,14	261,80	266,46
137,00 $\$/\text{MWh}$		255,43	260,09	264,75	269,41	274,07	278,73	283,40
147,00 $\$/\text{MWh}$		272,36	277,03	281,69	286,35	291,01	295,67	300,33
157,00 $\$/\text{MWh}$		289,30	293,96	298,62	303,28	307,94	312,60	317,27
167,00 $\$/\text{MWh}$		306,23	310,90	315,56	320,22	324,88	329,54	334,20
177,00 $\$/\text{MWh}$		323,17	327,83	332,49	337,15	341,81	346,47	351,13

green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.15 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing CAPEX and changing electricity prices (SOEC)

		CAPEX						
		1.150,00 $\$/\text{kW}$	1.500,00 $\$/\text{kW}$	1.850,00 $\$/\text{kW}$	2.200,00 $\$/\text{kW}$	2.550,00 $\$/\text{kW}$	2.900,00 $\$/\text{kW}$	3.250,00 $\$/\text{kW}$
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	2,13	2,31	2,49	2,67	2,84	3,02	3,20
	37,00 $\$/\text{MWh}$	2,59	2,77	2,95	3,13	3,31	3,48	3,66
	47,00 $\$/\text{MWh}$	3,06	3,23	3,41	3,59	3,77	3,95	4,13
	57,00 $\$/\text{MWh}$	3,52	3,70	3,88	4,05	4,23	4,41	4,59
	67,00 $\$/\text{MWh}$	3,98	4,16	4,34	4,52	4,69	4,87	5,05
	77,00 $\$/\text{MWh}$	4,44	4,62	4,80	4,98	5,16	5,33	5,51
	87,00 $\$/\text{MWh}$	4,91	5,08	5,26	5,44	5,62	5,80	5,97
	97,00 $\$/\text{MWh}$	5,37	5,55	5,72	5,90	6,08	6,26	6,44
	107,00 $\$/\text{MWh}$	5,83	6,01	6,19	6,36	6,54	6,72	6,90
	117,00 $\$/\text{MWh}$	6,29	6,47	6,65	6,83	7,00	7,18	7,36
	127,00 $\$/\text{MWh}$	6,75	6,93	7,11	7,29	7,47	7,65	7,82
	137,00 $\$/\text{MWh}$	7,22	7,40	7,57	7,75	7,93	8,11	8,29
	147,00 $\$/\text{MWh}$	7,68	7,86	8,04	8,21	8,39	8,57	8,75
	157,00 $\$/\text{MWh}$	8,14	8,32	8,50	8,68	8,85	9,03	9,21
	167,00 $\$/\text{MWh}$	8,60	8,78	8,96	9,14	9,32	9,49	9,67
	177,00 $\$/\text{MWh}$	9,07	9,24	9,42	9,60	9,78	9,96	10,13

green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.16 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing CAPEX and changing electricity prices (SOEC)

		CAPEX						
		1.150,00 $\$/\text{kW}$	1.500,00 $\$/\text{kW}$	1.850,00 $\$/\text{kW}$	2.200,00 $\$/\text{kW}$	2.550,00 $\$/\text{kW}$	2.900,00 $\$/\text{kW}$	3.250,00 $\$/\text{kW}$
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	64,61	70,01	75,40	80,80	86,20	91,60	96,99
	37,00 $\$/\text{MWh}$	78,62	84,02	89,41	94,81	100,21	105,60	111,00
	47,00 $\$/\text{MWh}$	92,63	98,02	103,42	108,82	114,22	119,61	125,01
	57,00 $\$/\text{MWh}$	106,63	112,03	117,43	122,83	128,22	133,62	139,02
	67,00 $\$/\text{MWh}$	120,64	126,04	131,44	136,83	142,23	147,63	153,03
	77,00 $\$/\text{MWh}$	134,65	140,05	145,44	150,84	156,24	161,64	167,03
	87,00 $\$/\text{MWh}$	148,66	154,05	159,45	164,85	170,25	175,64	181,04
	97,00 $\$/\text{MWh}$	162,67	168,06	173,46	178,86	184,25	189,65	195,05
	107,00 $\$/\text{MWh}$	176,67	182,07	187,47	192,87	198,26	203,66	209,06
	117,00 $\$/\text{MWh}$	190,68	196,08	201,48	206,87	212,27	217,67	223,07
	127,00 $\$/\text{MWh}$	204,69	210,09	215,48	220,88	226,28	231,68	237,07
	137,00 $\$/\text{MWh}$	218,70	224,09	229,49	234,89	240,29	245,68	251,08
	147,00 $\$/\text{MWh}$	232,70	238,10	243,50	248,90	254,29	259,69	265,09
	157,00 $\$/\text{MWh}$	246,71	252,11	257,51	262,90	268,30	273,70	279,10
	167,00 $\$/\text{MWh}$	260,72	266,12	271,52	276,91	282,31	287,71	293,10
	177,00 $\$/\text{MWh}$	274,73	280,13	285,52	290,92	296,32	301,72	307,11

green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.17 (in $\$/\text{kg}$) and 4.18 (in $\$/\text{MWh}$) show the sensitivity analysis for PEM electrolyzer with changing efficiencies and electricity prices. FLH were kept at 8.000h and CAPEX at 700 $\$/\text{kWh}$. Table 4.19 (in $\$/\text{kg}$) and 4.20 (in $\$/\text{MWh}$) show the results for SOEC electrolyzers with FLH at 8.000h and CAPEX at 1.150 $\$/\text{kWh}$. Here, again, it can be observed that the high efficiencies of SOEC electrolyzers come with advantages, even despite the high CAPEX. If the CAPEX could be reduced in the future, they could offer great potential.

Table 4.17 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing efficiencies and changing electricity prices (PEM)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	2,71	2,59	2,48	2,38	2,29	2,21	2,13
	37,00 $\$/\text{MWh}$	3,38	3,23	3,09	2,97	2,85	2,75	2,65
	47,00 $\$/\text{MWh}$	4,05	3,87	3,70	3,55	3,42	3,29	3,17
	57,00 $\$/\text{MWh}$	4,72	4,51	4,32	4,14	3,98	3,83	3,69
	67,00 $\$/\text{MWh}$	5,39	5,15	4,93	4,72	4,54	4,37	4,21
	77,00 $\$/\text{MWh}$	6,06	5,78	5,54	5,31	5,10	4,91	4,73
	87,00 $\$/\text{MWh}$	6,72	6,42	6,15	5,89	5,66	5,45	5,25
	97,00 $\$/\text{MWh}$	7,39	7,06	6,76	6,48	6,22	5,99	5,77
	107,00 $\$/\text{MWh}$	8,06	7,70	7,37	7,06	6,78	6,53	6,29
	117,00 $\$/\text{MWh}$	8,73	8,34	7,98	7,65	7,35	7,07	6,81
	127,00 $\$/\text{MWh}$	9,40	8,97	8,59	8,23	7,91	7,61	7,33
	137,00 $\$/\text{MWh}$	10,07	9,61	9,20	8,82	8,47	8,15	7,85
	147,00 $\$/\text{MWh}$	10,74	10,25	9,81	9,40	9,03	8,69	8,37
	157,00 $\$/\text{MWh}$	11,40	10,89	10,42	9,99	9,59	9,23	8,89
	167,00 $\$/\text{MWh}$	12,07	11,53	11,03	10,57	10,15	9,77	9,41
	177,00 $\$/\text{MWh}$	12,74	12,17	11,64	11,16	10,72	10,31	9,93
green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO ₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

Table 4.18 -Table 26 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing efficiencies and changing electricity prices (PEM)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	82,19	78,57	75,27	72,25	69,46	66,90	64,52
	37,00 $\$/\text{MWh}$	102,45	97,91	93,77	89,97	86,48	83,26	80,27
	47,00 $\$/\text{MWh}$	122,71	117,25	112,27	107,70	103,50	99,62	96,03
	57,00 $\$/\text{MWh}$	142,97	136,59	130,77	125,43	120,51	115,98	111,78
	67,00 $\$/\text{MWh}$	163,23	155,93	149,26	143,15	137,53	132,34	127,54
	77,00 $\$/\text{MWh}$	183,50	175,27	167,76	160,88	154,55	148,70	143,29
	87,00 $\$/\text{MWh}$	203,76	194,61	186,26	178,60	171,56	165,06	159,05
	97,00 $\$/\text{MWh}$	224,02	213,95	204,76	196,33	188,58	181,42	174,80
	107,00 $\$/\text{MWh}$	244,28	233,29	223,25	214,06	205,59	197,78	190,55
	117,00 $\$/\text{MWh}$	264,54	252,63	241,75	231,78	222,61	214,15	206,31
	127,00 $\$/\text{MWh}$	284,80	271,97	260,25	249,51	239,63	230,51	222,06
	137,00 $\$/\text{MWh}$	305,06	291,31	278,75	267,23	256,64	246,87	237,82
	147,00 $\$/\text{MWh}$	325,32	310,64	297,24	284,96	273,66	263,23	253,57
	157,00 $\$/\text{MWh}$	345,59	329,98	315,74	302,68	290,67	279,59	269,33
	167,00 $\$/\text{MWh}$	365,85	349,32	334,24	320,41	307,69	295,95	285,08
	177,00 $\$/\text{MWh}$	386,11	368,66	352,74	338,14	324,71	312,31	300,84
green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO ₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

Table 4.19 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing efficiencies and changing electricity prices (SOEC)

		Efficiency						
		74%	76%	77%	79%	81%	82%	84%
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	2,33	2,28	2,23	2,18	2,14	2,10	2,06
	37,00 $\$/\text{MWh}$	2,83	2,77	2,71	2,66	2,60	2,55	2,50
	47,00 $\$/\text{MWh}$	3,34	3,27	3,20	3,13	3,07	3,01	2,95
	57,00 $\$/\text{MWh}$	3,84	3,76	3,68	3,61	3,53	3,46	3,40
	67,00 $\$/\text{MWh}$	4,35	4,26	4,17	4,08	4,00	3,92	3,84
	77,00 $\$/\text{MWh}$	4,86	4,75	4,65	4,55	4,46	4,37	4,29
	87,00 $\$/\text{MWh}$	5,36	5,24	5,13	5,03	4,92	4,83	4,73
	97,00 $\$/\text{MWh}$	5,87	5,74	5,62	5,50	5,39	5,28	5,18
	107,00 $\$/\text{MWh}$	6,37	6,23	6,10	5,97	5,85	5,74	5,62
	117,00 $\$/\text{MWh}$	6,88	6,73	6,59	6,45	6,32	6,19	6,07
	127,00 $\$/\text{MWh}$	7,39	7,22	7,07	6,92	6,78	6,65	6,52
	137,00 $\$/\text{MWh}$	7,89	7,72	7,55	7,40	7,25	7,10	6,96
	147,00 $\$/\text{MWh}$	8,40	8,21	8,04	7,87	7,71	7,55	7,41
	157,00 $\$/\text{MWh}$	8,90	8,71	8,52	8,34	8,17	8,01	7,85
	167,00 $\$/\text{MWh}$	9,41	9,20	9,01	8,82	8,64	8,46	8,30
	177,00 $\$/\text{MWh}$	9,92	9,70	9,49	9,29	9,10	8,92	8,74

green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.20 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing efficiencies and changing electricity prices (SOEC)

		Efficiency						
		74%	76%	77%	79%	81%	82%	84%
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	70,46	68,97	67,54	66,17	64,86	63,60	62,39
	37,00 $\$/\text{MWh}$	85,79	83,96	82,21	80,53	78,92	77,37	75,89
	47,00 $\$/\text{MWh}$	101,13	98,96	96,88	94,89	92,98	91,15	89,40
	57,00 $\$/\text{MWh}$	116,46	113,95	111,55	109,25	107,05	104,93	102,90
	67,00 $\$/\text{MWh}$	131,79	128,95	126,22	123,61	121,11	118,71	116,40
	77,00 $\$/\text{MWh}$	147,13	143,94	140,89	137,97	135,17	132,49	129,91
	87,00 $\$/\text{MWh}$	162,46	158,93	155,56	152,33	149,24	146,27	143,41
	97,00 $\$/\text{MWh}$	177,79	173,93	170,23	166,69	163,30	160,04	156,92
	107,00 $\$/\text{MWh}$	193,13	188,92	184,90	181,05	177,36	173,82	170,42
	117,00 $\$/\text{MWh}$	208,46	203,92	199,57	195,41	191,43	187,60	183,93
	127,00 $\$/\text{MWh}$	223,79	218,91	214,25	209,77	205,49	201,38	197,43
	137,00 $\$/\text{MWh}$	239,12	233,91	228,92	224,14	219,55	215,16	210,93
	147,00 $\$/\text{MWh}$	254,46	248,90	243,59	238,50	233,62	228,93	224,44
	157,00 $\$/\text{MWh}$	269,79	263,90	258,26	252,86	247,68	242,71	237,94
	167,00 $\$/\text{MWh}$	285,12	278,89	272,93	267,22	261,74	256,49	251,45
	177,00 $\$/\text{MWh}$	300,46	293,89	287,60	281,58	275,81	270,27	264,95

green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Finally, table 4.21 ($\$/\text{kg}$) and 4.22 ($\$/\text{MWh}$) show the results for changing FLH and electricity prices for PEM electrolyzers and table 4.23 ($\$/\text{kg}$) and 4.24 ($\$/\text{MWh}$) for SOEC electrolyzers. Again, efficiencies and CAPEX were held as given in the base scenario. While PEM electrolyzers are great at working at intermittent conditions, they still require quite high FLH in order to operate competitively. This holds true for SOEC electrolyzers as well. As already seen for alkali, the new situation allows for competitive production even with low full load hours. However, the higher the electricity price the higher the full

load hours should be in order to remain competitive. When a cost optimization is aimed at the full load hours should be high.

Table 4.21 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing FLH and changing electricity prices (PEM)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	4,33	3,42	2,96	2,69	2,51	2,38	2,28
	37,00 $\$/\text{MWh}$	4,89	3,98	3,52	3,25	3,07	2,94	2,84
	47,00 $\$/\text{MWh}$	5,45	4,54	4,08	3,81	3,63	3,50	3,40
	57,00 $\$/\text{MWh}$	6,00	5,10	4,64	4,37	4,19	4,06	3,96
	67,00 $\$/\text{MWh}$	6,56	5,65	5,20	4,93	4,74	4,61	4,52
	77,00 $\$/\text{MWh}$	7,12	6,21	5,76	5,49	5,30	5,17	5,08
	87,00 $\$/\text{MWh}$	7,68	6,77	6,32	6,04	5,86	5,73	5,63
	97,00 $\$/\text{MWh}$	8,24	7,33	6,88	6,60	6,42	6,29	6,19
	107,00 $\$/\text{MWh}$	8,80	7,89	7,43	7,16	6,98	6,85	6,75
	117,00 $\$/\text{MWh}$	9,36	8,45	7,99	7,72	7,54	7,41	7,31
	127,00 $\$/\text{MWh}$	9,92	9,01	8,55	8,28	8,10	7,97	7,87
	137,00 $\$/\text{MWh}$	10,48	9,57	9,11	8,84	8,66	8,53	8,43
	147,00 $\$/\text{MWh}$	11,03	10,12	9,67	9,40	9,22	9,09	8,99
	157,00 $\$/\text{MWh}$	11,59	10,68	10,23	9,96	9,77	9,64	9,55
	167,00 $\$/\text{MWh}$	12,15	11,24	10,79	10,52	10,33	10,20	10,11
	177,00 $\$/\text{MWh}$	12,71	11,80	11,35	11,07	10,89	10,76	10,66

green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.22 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing FLH and changing electricity prices (PEM)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	131,16	103,60	89,82	81,55	76,04	72,10	69,15
	37,00 $\$/\text{MWh}$	148,09	120,53	106,75	98,48	92,97	89,03	86,08
	47,00 $\$/\text{MWh}$	165,03	137,47	123,69	115,42	109,91	105,97	103,02
	57,00 $\$/\text{MWh}$	181,96	154,40	140,62	132,35	126,84	122,90	119,95
	67,00 $\$/\text{MWh}$	198,90	171,34	157,56	149,29	143,78	139,84	136,89
	77,00 $\$/\text{MWh}$	215,83	188,27	174,49	166,22	160,71	156,77	153,82
	87,00 $\$/\text{MWh}$	232,77	205,21	191,43	183,16	177,65	173,71	170,76
	97,00 $\$/\text{MWh}$	249,70	222,14	208,36	200,09	194,58	190,64	187,69
	107,00 $\$/\text{MWh}$	266,64	239,08	225,30	217,03	211,52	207,58	204,63
	117,00 $\$/\text{MWh}$	283,57	256,01	242,23	233,96	228,45	224,51	221,56
	127,00 $\$/\text{MWh}$	300,51	272,95	259,17	250,90	245,39	241,45	238,50
	137,00 $\$/\text{MWh}$	317,44	289,88	276,10	267,83	262,32	258,38	255,43
	147,00 $\$/\text{MWh}$	334,38	306,82	293,04	284,77	279,26	275,32	272,36
	157,00 $\$/\text{MWh}$	351,31	323,75	309,97	301,70	296,19	292,25	289,30
	167,00 $\$/\text{MWh}$	368,25	340,69	326,91	318,64	313,13	309,19	306,23
	177,00 $\$/\text{MWh}$	385,18	357,62	343,84	335,57	330,06	326,12	323,17

green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

Table 4.23 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{kgH}_2$ with changing FLH and changing electricity prices (SOEC)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	4,51	3,45	2,93	2,61	2,40	2,25	2,13
	37,00 $\$/\text{MWh}$	4,97	3,92	3,39	3,07	2,86	2,71	2,59
	47,00 $\$/\text{MWh}$	5,44	4,38	3,85	3,53	3,32	3,17	3,06
	57,00 $\$/\text{MWh}$	5,90	4,84	4,31	3,99	3,78	3,63	3,52
	67,00 $\$/\text{MWh}$	6,36	5,30	4,77	4,46	4,25	4,09	3,98
	77,00 $\$/\text{MWh}$	6,82	5,77	5,24	4,92	4,71	4,56	4,44
	87,00 $\$/\text{MWh}$	7,29	6,23	5,70	5,38	5,17	5,02	4,91
	97,00 $\$/\text{MWh}$	7,75	6,69	6,16	5,84	5,63	5,48	5,37
	107,00 $\$/\text{MWh}$	8,21	7,15	6,62	6,31	6,09	5,94	5,83
	117,00 $\$/\text{MWh}$	8,67	7,61	7,09	6,77	6,56	6,41	6,29
	127,00 $\$/\text{MWh}$	9,13	8,08	7,55	7,23	7,02	6,87	6,75
	137,00 $\$/\text{MWh}$	9,60	8,54	8,01	7,69	7,48	7,33	7,22
	147,00 $\$/\text{MWh}$	10,06	9,00	8,47	8,16	7,94	7,79	7,68
	157,00 $\$/\text{MWh}$	10,52	9,46	8,93	8,62	8,41	8,25	8,14
	167,00 $\$/\text{MWh}$	10,98	9,93	9,40	9,08	8,87	8,72	8,60
	177,00 $\$/\text{MWh}$	11,45	10,39	9,86	9,54	9,33	9,18	9,07
green: smaller than 1,95 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO ₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$ - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71 $\$/\text{kg}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 $\$/\text{kg}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

Table 4.24 - sensitivity analysis of the LCOH in $\$/\text{MWhH}_2$ with changing FLH and changing electricity prices (SOEC)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 $\$/\text{MWh}$	136,72	104,67	88,65	79,03	72,62	68,04	64,61
	37,00 $\$/\text{MWh}$	150,73	118,68	102,66	93,04	86,63	82,05	78,62
	47,00 $\$/\text{MWh}$	164,74	132,69	116,66	107,05	100,64	96,06	92,63
	57,00 $\$/\text{MWh}$	178,75	146,70	130,67	121,06	114,65	110,07	106,63
	67,00 $\$/\text{MWh}$	192,76	160,70	144,68	135,06	128,65	124,08	120,64
	77,00 $\$/\text{MWh}$	206,76	174,71	158,69	149,07	142,66	138,08	134,65
	87,00 $\$/\text{MWh}$	220,77	188,72	172,70	163,08	156,67	152,09	148,66
	97,00 $\$/\text{MWh}$	234,78	202,73	186,70	177,09	170,68	166,10	162,67
	107,00 $\$/\text{MWh}$	248,79	216,74	200,71	191,10	184,69	180,11	176,67
	117,00 $\$/\text{MWh}$	262,79	230,74	214,72	205,10	198,69	194,11	190,68
	127,00 $\$/\text{MWh}$	276,80	244,75	228,73	219,11	212,70	208,12	204,69
	137,00 $\$/\text{MWh}$	290,81	258,76	242,73	233,12	226,71	222,13	218,70
	147,00 $\$/\text{MWh}$	304,82	272,77	256,74	247,13	240,72	236,14	232,70
	157,00 $\$/\text{MWh}$	318,83	286,78	270,75	261,14	254,72	250,15	246,71
	167,00 $\$/\text{MWh}$	332,83	300,78	284,76	275,14	268,73	264,15	260,72
	177,00 $\$/\text{MWh}$	346,84	314,79	298,77	289,15	282,74	278,16	274,73
green: smaller than 59,07 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20 $\$/\text{MWh}$ and CO ₂ costs of 50 $\$/\text{ton}$; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100 $\$/\text{MWh}$ - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 $\$/\text{MWh}$ (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

When it comes to the conversion costs, the additional costs due to the conversion do not change with the electrolyzer type chosen for the hydrogen production. Therefore, no separate analysis was done for PEM and SOEC electrolyzers here.

4.2.2 Profit and Loss Calculation

After having done the calculations and sensitivity analysis for the LCOH, a profit and loss statement shall demonstrate not only how the production costs vary depending on certain conditions, but also the profitability of such a project and how it depends on those parameters. Since alkaline electrolyzers are more favorable than PEM (at least looking at the results of the LCOH analysis; there are other arguments in favor of PEM electrolyzers that have been described in Chapter 2) and SOEC electrolyzers are not commercial yet

and come with lots of uncertainties, the profit and loss statement will only be done for alkali electrolyzers. The input data remains the same as seen in table 4.1. The exact profit and loss statement calculations can be found in the appendix.

After having done the P&L statement a cash flow analysis has been done in order to calculate the internal rate of return (IRR) of the project. The IRR has then been used as the value to be analyzed with the sensitivity analysis. On the horizontal axis the tariff/specific production costs for which the hydrogen will be sold has been taken and on the vertical axis once the electricity price and in a second case the full load hours. The tariff has to cover at least the production costs for the project to not be unprofitable (IRR below 0%; red in the table). A project was considered to be profitable at an IRR of 2% or above (seen as green in the table).

Table 4.25 shows the results in \$/kg and table 4.26 in \$/MWh. For both upper table shows the calculations for alternating electricity prices and the lower table for changing FLH. In the base calculation CAPEX has been taken at 480 \$/kWh, efficiency at 75%, electricity prices at 47\$/MWh and FLH at 8000h. It can be seen that only at very low electricity prices green hydrogen can be sold at prices below 2\$/kg (60\$/MWh) - and therefore be somewhat competitive¹⁰ – with the project remaining profitable. Such low electricity prices are only realistic in very few areas in the world, such as Australia, and only at certain times. Spain, however, is one of the European countries with the best opportunities for very low solar electricity prices (IRENA, 2021, p.86). Regardless, when looking at the current situation where prices below 6\$/kg (180\$/MWh) can be competitive with grey hydrogen, electricity costs can be a lot higher. The IRR and, therefore, the profitability of the project, however, can be maximized only with high efficiencies.

The analysis regarding the FLH is important to see how profitable a hydrogen plant only being fed with the surplus energy of solar energy production could be. It is quite obvious that only very high FLH allow for low production costs and, therefore, low tariffs in order to be (close to being) competitive and profitable. Again, when taking the current natural gas prices and subsequent grey hydrogen production costs into account, also low full load hours allow for competitiveness. However, profitability is evidently only maximized when full load hours are high.

¹⁰ Referring to the grey hydrogen prices before the war.

Table 4.25 - sensitivity analysis for the IRR with changing tariff and changing electricity price (upper) and changing FLH (lower) in \$/kg (alkali)

		tariff/specific production costs											
		1,5 \$/kgH2	1,7 \$/kgH2	1,9 \$/kgH2	2,1 \$/kgH2	2,3 \$/kgH2	2,5 \$/kgH2	2,7 \$/kgH2	2,9 \$/kgH2	3,1 \$/kgH2	3,3 \$/kgH2	3,5 \$/kgH2	
electricity price	27 \$/MWh	-18,5%	0,1%	10,1%	18,0%	25,1%	31,7%	38,0%	44,2%	50,3%	56,3%	62,2%	
	32 \$/MWh	HZAHL!	-21,6%	-0,7%	9,5%	17,5%	24,6%	31,2%	37,6%	43,8%	49,8%	55,8%	
	37 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	-26,1%	-1,6%	8,8%	17,0%	24,1%	30,8%	37,1%	43,3%	49,4%	
	42 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-36,3%	-2,5%	8,2%	16,4%	23,6%	30,3%	36,7%	42,9%	
	47 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-3,5%	7,5%	15,9%	23,1%	29,8%	36,2%	
	52 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-4,5%	6,9%	15,3%	22,6%	29,4%	
	57 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-5,6%	6,2%	14,8%	22,1%	
	62 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-6,7%	5,5%	14,2%	
	67 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-7,9%	4,8%	
	72 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-9,3%	
	77 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	82 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	87 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	92 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	97 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
102 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
107 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
112 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
117 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
122 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%													
		tariff/specific production costs											
		1,5 \$/kgH2	1,7 \$/kgH2	1,9 \$/kgH2	2,1 \$/kgH2	2,3 \$/kgH2	2,5 \$/kgH2	2,7 \$/kgH2	2,9 \$/kgH2	3,1 \$/kgH2	3,3 \$/kgH2	3,5 \$/kgH2	
FLH	2.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-20,9%	-12,7%	-7,7%	
	2.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-11,3%	-5,6%	-1,3%	
	3.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-29,6%	-12,7%	-5,6%	-0,5%	3,7%	
	3.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-18,1%	-7,6%	-1,2%	3,7%	8,0%	
	4.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-12,6%	-3,7%	2,4%	7,4%	11,8%	
	4.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-29,0%	-8,6%	-0,4%	5,6%	10,7%	15,3%	
	5.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-20,4%	-5,5%	2,5%	8,6%	13,8%	18,6%	
	5.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-15,8%	-2,8%	5,1%	11,3%	16,8%	21,8%	
	6.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-12,4%	-0,4%	7,5%	13,9%	19,5%	24,8%	
	6.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-9,7%	1,8%	9,7%	16,3%	22,2%	27,8%	
	7.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-7,4%	3,8%	11,9%	18,7%	24,8%	30,6%	
	7.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-5,3%	5,7%	13,9%	20,9%	27,4%	33,5%	
	8.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-3,5%	7,5%	15,9%	23,1%	29,8%	36,2%	
red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%													

Table 4.26 - sensitivity analysis for the IRR with changing tariff and changing electricity price (upper) and changing FLH (lower) in \$/MWh (alkali)

		tariff/specific production costs											
		45,5 \$/MWhH ₂	51,5 \$/MWhH ₂	57,6 \$/MWhH ₂	63,6 \$/MWhH ₂	69,7 \$/MWhH ₂	75,8 \$/MWhH ₂	81,8 \$/MWhH ₂	87,9 \$/MWhH ₂	93,9 \$/MWhH ₂	100,0 \$/MWhH ₂	106,1 \$/MWhH ₂	
electricity price	27 \$/MWh	-18,5%	0,1%	10,1%	18,0%	25,1%	31,7%	38,0%	44,2%	50,3%	56,3%	62,2%	
	32 \$/MWh	HZAHL!	-21,6%	-0,7%	9,5%	17,5%	24,6%	31,2%	37,6%	43,8%	49,8%	55,8%	
	37 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	-26,1%	-1,6%	8,8%	17,0%	24,1%	30,8%	37,1%	43,3%	49,4%	
	42 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-36,3%	-2,5%	8,2%	16,4%	23,6%	30,3%	36,7%	42,9%	
	47 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-3,5%	7,5%	15,9%	23,1%	29,8%	36,2%	
	52 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-4,5%	6,9%	15,3%	22,6%	29,4%	
	57 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-5,6%	6,2%	14,8%	22,1%	
	62 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-6,7%	5,5%	14,2%	
	67 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-7,9%	4,8%	
	72 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-9,3%	
	77 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	82 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
	87 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	
92 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
97 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
102 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
107 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
112 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
117 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
122 \$/MWh	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!		
red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%													
		tariff/specific production costs											
		45,5 \$/MWhH ₂	51,5 \$/MWhH ₂	57,6 \$/MWhH ₂	63,6 \$/MWhH ₂	69,7 \$/MWhH ₂	75,8 \$/MWhH ₂	81,8 \$/MWhH ₂	87,9 \$/MWhH ₂	93,9 \$/MWhH ₂	100,0 \$/MWhH ₂	106,1 \$/MWhH ₂	
FLH	2.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-20,9%	-12,7%	-7,7%	
	2.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-11,3%	-5,6%	-1,3%	
	3.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-29,6%	-12,7%	-5,6%	-0,5%	3,7%	
	3.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-18,1%	-7,6%	-1,2%	3,7%	8,0%	
	4.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-12,6%	-3,7%	2,4%	7,4%	11,8%	
	4.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-29,0%	-8,6%	-0,4%	5,6%	10,7%	15,3%	
	5.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-20,4%	-5,5%	2,5%	8,6%	13,8%	18,6%	
	5.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-15,8%	-2,8%	5,1%	11,3%	16,8%	21,8%	
	6.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-12,4%	-0,4%	7,5%	13,9%	19,5%	24,8%	
	6.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-9,7%	1,8%	9,7%	16,3%	22,2%	27,8%	
	7.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-7,4%	3,8%	11,9%	18,7%	24,8%	30,6%	
	7.500 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-5,3%	5,7%	13,9%	20,9%	27,4%	33,5%	
	8.000 h	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	HZAHL!	-3,5%	7,5%	15,9%	23,1%	29,8%	36,2%	
red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%													

4.3 Discussion

The above showed results are briefly discussed. Overall, it can be seen from the LCOH analysis that there are no large differences between the electrolyzer types. However, alkali are the most profitable, followed by SOEC and then PEM electrolyzers. As known from chapter 2, alkali are also the most scalable as of now, and can therefore be expected to reap the most EOS. It is important to point out, though, that the lifetime of SOEC is currently not as long as assumed in this analysis. Also reaching a size of 10MW is not yet realistic either. Since SOEC electrolyzers are not yet fully commercial (IEA, 2019), the analysis that was done here did not aim at showing the current state of green hydrogen production with SOEC electrolyzers, but rather provide a look into how this might look like in the (near) future, when they are fully developed and can be employed in larger scales as well. This was done, since SOEC are seen as a promising technology that might have disruptive effects (Smolinka et al., 2018, p.43). The analysis for PEM and alkali can be seen as more representative of the state-of-the art.

One important finding of the LCOH analysis was that the electricity costs represent a large fraction of the costs and are very influential on the LCOH. This corresponds to the statement of Dipl.-Ing. Mag. Trebo that electricity costs make up for 70-90% of the LCOH (personal communication, April 27, 2022). Therefore, bringing those costs down as well as choosing the right region with excellent natural endowments will play a crucial role in reaching competitiveness for green hydrogen. Further, this can be seen as a call for investing into renewable energies. Expanding their use will most likely come with further cost declines as a result of EOS and improvements in efficiencies. Finally, the current situation is the best prove that it is imperative to become more independent of fossil fuels and their imports.

High efficiencies also play an important role in decreasing LCOH. Since the role of CAPEX seems rather marginal, it is conclusive that higher CAPEX in order to reach higher efficiencies should pay off. Therefore, a main focus in electrolyzer development should be the improvement of efficiencies instead of only trying to make them cheaper. This also leads to the conclusion that once SOEC electrolyzers reach market maturity they could play a very important role in decreasing the LCOH, meaning that their development and commercialization should be seen as a priority. Finally, the insight from

the interviews that waste heat should not be wasted but utilized in for example the form of district heating (personal communication, April 21 and 27, 2022) should be taken as a recommendation to efficiently use the maximum amount of energy as possible.

A third important factor are the full load hours. Even with rather low electricity prices they have to be quite high in order to allow for competitive and profitable production. This leads to the conclusion that producing green hydrogen only from the excess energy from the intermittent production of renewable energy is not an economically viable option. The conclusion that is drawn here is that the best way of obtaining energy is by either using grid energy or a dedicated source of renewable energy in a location with very good conditions. The solution that is planned to be employed in Texas, where electricity from the grid is purchased additionally to the dedicated source (Collins, 2022b) also seems to be a good compromise.

Finally, it should be said that overall, rather optimistic conditions have been chosen for this analysis. Therefore, actual LCOH might even be higher, since it cannot be guaranteed that ideal conditions for CAPEX, electricity prices, efficiencies and full load hours are given. Regardless, the main aim of this analysis was to show how which parameters influence the LCOH and that could be well demonstrated. Concludingly, the electricity costs as well as high full load hours seem to be the most important influences, closely followed by the efficiency of the electrolyzer. While this rather small influence of the CAPEX seems to be contradicting to some of the findings in the literature it approves what the experience of Dipl.-Ing. Mag. Trebo at Siemens found (personal communication, April 27, 2022). Finally, the specific costs will vary depending on the individual project, depending on factors such as capital structure, financing, as well as availability of land/buildings etcetera. This finding is also consistent with the insights from the interviews (personal communication, April 12, 21 and 24, 2022).

The analysis showed that when looking at grey hydrogen prices as recently documented the conditions need to be very optimal in order to reach competitiveness. However, as already stated, the current war in the Ukraine has had profound impacts on the prices of natural gas and consequently on the production costs of grey hydrogen. This allows for competitiveness of green hydrogen a lot earlier than originally anticipated, when starting

to write this thesis. This momentum should clearly be used to reach very high investment and drastically scale up the production of green hydrogen so that the EOS that can be reached only with large scales can be attained as early as possible. Of course, this also calls for a rapid build-up of the necessary infrastructure. Given the current situation, however, switching to green hydrogen is not only the cost-effective option but also allows for a reduction on the dependency of (Russian's) natural gas (Mathis, Morison and Dezem, 2022). Even despite, this unexpected competitiveness of green hydrogen, production costs should still be optimized, since this allows for a higher profitability (see table 4.25 and 4.26). Further, the ultimate goal should not only be competitiveness with grey hydrogen but also fossil fuels (like natural gas itself).

5 Conclusions

Climate change, energy security and the energy transition are some of the most important “buzz words” and challenges currently faced by humanity. While electrification seems to be one of the main focuses of the energy transition it will not be able to be the sole pillar of the energy transition. Hydrogen, particularly green hydrogen, will play a very important role as well. It has the capability to not only balance the grid when intermittent energy sources become more and more relevant, it is also able to decarbonize sectors that are otherwise hard to decarbonize. While, as of today, the vast majority of hydrogen production is from fossil fuels and, therefore, not climate friendly, green hydrogen and electrolysis are becoming increasingly important.

While green hydrogen comes with plenty advantages (no emissions, decarbonization of many sectors, balancing of the grid etcetera) two of the most important challenges are the transportation and storage and the gas. Hydrogen is difficult to store and transport which is why a potential solution for this is the conversion into hydrogen carriers such as ammonia and methane. The production costs of green hydrogen are still way above those of grey hydrogen and, therefore, not competitive¹¹.

Resulting from the relevance of this topic and the challenges the green hydrogen economy is facing this thesis has the following research questions:

“What is the state of the art of green hydrogen production in terms of efficiencies and costs and how can the production costs be optimized?”

“How are the production costs affected by various parameters like CAPEX, electricity prices, efficiencies and full load hours?”

“How does the conversion of hydrogen to its carriers influence the production costs?”

Green hydrogen can be produced in a variety of ways, however, water electrolysis is the most advanced and relevant technology. For this, three main electrolyzer types exist: alkali, PEM and SOEC. Alkali is the most employed and developed, followed by PEM. SOEC are not fully commercial yet but seem to hold a lot of potential to be a disruptive technology. While the electricity used for the electrolysis can come from different

¹¹ Given the conditions before the war.

sources, solar seems to hold the greatest potential and is, therefore, the energy source chosen for the business model of this thesis. In order for hydrogen to be stored and transported it might have to be converted to carriers such as liquid hydrogen, ammonia or methane which are more compatible with the existing infrastructure. However, these processes come with additional costs and energy losses.

According to the literature the most important factors influencing the production costs of green hydrogen are the CAPEX and the electricity costs. Some other costs are not to be completely neglected and factors such as efficiencies and full load hours indirectly also influence the production costs. The examination of several best practices as well as the insights from the expert interviews show that there is no universal solution for cost optimization but that several strategies can be of help. Those include choosing the right location which is important for storage potential as well as good conditions for renewable energies, using proprietary technologies for process simplification and cost savings, putting the production into an industrial context so that the hydrogen can be directly utilized and available infrastructure can be used, having partnerships all along the hydrogen supply chain, utilizing waste heat and being large in size to enable EOS. When hydrogen can be used directly at the site the need for conversion can be eliminated and this approach should be chosen when possible. However, the hydrogen that needs to be transported over longer distances will have to be converted.

The business model analysis showed how different parameters affect the LCOH in a first step and in a second step a profit and loss statement with a cash flow analysis examined the profitability of a green hydrogen plant. The LCOH analysis showed that the most influential parameter are the electricity costs. CAPEX costs are comparatively less relevant. Also, important influence was seen by the efficiencies and the full load hours. Therefore, those areas are where future efforts should lie to decrease costs. The P&L and cash flow analysis further showed, that with the current costs¹², projects could only be profitable with rather high (non-competitive) prices. Lower prices were only possible with very optimistic electricity prices and very high full load hours. This, however, only holds true for the grey hydrogen prices documented by reports before the war in Ukraine

¹² Given the situation before the war.

broke out. Since then, natural gas prices have skyrocketed as a consequence to the war and grey hydrogen has become more expensive than green hydrogen in many cases. This allows for competitive production even under less optimal conditions. To maximize profitability, an optimization of the production should, regardless, be aimed at. With regards to the conversion ammonia is currently the most cost-effective option. However, the conversion efficiency of methanization is higher. Future research and innovation in this field should aim at solving this trade-off and overall increasing energy efficiency and decreasing costs.

5.1 Limitations

While this thesis aims at taking an integrated and detailed view at the challenge of optimizing the production costs of green hydrogen it does not come without limitations. The first limitation is that even after a thorough literature review, there is a lack of available data on CAPEX of electrolyzers as well as an often-occurring lack of a clear definition of what is included in the CAPEX. This problematic has been described in great detail in chapter 3 and 4. The range for CAPEX, is consequently very large. Further, it is unknown whether costs such as for auxiliary facilities, civil engineering, prefinancing and surveys are included in the CAPEX found in the various studies. The resulting high uncertainty with regards to these numbers has an impact on the accuracy of the calculated LCOH. Finally, the insights from the interviews also highlighted, that the CAPEX costs as provided by many studies cannot be taken as very serious reference, given that they often do not include the costs for property, buildings or also the underlying conditions, like a pre-existing industrial infrastructure. Therefore, they are often too low (personal communication, April 12 and 27, 2022).

A second important point is that not only CAPEX and electricity costs are relevant factors for the costs. While this is ignored in a lot of large reports, some literature mentioned this as well and it was repeatedly mentioned during various interviews. While this thesis tried to draw attention to this and also find information with regards to these costs as well as include them into the analysis, it should be acknowledged that due to the lack of transparent data they will not have been perfectly displayed in the analysis. Finally, those costs are costs that can vary from case to case and are, therefore, difficult to demonstrate in general models. However, while these costs matter, the largest fraction of the costs is

still covered by CAPEX and electricity prices/OPEX. The conclusions drawn through this work are still valid and provide helpful information for future research and cost optimization.

Finally, the field is a currently ever-evolving field with new technologies and innovations emerging non-stop. Therefore, it is important to understand this thesis only as capturing the current situation that might look different in the very near future, when new developments have caught on. This does not only hold true for developments in technologies but also others such as in geopolitics. As already explained in the methodology part, the largest part of the research had been done before the war in the Ukraine started and natural gas prices have started to shoot up. Therefore, the values found in the reports used as reference do not reflect those changes yet. This is particularly important for the values that have been found for the production costs of grey hydrogen. While the current developments have been included as well as possible, it is important to note, that the data on grey hydrogen production with the current natural gas prices is very limited, very new and the overall situation comes with a lot of uncertainty of how it will continue.

5.2 Future Outlook

The limitations faced by this work should be seen as a recommendation for future research. Data on CAPEX should become more available and definitions more harmonized and concrete. This will help research and, therefore, the scale-up of green hydrogen production.

Further, the development of SOEC, so that they are ready for a market roll-out, is crucial as they seem to have very high potential due to their high efficiencies. This, however, should be accompanied with improvements of their lifetimes and cost reductions. Also, for the other electrolyzer types a focus on the research on increasing efficiencies seems important. Finally, also the development of other production technologies for hydrogen such as aqua or white hydrogen might hold potential and should not be completely disregarded but kept an eye on.

In order for proper cost reductions to manifest a large roll-out of renewable energies as well as green hydrogen production seems non-negotiable. This should be accompanied with adequate infrastructure development. Research focus, as well as governmental support should be directed at these tasks.

Finally, research and strategies should include a mixed local-global approach more, where not only centralized mega hydrogen projects are aimed at, but also the local production with direct utilization is investigated. The green hydrogen economy seems inevitable and, therefore, research and development as well as policy support in this area will be crucial during the next years and decade(s). Provided the current situation and the drastic changes it brings, a turning point can be expected. The current situation could help as a jump-start for the large production and deployment of green hydrogen, allowing for the EOS needed for further cost optimization which might finally lead to competitiveness not only with grey hydrogen but also fossil fuels. This is also described by Phil Caldwell (CEO of Ceres Power Holding Plc) who described the current situation as a tipping point with no turning back (Mathis, Morison and Dezem, 2022).

References

- Aakko-Saska et al. (2018). Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion. *Journal of Power Sources*, 396, 803-823. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>
- Agora Energiewende and Guidehouse. (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H2*. Agora Energiewende. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive/>
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics. (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf
- Aziz, M., Oda, T. and Kashiwagi, T.. (2019). Comparison of liquid hydrogen, methylcyclohexane and ammonia on energy efficiency and economy. *Energy Procedia*, 158, 4086-4091. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.827>
- Baier, J., Schneider, G. and Heel, A.. (2018). A Cost Estimation for CO₂ Reduction and Reuse by Methanation from Cement Industry Sources in Switzerland. *Energy Research*, 6(5), 1-9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00005>
- Bakey, K. (2015). *The Production of Hydrogen Gas: Steam Methane Reforming*. ENGL 202C. <https://sites.psu.edu/kevinbakey/wp-content/uploads/sites/26382/2015/04/Process-Description.pdf>
- Basile, A. and Iulianelli, A. (2014). *Advances in Hydrogen Production, Storage and Distribution*. Elsevier.
- Basile, A. et al. (2015). *Membrane Reactors for Energy Applications and Basic Chemical Production*. Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-16489-6>
- BEIS (2021). *Hydrogen Production Costs 2021*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. UK. <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-costs-2021>
- Bennet V. (2021, June 14). *How green hydrogen could power tomorrow's industry*. European Bank for Reconstruction and Development. <https://www.ebrd.com/news/2021/how-green-hydrogen-could-power-tomorrows-industry-.html>
- Blanco, H. (2021, July 22). *Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?*. Energypost.eu. <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/>
- Bloomberg. (2022, April 20). *GBPUSD:CUR*. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/quote/GBPUSD:CUR>
- Bloomberg. (2021). *BNEF Executive Factbook: Power, transport, buildings and industry, commodities, food and agriculture, capital*. BloombergNEF. <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf>
- Bloomberg. (2020). *Hydrogen Economy Outlook: Key messages*. BloombergNEF. 1-12. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

- Bollini, B. L., et al. (2017a). Economic Studies of Some Hydrogen Production Processes. In J. L. Silveira (Eds.) *Sustainable Hydrogen Production Processes: Energy, Economic and Ecological Issues* (pp. 109-127). Springer.
- Bollini, B. L., et al. (2017b). Hydrogen Production Processes. In J. L. Silveira (Eds.) *Sustainable Hydrogen Production Processes: Energy, Economic and Ecological Issues* (pp. 5-77). Springer.
- Boretti, A. (2021). There are hydrogen production pathways with better than green hydrogen economic and environmental costs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 23988-23995.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.182>
- Carbon Tracker Initiative. (2021, April 23). *Solar and wind can meet world energy demand 100 times over*. Carbon Tracker Initiative.
<https://carbontracker.org/solar-and-wind-can-meet-world-energy-demand-100-times-over-renewables/>
- Chiyoda Corporation. (2022, April 11). *Spera Hydrogen: Chiyoda's Hydrogen Supply Chain Business?*. Chiyoda Corporation.
<https://www.chiyodacorp.com/en/service/spera-hydrogen/innovations/>
- Cihlar, J. et al. (2020). *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*. European Commission. <https://doi.org/10.2833/122757>
- Christensen, A. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. International Council on Clean Transportation.
https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of_%20_hydrogen_production_costs%20v2.pdf
- Collins, L. (2022, February 16). *Green hydrogen is now competitive with fossil fuels: ArcelorMittal among offtakers at massive 7.4GW project in Spain*. Recharge. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/-green-hydrogen-is-now-competitive-with-fossil-fuels-arcelormittal-among-offtakers-at-massive-7-4gw-project-in-spain/2-1-1169455>
- Collins, L. (2022, March 03). *World's largest green hydrogen project unveiled in Texas, with plan to produce clean rocket fuel for Elon Musk*. Recharge. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/world-s-largest-green-hydrogen-project-unveiled-in-texas-with-plan-to-produce-clean-rocket-fuel-for-elon-musk/2-1-1178689>
- Danish Energy Agency and Energinet. (2022). *Technology Data: Renewable fuels*. Danish Energy Agency and Energinet.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf
- Dena. (2018). *Power to X: Technologien*. Deutsche Energie-Agentur.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf
- Denzer, A. (2013, February 28). *Edison's famous quote*. Solar House History. <http://solarhousehistory.com/blog/2013/2/28/edisons-famous-quote>
- Descant, S. (2021, April 27). *The Zero-Emissions Debate Continues: Batteries or Hydrogen?*. government technology. <https://www.govtech.com/fs/the-zero-emissions-debate-continues-batteries-or-hydrogen>
- Dincer, I. (2012). Green methods for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 1954-1971.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.173>

- Dincer, I. and Zamfirescu, C. (2016). *Sustainable Hydrogen Production*. Elsevier.
- Dincer, I. and Zamfirescu, C. (2012). Sustainably hydrogen production options and the role of IAHE. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 16266-16286. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.02.133>
- Dincer, I. and Acar, C. (2017). Innovation in hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 14843-14864. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.107>
- Dispenza, G. et al. (2019). Evaluation of hydrogen production cost in different real case studies. *Journal of Energy Storage*, 24(100757), 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100757>
- Deutsch, M. (2022). *Die europäische Perspektive auf Import und Transport: Import und Transport von Wasserstoff*. Agora. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/news/konferenz-22-02-22/220222_9_deutsch.pdf
- Deutsch, M. and Schimmel M. (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive*. Agora. https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/2021-07-08_Presentation_H2-Instruments.pdf
- EEX group. (2022, May 10). *EEX Natural Gas Reference Prices*. EEX group. https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20220510_EEX_Gas_Reference_Price_EGIX.pdf
- European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. European Commission. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- ECB. (2022, April 20). *US dollar USD*. European Central Bank. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html
- Ellerbusch, S. (2022, May 19). *Construction of world's largest PEM electrolyzer completed*. Gas Processing & LNG. <http://www.gasprocessingnews.com/news/construction-of-worlds-largest-pem-electrolyzer-completed.aspx>
- FuelCellsWorks. (2021, October 30). *Green Hydrogen: Three Projects That Prove the Power of Saudi Arabia's NEOM Giga-Project*. FuelCellsWorks. <https://fuelcellworks.com/news/green-hydrogen-three-projects-that-prove-the-power-of-saudi-arabias-neom-giga-project/>
- Glenk, G. (2019). Economies of converting renewable power to hydrogen. *Nature energy*. 1-7. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>
- Green Car Congress. (2021, February 13). *HyDeal Ambition to deliver green hydrogen across Europe at the price of fossil fuels; 3.6Mt green H2/year by 2030*. Green Car Congress. <https://www.greencarcongress.com/2021/02/20210213-hydeal.html>
- Grid, A. et al., (2022). *European Hydrogen Backbone: A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. Guidehouse. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- Hosseini, S. E. and Wahid, M. A. (2016). Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean

development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 850-866.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.112>

- Hosseini, S. E. and Wahid, M. A. (2020). Hydrogen from solar energy, a clean energy carrier from a sustainable source of energy. *International Journal of Energy Research*, 44, 4110-4131. <https://doi.org/10.1002/er.4930>
- Houseman, D. (2022, February 01). *Comparing the advantages of lithium-ion batteries and hydrogen*. Burnsmdonnell. <https://www.burnsmcd.com/insightsnews/1898/white-papers/comparing-advantages-of-batteries-hydrogen>
- Husomanovic, N. (2021, July 27). *Japan's biggest green hydrogen plant to be powered by offshore wind*. Energynews. <https://energynews.biz/japans-biggest-green-hydrogen-plant-to-be-powered-by-offshore-wind/>
- Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- Hydrogen Europe. (2020a). *Green Hydrogen Monitor 2020*. Hydrogen Europe. <https://hydrogeneurope.eu/reports/>
- Hydrogen Europe. (2020b). *Strategic Research and Innovation Agenda: Final Draft*. Hydrogen Europe. <https://hydrogeneurope.eu/reports/>
- H2future. (2022, April 15). *H2FUTURE Green Hydrogen*. H2future. <https://www.h2future-project.eu>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. International Energy Agency. 1-203. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity: 2020 Edition*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IEA. (2021a). *Global Hydrogen Review 2021*. International Energy Agency. 1-223. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- IEA. (2021b). *World Energy Outlook 2021*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- IEA (2021c, December 17). *The cost of capital in clean energy transitions*. IEA. <https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions>
- IRENA. (2016). *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>
- IRENA. (2019). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. International Renewable Energy Agency. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency. <https://irena.org/>

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf](#)

- IRENA. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. International Renewable Energy Agency.
<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Ishaq, H., Dincer, A. and Crawford, C. (2021). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1-27. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>
- Jackson, C. et al. (2020). *Ammonia to Green Hydrogen Project: Feasibility Study*. Siemens, Engie, Science & Technology Facilities Council and Ecuity.
[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420 - Ecuity - Ammonia to Green Hydrogen.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420_-_Ecuity_-_Ammonia_to_Green_Hydrogen.pdf)
- Jackson, F. (2021, February 15). *Hope or Hype? HyDeal Targets 67GW of Green Hydrogen At €1.5/kg 1 By 2030*. Forbes.
<https://www.forbes.com/sites/feliciajackson/2021/02/15/hope-or-hype-hydeal-targets-67gw-of-green-hydrogen-at-15kg-1-by-2030/>
- Kearney. (2021). *Competitiveness of green hydrogen import pathways for Germany in 2025*. Kearney. [https://emvg.energie-und-management.de/filestore/newsimgorg/Illustrationen Stimmungsbilder/Studien als PDF/Competitiveness of green hydrogen import pathways for Germany in 2025.orig.pdf](https://emvg.energie-und-management.de/filestore/newsimgorg/Illustrationen_Stimmungsbilder/Studien_als_PDF/Competitiveness_of_green_hydrogen_import_pathways_for_Germany_in_2025.orig.pdf)
- Kumar, S. and Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2, 442-454.
<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Lambert, M. (2018). *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?* The Oxford Institute for Energy Studies.
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Power-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf>
- Lazard. (2021). *Lazard's levelized cost of hydrogen analysis*. Lazard.
<https://www.lazard.com/media/451779/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>
- Leman, J. (2022, March 07). *This Green Hydrogen Plant Could Soon Fuel SpaceX Rockets*. Popular Mechanics.
<https://www.popularmechanics.com/science/green-tech/a39353989/green-hydrogen-plant-could-fuel-spacex-rockets/>
- Lübcke, A. (2022). *Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft*. Ausgewählte Ergebnisse der Stakeholder-Befragung. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/news/konferenz-22-02-22/220222_5_umfrage_luebcke.pdf
- Mandel, E. (2021, February 12). *HyDeal Ambition aims for €1.5/kg H2 and 67GW electrolysis capacity*. H2 Bulletin. <https://www.h2bulletin.com/hydeal-ambition-aims-for-e1-5-kg-h2-and-67gw-electrolysis-capacity/>
- Mathis, W., Morison, R. and Dezem, V. (2022, April 10). *Russia's Invasion Supercharges Push to Make a New Green Fuel*. Bloomberg.
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-04-10/russia-s-invasion-supercharges-push-to-make-a-new-green-fuel>

- Marchant, N. (2021, July 27). *Grey, blue, green – why are there so many colours of hydrogen?*. World Economic Forum.
<https://www.weforum.org/agenda/2021/07/clean-energy-green-hydrogen/>
- MEED. (2022, February 24). *Neom hydrogen scheme to advance*. Power Technology. <https://www.power-technology.com/comment/neom-hydrogen-scheme/>
- Mitchell, R. (2021, September 09). *Blue vs Green Hydrogen – Be careful when considering hydrogen*. Electropages.
<https://www.electropages.com/blog/2021/09/blue-vs-green-hydrogen-be-careful-when-considering-hydrogen>
- Moradi, R. and Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 12254-12269.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>
- Nakashima, M. (2021, August 11). *Eneos to extract hydrogen from MCH at Japan refineries*. Argus. <https://www.argusmedia.com/en/news/2243074-eneos-to-extract-hydrogen-from-mch-at-japan-refineries>
- Nereim, V. (2022, March 17). *Saudi Arabia to Start Building Green Hydrogen Plant in Neom*. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-03-17/saudi-arabia-to-start-building-green-hydrogen-plant-in-neom>
- Newborough, M. and Cooley, G. (2020). Developments in the global hydrogen market: Electrolyser deployment rationale and renewable hydrogen strategies and policies. *Fuel Cells Bulletin*, 16-22.
- Ngoh, S. K. and Njomo, D. (2012). An overview of hydrogen gas production from solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 6782-6792.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.07.027>
- Our World in Data. (2022, February 02). *Primary Energy Consumption*. Our World in Data.
https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&time=1965..2019&facet=none&country=SRB~Africa~DEU~USA~OWID_WRL&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Primary+energy&Metric=Annual+consumption
- Otsuki, T., Komiyama, R. and Fuji, Y. (2017). Study on Surplus Electricity under Massive Integration of Intermittent Renewable Energy Sources. *Electrical Engineering in Japan*, 201(2), 299-309.
- Ouziel, S. and Avelar, L. (2021, June 29). *4 technologies that are accelerating the green hydrogen revolution*. World Economic Forum.
<https://www.weforum.org/agenda/2021/06/4-technologies-accelerating-green-hydrogen-revolution/>
- Proost, J. (2019). State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 4406-4415. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>
- Proost, J. (2020). Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 17067-17075. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.259>
- Ramadan, M. (2021). A review on coupling Green sources to Green storage (G2G): Case study on solar-hydrogen coupling. *International Journal of hydrogen energy*, 46, 30547-30558.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.165>

- Schaaf, T. et al. (2014). Methanation of CO₂ – storage of renewable energy in a gas distribution system. *Energy, Sustainability and Society*, 1-14.
<https://doi.org/10.1186/s173705-014-0029-1>
- Scite, R., Raimondi, P.P. and Noussan, M. (2020). Green Hydrogen: The Holy Grail of Decarbonization? An Analysis of the Technical and Geopolitical Implications of the Future Hydrogen Economy. *Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)*, 8-15.
- Simolka, M., Kübler, M. and Völler, J. (2020, November 30). *Batteries and hydrogen in Germany: Comparing crucial components for a modern energy system*. Energy Storage News. <https://www.energy-storage.news/batteries-and-hydrogen-in-germany-comparing-crucial-components-for-a-modern-energy-system/>
- Smolinka, T. et al. (2018). Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Now-GmbH. <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf>
- Smolinka, T., Günther, M. and Garche, J. (2010). *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Fraunhofer ISE. <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf>
- Statista. (2020). *Global energy prices*. Statista.
- Statista. (2022, April 12). *Biggest planned green hydrogen projects globally August 2021*. Statista. <https://www.statista.com/statistics/1011849/largest-planned-green-hydrogen-projects-worldwide/>
- Sugigaki, Y. (2021, June 20). *Japanese tech to slash green hydrogen costs by two thirds*. NikkeiAsia. <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/Japanese-tech-to-slash-green-hydrogen-costs-by-two-thirds>
- Tachev, V. (2021, April 22). *Potential of Renewable Energy in Japan*. EnergyTRACKERASIA. <https://energytracker.asia/potential-of-renewable-energy-in-japan/>
- Tanti, T. et.al. (2000). Optimization of solar hydrogen systems based on hydrogen production cost.” *Solar Energy*, 68 (2), 143-149.
- Witsch, K. (2022, April 19). *Grüner Wasserstoff ist zum ersten Mal günstiger als Wasserstoff aus Erdgas*. Handelsblatt. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/erneuerbare-energien-gruener-wasserstoff-ist-zum-ersten-mal-guenstiger-als-wasserstoff-aus-erdgas/28251636.html>
- Yates, J. et al. (2020). Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis for Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. *Cell Reports Physical Science*, 1, 1-36. <https://doi.org/10.1016/j.xrcp.2020.100209>
- Yu, M., Wang, K. and Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 21261-21273.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016>
- Zhu, D. et al. (2020). Analysis of the Robustness of Energy Supply in Japan: Role of Renewable Energy. *Energy Reports*, 6, 378-391.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.01.011>

Table of Figures

Figure 2.1 - (a) natural sources containing hydrogen, (b) sustainable energy sources, (c) hydrogen production methods, (d) sustainable hydrogen production pathways (derived from Dincer and Zamfirescu, 2016, p.75)	6
Figure 2.2 - types of hydrogen (own graph, information derived from Marchant, 2021)	7
Figure 2.3 - scheme of the electrolysis process (derived from Bollin et al., 2017, p.34)	10
Figure 2.4 - operation principles of the different electrolyzers including the reaction on anode and cathode (derived from Hosseini and Wahid, 2020, p.4122)	13
Figure 2.5 - main pathways for hydrogen production (derived from IEA, 2019, p.39)	13
Figure 2.6 - hydrogen storage methods (derived from Moradi and Groth, 2019, p.12256)	14
Figure 2.7 - different uses of hydrogen (derived from Bloomberg, 2020, p.2)	18
Figure 2.8 - advantages of green hydrogen (own graphic)	21
Figure 2.9 - challenges of green hydrogen (own graphic)	25
Figure 3.1 - system components for a 1MW alkaline electrolyzer classified based on their contribution to total system costs and potential for cost reduction (derived from IRENA, 2020, p.56)	35
Figure 3.2 - system components for a 1MW PEM electrolyzer classified based on their contribution to total system costs and potential for cost reduction (derived from IRENA, 2020, p.56)	35

Table of Tables

Table 2.1 - main differences between the different electrolyzer types	12
Table 2.2 - hydrogen use in industrial applications and future potential (derived from IEA, 2019, p.90-91)	19
Table 3.1 - examples of calculating the hydrogen costs (€/kg) with the formula as seen by Proost (2020)	31
Table 3.2 - CAPEX data from various sources (own graphic)	37
Table 3.3 - electricity (and heat) consumption of different electrolyzer types at nominal capacity	39
Table 3.4 - LCOE for solar power (utility scale) globally and in various regions in 2020 (own graphic)	40
Table 3.5 - O&M costs for alkali, PEM and SOEC electrolyzer (own graphic, information derived from Hydrogen Europe, 2020b, p.26-27)	41
Table 3.6 - summary of the costs of conversion of hydrogen to diverse hydrogen carriers (own graphic)	43
Table 3.7 - efficiencies of different electrolyzer types drawn from various studies (own graphic)	43
Table 3.8 - conversion efficiencies of different processes (own graphic)	44
Table 4.1 - input data LCOH calculation (alkali)	51
Table 4.2 - input data LCOH calculation (PEM)	52
Table 4.3 - input data LCOH calculation (SOEC)	53
Table 4.4 - input data for the conversion of hydrogen	54
Table 4.5 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (alkali)	57
Table 4.6 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWhH ₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (alkali)	57
Table 4.7 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (alkali)	58
Table 4.8 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWhH ₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (alkali)	58
Table 4.9 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing FLH and changing electricity prices (alkali)	59
	86

Table 4.10 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing FLH and changing electricity prices (alkali)	59
Table 4.11 - Additional costs due to conversion of hydrogen to its carriers (alkali)	60
Table 4.12 – split of the costs for the production of green hydrogen in electricity costs and CAPEX + other costs plus additional costs due to the conversion to hydrogen carriers (alkali)	61
Table 4.13 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (PEM)	62
Table 4.14 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing CAPEX and changing electricity prices (PEM)	62
Table 4.15 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing CAPEX and changing electricity prices (SOEC)	63
Table 4.16 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing CAPEX and changing electricity prices (SOEC)	63
Table 4.17 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (PEM)	64
Table 4.18 -Table 26 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing efficiencies and changing electricity prices (PEM)	64
Table 4.19 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing efficiencies and changing electricity prices (SOEC)	65
Table 4.20 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing efficiencies and changing electricity prices (SOEC)	65
Table 4.21 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing FLH and changing electricity prices (PEM)	66
Table 4.22 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing FLH and changing electricity prices (PEM)	66
Table 4.23 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/kgH ₂ with changing FLH and changing electricity prices (SOEC)	67
Table 4.24 - sensitivity analysis of the LCOH in \$/MWh _{H2} with changing FLH and changing electricity prices (SOEC)	67
Table 4.25 - sensitivity analysis for the IRR with changing tariff and changing electricity price (upper) and changing FLH (lower) in \$/kg (alkali)	69

Table 4.28 - sensitivity analysis for the IRR with changing tariff and changing electricity price (upper) and changing FLH (lower) in \$/MWh (alkali) 69

Appendix

A.1 CAPEX data unconverted

Source	Unit	Type of Electrolyzer	2020	2025	2030	2050	details regarding definition
Hydrogen Europe, 2020b	€/kW	Alkali	600	480	400		stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
Hydrogen Europe, 2020b	€/kW	PEM	900	700	500		stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
Hydrogen Europe, 2020b	€/kW	SOEC	2.130	1.250	520		stack replacements not included; costs for installation on a pre-prepared site; transformers and rectifiers are to be included in the CAPEX
Glenk et al. (Christensen, 2020)	\$/kW	Alkali		1.065	737-865		not specified
Glenk et al. (Christensen, 2020)	\$/kW	PEM		1.065	737-1.065		not specified
IEA (Christensen, 2020)	\$/kW	Alkali	500		400	200	not specified
IEA (Christensen, 2020)	\$/kW	PEM	110		650	200	not specified
IRENA (Christensen, 2020)	\$/kW	Alkali	840			200	not specified
Bloomberg (Christensen, 2020)	\$/kW	Alkali	600-1.100	400-1.000	115-135	80-98	not specified
Bloomberg (Christensen, 2020)	\$/kW	PEM	1.400		425-1.000	150-200	not specified
IRENA, 2020	\$/kW	PEM	400			< 100	stack costs; size: minimum 1 MW
IRENA, 2020	\$/kW	PEM	700-1.400			< 200	system costs; size: minimum 10MW
IRENA, 2020	\$/kW	Alkali	270			< 100	stack costs; size: minimum 1 MW
IRENA, 2020	\$/kW	Alkali	500-1.000			< 200	system costs; size: minimum 10MW
IRENA, 2020	\$/kW	SOEC	> 2.000			< 200	stack costs; size: minimum 1 MW
IRENA, 2020	\$/kW	SOEC	unknown			< 300	system costs; size: minimum 1MW
BEIS, 2021	pound/kW	PEM	1.000-2.000	650-1.500	600-1.400	500-1.200	covering stack, necessary balance of plant and electricity grid connection
BEIS, 2021	pound/kW	Alkali	750-1.200	650-1.150	600-1.150	600-1.100	covering stack, necessary balance of plant and electricity grid connection
Smolinka et al., 2018	€/Nm ³ /h	Alkali	3.000-5.500		1.800-4.200	1.000-3.100	system costs
Smolinka et al., 2018	€/Nm ³ /h	PEM	6.500-7.500		2.500-5.500	1.000-3.500	system costs
Smolinka et al., 2018	€/Nm ³ /h	SOEC	5.000-10.000		1.200-2.200	600-1.600	system costs
Task 38 HIA (Proost, 2019)	€/kW	Alkali	500-1.500	800			not specified
Task 38 HIA (Proost, 2019)	€/kW	PEM	1.200	1.100	300-1.000		not specified
European Commission (Chilar et al., 2020)	€/kW	Alkali	444-2.837		361-1.531	220-880	total installed cost (= production unit CAPEX, BoP & system integration cost)
European Commission (Chilar et al., 2020)	€/kW	PEM	1.266-3.596		772-2.739		total installed cost (= production unit CAPEX, BoP & system integration cost)
European Commission (Chilar et al., 2020)	€/kW	SOEC	1.066-6.658		799-3.331	388-1.143	total installed cost (= production unit CAPEX, BoP & system integration cost)

A.2 Business Model

A.2.1 LCOH Alkali

		optimistic		pessimistic
			(10MW)	
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	4.800.000,00		30.730.000,00
total CAPEX	\$/kW	480,00		3.073,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	150,00		600,00
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	77%		63%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	42,86		52,38
Operating Costs				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	1.866.666,67		572.727,27
Annual H2 Production	tons H2/year	1.866,67		572,73
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00		175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warranty and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
Capital Structure				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

years		1	2	3	4	5
CAPEX	(as investment/time) \$/y	320.000,00	320.000,00	320.000,00	320.000,00	320.000,00
OPEX	annual electricity need MWh/y	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
	annual electricity costs \$/y	3.760.000,00	3.844.600,00	3.931.103,50	4.019.553,33	4.109.993,28
	O&M costs \$/y	96.000,00	98.160,00	100.368,60	102.626,89	104.936,00
	staff \$/y	360.000,00	368.100,00	376.382,25	384.850,85	393.509,99
	insurance & warranty \$/y	48.000,00	48.480,00	48.964,80	49.454,45	49.948,99
	water costs \$/y	145.454,55	148.727,27	152.073,64	155.495,29	158.993,94
CAPEX + OPEX	\$/y	4.729.454,55	4.828.067,27	4.928.892,79	5.031.980,81	5.137.382,20
	discounted \$/y	4.350.924,14	4.086.149,24	3.837.609,13	3.604.298,91	3.385.276,58
NPV total costs	\$	43.648.160,15				

Hydrogen production	kg/y	1.818.181,82	1.818.181,82	1.818.181,82	1.818.181,82	1.818.181,82
discounted	kg/y	1.672.660,37	1.538.785,99	1.415.626,48	1.302.324,27	1.198.090,40
NPV of hydrogen production	kg/y	14.919.003,54				

LCOH	\$/kgH2	2,93
	\$/MWh	88,66

13

¹³ While this shows only 5 years, the analysis was done for a duration of 15 years; base calculation values: CAPEX: 480\$/kWh, efficiency 75%, electricity price 47\$/MWh, FLH 8.000h

		CAPEX						
		480,00 \$/kW	730,00 \$/kW	980,00 \$/kW	1.230,00 \$/kW	1.480,00 \$/kW	1.730,00 \$/kW	1.980,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	1,93	2,06	2,20	2,34	2,48	2,61	2,75
	37,00 \$/MWh	2,43	2,56	2,70	2,84	2,98	3,11	3,25
	47,00 \$/MWh	2,93	3,06	3,20	3,34	3,48	3,61	3,75
	57,00 \$/MWh	3,42	3,56	3,70	3,84	3,97	4,11	4,25
	67,00 \$/MWh	3,92	4,06	4,20	4,34	4,47	4,61	4,75
	77,00 \$/MWh	4,42	4,56	4,70	4,84	4,97	5,11	5,25
	87,00 \$/MWh	4,92	5,06	5,20	5,33	5,47	5,61	5,75
	97,00 \$/MWh	5,42	5,56	5,70	5,83	5,97	6,11	6,25
	107,00 \$/MWh	5,92	6,06	6,20	6,33	6,47	6,61	6,75
	117,00 \$/MWh	6,42	6,56	6,70	6,83	6,97	7,11	7,24
	127,00 \$/MWh	6,92	7,06	7,19	7,33	7,47	7,61	7,74
	137,00 \$/MWh	7,42	7,56	7,69	7,83	7,97	8,11	8,24
	147,00 \$/MWh	7,92	8,06	8,19	8,33	8,47	8,61	8,74
	157,00 \$/MWh	8,42	8,55	8,69	8,83	8,97	9,10	9,24
	167,00 \$/MWh	8,92	9,05	9,19	9,33	9,47	9,60	9,74
	177,00 \$/MWh	9,42	9,55	9,69	9,83	9,97	10,10	10,24

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		CAPEX						
		480,00 \$/kW	730,00 \$/kW	980,00 \$/kW	1.230,00 \$/kW	1.480,00 \$/kW	1.730,00 \$/kW	1.980,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	58,40	62,56	66,73	70,89	75,05	79,22	83,38
	37,00 \$/MWh	73,53	77,69	81,86	86,02	90,18	94,35	98,51
	47,00 \$/MWh	88,66	92,82	96,98	101,15	105,31	109,48	113,64
	57,00 \$/MWh	103,79	107,95	112,11	116,28	120,44	124,60	128,77
	67,00 \$/MWh	118,91	123,08	127,24	131,41	135,57	139,73	143,90
	77,00 \$/MWh	134,04	138,21	142,37	146,53	150,70	154,86	159,02
	87,00 \$/MWh	149,17	153,33	157,50	161,66	165,83	169,99	174,15
	97,00 \$/MWh	164,30	168,46	172,63	176,79	180,95	185,12	189,28
	107,00 \$/MWh	179,43	183,59	187,76	191,92	196,08	200,25	204,41
	117,00 \$/MWh	194,56	198,72	202,88	207,05	211,21	215,38	219,54
	127,00 \$/MWh	209,68	213,85	218,01	222,18	226,34	230,50	234,67
	137,00 \$/MWh	224,81	228,98	233,14	237,30	241,47	245,63	249,80
	147,00 \$/MWh	239,94	244,11	248,27	252,43	256,60	260,76	264,92
	157,00 \$/MWh	255,07	259,23	263,40	267,56	271,73	275,89	280,05
	167,00 \$/MWh	270,20	274,36	278,53	282,69	286,85	291,02	295,18
	177,00 \$/MWh	285,33	289,49	293,65	297,82	301,98	306,15	310,31

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		CAPEX						
		480,00 \$/kW	730,00 \$/kW	980,00 \$/kW	1.230,00 \$/kW	1.480,00 \$/kW	1.730,00 \$/kW	1.980,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/kg	1,93	2,06	2,20	2,34	2,48	2,61	2,75
	37,00 \$/kg	2,43	2,56	2,70	2,84	2,98	3,11	3,25
	47,00 \$/kg	2,93	3,06	3,20	3,34	3,48	3,61	3,75
	57,00 \$/kg	3,42	3,56	3,70	3,84	3,97	4,11	4,25
	67,00 \$/kg	3,92	4,06	4,20	4,34	4,47	4,61	4,75
	77,00 \$/kg	4,42	4,56	4,70	4,84	4,97	5,11	5,25
	87,00 \$/kg	4,92	5,06	5,20	5,33	5,47	5,61	5,75
	97,00 \$/kg	5,42	5,56	5,70	5,83	5,97	6,11	6,25
	107,00 \$/kg	5,92	6,06	6,20	6,33	6,47	6,61	6,75
	117,00 \$/kg	6,42	6,56	6,70	6,83	6,97	7,11	7,24
	127,00 \$/kg	6,92	7,06	7,19	7,33	7,47	7,61	7,74
	137,00 \$/kg	7,42	7,56	7,69	7,83	7,97	8,11	8,24
	147,00 \$/kg	7,92	8,06	8,19	8,33	8,47	8,61	8,74
	157,00 \$/kg	8,42	8,55	8,69	8,83	8,97	9,10	9,24
	167,00 \$/kg	8,92	9,05	9,19	9,33	9,47	9,60	9,74
	177,00 \$/kg	9,42	9,55	9,69	9,83	9,97	10,10	10,24

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

		Efficiency						
		63%	65%	68%	70%	72%	75%	77%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,28	2,20	2,13	2,06	2,00	1,94	1,88
	37,00 \$/MWh	2,87	2,77	2,68	2,59	2,51	2,44	2,37
	47,00 \$/MWh	3,47	3,35	3,23	3,13	3,03	2,94	2,85
	57,00 \$/MWh	4,06	3,92	3,79	3,66	3,55	3,44	3,34
	67,00 \$/MWh	4,65	4,49	4,34	4,20	4,07	3,94	3,83
	77,00 \$/MWh	5,25	5,06	4,89	4,73	4,58	4,44	4,31
	87,00 \$/MWh	5,84	5,64	5,45	5,27	5,10	4,95	4,80
	97,00 \$/MWh	6,44	6,21	6,00	5,80	5,62	5,45	5,28
	107,00 \$/MWh	7,03	6,78	6,55	6,34	6,14	5,95	5,77
	117,00 \$/MWh	7,63	7,36	7,11	6,87	6,65	6,45	6,26
	127,00 \$/MWh	8,22	7,93	7,66	7,41	7,17	6,95	6,74
	137,00 \$/MWh	8,81	8,50	8,21	7,94	7,69	7,45	7,23
	147,00 \$/MWh	9,41	9,08	8,77	8,48	8,21	7,95	7,72
	157,00 \$/MWh	10,00	9,65	9,32	9,01	8,73	8,46	8,20
	167,00 \$/MWh	10,60	10,22	9,87	9,55	9,24	8,96	8,69
	177,00 \$/MWh	11,19	10,80	10,43	10,08	9,76	9,46	9,18

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		63%	65%	68%	70%	72%	75%	77%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	69,00	66,67	64,49	62,46	60,56	58,77	57,10
	37,00 \$/MWh	87,01	84,04	81,28	78,69	76,27	74,00	71,87
	47,00 \$/MWh	105,02	101,42	98,06	94,92	91,99	89,23	86,64
	57,00 \$/MWh	123,03	118,79	114,85	111,16	107,70	104,46	101,42
	67,00 \$/MWh	141,04	136,17	131,63	127,39	123,42	119,69	116,19
	77,00 \$/MWh	159,05	153,55	148,41	143,62	139,13	134,92	130,97
	87,00 \$/MWh	177,06	170,92	165,20	159,85	154,85	150,15	145,74
	97,00 \$/MWh	195,07	188,30	181,98	176,09	170,56	165,38	160,51
	107,00 \$/MWh	213,08	205,67	198,77	192,32	186,28	180,61	175,29
	117,00 \$/MWh	231,09	223,05	215,55	208,55	201,99	195,84	190,06
	127,00 \$/MWh	249,10	240,42	232,34	224,78	217,71	211,07	204,83
	137,00 \$/MWh	267,11	257,80	249,12	241,02	233,43	226,30	219,61
	147,00 \$/MWh	285,12	275,18	265,91	257,25	249,14	241,53	234,38
	157,00 \$/MWh	303,13	292,55	282,69	273,48	264,86	256,76	249,16
	167,00 \$/MWh	321,14	309,93	299,48	289,71	280,57	271,99	263,93
	177,00 \$/MWh	339,15	327,30	316,26	305,94	296,29	287,22	278,70

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO₂ costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		63%	65%	68%	70%	72%	75%	77%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,28	2,20	2,13	2,06	2,00	1,94	1,88
	37,00 \$/MWh	2,87	2,77	2,68	2,60	2,52	2,44	2,37
	47,00 \$/MWh	3,47	3,35	3,24	3,13	3,04	2,94	2,86
	57,00 \$/MWh	4,06	3,92	3,79	3,67	3,55	3,45	3,35
	67,00 \$/MWh	4,65	4,49	4,34	4,20	4,07	3,95	3,83
	77,00 \$/MWh	5,25	5,07	4,90	4,74	4,59	4,45	4,32
	87,00 \$/MWh	5,84	5,64	5,45	5,28	5,11	4,96	4,81
	97,00 \$/MWh	6,44	6,21	6,01	5,81	5,63	5,46	5,30
	107,00 \$/MWh	7,03	6,79	6,56	6,35	6,15	5,96	5,78
	117,00 \$/MWh	7,63	7,36	7,11	6,88	6,67	6,46	6,27
	127,00 \$/MWh	8,22	7,93	7,67	7,42	7,18	6,97	6,76
	137,00 \$/MWh	8,81	8,51	8,22	7,95	7,70	7,47	7,25
	147,00 \$/MWh	9,41	9,08	8,77	8,49	8,22	7,97	7,73
	157,00 \$/MWh	10,00	9,65	9,33	9,02	8,74	8,47	8,22
	167,00 \$/MWh	10,60	10,23	9,88	9,56	9,26	8,98	8,71
	177,00 \$/MWh	11,19	10,80	10,44	10,10	9,78	9,48	9,20

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	3,39	2,74	2,42	2,22	2,09	2,00	1,93
	37,00 \$/MWh	3,89	3,24	2,91	2,72	2,59	2,50	2,43
	47,00 \$/MWh	4,39	3,74	3,41	3,22	3,09	3,00	2,93
	57,00 \$/MWh	4,89	4,24	3,91	3,72	3,59	3,49	3,42
	67,00 \$/MWh	5,39	4,74	4,41	4,22	4,09	3,99	3,92
	77,00 \$/MWh	5,89	5,24	4,91	4,72	4,59	4,49	4,42
	87,00 \$/MWh	6,39	5,74	5,41	5,22	5,09	4,99	4,92
	97,00 \$/MWh	6,89	6,24	5,91	5,71	5,58	5,49	5,42
	107,00 \$/MWh	7,39	6,74	6,41	6,21	6,08	5,99	5,92
	117,00 \$/MWh	7,89	7,23	6,91	6,71	6,58	6,49	6,42
	127,00 \$/MWh	8,39	7,73	7,41	7,21	7,08	6,99	6,92
	137,00 \$/MWh	8,88	8,23	7,91	7,71	7,58	7,49	7,42
	147,00 \$/MWh	9,38	8,73	8,41	8,21	8,08	7,99	7,92
	157,00 \$/MWh	9,88	9,23	8,91	8,71	8,58	8,49	8,42
	167,00 \$/MWh	10,38	9,73	9,41	9,21	9,08	8,99	8,92
	177,00 \$/MWh	10,88	10,23	9,90	9,71	9,58	9,49	9,42
green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	102,81	83,07	73,20	67,28	63,33	60,51	58,40
	37,00 \$/MWh	117,93	98,20	88,33	82,41	78,46	75,64	73,53
	47,00 \$/MWh	133,06	113,33	103,46	97,54	93,59	90,77	88,66
	57,00 \$/MWh	148,19	128,46	118,59	112,67	108,72	105,90	103,79
	67,00 \$/MWh	163,32	143,58	133,72	127,80	123,85	121,03	118,91
	77,00 \$/MWh	178,45	158,71	148,84	142,92	138,98	136,16	134,04
	87,00 \$/MWh	193,58	173,84	163,97	158,05	154,10	151,29	149,17
	97,00 \$/MWh	208,71	188,97	179,10	173,18	169,23	166,41	164,30
	107,00 \$/MWh	223,83	204,10	194,23	188,31	184,36	181,54	179,43
	117,00 \$/MWh	238,96	219,23	209,36	203,44	199,49	196,67	194,56
	127,00 \$/MWh	254,09	234,36	224,49	218,57	214,62	211,80	209,68
	137,00 \$/MWh	269,22	249,48	239,62	233,69	229,75	226,93	224,81
	147,00 \$/MWh	284,35	264,61	254,74	248,82	244,88	242,06	239,94
	157,00 \$/MWh	299,48	279,74	269,87	263,95	260,00	257,19	255,07
	167,00 \$/MWh	314,61	294,87	285,00	279,08	275,13	272,31	270,20
	177,00 \$/MWh	329,73	310,00	300,13	294,21	290,26	287,44	285,33
green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	3,39	2,74	2,42	2,22	2,09	2,00	1,93
	37,00 \$/MWh	3,89	3,24	2,91	2,72	2,59	2,50	2,43
	47,00 \$/MWh	4,39	3,74	3,41	3,22	3,09	3,00	2,93
	57,00 \$/MWh	4,89	4,24	3,91	3,72	3,59	3,49	3,42
	67,00 \$/MWh	5,39	4,74	4,41	4,22	4,09	3,99	3,92
	77,00 \$/MWh	5,89	5,24	4,91	4,72	4,59	4,49	4,42
	87,00 \$/MWh	6,39	5,74	5,41	5,22	5,09	4,99	4,92
	97,00 \$/MWh	6,89	6,24	5,91	5,71	5,58	5,49	5,42
	107,00 \$/MWh	7,39	6,74	6,41	6,21	6,08	5,99	5,92
	117,00 \$/MWh	7,89	7,23	6,91	6,71	6,58	6,49	6,42
	127,00 \$/MWh	8,39	7,73	7,41	7,21	7,08	6,99	6,92
	137,00 \$/MWh	8,88	8,23	7,91	7,71	7,58	7,49	7,42
	147,00 \$/MWh	9,38	8,73	8,41	8,21	8,08	7,99	7,92
	157,00 \$/MWh	9,88	9,23	8,91	8,71	8,58	8,49	8,42
	167,00 \$/MWh	10,38	9,73	9,41	9,21	9,08	8,99	8,92
	177,00 \$/MWh	10,88	10,23	9,90	9,71	9,58	9,49	9,42
current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021) green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg								

A.2.2 LCOH PEM

		optimistic	(10MW)	pessimistic
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	7.000.000,00		38.950.000,00
total CAPEX	\$/kW	700,00		3.895,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	110,00		1.400,00
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	72%		56%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	45,83		58,93
Operating Costs				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	1.745.454,55		509.090,91
Annual H2 Production	tons H2/year	1.745,45		509,09
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00	60,00	175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warranty and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
Capital Structure				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

years			1	2	3	4	5
CAPEX	(as investment/time)	\$/y	466.666,67	466.666,67	466.666,67	466.666,67	466.666,67
OPEX	annual electricity need	MWh/y	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
	annual electricity costs	\$/y	3.760.000,00	3.844.600,00	3.931.103,50	4.019.553,33	4.109.993,28
	O&M costs	\$/y	140.000,00	143.150,00	146.370,88	149.664,22	153.031,66
	staff	\$/y	360.000,00	368.100,00	376.382,25	384.850,85	393.509,99
	insurance & warranty	\$/y	70.000,00	70.700,00	71.407,00	72.121,07	72.842,28
	water costs	\$/y	129.939,39	132.863,03	135.852,45	138.909,13	142.034,58
CAPEX + OPEX		\$/y	4.926.606,06	5.026.079,70	5.127.782,74	5.231.765,26	5.338.078,47
dicounted		\$/y	4.532.296,28	4.253.733,55	3.992.463,77	3.747.400,18	3.517.525,33
NPV total costs		\$	45.307.631,57				

Hydrogen production	kg/y	1.624.242,42	1.624.242,42	1.624.242,42	1.624.242,42	1.624.242,42
dicounted	kg/y	1.494.243,26	1.374.648,81	1.264.626,32	1.163.409,68	1.070.294,10
NPV of hydrogen production	kg/y	13.327.643,16				

LCOH	\$/kgH2	3,40
	\$/MWh	103,02

14

¹⁴ While this shows only 5 years, the analysis was done for a duration of 15 years; base calculation values: CAPEX: 700\$/kW, efficiency 67%, electricity price 47\$/MWh, FLH 8.000h

		CAPEX						
		700,00 \$/kW	950,00 \$/kW	1.200,00 \$/kW	1.450,00 \$/kW	1.700,00 \$/kW	1.950,00 \$/kW	2.200,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,28	2,44	2,59	2,74	2,90	3,05	3,20
	37,00 \$/MWh	2,84	2,99	3,15	3,30	3,46	3,61	3,76
	47,00 \$/MWh	3,40	3,55	3,71	3,86	4,01	4,17	4,32
	57,00 \$/MWh	3,96	4,11	4,27	4,42	4,57	4,73	4,88
	67,00 \$/MWh	4,52	4,67	4,82	4,98	5,13	5,29	5,44
	77,00 \$/MWh	5,08	5,23	5,38	5,54	5,69	5,85	6,00
	87,00 \$/MWh	5,63	5,79	5,94	6,10	6,25	6,40	6,56
	97,00 \$/MWh	6,19	6,35	6,50	6,66	6,81	6,96	7,12
	107,00 \$/MWh	6,75	6,91	7,06	7,21	7,37	7,52	7,68
	117,00 \$/MWh	7,31	7,47	7,62	7,77	7,93	8,08	8,23
	127,00 \$/MWh	7,87	8,02	8,18	8,33	8,49	8,64	8,79
	137,00 \$/MWh	8,43	8,58	8,74	8,89	9,04	9,20	9,35
	147,00 \$/MWh	8,99	9,14	9,30	9,45	9,60	9,76	9,91
	157,00 \$/MWh	9,55	9,70	9,85	10,01	10,16	10,32	10,47
	167,00 \$/MWh	10,11	10,26	10,41	10,57	10,72	10,87	11,03
	177,00 \$/MWh	10,66	10,82	10,97	11,13	11,28	11,43	11,59
green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		CAPEX						
		700,00 \$/kW	950,00 \$/kW	1.200,00 \$/kW	1.450,00 \$/kW	1.700,00 \$/kW	1.950,00 \$/kW	2.200,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	69,15	73,81	78,47	83,13	87,79	92,45	97,11
	37,00 \$/MWh	86,08	90,74	95,40	100,06	104,72	109,39	114,05
	47,00 \$/MWh	103,02	107,68	112,34	117,00	121,66	126,32	130,98
	57,00 \$/MWh	119,95	124,61	129,27	133,93	138,59	143,26	147,92
	67,00 \$/MWh	136,89	141,55	146,21	150,87	155,53	160,19	164,85
	77,00 \$/MWh	153,82	158,48	163,14	167,80	172,46	177,12	181,79
	87,00 \$/MWh	170,76	175,42	180,08	184,74	189,40	194,06	198,72
	97,00 \$/MWh	187,69	192,35	197,01	201,67	206,33	210,99	215,66
	107,00 \$/MWh	204,63	209,29	213,95	218,61	223,27	227,93	232,59
	117,00 \$/MWh	221,56	226,22	230,88	235,54	240,20	244,86	249,53
	127,00 \$/MWh	238,50	243,16	247,82	252,48	257,14	261,80	266,46
	137,00 \$/MWh	255,43	260,09	264,75	269,41	274,07	278,73	283,40
	147,00 \$/MWh	272,36	277,03	281,69	286,35	291,01	295,67	300,33
	157,00 \$/MWh	289,30	293,96	298,62	303,28	307,94	312,60	317,27
	167,00 \$/MWh	306,23	310,90	315,56	320,22	324,88	329,54	334,20
	177,00 \$/MWh	323,17	327,83	332,49	337,15	341,81	346,47	351,13
green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		CAPEX						
		700,00 \$/kg	950,00 \$/kg	1.200,00 \$/kg	1.450,00 \$/kg	1.700,00 \$/kg	1.950,00 \$/kg	2.200,00 \$/kg
Electricity Price	27,00 \$/kg	2,28	2,44	2,59	2,74	2,90	3,05	3,20
	37,00 \$/kg	2,84	2,99	3,15	3,30	3,46	3,61	3,76
	47,00 \$/kg	3,40	3,55	3,71	3,86	4,01	4,17	4,32
	57,00 \$/kg	3,96	4,11	4,27	4,42	4,57	4,73	4,88
	67,00 \$/kg	4,52	4,67	4,82	4,98	5,13	5,29	5,44
	77,00 \$/kg	5,08	5,23	5,38	5,54	5,69	5,85	6,00
	87,00 \$/kg	5,63	5,79	5,94	6,10	6,25	6,40	6,56
	97,00 \$/kg	6,19	6,35	6,50	6,66	6,81	6,96	7,12
	107,00 \$/kg	6,75	6,91	7,06	7,21	7,37	7,52	7,68
	117,00 \$/kg	7,31	7,47	7,62	7,77	7,93	8,08	8,23
	127,00 \$/kg	7,87	8,02	8,18	8,33	8,49	8,64	8,79
	137,00 \$/kg	8,43	8,58	8,74	8,89	9,04	9,20	9,35
	147,00 \$/kg	8,99	9,14	9,30	9,45	9,60	9,76	9,91
	157,00 \$/kg	9,55	9,70	9,85	10,01	10,16	10,32	10,47
	167,00 \$/kg	10,11	10,26	10,41	10,57	10,72	10,87	11,03
	177,00 \$/kg	10,66	10,82	10,97	11,13	11,28	11,43	11,59
current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021) green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg								

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,71	2,59	2,48	2,38	2,29	2,21	2,13
	37,00 \$/MWh	3,38	3,23	3,09	2,97	2,85	2,75	2,65
	47,00 \$/MWh	4,05	3,87	3,70	3,55	3,42	3,29	3,17
	57,00 \$/MWh	4,72	4,51	4,32	4,14	3,98	3,83	3,69
	67,00 \$/MWh	5,39	5,15	4,93	4,72	4,54	4,37	4,21
	77,00 \$/MWh	6,06	5,78	5,54	5,31	5,10	4,91	4,73
	87,00 \$/MWh	6,72	6,42	6,15	5,89	5,66	5,45	5,25
	97,00 \$/MWh	7,39	7,06	6,76	6,48	6,22	5,99	5,77
	107,00 \$/MWh	8,06	7,70	7,37	7,06	6,78	6,53	6,29
	117,00 \$/MWh	8,73	8,34	7,98	7,65	7,35	7,07	6,81
	127,00 \$/MWh	9,40	8,97	8,59	8,23	7,91	7,61	7,33
	137,00 \$/MWh	10,07	9,61	9,20	8,82	8,47	8,15	7,85
	147,00 \$/MWh	10,74	10,25	9,81	9,40	9,03	8,69	8,37
	157,00 \$/MWh	11,40	10,89	10,42	9,99	9,59	9,23	8,89
	167,00 \$/MWh	12,07	11,53	11,03	10,57	10,15	9,77	9,41
	177,00 \$/MWh	12,74	12,17	11,64	11,16	10,72	10,31	9,93

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	82,19	78,57	75,27	72,25	69,46	66,90	64,52
	37,00 \$/MWh	102,45	97,91	93,77	89,97	86,48	83,26	80,27
	47,00 \$/MWh	122,71	117,25	112,27	107,70	103,50	99,62	96,03
	57,00 \$/MWh	142,97	136,59	130,77	125,43	120,51	115,98	111,78
	67,00 \$/MWh	163,23	155,93	149,26	143,15	137,53	132,34	127,54
	77,00 \$/MWh	183,50	175,27	167,76	160,88	154,55	148,70	143,29
	87,00 \$/MWh	203,76	194,61	186,26	178,60	171,56	165,06	159,05
	97,00 \$/MWh	224,02	213,95	204,76	196,33	188,58	181,42	174,80
	107,00 \$/MWh	244,28	233,29	223,25	214,06	205,59	197,78	190,55
	117,00 \$/MWh	264,54	252,63	241,75	231,78	222,61	214,15	206,31
	127,00 \$/MWh	284,80	271,97	260,25	249,51	239,63	230,51	222,06
	137,00 \$/MWh	305,06	291,31	278,75	267,23	256,64	246,87	237,82
	147,00 \$/MWh	325,32	310,64	297,24	284,96	273,66	263,23	253,57
	157,00 \$/MWh	345,59	329,98	315,74	302,68	290,67	279,59	269,33
	167,00 \$/MWh	365,85	349,32	334,24	320,41	307,69	295,95	285,08
	177,00 \$/MWh	386,11	368,66	352,74	338,14	324,71	312,31	300,84

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,71	2,59	2,48	2,38	2,29	2,21	2,13
	37,00 \$/MWh	3,38	3,23	3,09	2,97	2,85	2,75	2,65
	47,00 \$/MWh	4,05	3,87	3,70	3,55	3,42	3,29	3,17
	57,00 \$/MWh	4,72	4,51	4,32	4,14	3,98	3,83	3,69
	67,00 \$/MWh	5,39	5,15	4,93	4,72	4,54	4,37	4,21
	77,00 \$/MWh	6,06	5,78	5,54	5,31	5,10	4,91	4,73
	87,00 \$/MWh	6,72	6,42	6,15	5,89	5,66	5,45	5,25
	97,00 \$/MWh	7,39	7,06	6,76	6,48	6,22	5,99	5,77
	107,00 \$/MWh	8,06	7,70	7,37	7,06	6,78	6,53	6,29
	117,00 \$/MWh	8,73	8,34	7,98	7,65	7,35	7,07	6,81
	127,00 \$/MWh	9,40	8,97	8,59	8,23	7,91	7,61	7,33
	137,00 \$/MWh	10,07	9,61	9,20	8,82	8,47	8,15	7,85
	147,00 \$/MWh	10,74	10,25	9,81	9,40	9,03	8,69	8,37
	157,00 \$/MWh	11,40	10,89	10,42	9,99	9,59	9,23	8,89
	167,00 \$/MWh	12,07	11,53	11,03	10,57	10,15	9,77	9,41
	177,00 \$/MWh	12,74	12,17	11,64	11,16	10,72	10,31	9,93

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	4,33	3,42	2,96	2,69	2,51	2,38	2,28
	37,00 \$/MWh	4,89	3,98	3,52	3,25	3,07	2,94	2,84
	47,00 \$/MWh	5,45	4,54	4,08	3,81	3,63	3,50	3,40
	57,00 \$/MWh	6,00	5,10	4,64	4,37	4,19	4,06	3,96
	67,00 \$/MWh	6,56	5,65	5,20	4,93	4,74	4,61	4,52
	77,00 \$/MWh	7,12	6,21	5,76	5,49	5,30	5,17	5,08
	87,00 \$/MWh	7,68	6,77	6,32	6,04	5,86	5,73	5,63
	97,00 \$/MWh	8,24	7,33	6,88	6,60	6,42	6,29	6,19
	107,00 \$/MWh	8,80	7,89	7,43	7,16	6,98	6,85	6,75
	117,00 \$/MWh	9,36	8,45	7,99	7,72	7,54	7,41	7,31
	127,00 \$/MWh	9,92	9,01	8,55	8,28	8,10	7,97	7,87
	137,00 \$/MWh	10,48	9,57	9,11	8,84	8,66	8,53	8,43
	147,00 \$/MWh	11,03	10,12	9,67	9,40	9,22	9,09	8,99
	157,00 \$/MWh	11,59	10,68	10,23	9,96	9,77	9,64	9,55
	167,00 \$/MWh	12,15	11,24	10,79	10,52	10,33	10,20	10,11
	177,00 \$/MWh	12,71	11,80	11,35	11,07	10,89	10,76	10,66

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	131,16	103,60	89,82	81,55	76,04	72,10	69,15
	37,00 \$/MWh	148,09	120,53	106,75	98,48	92,97	89,03	86,08
	47,00 \$/MWh	165,03	137,47	123,69	115,42	109,91	105,97	103,02
	57,00 \$/MWh	181,96	154,40	140,62	132,35	126,84	122,90	119,95
	67,00 \$/MWh	198,90	171,34	157,56	149,29	143,78	139,84	136,89
	77,00 \$/MWh	215,83	188,27	174,49	166,22	160,71	156,77	153,82
	87,00 \$/MWh	232,77	205,21	191,43	183,16	177,65	173,71	170,76
	97,00 \$/MWh	249,70	222,14	208,36	200,09	194,58	190,64	187,69
	107,00 \$/MWh	266,64	239,08	225,30	217,03	211,52	207,58	204,63
	117,00 \$/MWh	283,57	256,01	242,23	233,96	228,45	224,51	221,56
	127,00 \$/MWh	300,51	272,95	259,17	250,90	245,39	241,45	238,50
	137,00 \$/MWh	317,44	289,88	276,10	267,83	262,32	258,38	255,43
	147,00 \$/MWh	334,38	306,82	293,04	284,77	279,26	275,32	272,36
	157,00 \$/MWh	351,31	323,75	309,97	301,70	296,19	292,25	289,30
	167,00 \$/MWh	368,25	340,69	326,91	318,64	313,13	309,19	306,23
	177,00 \$/MWh	385,18	357,62	343,84	335,57	330,06	326,12	323,17

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	3,03	2,53	2,28	2,13	2,03	1,96	1,90
	37,00 \$/MWh	4,11	3,43	3,09	2,88	2,75	2,65	2,58
	47,00 \$/MWh	5,20	4,33	3,90	3,64	3,47	3,34	3,25
	57,00 \$/MWh	6,29	5,24	4,71	4,39	4,18	4,03	3,92
	67,00 \$/MWh	7,38	6,14	5,52	5,15	4,90	4,72	4,59
	77,00 \$/MWh	8,46	7,04	6,33	5,90	5,62	5,42	5,26
	87,00 \$/MWh	9,55	7,94	7,14	6,66	6,34	6,11	5,94
	97,00 \$/MWh	10,64	8,85	7,95	7,41	7,05	6,80	6,61
	107,00 \$/MWh	11,72	9,75	8,76	8,17	7,77	7,49	7,28
	117,00 \$/MWh	12,81	10,65	9,57	8,92	8,49	8,18	7,95
	127,00 \$/MWh	13,90	11,55	10,38	9,68	9,21	8,87	8,62
	137,00 \$/MWh	14,99	12,46	11,19	10,43	9,93	9,57	9,29
	147,00 \$/MWh	16,07	13,36	12,00	11,19	10,64	10,26	9,97
	157,00 \$/MWh	17,16	14,26	12,81	11,94	11,36	10,95	10,64
	167,00 \$/MWh	18,25	15,16	13,62	12,70	12,08	11,64	11,31
	177,00 \$/MWh	19,34	16,07	14,43	13,45	12,80	12,33	11,98

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

A.2.3 LCOH SOEC

		optimistic	(10MW)	pessimistic
Capacity/Size	kW		10.000,00	
investment	\$	11.500.000,00		72.000.000,00
total CAPEX	\$/kW	1.150,00		7.200,00
electrolyzer stack CAPEX	\$/kW	n.d.		n.d.
plant lifetime	years	15,00	15,00	15,00
stack lifetime	hours	90.000,00		60.000,00
heating value	kWh/kg H2		33,00	
electrolyzer efficiency	%	84%		74%
Full Load Hours (per year)	h/year	8.000,00		3.000,00
theoretical minimum power consumption	kWh/kg H2		33,00	
power consumption (taking efficiency into account)	kWh/kg H2	39,29		44,59
Operating Costs				
annual energy consumption	kWh/year	80.000.000,00		30.000.000,00
Annual H2 Production	kg H2/year	2.036.363,64		672.727,27
Annual H2 Production	tons H2/year	2.036,36		672,73
Process Water Costs	\$/kg H2		0,08	
Annual Energy Consumption	MWh/year	80.000,00		30.000,00
Electricity Cost	\$/MWh	27,00		175,00
Warranty & Insurance (% of investment)	%		1%	
Warranty and Insurance Escalation	%		1%	
O&M Cost (% of investment)	%		2%	
Staff	\$/p	60.000,00	staff (p)	6,00
Annual Inflation	%		2,25%	
Capital Structure				
Debt	%		40%	
Cost of Debt	%		5%	
Equity	%		60%	
Cost of Equity	%		12%	
Tax Rate	%		25%	
WACC	%		8,70%	

years		1	2	3	4	5
CAPEX	(as investment/time)	\$/y	766.666,67	766.666,67	766.666,67	766.666,67
OPEX	annual electricity need	MWh/y	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
	annual electricity costs	\$/y	3.760.000,00	3.844.600,00	3.931.103,50	4.019.553,33
	O&M costs	\$/y	230.000,00	235.175,00	240.466,44	245.876,93
	staff	\$/y	360.000,00	368.100,00	376.382,25	384.850,85
	insurance & warranty	\$/y	115.000,00	116.150,00	117.311,50	118.484,62
	water costs	\$/y	157.090,91	160.625,45	164.239,53	167.934,92
CAPEX + OPEX		\$/y	5.388.757,58	5.491.317,12	5.596.169,88	5.703.367,31
dicounted		\$/y	4.957.458,67	4.647.479,01	4.357.147,45	4.085.198,52
NPV total costs		\$	49.250.256,52			3.830.449,71

Hydrogen production	kg/y	1.963.636,36	1.963.636,36	1.963.636,36	1.963.636,36	1.963.636,36
dicounted	kg/y	1.806.473,20	1.661.888,86	1.528.876,60	1.406.510,21	1.293.937,64
NPV of hydrogen production	kg/y	16.112.523,82				

LCOH	\$/kgH2	3,06
	\$/MWh	92,63

15

¹⁵ While this shows only 5 years, the analysis was done for a duration of 15 years; base calculation values: CAPEX: 1.150\$/kWh, efficiency 81%, electricity price 47\$/MWh, FLH 8.000h

		CAPEX						
		1.150,00 \$/kW	1.500,00 \$/kW	1.850,00 \$/kW	2.200,00 \$/kW	2.550,00 \$/kW	2.900,00 \$/kW	3.250,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,13	2,31	2,49	2,67	2,84	3,02	3,20
	37,00 \$/MWh	2,59	2,77	2,95	3,13	3,31	3,48	3,66
	47,00 \$/MWh	3,06	3,23	3,41	3,59	3,77	3,95	4,13
	57,00 \$/MWh	3,52	3,70	3,88	4,05	4,23	4,41	4,59
	67,00 \$/MWh	3,98	4,16	4,34	4,52	4,69	4,87	5,05
	77,00 \$/MWh	4,44	4,62	4,80	4,98	5,16	5,33	5,51
	87,00 \$/MWh	4,91	5,08	5,26	5,44	5,62	5,80	5,97
	97,00 \$/MWh	5,37	5,55	5,72	5,90	6,08	6,26	6,44
	107,00 \$/MWh	5,83	6,01	6,19	6,36	6,54	6,72	6,90
	117,00 \$/MWh	6,29	6,47	6,65	6,83	7,00	7,18	7,36
	127,00 \$/MWh	6,75	6,93	7,11	7,29	7,47	7,65	7,82
	137,00 \$/MWh	7,22	7,40	7,57	7,75	7,93	8,11	8,29
	147,00 \$/MWh	7,68	7,86	8,04	8,21	8,39	8,57	8,75
	157,00 \$/MWh	8,14	8,32	8,50	8,68	8,85	9,03	9,21
	167,00 \$/MWh	8,60	8,78	8,96	9,14	9,32	9,49	9,67
	177,00 \$/MWh	9,07	9,24	9,42	9,60	9,78	9,96	10,13
green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		CAPEX						
		1.150,00 \$/kW	1.500,00 \$/kW	1.850,00 \$/kW	2.200,00 \$/kW	2.550,00 \$/kW	2.900,00 \$/kW	3.250,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/MWh	64,61	70,01	75,40	80,80	86,20	91,60	96,99
	37,00 \$/MWh	78,62	84,02	89,41	94,81	100,21	105,60	111,00
	47,00 \$/MWh	92,63	98,02	103,42	108,82	114,22	119,61	125,01
	57,00 \$/MWh	106,63	112,03	117,43	122,83	128,22	133,62	139,02
	67,00 \$/MWh	120,64	126,04	131,44	136,83	142,23	147,63	153,03
	77,00 \$/MWh	134,65	140,05	145,44	150,84	156,24	161,64	167,03
	87,00 \$/MWh	148,66	154,05	159,45	164,85	170,25	175,64	181,04
	97,00 \$/MWh	162,67	168,06	173,46	178,86	184,25	189,65	195,05
	107,00 \$/MWh	176,67	182,07	187,47	192,87	198,26	203,66	209,06
	117,00 \$/MWh	190,68	196,08	201,48	206,87	212,27	217,67	223,07
	127,00 \$/MWh	204,69	210,09	215,48	220,88	226,28	231,68	237,07
	137,00 \$/MWh	218,70	224,09	229,49	234,89	240,29	245,68	251,08
	147,00 \$/MWh	232,70	238,10	243,50	248,90	254,29	259,69	265,09
	157,00 \$/MWh	246,71	252,11	257,51	262,90	268,30	273,70	279,10
	167,00 \$/MWh	260,72	266,12	271,52	276,91	282,31	287,71	293,10
	177,00 \$/MWh	274,73	280,13	285,52	290,92	296,32	301,72	307,11
green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)								

		CAPEX						
		1.150,00 \$/kW	1.500,00 \$/kW	1.850,00 \$/kW	2.200,00 \$/kW	2.550,00 \$/kW	2.900,00 \$/kW	3.250,00 \$/kW
Electricity Price	27,00 \$/kg	2,13	2,31	2,49	2,67	2,84	3,02	3,20
	37,00 \$/kg	2,59	2,77	2,95	3,13	3,31	3,48	3,66
	47,00 \$/kg	3,06	3,23	3,41	3,59	3,77	3,95	4,13
	57,00 \$/kg	3,52	3,70	3,88	4,05	4,23	4,41	4,59
	67,00 \$/kg	3,98	4,16	4,34	4,52	4,69	4,87	5,05
	77,00 \$/kg	4,44	4,62	4,80	4,98	5,16	5,33	5,51
	87,00 \$/kg	4,91	5,08	5,26	5,44	5,62	5,80	5,97
	97,00 \$/kg	5,37	5,55	5,72	5,90	6,08	6,26	6,44
	107,00 \$/kg	5,83	6,01	6,19	6,36	6,54	6,72	6,90
	117,00 \$/kg	6,29	6,47	6,65	6,83	7,00	7,18	7,36
	127,00 \$/kg	6,75	6,93	7,11	7,29	7,47	7,65	7,82
	137,00 \$/kg	7,22	7,40	7,57	7,75	7,93	8,11	8,29
	147,00 \$/kg	7,68	7,86	8,04	8,21	8,39	8,57	8,75
	157,00 \$/kg	8,14	8,32	8,50	8,68	8,85	9,03	9,21
	167,00 \$/kg	8,60	8,78	8,96	9,14	9,32	9,49	9,67
	177,00 \$/kg	9,07	9,24	9,42	9,60	9,78	9,96	10,13
current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021) green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg								

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,71	2,59	2,48	2,38	2,29	2,21	2,13
	37,00 \$/MWh	3,38	3,23	3,09	2,97	2,85	2,75	2,65
	47,00 \$/MWh	4,05	3,87	3,70	3,55	3,42	3,29	3,17
	57,00 \$/MWh	4,72	4,51	4,32	4,14	3,98	3,83	3,69
	67,00 \$/MWh	5,39	5,15	4,93	4,72	4,54	4,37	4,21
	77,00 \$/MWh	6,06	5,78	5,54	5,31	5,10	4,91	4,73
	87,00 \$/MWh	6,72	6,42	6,15	5,89	5,66	5,45	5,25
	97,00 \$/MWh	7,39	7,06	6,76	6,48	6,22	5,99	5,77
	107,00 \$/MWh	8,06	7,70	7,37	7,06	6,78	6,53	6,29
	117,00 \$/MWh	8,73	8,34	7,98	7,65	7,35	7,07	6,81
	127,00 \$/MWh	9,40	8,97	8,59	8,23	7,91	7,61	7,33
	137,00 \$/MWh	10,07	9,61	9,20	8,82	8,47	8,15	7,85
	147,00 \$/MWh	10,74	10,25	9,81	9,40	9,03	8,69	8,37
	157,00 \$/MWh	11,40	10,89	10,42	9,99	9,59	9,23	8,89
	167,00 \$/MWh	12,07	11,53	11,03	10,57	10,15	9,77	9,41
	177,00 \$/MWh	12,74	12,17	11,64	11,16	10,72	10,31	9,93

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	82,19	78,57	75,27	72,25	69,46	66,90	64,52
	37,00 \$/MWh	102,45	97,91	93,77	89,97	86,48	83,26	80,27
	47,00 \$/MWh	122,71	117,25	112,27	107,70	103,50	99,62	96,03
	57,00 \$/MWh	142,97	136,59	130,77	125,43	120,51	115,98	111,78
	67,00 \$/MWh	163,23	155,93	149,26	143,15	137,53	132,34	127,54
	77,00 \$/MWh	183,50	175,27	167,76	160,88	154,55	148,70	143,29
	87,00 \$/MWh	203,76	194,61	186,26	178,60	171,56	165,06	159,05
	97,00 \$/MWh	224,02	213,95	204,76	196,33	188,58	181,42	174,80
	107,00 \$/MWh	244,28	233,29	223,25	214,06	205,59	197,78	190,55
	117,00 \$/MWh	264,54	252,63	241,75	231,78	222,61	214,15	206,31
	127,00 \$/MWh	284,80	271,97	260,25	249,51	239,63	230,51	222,06
	137,00 \$/MWh	305,06	291,31	278,75	267,23	256,64	246,87	237,82
	147,00 \$/MWh	325,32	310,64	297,24	284,96	273,66	263,23	253,57
	157,00 \$/MWh	345,59	329,98	315,74	302,68	290,67	279,59	269,33
	167,00 \$/MWh	365,85	349,32	334,24	320,41	307,69	295,95	285,08
	177,00 \$/MWh	386,11	368,66	352,74	338,14	324,71	312,31	300,84

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		Efficiency						
		56%	59%	61%	64%	67%	69%	72%
Electricity Price	27,00 \$/MWh	2,71	2,59	2,48	2,38	2,29	2,21	2,13
	37,00 \$/MWh	3,38	3,23	3,09	2,97	2,85	2,75	2,65
	47,00 \$/MWh	4,05	3,87	3,70	3,55	3,42	3,29	3,17
	57,00 \$/MWh	4,72	4,51	4,32	4,14	3,98	3,83	3,69
	67,00 \$/MWh	5,39	5,15	4,93	4,72	4,54	4,37	4,21
	77,00 \$/MWh	6,06	5,78	5,54	5,31	5,10	4,91	4,73
	87,00 \$/MWh	6,72	6,42	6,15	5,89	5,66	5,45	5,25
	97,00 \$/MWh	7,39	7,06	6,76	6,48	6,22	5,99	5,77
	107,00 \$/MWh	8,06	7,70	7,37	7,06	6,78	6,53	6,29
	117,00 \$/MWh	8,73	8,34	7,98	7,65	7,35	7,07	6,81
	127,00 \$/MWh	9,40	8,97	8,59	8,23	7,91	7,61	7,33
	137,00 \$/MWh	10,07	9,61	9,20	8,82	8,47	8,15	7,85
	147,00 \$/MWh	10,74	10,25	9,81	9,40	9,03	8,69	8,37
	157,00 \$/MWh	11,40	10,89	10,42	9,99	9,59	9,23	8,89
	167,00 \$/MWh	12,07	11,53	11,03	10,57	10,15	9,77	9,41
	177,00 \$/MWh	12,74	12,17	11,64	11,16	10,72	10,31	9,93

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	4,33	3,42	2,96	2,69	2,51	2,38	2,28
	37,00 \$/MWh	4,89	3,98	3,52	3,25	3,07	2,94	2,84
	47,00 \$/MWh	5,45	4,54	4,08	3,81	3,63	3,50	3,40
	57,00 \$/MWh	6,00	5,10	4,64	4,37	4,19	4,06	3,96
	67,00 \$/MWh	6,56	5,65	5,20	4,93	4,74	4,61	4,52
	77,00 \$/MWh	7,12	6,21	5,76	5,49	5,30	5,17	5,08
	87,00 \$/MWh	7,68	6,77	6,32	6,04	5,86	5,73	5,63
	97,00 \$/MWh	8,24	7,33	6,88	6,60	6,42	6,29	6,19
	107,00 \$/MWh	8,80	7,89	7,43	7,16	6,98	6,85	6,75
	117,00 \$/MWh	9,36	8,45	7,99	7,72	7,54	7,41	7,31
	127,00 \$/MWh	9,92	9,01	8,55	8,28	8,10	7,97	7,87
	137,00 \$/MWh	10,48	9,57	9,11	8,84	8,66	8,53	8,43
	147,00 \$/MWh	11,03	10,12	9,67	9,40	9,22	9,09	8,99
	157,00 \$/MWh	11,59	10,68	10,23	9,96	9,77	9,64	9,55
	167,00 \$/MWh	12,15	11,24	10,79	10,52	10,33	10,20	10,11
	177,00 \$/MWh	12,71	11,80	11,35	11,07	10,89	10,76	10,66

green: smaller than 1,95\$/kg (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton - pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 6,71\$/kg (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 6,71 \$/kg (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	131,16	103,60	89,82	81,55	76,04	72,10	69,15
	37,00 \$/MWh	148,09	120,53	106,75	98,48	92,97	89,03	86,08
	47,00 \$/MWh	165,03	137,47	123,69	115,42	109,91	105,97	103,02
	57,00 \$/MWh	181,96	154,40	140,62	132,35	126,84	122,90	119,95
	67,00 \$/MWh	198,90	171,34	157,56	149,29	143,78	139,84	136,89
	77,00 \$/MWh	215,83	188,27	174,49	166,22	160,71	156,77	153,82
	87,00 \$/MWh	232,77	205,21	191,43	183,16	177,65	173,71	170,76
	97,00 \$/MWh	249,70	222,14	208,36	200,09	194,58	190,64	187,69
	107,00 \$/MWh	266,64	239,08	225,30	217,03	211,52	207,58	204,63
	117,00 \$/MWh	283,57	256,01	242,23	233,96	228,45	224,51	221,56
	127,00 \$/MWh	300,51	272,95	259,17	250,90	245,39	241,45	238,50
	137,00 \$/MWh	317,44	289,88	276,10	267,83	262,32	258,38	255,43
	147,00 \$/MWh	334,38	306,82	293,04	284,77	279,26	275,32	272,36
	157,00 \$/MWh	351,31	323,75	309,97	301,70	296,19	292,25	289,30
	167,00 \$/MWh	368,25	340,69	326,91	318,64	313,13	309,19	306,23
	177,00 \$/MWh	385,18	357,62	343,84	335,57	330,06	326,12	323,17

green: smaller than 59,07\$/MWh (price for grey hydrogen based on natural gas prices of 20€/MWh and CO2 costs of 50€/ton; pre-war conditions; derived from Agora Energiewende & Guidehouse, 2021); yellow: smaller than 203,33\$/MWh (price for grey hydrogen based on current natural gas prices of around 100\$/MWh - based on a BNEF report (Handelsblatt 2022)); red: larger than 203,33 \$/MWh (neither competitive with grey hydrogen pre-war or of the current situation)

		FLH						
		2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h
Electricity Price	27,00 \$/MWh	3,03	2,53	2,28	2,13	2,03	1,96	1,90
	37,00 \$/MWh	4,11	3,43	3,09	2,88	2,75	2,65	2,58
	47,00 \$/MWh	5,20	4,33	3,90	3,64	3,47	3,34	3,25
	57,00 \$/MWh	6,29	5,24	4,71	4,39	4,18	4,03	3,92
	67,00 \$/MWh	7,38	6,14	5,52	5,15	4,90	4,72	4,59
	77,00 \$/MWh	8,46	7,04	6,33	5,90	5,62	5,42	5,26
	87,00 \$/MWh	9,55	7,94	7,14	6,66	6,34	6,11	5,94
	97,00 \$/MWh	10,64	8,85	7,95	7,41	7,05	6,80	6,61
	107,00 \$/MWh	11,72	9,75	8,76	8,17	7,77	7,49	7,28
	117,00 \$/MWh	12,81	10,65	9,57	8,92	8,49	8,18	7,95
	127,00 \$/MWh	13,90	11,55	10,38	9,68	9,21	8,87	8,62
	137,00 \$/MWh	14,99	12,46	11,19	10,43	9,93	9,57	9,29
	147,00 \$/MWh	16,07	13,36	12,00	11,19	10,64	10,26	9,97
	157,00 \$/MWh	17,16	14,26	12,81	11,94	11,36	10,95	10,64
	167,00 \$/MWh	18,25	15,16	13,62	12,70	12,08	11,64	11,31
	177,00 \$/MWh	19,34	16,07	14,43	13,45	12,80	12,33	11,98

current average green hydrogen production costs 3,68-7,15\$/kg (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021)
green: below 3,68\$/kg; yellow: between 3,68-7,15\$/kg; red: above 7,15\$/kg

16

¹⁶ While this shows only 5 years, the analysis was done for a duration of 15 years; base calculation values: CAPEX: 480\$/kWh, efficiency 77%, electricity price 47\$/MWh, FLH 8.000h

		tariff/specific production costs											
		45,5 \$/MWhH2	51,5 \$/MWhH2	57,6 \$/MWhH2	63,6 \$/MWhH2	69,7 \$/MWhH2	75,8 \$/MWhH2	81,8 \$/MWhH2	87,9 \$/MWhH2	93,9 \$/MWhH2	100,0 \$/MWhH2	106,1 \$/MWhH2	
electricity price	27 \$/MWh	-18,5%	0,1%	10,1%	18,0%	25,1%	31,7%	38,0%	44,2%	50,3%	56,3%	62,2%	
	32 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	37 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	42 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	47 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	52 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	57 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	62 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	67 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	72 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	77 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	82 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	87 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	92 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	97 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	102 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	107 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	112 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	117 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	122 \$/MWh	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	

red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%

		tariff/specific production costs											
		45,5 \$/MWhH2	51,5 \$/MWhH2	57,6 \$/MWhH2	63,6 \$/MWhH2	69,7 \$/MWhH2	75,8 \$/MWhH2	81,8 \$/MWhH2	87,9 \$/MWhH2	93,9 \$/MWhH2	100,0 \$/MWhH2	106,1 \$/MWhH2	
FLH	2.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	2.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	3.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	3.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	4.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	4.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	5.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	5.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	6.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	6.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	7.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	7.500 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	
	8.000 h	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	KZAHLI	

red: IRR below 0; yellow: IRR between 0 & 2%; green: IRR above 2%

A.3 Interview Transcripts

A.3.1 Dr. Hermann Wolfmeir (Voest), March 30, 2022

Sophie Hilbert: Ich werde Sie jetzt grundsätzlich nicht wirklich was anderes fragen, als was ich Ihnen eh schon geschickt habe. Soll ich Sie das einfach nochmal fragen? Oder haben Sie es eh offen und wollen einfach mal drauf los erzählen?

W: Also ja ich habe das jetzt offen und kann Ihnen auch einiges zeigen. Wo wir halbwegs die Sachen abdecken. Zu manchen Sachen darf ich nichts sagen.

S: Ja, ich habe mir gedacht, teilweise wird es Sachen geben, wo Sie wahrscheinlich nicht so viel sagen können.

W: Das ist relativ. Na gut, ich steige mal mit in meinen Bildschirm ein. So Sie sehen da jetzt meinen Bildschirm?

S: Genau.

W: Ich hab dieses Wasserstoff Projekt schon ziemlich oft vorgestellt. Daher gibt es auch einen Satz Folien.

W: Okay, gut. Warum wir das machen brauch ich gar nicht lang ausholen. Wasserstoff Wir gehören zu den zu dekarbonisierende Industrien in der Stahlindustrie. Wir wollen Kohle und Koks einfach ersetzen mit Wasserstoff. In einem langfristigen Schritt zumindest bis 2050 ist da die Bekenntnis da, so wie bei all unseren Mitbewerbern schlichtweg auf Druck aus der Europäischen Union heraus. Das man halt bis dahin CO2 neutral sind. In den ersten Schritten ist der Wasserstoff noch nicht das Mittel der Wahl. Da sage ich ganz offen. Er ist schlichtweg wahnsinnig teuer und nicht verfügbar. Wir haben ein Verfügbarkeitsthema. Es gibt sicherste Börsennotierung mittlerweile, zumindest für in Holland. Die sind aber keine liquiden Märkte. Wenn Sie jetzt dort Riesenmengen bestellen möchten dann schaut das ganz schlimm aus. Also das ist allem am Papier, ist eigentlich eine Übung, nur die Verfügbarkeit ist nicht da. Geschweige denn wenn wir in Mitteleuropa selbst jetzt Wasserstoff erzeugen möchten, ist der Strom nicht da. Das sind so Rahmenbedingungen, in denen wir uns bewegen. Grundsätzlich ist es für uns einfach bei diesem Future Projekt, das ist ein EU gefördertes Projekt, darum gegangen nochmal zu schauen wie funktioniert denn diese Sache aus technischer Sicht? Ist die Technologie so weit gewachsen? Hat sie jetzt diesen Reifegrad, dass man glaubt, dass man das einsetzen könnte? Bei Industriebetrieben, nicht mal nur bei uns aber auch bei den Unternehmen, die jetzt im großen Stile Wasserstoff, meinerwegen über Elektrolyse generieren, da müssen diese Dinge auch funktionieren. 24 Stunden, 7 Tage die Woche. Das sollten dann keine Zufallsereignisse sein. Das heißt die Anlagen sollten immer gut funktionieren. Die Also jetzt wird Stahl erzeugt über diese Hochofen-Route. Wo man heute Kohle und Koks verwendet. Das Reduktionmittels, der Kohlenstoff, nimmt den Sauerstoff von einem Eisenoxid, der die Hauptkomponente der Erze ist und jeden Kohlenstoff, den sie in diesem Prozess einsetzt, wird am Ende des Tages zu CO2. Ja, weg von der Kohle, hin zum Erdgas ist schon ein erster großer Schritt. Ist dieses Bild in der Mitte. Da gibt es auch schon Technologien, sogenannte Direkt-Reduktionssanlagen. Und Erdgas, Sie sehen es schön der Formel, hat eben schon vier Atome Wasserstoff in sich. Und das implizierte, dass das Abgas von solchen Prozessen schon ganz anders aussieht. Dass das ein Mischung ist aus Kohlendioxid und Wasserdampf und die ganze Bilanz schon verbessern lässt zu einem gewissen Ausmaß. Ungefähr 1/3 des Weges kann man schon mal so gehen. Zum Einschmelzen brauchen Sie aber dann nicht mehr LD Konverter, sondern diesen Elektrolichtbogenofen, weil aus diesem Direktreduktionssverfahren feste Produkte - sogenannter Eisenschwamm -

herauskommt denn man dann zu Stahl verarbeitet. Da sehen Sie immer noch kein Wasserstoff im Spiel. Aber wenn Sie dann den großen Schritt einfach machen möchten, dann zur CO₂ Neutralität, wird man um Wasserstoff nicht umhin kommen. Und dieser Prozess der jetzt schon ein Misch-Gas hat, da in der Mitte, aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff als Reduktionsgas, kann man sich vorstellen das man nachher das verbliebene Kohlenmonoxid ersetzt zu Wasserstoff und dieser Prozess nahezu zur Gänze mit Wasserstoff betrieben wird. Und somit ist dessen Bilanz dann natürlich sehr umweltfreundlich. Sofern der Wasserstoff per se jetzt keinen ökologischen Rucksack mit sich, schleppt mit jede Menge CO₂. So wie der graue Wasserstoff aus den Steam Reforming Prozess. Soweit würde das nur ganz grob umreißen. Dieses Ding da in der Mitte haben wir schon. Wir betreiben so eine Anlage schon, nicht in Österreich, sondern in Texas. Da gibt es eine Direktreduktionsanlage auf Erdgas Basis, wo man 2 Millionen Tonnen von diesem Eisenschwamm machen. Und das zweite, ist der Grund, warum Sie jetzt bei mir gelandet sein, schlichtweg.

S: Genau.

W: Das ist diese Sechs Megawatt PEM Elektrolyse Anlage. Die da bei uns am Standort steht und EU Projekt eigentlich ist. Die ich Ihnen noch vorstelle. Damit Sie wissen, wer ich bin. In diesem Konsortium sind verschiedene Projektpartner gewesen und jeder Partner muss dann einen Projektleiter stellen. Und ich bin für die voestalpine da der Teil gewesen oder immer noch verantwortlich für dieses Ding. So die Technologie, das war eine dieser ersten Fragen, die haben wir uns auch gestellt.

W: Wir haben uns damals zu Beginn, eigentlich damit auseinandergesetzt, was wäre denn denkbar, mit was wir uns da beschäftigen wollen. Es ist absehbar dass wir vom Wasserstoff riesige und große Mengen brauchen. Also Wasserstoff ich habe gewusst, Wasserstoff lässt sich erzeugen über die alkalische Elektrolyse. Dashaat damals schon diesen Ruf gehabt Stand der Technik zu sein. Es gibt gewisse Anzahl an Anlagen. Die auf alkalischer Elektrolyse basieren, wird immer gerne dort errichtet, wo Fluss Kraftwerke billig waren. Für Ammoniakherzeugung, Ammoniak für Düngemittel oder manchmal weniger friedlich Sprengstoff. Auf jeden Fall gibt es das schon weit über 100 Jahre. Daneben die PEM Elektrolyse. Für die haben wir uns dann zu interessieren begonnen. Gibt es auch schon länger. Die hat einfach ein riesen Vorteil schon, am Papier, indem die Stromdichte, ich sag einmal um einen Faktor vier ungefähr größer ist gegenüber der alkalischen Anlagen. Heißt, dass das diese Anlagen gegenüber der alkalischen Elektrolyse wesentlich kleiner sein müssen. Also Sie bauen kleiner für diesen Output, den Sie haben. Und die Anlagen sind wahnsinnig flexibel, flexibel hinsichtlich Lastwechseln. Das ist eine alkalische Elektrolyse nicht. Da haben Sie riesige Volumen an Elektrolyten, die Sie zuerst aufheizen müssen. Die muss auf Temperatur gehalten werden. Ähnliches Symptom hat auch diese Solid Oxid Elektrolyse Technologie, würde einmal sagen. Hat seinen Reiz. Hat seinen Reiz dadurch, indem sie Wasserdampf einsetzen können, und sich diese Verdampfungsenthalpie sparen. Und nicht so wie bei den anderen flüssiges Wasser zuführen. Sie haben einen energetischen Vorteil. Können Sie daraus generieren, sofern Sie billigen Wasserdampf haben. Das hat zwei Nachteile aus unserer Sicht, damals und auch heute noch würde das noch so unterstreichen. Diese Anlagen brauchen sehr konstante Betriebsbedingungen und sind für Lastwechsel wenig geeignet. Das ist aber sehr wichtig. Und es ist einfach noch nicht aus entwickelt. Die größte Anlage, die ich kenne hat 27 Kilowatt Leistung und steht bei unserem Mitbewerber Salzgitter in Deutschland. Die spielt noch in einer ganz anderen Liga. Das vierte Ding was es noch gibt ist wo Anionen durch einen Membran durchfährt. Also ungefähr ein Zwitter aus

PEM und alkalisch kommt mir so vor. Da hat man große Zukunftshoffnungen. Aber ist noch fern von Marktreife. So kann man die Technologien zusammenfassen. Also wir haben nicht viel Auswahl gehabt eigentlich. Projektstart war 2016. Es war klar entweder alkalisch was ambitioniertes bzw die PEM. 2016 die Hochtemperatur Elektrolyse hat es nur in Spielzeug Format gegeben. Das war aber auch 2016 so die PEM Elektrolyse war damals in einem Stadium von 100 bis 200 Kilowatt Bereich und nicht im Megawatt Bereich. Also, und das war auch noch ein großes Thema, oder Risiko. Und traut man sie zu, dass man das binnen weniger Jahre ist, so umsetzt, dass das auch für Industrie relevant ist. Und dementsprechend haben wir dann mit Projektpartner Verbund, auf eine Ausschreibung reagiert schlussendlich. Und da sind die ersten Kennzahlen drinnen, die für Sie vielleicht interessant sind. Wir auf eine Ausschreibung reagiert, die von unserem späteren Förderträger gekommen ist. Das ist für uns das Hydrogen Joint Undertaking. Es ist ein Public Private Partnership, also mehr oder minder, die die EU zahlt - hat das Fördergeld gegeben. Und bei PPPs ist, da gibt es immer noch diese ganzen Stakeholder aus dem Industrie-, aus dem wissenschaftlichen Bereich und die dann diese Beeinflussung machen, wo gehen die an die Gelder hin. Das dann so typische PPP. Die Aufgabenstellung ist relativ einfach formuliert gewesen. Man baue bitte eine sechs Megawatt Anlage. Das ist 2016 herausgekommen, diese Ausschreibung. Damals hat es wie gesagt eben nur Anlagen im 100, 150 Kilowatt Bereich gegeben. Siemens hat gerade ein Vorgängermodell gebaut gehabt, aber sie waren alle relativ klein und nicht industriell geeignet. Dann gab es eben diese Ausschreibung und Verbund und Voestalpine haben sich dann auf den Weg gemacht und wollten beide was machen in Sachen Wasserstoff. Und sind dann auf den Technologiegeber Siemens gekommen. Das heißt wir sind da jetzt drei große Spieler gewesen in dem Projekt Verbund, Voestalpine und Siemens mit drei komplett unterschiedlichen Zugängen. Für unseren Zugang, wie erklärt, wir brauchen eine riesige Mengen Wasserstoff schlichtweg um die Dekarbonisierung zu stemmen. Siemens wollte eine Referenz Anlage um natürlich für Kunden attraktiv zu sein und das Produkt dann zu verkaufen, dass da ja live ausgestellt ist. Und der Verbund geordnet - Sie wissen, Stromerzeugung wird zusehends fluktuierenden durch den Einsatz von Erneuerbaren und heißt auch Wasserstoff ist dann von Interesse. Auch wenn ich sagen ich möchte einen Energiespeicher, Energieträger generieren. Wenn ich den Strom direkt aus Erneuerbaren nicht direkt verwerten können. Und das ist natürlich für einen Energiekonzern wie vom Verbund dann natürlich von großen Interesse. Die Interessenslagen sind immer verschiedenen gewesen und haben trotzdem uns zusammengerauft. Und dann gibt es noch drei kleinere Partner. APG ist der Übertragungsnetzbetreiber von Österreich, der die Stromnetze bauen muss. Ist eigentlich 100 % von Verbund eine Tochter. Aber die war immens wichtig für uns. Auch wenn es nur ein sehr kleiner Partner ist. Und dann ist noch wenn Sie ein EU Projekt haben, müssen Sie auch immer wissenschaftliche Partner mit an Bord haben. Und da gibt es das meteorologische Kompetenzzentrum K1-Met. Da war von Interesse wie schaut jetzt der mögliche Stahlerzeugung mit Wasserstoff aus? Wie viel Bedarf ist das für Europa? Wie schaut der Prozess dazu aus? Genau, auf was muss man achten? Solche Themen sind da behandelt worden. Und die NO ist ein niederländisches Institut am Energiesektor und hat sich sehr stark mit Wasserstoff in der Ammoniak und Düngemittel Erzeugung auseinandersetzen. Mit diesem Konsortium sind wir da reingegangen. Also man errichte eine sechs Megawatt Anlage, das heißt 1200 Kubikmeter Wasserstoff. Damals eine riesen Ansage, also die größte Elektrolyse der Welt. Und man möge das zeigen ein grid balancing - auf das komme ich dann noch - und Netzdienstleistungen zu erbringen. Das wäre im Fördergebiet ganz, ganz wichtig.

Da haben wir dann ganze toughe Vorgabe bekommen. Das erfüllen heute solche Anlagen nicht, würde ich sagen. Die wollten unbedingt dann sehr hohe Wirkungsgrade haben. Wirkungsgrade von einer PEM waren damals so in der Liga 60,65 % irgendwo. Und die wollen das unbedingt noch oben getrieben sehen. Wenn man jetzt von einer Betreiber Seite schaut. Dann gibt er in dem Regelfall diesen sogenannten Stack Wirkungsgrad an. Also was macht dieses Elektrolyse Modul für einen Wirkungsgrad per se. Sie müssen aber dann bitte berücksichtigen, dass dann einige Verluste hinzukommen. Sprich, Sie brauchen einen Gleichrichter. Sie brauchen einen Trafo. Das sind zwei große Brocken schon mal. Das ist aber noch immer nicht alles. Dann noch jede Menge Medien, mit denen sie das zum Beispiel versorgen müssen. Also Stickstoff, Druckluft, deionisiert das Wasser, Kühlwasser. Da haben sie dann Pumpen. Sie haben dann eben Verbraucher. Ja, sie brauchen alle nicht viel aber in Summe auch was. Und wenn Sie das immer einbeziehen, da Sie müssen aufpassen, wo die Bilanz Grenze für die Ermittlung eines Wirkungsgrades gezogen wird. Bei uns war vorgegeben, das System, also gemeint bei uns Trafo, Gleichrichter und Elektrolyse, aber die Nebenverbraucher sind da nicht ganz dabei. Das hat die EU bisschen offen gehalten. Und die CAPEX. Man möge zeigen, dass man unter 1.000 € pro installierten Kilowatt sind. Damals waren wir bei 2.500. Ich nehme an, dass Sie im Zuge der Recherche ohnehin zu viele Studien gesehen haben. Es ist schwer zum Sichten mittlerweile. Mir fehlt selber der Überblick, muss ich gestehen. Aber es von der Internationalen Energieagentur gibt es dann immer diese Modelle. Wie schaut die Kosten Degression bis ins Jahr 2050 aus. Sehr optimistisch, immer aus meiner Sicht. Vom World Energy Council von Agora, und so weiter. Früher gab es das noch nicht, aber man wollte zumindest sehen, wo die Reise hingeht. So, wir haben früh Förderung bekommen. Das Projekt ist eigentlich schon zu Ende, also etwa 2017 bis 2021 ist es eigentlich gelaufen. S: Ja.

W: So, und da jetzt die Regelenenergie was ich gesagt habe. Ich weiß nicht, ob Sie sich mit dem Thema auseinandergesetzt haben. Das ist der entscheidende große Vorteil der PEM, dass Sie das kann ganz einfach. Oder wir haben es noch nachweisen müssen und haben gezeigt, dass es so ist, wie man es vermutet hat. Sie wissen beim Stromnetz in Österreich oder ein mittlerer in Europa generell - die Frequenz muss da 50 Hertz bleiben, weil wenn sie zu weit nach unten fällt oder nach oben, abweicht, dann ist diese Gefahr ist es Black Outs. Das heißt es ist zu wenig Energie im System. Damit es immer dort ist, wo es sollte, also rund um die 50 Hertz und nicht zu weit abweicht, muss es immer Balance geben zwischen den Einspeisung - das heißt die ganzen Kraftwerke - und dem Verbraucher. Jetzt kann es natürlich sein, dass zu wenig Strom im Netz ist die Frequenz absinkt und dann habe ich zwei Möglichkeiten. Entweder geht ein Erzeuger hinein oder ein Verbraucher hinaus. Und wir sind jetzt mit einer Elektrolyse natürlich ein Verbraucher. Ich kann als Verbraucher hinausgehen. Oder es ist die Frequenz zu hoch im Netz, also zu viele Energie drinnen hat. Dann kann ich natürlich die Leistung steigern und Energie aus dem Netz rausnehmen. Also ist geht immer in zwei Richtungen und das nennen sie Regelenenergie und die gibt es im positiven und im negativen Sinn. Sie stützen immer das Netz in die Richtung 50 Hertz. Da gibt es auch richtigen Markt dazu den sogenannten Regelenenergiemarkt. Und da müssen Sie sich als geeignet erweisen. Es konnte nicht jeder mitmachen, sondern Sie müssen einen Nachweis erbringen, eine sogenannte Präqualifizierung. Und darum ist der Projektpartner APG mit an Bord gewesen, damit ich diesen Kreis jetzt schließe. Und es gibt da drei Produkte in diesem Magnet von links nach rechts ist, in diesem Graphen. Die primär Regelenenergie heißt das oder primary control. Da ist es so, wenn Sie sagen,

ich nehme da teil. Dann übernimmt das Ruder über Ihre Anlage der Netzbetreiber spricht die APG in Österreich und schaltet sie Ihnen aus oder fährt sie hoch. Haben Sie natürlich wenn sie da abgerufen werden Chancen, dass sie ein Entgelt bekommen. Das andere ist dann sekundärer Regelenergiemarkt und tertiärer Regelenergiemarkt da Sie wesentlich dann länger Zeit, wie Sie sehen fünf und zehn Minuten, dass Sie da reagieren und zur Netz Stabilisierung beitragen. Auch da können Sie schlussendlich Gelder lukrieren. Das ist spannend. Insofern einerseits war es für den Verbund spannend. Können wir das? Und wenn Sie dann bei den Kosten, sind, wenn Sie da Gelder lukrieren können, können sie als schlussendlich auch Ihre Wasserstoffproduktion billiger bekommen. Auf gut deutsch, es ist wichtig, dass wir in so einem Markt mitmachen können. Weil wir die Kostenlast sinken können. Das ist einer der Hauptbeweggründe gewesen, auch für uns, Warum uns für PEM interessiert haben schlussendlich. Eine alkalische Elektrolyse, meines Wissens kann die tertiäre Energie, manche behaupten, sie kann sekundäre Energie, aber dass die primäre Energie kann ist uns nicht bekannt. Manche tun so als ob, ich glaube es nicht, dass das geht. W: Ich zeige Ihnen so ein Elektrolyse Modul. Also diese Elektrolyse Zellen sind all verschalten in so einem Modul. Und bei uns sind es jetzt 50 Zellen. Sind in Serie geschalten, das ist ein Blick auf die Anlage von oben. Dann haben Sie 50 Zellen, die da in Serie geschalten sind, und bilden genau in Modul. Wir haben das gewisse Querschnitts Fläche. Die haben eine gewisse Strom Dichte, die ist bei uns relativ niedrig, bewusst gewählt hat. Niedrige Stromdichten heißt auch hohe Wirkungsgrade. Das System, das wir haben ist ein sogenanntes Nieder Druck System. Das hat Vor- und Nachteile. Vorteil ist, wenn die geringen Druck haben hat, ist die bauliche Ausführung doch sehr zart und hilft uns zum Erreichen niedriger CAPEX. Es ist ein großer Punkt und wir haben Hochdruckelektrolysen und da sind die ganzen Ausführungen, dann sehr massiv. Das stockt sich natürlich in den Errichtungskosten massiv. Unser System ist ja ein Natur-Umlauf-System. Also Wasserstoff und Sauerstoff entstehen am Weg nach oben. Das wird immer mehr. Die Dichte sinkt und das heißt, wir erzeugen diese Strömung von Gasen und flüssig an Wasser was noch da ist von selbst. Das heißt wir brauchen nicht mal eine Pumpe. Das ist nochmal ein kleiner Vorteil. Und Niederdrucksysteme haben sehr dünne Membranen und dünne Membranen tragen zu einem hohen Wirkungsgrad bei. Soweit die Vorteile. Kein Vorteil ohne Nachteil. Ein entscheidender Nachteil ist einfach, wenn Sie dem Wasserstoff - wer braucht für Wasserstoff mit sehr niedrigen Drücken. In unserem Fall reicht das, dass wir einspeisen in unser eigenes Gasnetzwerk am Standort. Sie sind da sicherlich mal vorbeigefahren bei uns in Linz oder.

S: Ich war vor ein paar, ein, zwei Wochen mit der Uni sogar bei Ihnen.

W: Okay, Sie haben gesehen, dass ein riesen Standort mit 500 Quadratkilometern. Wir haben unsere eigenen Gasnetzwerke, da herinnen. Okay, wir speisen das jetzt einfach da dazu. Wir haben keine High-End Anbindung, sondern ein Low-End Anbindung. Und der Druck reicht aus, dass wir dort hineinkommen. Ist einfach der Tatsache geschuldet, dass der Fördergeber damals kein Geld ausgeben wollte für eine etwaige Verdichtung auf höhere Drücke oder so was. So wie manche Anwendungen oder wenn Sie denken eine Brennstoffzelle braucht ein gewisse Güte 5.00 oder 4.5 plus hohe Drücke. Das können wir so gar nicht erfüllen. Die Reinheit ist zwar relativ hoch mit 99,8 die da stehen, aber zum Beispiel für eine Brennstoffzellen Anwendung wäre das nicht geeignet. Für metallurgischen Anwendung ist es mehr als ausreichend. Also der Blickwinkel bestimmt wieder mal den Startwert. Also es hat kein Geld gegeben für eine Aufbereitung, geschweige denn den Sauerstoff den entlassen wir auch in die Luft. Aber

das ist bei den meisten Elektrolyse Anlagen so. Wobei ein Hüttenwerk langfristig natürlich auch den Sauerstoff brauchen kann. Wir haben große Sauerstoff Mengen die wir selber brauchen können. Aber das hat sich kaufmännisch nicht so darstellen lassen, dass man so was realisiert. Jedenfalls sind die alle auf Serie geschalten elektrotechnisch. Das war wichtig. Mit so Stromschienen miteinander verbunden. Und da oben sind diese Trennbehälter. Da steigt einmal auf, so eine Mischung aus Wasserstoff und Wasser und beim Nachbar Behältern steigt auf zum Beispiel Sauerstoff und Wasser. Diese Behälter teilen sich immer zwei gegenüberliegende Module. Das ist auch eine Kosteneinsparung, weil sie einen Teil der Infrastruktur - die Module - dort teilen. Und in diesen Behältern setzt sich das Wasser ab und das Gas jeweils einmal. Einmal Wasserstoff und einmal Sauerstoff kann nach oben steigen. Und da sind so Sammelkanäle die da oben liegen, wo man dann schlussendlich einmal Wasserstoff abzieht und einmal Sauerstoff abzieht. Soweit zur Technik.

W: Sie brauchen neben dem Strom natürlich anderes, ist glaub ich eine ihrer Fragen.

S: Ja.

W: Brauchen Sie noch Briefstrom Anschlüsse. Dann brauchen Sie eine unterbrechungsfreie Stromversorgung, als auch Notstromversorgung. Lauter solche Dinge, die können wir da vom Kraftwerk beziehen. Der Strom wird für sich, das ist festgelegt in dem Projekt, dann auch nach dem Projekt, das ist wichtig, ist grüner Strom. Wir sind auch grün zertifiziert beim Wasserstoff, das ist auch TÜV zertifiziert Der Stromlieferanten - der Projektpartner - ist Verbund mit 100 % Wasserkraft. Ja, aber Strom ist nicht alles für die Elektrolyse. Sie brauchen jede Menge Kühlwasser. Wir haben die Wirkungsgrade schon erwähnt. Wenn wir sagen wir haben da 70 oder 80 %. Und dann noch jede Menge Nebeneinrichtungen. Das heißt 20 % der eingesetzten Energie für die sechs Megawatt sind dann auf jeden Fall weg zu kühle. Sie brauchen immer optimale Kühl-Versorgung. Das heißt kann sein, dass Gebläse oder so gebraucht wird. Das ist dann immer super unschön und laut meistens. In unserem Fall haben wir auf as Donauwasser zurückgegriffen hat und das wird auch im Kraftwerk in großem Stil für das Hüttenwerk hereingenommen. Wir haben dann wie beim Atomkraftwerk zwei Kühlkreisläufe. Einmal einen Außen-Kreislauf wo das Donau-Wasser fließt. Zu einem Wärmetauscher, den man relativ leicht zerlegen und reinigen kann. Die Donau und natürlich immer Partikel und sonstiges mit dabei wird. Sie müssen praktische ein paar Sachen da berücksichtigen. Und einen inneren Kreislauf, der de facto Trinkwasserqualität hat und somit diese Wärmetauscher, die dann innerhalb der Anlage stehen, möglichst lange sorgenfrei fahren. Sie brauchen Kühlung. Was braucht man noch? Und das ist einer der Nachteile einer PEM gegenüber einer alkalischen Elektrolyse. Sie brauchen, deionisiert das Wasser. Also, Sie brauchen hoch reines Wasser. Großer Unterschied zu alkalischen. Deionisiertes Wasser wird bei uns im Werk auch selbst hergestellt für die Dampferzeuger im hauseigenen Kraftwerk oder besser für Spülkonzepte zum Beispiel. Und so weiter. Wir haben große Mengen deionisiertes Wasser, das wir bei uns für die Hütte Lienz im Kraftwerk erzeugt. Und dann ist es auch sinnvoll, wenn Sie da in der Nähe stehen und es nicht irgendwo riesen lange Rohrleitung brauchen. Oder das irgendwie transportieren müssten. Dann braucht man Stickstoff. Stickstoff braucht man immer auch sicherheitstechnisch Sicht. So eine Elektrolyse hat viele sicherheitsrelevante Themen. Insbesondere wenn sich eine Anlage abstellen, müssen sie schauen, dass dann nicht irgendwo Luft, Sauerstoff eindringt und mit Wasserstoff in Kontakt treten, der da noch irgendwo drinnen ist. Also schauen Sie, dass das System leicht unter einen gewissen Überdruck halten. Alle Zugänge spülen mit Stickstoff, so das da nichts eindringen kann. Also brauchen sie immer eine

kontinuierliche Versorgung mit Stickstoff. Und dann natürlich auch praktisch Sachen. Die Kokerei Anlage ist nebenbei, ein paar 100 Meter vor uns. Und die erzeugt im Koksgas. Das sind auch 6000 Kubikmeter in der Stunde mit $\frac{2}{3}$ Anteil an Wasserstoff. Das heißt da haben wir schon einen hohen Wasserstoff Anteil drinnen und da versenken einfach die 1200 Kubikmeter Wasserstoff die Elektrolyse Anlage. Also der Anschluss ist in der Nähe. So Rohleitungen nicht ganz billig, wenn sie so was bauen.

Abmessungen.

W: Ja, und es braucht halt auch - also wenn man durchgeht da ist niemand da, der sie bedient. Sie ist ferngesteuert. Heißt aber trotzdem, dass hin und wieder wir jemand schauen muss. Und das ist bei uns in die Warte des Kraftwerkes integriert. Und Sie haben Wartungsarbeiten dann schlussendlich an Ventilen etc. Was aber für mich wichtig ist, was die vielleicht mitnehmen können. Sie haben viele Nebendinge, die wir brauchen, das ist Kühlung, deionisiertes Wasser, Hilfströmen. Stickstoff und Druckluft brauchen sie. Das sind alles Dinge, die die halt nicht zwingend immer und überall da sind. Und das ist der Vorteil von einem Industriestandort wie den unseren. Die meisten Dinge, die man da braucht, sind einfach irgendwo vor Ort vorhanden.

W: Bis jetzt haben wir ungefähr über 9 Millionen Kubikmeter Wasserstoff, die wir erzeugt haben. Astronomisch viel. Haben 40 Gigawattstunden Strom umgesetzt. Trotzdem kann noch keiner eine Aussage treffen, was auf Ihre wirtschaftlichen Betrachtungen wichtig, um den Kreis wieder zu schließen. Aber den alkalischen gibt es Erfahrungen über tausende Betriebsstunden, über Jahre. Grad diese einfachen Anlagen. Aber für diese PM Elektrolyse das hat noch keiner betrieben. 40.000 Stunden 80.000 Stunden. Das steht immer in diesen Studien. Ich behaupte mal keiner weiß es. Weil es noch keine betrieben hat. Es gibt keine Anlagen in der Größenordnung, die solange betrieben worden sind. Drum tut man sich relativ schwer, aus meiner Sicht, das einzuschätzen. Wie lang wird hält die Anlage. Dies ist eine der großen und schweren Fragestellungen, die noch die noch eine Antwort sucht und das kann kaum einem wirklich beantworten aus meiner Sicht. Sie wissen ja, über die Zeit wird es schlechter, die Elektrolyse schlechter. In dem Sinne, dass Sie immer mehr Spannung aufwenden müssen, um dieselbe Stromstärke zu erzielen. Der Strom ist ja direkt proportional zur Wasserstoff Entstehung. Das nennt sich Degradation. Auch das ist so ein Thema, wo Sie wahrscheinlich von Herstellern etc. keine Garantien bekommen. Weil die Erfahrung fehlt. Und hängt vermutlich, das wissen wir noch gar nicht, mit den Betriebsweisen der Anlagen zusammen. Bei den Betriebsweise waren wir nicht frei in dem Sinne, wie wir die Anlage betreiben. Wenn Sie Fördergeld nehmen, dann müssen sie sich was ausmachen. Einen Vertrag abschließen, und da steht dann ziemlich genau drin, was zu tun und zu lassen ist. Und sind bei uns verschiedene Lastfälle, die der Fördergeber sehen wollte. Einerseits eine stochastische Fahrweise. Also Zufallsgenerator gibt vor, über die Anlage fährt. Als Vorbereitung für diesen fluktuierende Betrieb, als Vorbereitung für diesen Regelenergiemarkt. Der used case 2 ist dieser Standard oder einfacher Lastfall da fährt das 24/7 durch. Das haben wir zweimal super ausgiebig super lange gemacht. Und dann gibt es noch drei andere.

W: Was ist so ganz wichtig ist für die ökonomische Betrachtung am Ende. Der Wirkungsgrad von unserer Anlage ist ja keine Konstante per se, sondern hängt von vielen verschiedenen Bedingungen ab. Der wesentliche Parameter ist für PEM die Stromdichte. Wo liegen Sie da. Welche Temperatur haben Sie und welchen Druck haben sind. Das sind dann drei Einflussgrößen, wobei die Stromdichte, die wesentliche ist. Die anderen sind bei weitem nicht so beeinflussend. Auf jeden Fall lässt sich dann dieser Wirkungsgrad zurückrechnen. Und Sie sehen mit zunehmender Stromdichte sinkt

der Wirkungsgrad. Und da müssen Sie immer wieder diesen Befund erheben, für wo steht er mit dem Wirkungsgrad. Und dieses Ziel ist immer soweit erreicht. Unser Projekt ist zu Ende gegangen mit Jänner 21, zum 31. Jänner. Wir müssen nur Berichte abgeben und so weiter die müssen dann abgesegnet werden vom Förderträgern. Und manches ist dann für die Öffentlichkeit bestimmt, manches nicht. Vieles Sachen intern und manche sind extern. Die sind dann über die h2Future Seite erreichbar und abrufbar. Zur Zeit wird das erhoben, schlussendlich also welche Datensätze nimmt man da. Was ist der repräsentativ. Auf jeden Fall es geht darum, dass sie sagen okay, Gleichrichter und Trafo, was haben die miteinander? Verbrauchen halt auch. Haben wir Verluste. Sagen wir es sind dann wenige kleine Prozentpunkte, mit dem man rechnen muss. Die, Ihnen diese zwei Gerätschaften abnehmen. Und dann in einem sehr kleinen Stil die ganzen Nebenverbraucher. Sei es jetzt die Pumpen für das Kühlwasser, die Beleuchtung, Ventilation und so weiter. Das sind alles Stromverbraucher im kleinen Stil. Die man dann auch noch berücksichtigen muss. Aber das ist noch nicht veröffentlicht in dem Sinn. Oder noch nicht fertig erhoben für was wir dann noch als Bericht abgeben.

W: Den Regelenenergiemarkt, das wollte ich Ihnen noch zeigen. Ganz einfach diesen Sprung in 30 Sekunden, dass sie in im Megawatt Sprüngen nach oben oder nach unten fahren können. Das ist ein Nachweis den müssen Sie bringen. Wir haben da acht Sekunden gebraucht in dieser Fahrt. Das nennt man Doppelhöckerfahrt. Das ist die primäre Regelenenergie. Da müssen Sie in beide Richtungen anbieten. Und bei der sekundären Regelenenergie da können uns auch auf einem null Weg fahren. Zum Beispiel null und drei Megawatt aus dem Netz rausnehmen. Das müssen Sie aber auch in fünf Minuten schaffen. Und da brauchen wir ein 1 Minute 15 ungefähr. Die tough Herausforderung ist dieses Megawatt binnen 30 Sekunden plus minus und das schafft die Anlage in acht. Das musste dann wieder abgesegnet werden. Die APG uns dann ist die Präqualifizierung ausgestellt. Dann haben wir noch entsprechende Nachweise der TU Wien, die diese Daten analysiert hat. Und diese Präqualifizierung hat uns das dann ermöglicht. Dass wir das dann tatsächlich in den täglichen Betrieb der Anlage eingebaut hat. Also jetzt ist es vorbei, dass man diese ganzen Versuche hat, sondern jetzt wollen wir betreiben aber zu möglich geringen Kosten. Und du hast wir nehmen ganz bewusst an diesen Märkten teil.

W: Und so weiter und betreiben diese Anlage jetzt in diesem Regelenenergiemarkt. Und zusätzlich gibt es noch Stromhandel - ich bin da jetzt nicht der Experte dafür. Also kaufen und verkaufen das ist ja ein Zocken ohne Ende. Da machen die Kollegen vom Verbund auch mit. Also man kann das so auf die Art und Weise nicht in Summe nicht günstiger einkaufen, als wenn Sie einfach schauen, was das Spot Marktpreis ist. Sie schaffen dann doch eine signifikante Minimierung ihrer Kosten.

W: Ja, bei dem Stromkosten werden Sie auf öffentliche Modelle zurückgreifen müssen. Die dort publiziert haben?

S: Am Ende des Tages schon. Da wäre es mir die Frage, ob Sie da irgendwas empfehlen können oder irgendwelche Sachen wissen, die Sie weitergeben dürfen.

W: Ja, das ist eins der heikelsten Dinge. Also Sie machen so ein Projekt, damit man selber drauf kommt. Worauf kommt es an und was sind die großen Brocken. Sie können aber davon ausgehen. Eine der wesentlichen ist, also 3/4 der Kosten für die Betriebskosten, also der OPEX sind schlichtweg die Stromkosten. Das ganze ist einfach Stromkosten sensitiv ohne Ende. Alle anderen Medien, die ich genannt habe die sogenannte Kühlung, Stickstoff, auch das deionisiertes Wasser etc.

S: Nebensächlich.

W: Die sind alles nett. Aber sie spielen letztlich keine Rolle, keine große. Was sehr schwer zu beurteilen ist, was ich Ihnen auch nicht sagen kann, ist wie Instandhaltung intensiv ist das ganze. Das ist das was wir jetzt auch herausfinden wollen. Drum betreiben wir das Projekt auch weiter mit Verbund in unserer Kooperation. Das Projekt ist ja zu Ende und jetzt sind wir nur mehr zwei.

S: Genau das heißt die ganze Anlage liegt jetzt eigentlich still? Oder heißt es, das wird schon noch weiterverwendet? Grundsätzlich.

W: Das geht weiter. Und wir wollten diesen Fragen eben bisschen auf den Grund gehen. Haltbarkeit und wie Instandhaltung intensiv wird das ganze. Weil wenn Sie nichts haben ist nichts zu tun hat. Aber umso länger Sie fahren, umso problematischer wird es. Also wir betreiben das Ding weiter. Natürlich ich in brüderlicher Übereinkunft damit Verbund. Und für uns ist es nicht ausgeschlossen, dass hier Wasserstoff für andere Versuchsanlage etc gebraucht wird. Und dann wollen wir natürlich diese Kette oder diese diesen Prozess vielleicht auch darstellen.

S: Ja.

W: Sonst für uns, für das Werk ist es zu klein. Wenn Sie die Skalierung hernehmen, wenn wir unseren Standort Linz jetzt umstellen wollen. Wir produzierende nicht ganz 6 Millionen Tonnen Rohstahl dort. Da kommen wir mit unseren 1200 Kubikmeter Wasserstoff und sechs Megawatt nicht weit. Da können Sie grob schätzen wir müssten um einen Faktor für Linz, jetzt 400 ansetzen, dann würde das eine 2,4 Gigawatt Anlage. Und da sehen Sie schon das Problem, was da schlummert, wenn Sie sich mit den ganzen Sachen beschäftigen. Sie können zwar beantworten, ist die die Elektrolyse Technologie eine taugliche. Aber was Sie nicht beantworten können: Wo kommt denn der Strom dafür her? Oder sind die Netze überhaupt da. Geschweige denn, dass das Übertragungsnetz auch dazu geeignet ist. Also wir haben auch viele Fragen aufgeworfen und nicht nur Antworten. Also beginnen zu zeigen, Elektrolyse sind super und es funktioniert. Aber die Frage ist, wo stell ich es hin am Ende? Jetzt in dem Fall steht unser kleine Anlage beim potenziellen Verbraucher.

S: Das heißt aber Stand jetzt wird es noch nicht wirklich für Stahl Erzeugung verwendet?

W: Genau. Wir vernetzen das Kok-Gasnetz hinein. Das brauchen wir in verschiedenen Stufen, wird Koks Gas wieder verbraucht, Ein Teil landet sogar im Hochofen wieder drinnen. Ein Teil landet aber auch in diesen Stoßöfen, das heißt wir verwenden es natürlich, aber es ist Mickymaus, was das darstellt.

W: Das heißt, die Elektrolyse Technologie ist da wird es hapert schlichtweg an der Inputseite. Sie brauchen günstigen erneuerbaren Strom oder grünen Strom. Also in Österreich zumindest. Frankreich zum Beispiel die sehen das ein bisschen anders und meinen wir hängen ein Atomkraftwerk davor ist auch CO₂ armer Strom Land. Ist ja in Österreich wieder politisches NoGo. Oder in Deutschland zum Beispiel. Und die Erneuerbaren, Sie wissen, Österreich erzeugt nicht ganz 70TWh Strom. Davon sind 70% erneuerbar Energien. Und in diesem erneuerbaren Ausbau Gesetz das letztes Jahr beschlossen wurde sollen nochmal und es sind nur 27TWh Erneuerbare dazukommen. Und das möchten wir schaffen bis ins Jahr 2030. Also sehr ambitioniertes Ziel. Also das wird dramatisch eng. Und dieses Paket umfasst aber eigentlich nur ein Ausmerzen des Ist-Zustandes an fossilen Anteilen. Also da geht es nur ums Ausmerzen dieser Teile. Und wenn dann die ganzen industriellen Verbraucher sagen, ich möchte mich Dekarbonisierung mit Wasserstoff. Oder die, sagen ich möchte direkt Strom einsetzen oder noch nicht wirklich berücksichtigen. Denken Sie auch an die ganze

Elektromobilität Automobilität. Das sind auch nochmal rund 13TWh die sie da an und Strom brauchen nur für diese PKW Elektromobilität, wenn sie das komplett umstellen. Ein ich grober Richtwert. Das ist eine dramatische Strommengen, die da einfach gebraucht werden und was das gedeckt werden muss. Und wo man eigentlich nicht weiß, wie das gedeckt wird. Und, das ist jetzt auch viel persönliche Einschätzung von mir dabei, aber da kommt die Einsicht vielleicht, okay, wir werden nicht alles selbst erzeugen können in Mitteleuropa.

S: Ja, sehr realistisch, würde ich auch sagen.

W: Schlussendlich. Ja, sprechen viele Studien und sonstige auch davon. Ja, man wird viel importieren müssen. Für Strom hat, wird man auch Netze bauen müssen. Das heißt aber auch viel Politik, es gibt immer was ähnliches für Umweltverträglichkeitsprüfung etc. Aber es gibt Bürgerinitiativen sobald Sie einen Strommasten aufstellen. Und da ist der Wasserstoff, dann wieder spannend. Ein Rohr zu verlegen ist leichter als eine Hochspannungsleitung und Sie können doch ungleich mehr Energie durch schieben. Daher diese Initiativen. Also man möchte dann vielleicht doch in Gas Netzwerk ein Wasserstoff Netzwerk über Europa legen. Und man speißt dort ein, wo der Wasserstoff billig generiert werden kann. Also so Punkte wie zum Beispiel in Spanien, wo es erste Ansätze gibt meines Wissens. Also billige Solarenergie. Also Strom, dann billig. Da rechnen wir dann damit, der Solarstrom wird vielleicht 40 € die Megawattstunde kosten. So dass am Ende der Wasserstoffpreis erträglicher ist. Natürlich haben Sie dann das Transportschema. Da haben Sie sicher verschiedene Studien dazu. Was kostet der Transport über eine pipeline über 1000 Kilometer. Dort geht man davon kommt noch mal 1 Euro oder so dazu. So summiert sich das auf. Was noch irgendwo fehlt, man ist auf der Suche nach den günstigen Punkten. Das ist natürlich traurig, Es hat auch Ideen gegeben, die Ukraine könnte nämlich genauso eine Gegend sein. Die haben sogar eine Wasserstoffstrategie gehabt. Die haben die Flächen, die konnten und Wind-Solarenergie hätten die da und Pumpen um sogar Wasserstoff in das Herz von Europa zu transportieren. Genauso ist das Wiederaufstehen des Desertec Projekts. Da war die Überlegung, Solarstrom in der Sahara zu erzeugen und kommt über dicke Leitungen nach Europa. Jetzt ist es eher so die Überlegung, man wandelt den Solarstrom in Wasserstoff und den schiebt man dann nach Europa. Es gibt also viele Überlegungen. Und es gibt diese Mega Ansagen. Aber Sie sehen, zum Beispiel dieses Neom in Saudi Arabien zum Beispiel mit 1GW. Es ist schwer zu beurteilen, was ist Ansage sagen in einem Projekt und was ist Realisierung. Wie schnell kommen die wirklich? Wie wir mit dem Thema angefangen haben 2015, 2016 da haben wir auch geglaubt das kommt viel schneller. Und manche waren so wahnsinnig optimistisch und dann ist zwar ein riesen hype entstanden. Ganz so schnell geht es aber dann doch nicht. Wie man sieht. Wir haben auch geglaubt wir werden wesentlich schneller überholt von anderen Elektrolyse Anlagen. Jetzt sind wir immer noch eines der größeren. Obwohl das Projekt nicht mehr das jüngste ist. Also, es kommt ein bisschen langsamer als man glaubt. Vielleicht gibt es jetzt wieder einen neuen Drive durch diese Graublichkeiten in der Ukraine. Alle schreien nach erneuerbare Energie-ausbau. Und er Wasserstoff ist immer so der Trittbrettfahrer der erneuerbaren Energie. Manche Sektoren können halt den Strom nicht direkt einsetzen, sondern brauchen den Mittler Wasserstoff. Das ist die Chemieindustrie, das ist die Stahlindustrie, nicht die Zementbranche.. Und dann wir immer gestritten drum, wo wir der noch eingesetzt. Das kann der Verkehrssektor genauso sein. Da mein ich nicht das Auto, sondern eher den schweren LKW oder die Regionalbahnen, die man immer mit Oberleitungen bauen möchte. Da gibt es natürlich Ansprüche, wo da die Bedarf wahrscheinlich die geringeren sind. Was haben wir dann

noch an Fragen bei Ihnen?

S: Ich glaube das was sonst noch übrig gewesen wäre, war einfach eben so, jetzt haben Sie eh schon ein zwei Sachen auch erwähnt bezüglich sonst noch für mich zur Orientierung irgendwelche Best Practices, die sie eben kennen würden oder irgendwelche interessanten anderen Projekte, die man sich vielleicht anschauen könnte, wo man irgendwie noch Inspiration finden könnte, wenn es da etwas wissen.

W: Es gibt eben diese Großprojekt in Saudi Arabien.

S: Neon heißt das?

W: Neom glaub ich heißt das. 1 Gigawatt Elektrolyse, Thyssen Krupp alkalisch ist glaub ich die Technologie. Es gibt aber auch ein Projekt von Siemens. Dann Chile müssen sie ein bisschen schauen. Chile bietet sich an. Weil da haben Sie hohe solare Einstrahlung und hohe Windenergie. Da müssen Sie einfach unter Porsche googeln. Die möchten ganz was anders machen, nämlich e-fuels. Da entsteht schon mal ein erster Schritt diese Anlage.

S: Man Australien weiß ich auch. Es hat ziemlich viele Projekte, auch in Kooperation mit Japan, weil die auch ziemlich Wasserstoff...

W: West-Australien. Es ist ja noch nicht klar, was sich durchsetzt im Transport. Da fehlt mir der Tiefgang. Was ich gestehen muss. ist da muss immer. Ich glaube, das ist alles noch im Fluss ein bisschen. Wie transportiere ich Wasserstoff? Da gibt es diese LHOCS. Die kosten aber eher viel. Die Metalle-Hybride gibt es. Ich kann Wasserstoff verflüssigen. Heißt aber da verlier glaube ich bis zu 30 % des Energieinhalt. Es ist also ein sehr kostspielige Angelegenheit. Oder aber es gibt die Option Sie transportieren als Ammoniak.

S: Ammoniak, ja.

W: Können Sie als Düngermittel nehmen. Ist super. Aber wenn Sie es wieder zurück entwickeln wollen, ist meines Wissens, diese Technologie noch nicht fertig entwickelt. Da gibt es also Lücken. Also das ist noch nicht aus meiner Sicht noch nicht alles fertig auskristallisiert. Und im näheren Umfeld von Europa hat also vielleicht googeln Sie die deutsche Wasserstoff Strategie. Deutschland ist sehr ambitioniert. Die probieren da mit Marokko und so weiter Kontakt aufzunehmen. Meines Wissens. Vielleicht kommen man da die Pipelines auch hier lassen. Das ist doch nicht uninteressant. Und zwar gibt es ja die Idee, dass man in Europa dieses Pipeline-Netz, drüber liegt. Das ist für die Netzbetreiber geschaffen. Das heißt Hydrogen Backbone. Das vielleicht einmal schauen.

S: Ja, das hört sich gut an.

W: Alles doch ziemlich konkret beschrieben drinnen, wie sie sich das vorstellen, dass man da ein Netzwerk drüber legt über Europa. Und in Konkurrenz zum grünen Wasserstoff, dann haben sie immer nur den Blauen. Das entspricht grau plus CCS. Da schauen Sie bei den Niederlanden.

S: Und UK was ich weiß auch viel.

W: Großbritannien und Norwegen. Das sind da die drei Spieler. Das sind da die relevanten Spieler.

S: Alles klar, passt.

S: Ich denke, da haben sie mir alles, was sie quasi sagen können und dürfen bereits beantwortet.

S: Ja ich hoffe ich konnte Ihnen ein paar Einblicke geben.

W: Genau. Ja, sie werden eh sehen es ist ein spannendes Thema, aber es ist so vielfältig.

S: Also ja, es gibt überall irgendwelche Probleme. Auf jeden Fall vielen herzlichen Dank für Ihre Zeit und alle Einsichten.

A.3.2 Dr.-Ing. Max Schaller (Sunfire), April 05, 2022

Sophie Hilbert: Ihr produziert ja Elektrolyseure bei Sunfire. Macht ihr auch Alkali und PEM Elektrolyseure oder nur die SOEC?

Max Schaller: Alkali und SOEC.

S: Alles klar. Also für mich die interessantesten Sachen sind besonders Effizienzprognosen beziehungsweise Einschätzungen für die Zukunft. Gibt es da noch viel Verbesserungsspielraum beziehungsweise seht ihr einen gewissen Zukunfts-Elektrolyseur Typ?

M: Genau, also wir bei Sunfire haben die SOEC als besonders effiziente Elektrolyseurtechnologie. Technologisch ist das unsere DNA da wir SOEC seit über 10 Jahre entwickelt haben. 2025-2026 planen wir mit einem kommerziellen SOEC Angebot in Modulgrößen von ca. 20 MW am Markt zu sein. Der riesen Vorteil der SOEC ist die elektrische Effizienz > 84%. Dieser Wert liegt deutlich über Niedertemperaturelektrolyseuren, egal ob man sich Alkali oder PEM anschaut.

S: Alles klar. Was ich weiß sind die ja trotzdem noch relativ im Anfangsstadium, oder ist das schon out-dated und die sind auch schon marktreif?

M: Genau, also die SOEC Technologie ist noch nicht ganz marktreif. Allerdings haben wir schon Systeme im Megawattbereich im industriellen Umfeld platziert (Salzgitter), was bisher keinem anderen Mitwettbewerbser gelungen ist (nach unserem Kenntnisstand).

S: Alles klar. Was ich weiß sind die ja auch preislich nicht ganz vergleichbar mit den Alkali und den PEM Elektrolyseuren?

M: Das ist richtig, genau. Es gibt eine Reihe von Unterschieden. Der wichtigste ist, dass es eine Hochtemperaturelektrolyse ist, die bei Temperaturen von > 800 °C betrieben wird.

S: Genau. Wenn man sich Preise für Elektrolyseure ansieht, hast du da irgendwelche Einschätzungen wie viel das noch abnehmen könnte, oder wie die Kostenkurve allgemein ausschauen könnte? Es gibt da ja auch diverse Studien die unterschiedliche Prognosen treffen. Aber natürlich wäre es auch nochmal nett eine Expertenmeinung zu hören, was da drinnen sein könnte. Weil ich habe gelesen es könnte bis 2050 auf 80\$/kW für PEM oder Alkali runtergehen, was für mich sehr optimistisch klingt. Demnach würde ich mich da über insights freuen.

M: Kommerzielle Zahlen sind immer nur unter gewissen Rahmenannahmen, wie einem definierten Liefer- und Leistungsumfang sowie einem Zeithorizont etc. aussagekräftig. Die durch dich genannte Zahl klingt sehr ambitioniert, alleine für die Stacks. Aber bis 2050 ist ja auch noch etwas Zeit. In jedem Fall braucht man aber eine Peripherie um die Elektrolyse herum. Deswegen würde ich dir vorschlagen, dass ich dir einfach einen Report von hydrogen europe schicke, dort bekommst du Einsichten in ein paar Zahlen mit definierteren Rahmenannahmen.

S: Ok, das heißt das könntest du mir schicken?

M: Ich kann dir einen report schicken, am besten prüfst du dann noch mal, ob du eine aktuellere Version findest.

S: Super, danke! Eine Frage die noch auch sehr spannend wäre für mich, ist die Frage wie wird der Wasserstoff dann transportiert und gespeichert und so weiter. Und wird der umgewandelt in Ammoniak oder in Methan, oder wird die Infrastruktur angepasst an den Wasserstoff. Hast du da irgendwelche Einschätzungen oder Meinungen wie das denn tatsächlich sein könnte? Weil wenn man ihn wieder umwandelt dann hat das zwar

den Vorteil des erleichterten Transportes, aber es gibt ja durchwegs nochmal Effizienzverluste und Kosten entstehen und so weiter.

M: Ja, ich glaube nicht, dass es da eine universelle Antwort gibt. Man muss sich anschauen, was man machen muss und möchte. Es gibt einige Anwendungen da brauche ich den Wasserstoff elementar (grüner Stahl, Hydrotreatment Raffinerie). Da brauche ich den Wasserstoff aufgrund seiner Eigenschaften. Da wäre es gut, wenn man keine zwei Umwandlungsstufen einfügen müsste. Aber es gibt eben auch andere Anwendungsbeispiele, wo es sinnvoller ist den Wasserstoff in Ammoniak oder andere Chemikalien umzuwandeln. Wichtig sind außerdem auch die regulatorischen Rahmenbedingungen.

S: Alles klar. Damit hätte ich meine wichtigsten Fragen auch abgedeckt.

M: Super, falls du noch was brauchst dann gib einfach Bescheid.

S: Super. Dann vielen herzlichen Dank und viel Spaß auf der Konferenz noch.

A.3.3 Dipl.-Ing. Dr. techn. Nikolaus Fleischhacker (Green Energy Center Europe), April 12, 2022

Sophie Hilbert: Können Sie kurz erzählen welche Rolle grüner Wasserstoff bei Ihnen beim Green Energy Center spielt?

Nikolaus Fleischhacker: Genau. Also bei uns ist das große Überthema ist immer Umbau Energiesystem. Und ein Umbau Energiesystem mit Strom. Und da gibt es in Tirol eine Energiestrategie Tirol 2050. Energie autonom heißt die. Mein Vater hat die vor mehr als zehn Jahren für das Land Tirol entwickelt und dies ist dann 2014 auch vom Land Tirol beschlossen worden. Die ist jetzt in Umsetzung. Mehr oder weniger erfolgreich. Es gibt dazu auch ein Monitoring. Wo es aber dann jährlich immer geschaut wird, wie es der Progress. Und den wissen wir eben auch. Und diese Energiestrategie, die unterstützen wir jetzt privatwirtschaftlich oder von privatwirtschaftlicher Seite. Im Green Energy Center. Und das hat alles angefangen 2014 mit dem Aufbau der Wasserstoff Autobahn. Das sieht man eigentlich gleich einen Ausschnitt von diesen Wasserstoffautos. Und aus dem sind dann weitere Projekte entstanden. Ja, aus diesem Wasserstoffautos, die jetzt für uns gar nicht das Wichtigste sind, sind weitere Projekte rauskommen. Wir haben dann das Projekt Demo for Grid 2016 initiiert. Zufall, eigentlich. Da hat jemand diese Autos ausgestellt. Jemand hat dort für Ausschreibung jemanden gesucht wo man die Elektrolyse Anlage aufstellt. Und aus dem ist dieses Projekt entstanden wo es darum geht Stromnetz Regelung zu betreiben.

S: Okay.

N: Und da wird jetzt eben diese eine Elektrolyse Anlage bei einer Firma installiert.

S: Okay. Das heißt, es wird quasi darum gehen, eigentlich die ganzen erneuerbaren Energien, die quasi zu viel im Stromnetz sind, aufzufangen, wenn ich das richtig verstanden habe?

N: Wenn man es ganz genau nimmt, dann ist es einfach eine Anlage zur Stromnetz Regelung. Also da ist es so, beim Strom ist es ja so, man muss den Bedarf und das Angebot - Also was haben wir an Strom? Das muss ja immer übereingestimmt werden. Und da gibt es dann im Prinzip jemanden (einen Regeleinsteller) oder in Europa ist das in Sektoren eingeteilt, und da gibt es Regelzonenführer, die das gewährleisten müssen. Das ist okay. Österreich im Wesentlichen die APG erste Austrian Powergrid, die Netztöchter vom Verbund und die schauen einfach, wenn es jetzt zu wenig Strom im Netz gibt. Der Strom ist on demand - das heißt das ist ja eigentlich mit Lichtgeschwindigkeit. Wenn ich es braucht, muss es da sein. Aber dadurch, dass es da

natürlich Turbinen gibt, Massen, die laufen und so weiter, gibt es da schon eine gewisse Trägheit von dem System. Aber es kann sein, dass es jetzt mehr Bedarf gibt, als gerade eingespeist wird. Und dann muss der Regelführer sich darum kümmern, dass Regelkapazitäten angeschaltet werden. Das heißt, er telefoniert dann blöd gesagt mit der TIWAG zum Beispiel. Die hat Regelleistung vorhaltend und sagt denen "Hey, schaltet es mal ein!" Und da gibt es eben dann sowohl die positive als auch die negative Regelleistung. Und im dem Fall ist es jetzt so wenn es eben einen Überschuss im Netz gibt dann sagen wir die TIWAG schaltet das sein. Und die TIWAG kann dann - in ihrem Regelpark ist dann auch diese Elektrolyse drinnen - schaltet dann diese Elektrolyse auf.

S: Okay.

N: Und das ist jetzt, streng genommen nicht grüner Überschussstrom. Das ist wieder bisschen was anderes. Da haben wir jetzt gerade ein sehr großes Projekt gemacht, wo es wirklich darum gegangen ist zu sagen okay, es gibt da im Osten einen Netzengpass. Gerade wo jetzt die ganzen Windräder laufen. Und dann müssen die Windräder abgeschaltet werden, weil man diesen Strom nicht weiter bekommt. Und da ist es natürlich dann so, wenn man da Elektrolyse rein reinstellt, dann könnte man natürlich sagen "okay, das Windkraftwerk läuft jetzt trotzdem". Und dieser Strom wird zu Wasserstoff gemacht und zum Beispiel ins Erdgas-Netz eingespeist oder direkt verwendet. Und das geht dann so in Richtung Sektor Kopplung.

[Unterbrechung wegen Anruf]

N: Wien hat angerufen. Die Firma Hyundai. Okay, denen arbeiten wir eben auch viel zusammen. Von denen kommen die, Wasserstoffautos. Und auch jetzt diese Wasserstoff Busse. Ja gut. Also das ist mal so der Zusammenhang. Und dieses Projekt. Das ist 2016 gestartet. Und 2017, -18 ist dann das Zillertal Projekt gestartet. Das ist dieses Projekt. Da gibt es dann immer kommerzielle Projekte und dann dazu oft Forschungsprojekte, weil da eben Themen sind, die es einfach noch nicht gibt. Da gibt es bei der Zillertal Bahn eben, das hytrain Forschungsprojekte. Da geht es darum, einen Diesel Zug umzustellen auf Wasserstoff. Aber inklusive, also von der Ressource gedacht. Im Zillertal wird Wasserstoff gemacht und gespeichert, und in den Zug betankt. Die Idee dahinter ist: für den Zug gibt es ja auch eine andere Lösung, da gibt es eine Oberleitung, Aber wenn ich dann noch einen Wasserstoff hab, dann kann ich natürlich daran auch andere Dinge anschließen. Sagen wir jetzt mal ein Pisten-Raupe. Dann gibt es noch das Projekt heißt SnowGroomer. Wo wir eben so eine Pisten Raupe entwickeln. Wasserstoff- PistenRaupe. Oder ich kann auch ein Bus dranhängen. Da gibt es dann das Projekt HyBus, das wir betreiben. Also ein Wasserstoff Bus der dann auch damit fahren kann. Da ist der erste Bus gestartet in Wien Anfang letzten Jahres. Der fährt jetzt in Wien herum auf der Linie 39A von den Wiener Linien. Und jetzt kommt dann der nächste Bus dazu den Grazer Linien und einer soll dann noch zur Zillertal Bahn kommen.

S: Okay, alles klar.

N: Und gemeinsam mit unseren Partnern haben wir dann 2016 das Green Energy Center gegründet. Und da gibt es, da kann man nachlesen, da gibt es einen Kodex dazu. Heutzutage würde man sagen, die Mission. Das steht aber auch ganz am Anfang Was machen wir und wie machen wir es. Das ist ganz gut erklärt. Und da gibt es eben die Gründungsmitglieder, die das gegründet haben, die Codex Group. Das ist eben der Roland Punzengruber, der hat mich gerade angerufen, das ist der Geschäftsführer von der Hyundai Import. Ewald Perwög. Der ist dorrt der Projektleiter für den Bereich Wasserstoff, Erneuerbare Energien überhaupt. Jetzt öffnen wir eine kleine lokale Firma

Martin Höfer, der im Bereich e-mobilität, unter Peter-Patrick Baumgartner, der ist bei einem Ingenieurbüro ursprünglich und mittlerweile arbeitet er auch bei uns. Und wir haben damals 2016 dann dieses Green Energy Center gegründet. Dann gibt es jetzt mittlerweile viel mehr Partner in du unten sind ein paar drinnen. Und da bauen wir eben diese Brücke in die grüne Energiezukunft und das rein privatwirtschaftlich. Und da gibt es vielleicht, das ist interessant - Da gibt es ein paar Videos zu dem. Wo das ganz gut erklärt ist.

S: Passt. Danke. Okay, dann habe ich da jetzt mal einen Überblick, was quasi eure Rolle ist im ganzen Thema. Also ja, ich meine für mich die spannendsten zwei Fragen wären die zwei nächsten, wo ich eh weiß, dass es immer schwierig ist, weil da jetzt spezifische Daten einfach auszuspucken teilweise recht schwer ist. Ich habe auch schon x Studien bezüglich CAPEX und sonst was gelesen mittlerweile, aber ich fände halt einfach auch nochmal so eine Experten Einschätzung spannend im Sinne von ja, was da auch für Prognosen sind, im Sinne von wie viel das dann - auch selbst bei selbst und nur einen Prozentsatz ist oder so - wie sich das dann noch entwickeln könnte, ob es da irgendwelche Ideen gibt? Oder Einschätzungen.

N: Ich muss jetzt an meinen Vater denken, der hat das immer sehr kritisch gesehen oder sieht das immer sehr kritisch. Er sagt ja, er kannte die Modellierer oder die Modellerechner. Da gibt es dann immer drei Varianten im Prinzip, egal wie schnell der Computer ist. Entweder es bleibt gleich, es wird teurer oder es wird günstiger.

S: Ja.

N: Und je weiter man in die Zukunft kommt, um so weiter geht es dann auf. Ich glaube, dass man ohne Modellrechnungen jetzt an zustoßen. Für die CAPEX gibt es da halt verschiedene Komponenten, die es teilweise gibt, teilweise noch weniger gibt. Also manche sind schon in den industriellen Prozessen, manches ist Stand der Technik, manches ist vielleicht bisschen ausgefallener, aber gibt es schon lange. Und dann gibt es natürlich Dinge, die haben jetzt mit Wasserstoff nichts zu tun, Grundstücke und solche Dinge. Gebäude. Und letzteres wird eher teurer. Und was jetzt wirklich den Stack angeht, also die Elektrolyse Anlage, das wird günstiger. Weil jetzt die die Kommerzialisierung anfängt. Und ob sich das jetzt dann in Summe aufhebt, das werden wir dann sehen. Also vieles, was jetzt da auf der einen Seite bei der Technik wirklich günstiger wird, wird es auf der anderen Seite bei diesen Basics Grund, Gebäude,

S: Okay.

N: Infrastruktur jetzt teurer. Ob das dann wirklich, die Preise wirklich in Summe für so eine Anlage günstiger werden, da wird es dann sehen. Aber das Stack wird günstiger.

S: Alles klar

N: Stack und Anlage wird günstiger. Und da schwirren jetzt ja dann halt Werte rum.

S: Ja X verschiedene Werte.

N: 500 bis 5.000 € pro KW.

S: Ja, genau so ist die Richtung.

N: Genau. Das Problem bei den ganzen Sachen ist. Wir haben jetzt schon größere Anlagen auch. Ich will jetzt nicht sagen geplant, aber mal zumindest erdacht. Was halt so reingeht 50 Megawatt und größer. Beim MPreis haben wir 3,2 MW und Zillertal Bahn ist vielleicht auch in der Größenordnung und ein drittes Projekt, das ist kleiner als am Anfang. Ja mit den 1.000 € pro kW, da kommt man nicht weit. Das sind Zahlen. Natürlich, wenn ich mir den stack anschau, dann kann das jetzt vielleicht stimmen. Tendenz sinkend. Je nach Technologie alkalisch günstiger als PEM. Aber die ganzen Anlagen, das sind wir gleich in ganz andere Dimensionen. Und dann hängt es natürlich auch sehr von der Anlagen Größe ab.

S: Ja.

N: Also wenn jetzt irgendwer Hausnummer sagen müsste, dann würde ich. Dann können wir mal sagen so 3.500 € pro kW würden mir irgendwie. Ich kann Ihnen nicht mal sagen würde ich mich wohlfühlen, aber dann wäre es einmal Wert, mit dem ich vielleicht irgendetwas starten würde. Aber jetzt größer gedacht, also für eine Anlage.

S: Also nicht nur das Stack, sondern das ganze Balance of Planet und rundherum. Und so weiter.

N: Ja. Es macht einfach riesen Unterschied. Muss ich einen Grund auch noch kaufen? Oder habe ich den schon?

S: Ja, das vergisst man dann gerne mal!

N: Und bei den Projekten so auf dem Level, wo gesprochen wird. Ja, der eine hat den Grund, der andere hat ihn nicht. Aber auf dem Level, wo wir jetzt gerade sprechen oder wo immer gesprochen wird. Ja, so ein bisschen eine Kostennormierung findet da meistens nicht statt. Da wirft halt jeder irgendwas in den Raum. Darum habe ich gesagt. Wenn ich jetzt irgendwas sagt, dann ist es halt irgendwas. Ich weiß nicht, wenn Sie jetzt sehr sicher viel recherchiert haben, da haben sie 500 € auch schon gehört, oder weniger.

S: Dass es auch sogar auf 80 runtergeht dann bis 2050, zu eben die 5000 habe ich alles dazwischen schon gelesen.

N: Es kommt immer darauf an, was man jetzt sich anschaut.

S: Ja, es ist schwierig. Es hängt von 5000 Sachen gefühlt. Aber ja, insofern wahrscheinlich die spannendere Frage oder vielleicht sinnvollere Frage. Was denn Sie denken so, die besten Möglichkeiten sind, um die Produktionskosten zu senken? Weil ich meine, da gibt es ja auch verschiedenste Ansätze mit klar erneuerbare erneuerbare Energien, dort wo sie halt am günstigsten sind. Und das ist natürlich dann wieder abhängig von der geographischen Lage. Oder eben alles größer machen, weil dann die economies of scale reingehen und sonst was.

N: Ist jetzt meine Produktionskosten pro Kilo Wasserstoff?

S: Ja, genau.

N: Okay. Ja, ich muss da meinen Vater zitieren, der hat das, sehr schön aufgearbeitet. Und da gibt es im Prinzip zwei Treiber, das ist der Markenwettbewerb und der Technologiewettbewerb. Und das war's.

S: Okay.

N: Es ist vielleicht eine Antwort, die Sie jetzt so noch nicht bekommen haben, weil dann sagen immer alle "Ja, der Strom muss günstiger werden". Das ist immer so die Kaskade. Das erste ist, dass sie sagen, der Wasserstoff muss billiger sein. Die zweite Frage ist Wenn jemand verstanden hat, dass man Strom dafür braucht, dann sagt der der Strom muss günstiger werden. Die dritte Kaskade ist, dass er dann sagt, die Technologie muss effizienter werden. Dann sagt jemand pro kg darf man nicht mehr als 20 Kilowattstunden Strom brauchen. Aber das geht halt physikalisch nicht, weil 39,9 Kilowattstunden sind pro Kilo drinnen, das heißt, drunter geht es nicht. Also kann man das neue Perpetuum Mobile erfinden. Und so geht es dann halt dahin. Aber das, was wir betreiben am Green Energy Center, sind eben zwei Dinge dass ist der Technologie Wettbewerb und der Marken Wettbewerb. Technologie Wettbewerb: PEM, alkalische Elektrolyse, SOFC im wesentlichen und Marken Wettbewerb: Cummins. Und also Cummins ist der Partner, aber die Elektrolyse, bei MPreis, die ist von der Firma Sunfire. Siemens, und so weiter. Das bringt jetzt einfach was wenn mehrere Marken, und mehrere Technologien, im Wettbewerb stehen. Und wenn jetzt wirklich dann Anlagen umgesetzt werden. Und das wird die Preise runterbringen, weil das führt einfach zu viel Konkurrenz, das führt Anfangs zu einer sehr großen Pluralität von Lösungen, die, die

sich dann

S: wo sich das Beste herauskristallisiert.

N: sich dann einfokussieren. Und es führt automatisch zu Industrialisierung, zur industriell realisierter Produktion. Und damit gehen dann die Preise runter. Ja.

S: Macht Sinn. Alles klar. Ja, eben.

N: Und ich muss schon noch eine Sache dazu sagen zu Produktionskosten. Bei uns geht es immer eigentlich darum, von der eigenen Ressource wegzudenken. Also da gibt es auch wieder diesen Standsatz: "Die eigenen Ressourcen für die eigenen Zwecke nutzen, bevor es andere tun oder tun müssen." Und es ist schon natürlich, Euro pro Kilogramm ist ein harter Wert. Aber wenn ich die Zeit dahinter setzt, die Zeitschiene - Was kostet du heute? Was kostet der Morgen? Was kostet der in einem Jahr? In zehn Jahren? In 20 Jahren? Dann gibt es natürlich immer, wenn jetzt rein der Markt fährt, dann gibt es da Schwankungen. So wie beim Strompreis der wird jetzt teurer, jetzt kostet Wasserstoff unendlich viel und alles kostet unendlich viel. Aber es ist so. Und deshalb würde ich da gerne noch einbringen. Die Produktionskosten, Ja, ist ein wichtiger Punkt, natürlich. Aber es ist auch wichtig, dass die halt gewisse Preisstabilität haben und deshalb ist es uns einfach immer wichtig, diese eigenen Ressourcen anzuzapfen. Es ist vielleicht, heute ist es wahrscheinlich der günstigste Wasserstoff, oder morgen und übermorgen ist vielleicht günstiger als den aus Russland zu kaufen oder aus Australien zu importieren. Aber die Preis Verlässlichkeit hängt halt von den Märkten ab und die Märkte sind halt volatil.

S: Ja.

S: Macht Sinn, wo wahrscheinlich die Frage übrig bleibt natürlich, ob wir überhaupt so viel eigene Ressourcen haben, um dann den Bedarf zu decken in Österreich oder Europa.

N: Ja, das ist im Prinzip. Es gibt zwei Ansätze Es gibt den lokalen Ansatz und es gibt den globalen Ansatz. Es wird beide Ansätze brauchen. Ich bin jetzt Keiner, der sich daheim einsperrt und dann den Zaun rauf zieht. Aber vieles kann man lokal regeln. Eine Voest kann man vielleicht nicht lokal regeln. Das muss man, dann global denken. Wo kriegt man diese ganze Energie her? Es ist halt die Hälfte von dem Strom den Österreich braucht, bräuchte dann die Voest. Aber so fangen halt immer - Also es gibt den globalen Ansatz und der sagt halt immer, wenn wir heute alles umstellen, dann geht es nicht. Das ist richtig. Für manche Dinge, die kann man auch nicht lokal denken, aber sehr vieles kann man lokal lösen.

S: Ja.

N: Und wir haben da so Gedanken, Beispiele, zum Beispiel wenn jetzt ein Fahrzeug haben so einen PKW, der braucht im Prinzip die Stellfläche, die er hat, braucht er einen Fotovoltaik drüber. Also wenn ich einen Carport mit Photovoltaik drüber baue, dann kann die 15.000 Kilometer im Jahr fahren. Leider sagt man hier immer das geht nicht. Ja, ich meine, das Auto steht ja irgendwo. So ist es ja nicht. Ja, und gerade was die Photovoltaik angeht, gibt es ja noch. Also in Österreich wird immer, da wird ja immer geredet von den Netzen und so, aber wir sind da ja noch nirgends.

S: Ja, da kann man noch ausbauen.

N: Also da wird es jetzt sicher nach Deutschland schaut oder so, da ist schon klar, dass die Probleme haben teilweise. Aber bei uns, da sind wir noch auf sehr, sehr geringem Level.

S: Alles klar. Ja, dankeschön. Ja. Nächste Frage wäre dann wahrscheinlich auch wieder ähnlich wie die Kostenfrage, weil ja, es gibt eben die Szenarien, wie sich die Effizienzen und Energieverluste weiterentwickeln. Ich nehme an, da wird Ihre Antwort

eh auch sein, dass das eben auch der Marken- und Technologie-Wettbewerb, das Wichtigste sein wird.

N: Ja, ich würde das physikalisch angehen? Ich glaube, in so einer Arbeit hat es ja gar keinen Sinn, da technisch jetzt wirklich einzusteigen und zu sagen, wo geht die PEM, weil sie viel zu tief.

S: Wenn man da tief reingeht, nein.

N: Ich bekomme jeden Tag eine Mail oder eine Nachricht, dass jetzt die neue entweder Batterietechnologie, die bahnbrechende erfunden worden ist oder eine neue Elektrolyse Technologie. Und ich glaube, der zweckmäßige Ansatz wäre hier einfach zu sagen. Wenn man jetzt ein Verbrennungskraftmaschine habe, dann kann ich sagen, der Carnot Wirkungsgrad ist das theoretische Maximum. Ja, okay. Und das werde ich nicht verändern können. Solange jetzt nicht ganz große Umwälzungen passieren, die auch theoretisch nicht ganz hundertprozentig ausgeschlossen werden können. Aber das ist Mal sehr sicher, oder?

S: Ja.

N: Und beim Wasserstoff ist es halt so. Der hat dann einen Brennwert von 39,3 oder so irgendwas Kilowattstunden pro Kilo und weniger Energie werde ich nicht brauchen können. Und einen gewisse Verlust werde ich immer, immer haben. Und an den Carnot Wirkungsgrad bin ich nicht gebunden. Dementsprechend also kann es durchaus sein, dass Sie mal sehr nah an das hinkommen. Das ist nicht ausgeschlossen. Und wenn man sich jetzt vorstellt, es gibt jetzt 100 oder 200 Jahre Forschung, so wie bei einem Verbrennungsmotor, nur auf dieses eine Thema drauf. Ja, da kann das passieren. Aber das ist halt die Glaskugel. Wir wissen es nicht. Es gibt natürlich Leute, Physiker oder Chemiker, der jetzt mehr in die Kugel rein sieht. Der sieht es gibt auch Themen und andere Limitierungen usw. Es gibt rein die Thermodynamik, aber halt andere. Aber. Ja. Also, ich würde es so aufziehen. Das ist mal das Maximum. Da kann ich hin. Und einen gewissen Verlust wird man jetzt immer haben. Und dann ist halt die Zeitlinie, die Frage. Setze ich jetzt da 100 Jahre an, bis Sie dahin kommen oder kommen oder 50? Schwer zu sagen.

S: Okay. Passt.

N: Was da jetzt noch ganz wichtig ist. Das ist der essenzielle Punkt. Das muss man dann halt auch gut herausarbeiten. Die Effizienz wird ja oft so als als Selbstzweck dargestellt. Es ist nicht effizient, also vergessen, wir das. Das ist ja sogar bei Photovoltaik das Argument, dass man sagt ist nicht effizient. Aber entweder mach ich es oder ich mache ich es nicht. Und entweder habe ich den Strom oder eben nicht. Die Effizienz ist ja einfach eine Kenngröße im Maschinenbau für die Anlagen Optimierung. Ja, und natürlich will ich Effizienzen steigern. Das heißt was jetzt wichtig ist, dass man sagen muss, welche Effizienzsteigerungen sind möglich und die größte Effizienzsteigerung, die möglich ist. Da wird ja immer berechnet, was, wie Input. Und was ist der Output. Und ich hab das dann anfangen so aufzuschreiben, dass Wasserstoff Rezept nenn ich das. Was brauche ich, was sind die Zutaten für Wasserstoff? Für grünen braucht man 9 Liter Wasser, 50 bis 60 Kilowattstunden Strom und dann bekommen wir raus einen Kilo Wasserstoff, acht Kilo Sauerstoff und der Rest ist Wärme. Und wenn ich den Wasserstoff, den Sauerstoff und die Wärme nutze, dann habe ich 100 % Effizienz.

S: Ja.

N: Und dementsprechend sind auch alle Anlagen, die wir entwickelt haben, alle immer so angelegt, dass sie einfach die drei Faktoren nutzen. Bei MPreis wird die Wärme ausgekoppelt und da ist ein Industriebetrieb daneben. Also die haben ihren eigenen

Produktionsbetrieb und das geht da im Prinzip alles rein. Weil man die Wärme dort eh braucht. Oder beim Zillertaler Bahnprojekt da mag es am Anfang jetzt am komplexesten erscheinen. Aber in Wirklichkeit ist es da so, dass das ist in Mayherhofen und da hat jedes Hotel hat seinen Wellnessbereich. Also da gibt es genug Wärmesenken und wo man sowieso Wärme braucht.

S: Ja ich meine ich habe auch mal was gelesen von wegen Wasserstoff Bussen die dann die Wärme im Winter einfach wenden um innen halt zu heizen.

N: Ja, das ist sowieso. Das ist wieder die andere Seite. Dass man ja sowieso probiert, alle Energie Brösel auf zu jausnen. Also ich rede gerade von Elektrolyse und auf der anderen Seite geht das Rezept dann wieder in die andere Richtung. Also bei öffentlichen Verkehren zum Beispiel ist es so, da geht immer die Tür auf und zu. Das heißt, es ist gerade ein Projekt, was wir jetzt auch machen da ist. 50 % ist Fahr-Energie, 50 % ist Heizen, Kühlen und paar Prozent die müssen halt dann irgendwo da weg. Die sind halt für den Rest. Und das heißt, wenn ich jetzt dort Wasserstoff einsetze, für den öffentlichen Verkehr. Und dann haben wir mal im Winter den Fall, dass der Wirkungsgrad extrem hoch ist. Klarerweise. Im Sommer, was Wärme Kälte macht. Geht aber es dann nicht mehr so simpel. Aber deshalb, das ist halt immer ein wesentlicher Punkt für die Frage. Und das ist bei allen Prozessen so. Entweder nützt man das, was da ist oder nicht.

S: Macht Sinn, macht Sinn.

N: Es geht auch beim Verbrennungsmotor ja auch. Da gibt's ja einfach anderes systembedingtes Problem.

S: Ja. Bezüglich der nächsten Frage. Da habe ich jetzt schon unterschiedlichste Präferenzen gehört. Gibt es dann eine Art von Elektrolyseur, die Sie als am meisten Zukunftsversprechen sehen? Oder ist das auch eher projektabhängig Ihrer Meinung nach? Weil besonders zwischen Alkali, PEM und SOEC gibt es ja die unterschiedlichsten Präferenzen, gefühlt.

N: Bei MPreis ist eine alkalische Elektrolyse. Alkalische Druck Elektrolyse. Der Verbund, der Partner ist bei der Zillertal-Bahn präferiert eher die PEM. TIWAG präferiert jetzt eher mal die PEM. Es hat alles seine Vor- und Nachteile und man wird sehen. Was im Marken,- Technologie-Wettbewerb übrig bleibt. Es ist auch möglich, dass einfach die Technologien gewisse Nischen dann für sich behaupten können. Natürlich kann es auch so sein. Und es ist als Glaskugel-Leserei. Oder wenn man sich jetzt vorstellt einen Verbrennungsmotor denke ich mir oft, den gibt es dann auch für Laub-Gebläse, oder keine Ahnung was. Im Prinzip hat man dann ja alles damit gemacht oder alles kann man dann den Verbrennungsmotor verwenden, der extrem komplex ist, vom Aufbau aber kaum was kostet. Durchaus möglich, dass sich da auch in der Industrialisierung dann irgendetwas herauskristallisiert, das einfach dann da unschlagbar günstig ist. Aber Ja, alle drei haben ihre Vorteile. Die alkalische ist einfach robust. Im Prinzip auch langlebig und für so große Anlagen hat sie gewisse Vorteile. Die PEM hat halt höhere Leistungsdichten, oder muss sie haben. Ist daher vielleicht prinzipbedingt die Haltbarkeit etwas eingeschränkt. Ist vielleicht auch anfälliger prinzipbedingt. Und der SOFC hat natürlich halt den Vorteil dieser Hoch Temperatur Wärme. Von der Skalierung weiter hinten. Ja, also man wird das sehen. Welche Anlagen können jetzt besser skalieren. Also welche skalieren dann besser auf von 100 Megawatt auf Gigawatt. Weil da sind wir einfach bei alkalisch sieht man da jetzt bei.

S: Am weitesten eher.

N: Fünf MW Stacks. Und was dann kommt. Ein zehn MW Modul, das dann schon größer und. Bei der PEM sind wir halt bei 2,5 MW Stacks. Und ob es überhaupt fünf

kommt wird man erst sehen.

S: Obwohl die Voest hatte schon ein sechs Megawatt PEM Projekt.

N: Naja, das sechs MW hat die Anlage, aber das Deck hat so 250 kW.

S: Oh Okay. Unterschied.

N: Genau. Die Anlage sind einfach vieles Stacks. Ich glaube 450 oder fünf? Ich bin mir nicht ganz sicher, müsste man schauen. Die Stacks, ich glaube, die haben unter einem MW.

S: Okay und quasi zusammen sind es dann die sechs MW.

N: Ja.

S: Alles klar. Okay. Ja, und eh fast die letzte Frage schon. Aber auch einfach wieder so eine Einschätzung bezüglich der Lagerung und dem Transport von Wasserstoff. Weil da ist ja doch auch das große Thema, dass das ja eigentlich recht schwierig ist mit der Infrastruktur, die wir jetzt gerade haben. Und da gibt es ja die unterschiedlichsten Lösungsansätze, dass man es in Ammoniak umwandelt oder Methanol oder sonst irgendwas. Wo ja aber auch natürlich wieder Kosten entstehen und Energie verloren wird und hin und her konvertiert werden muss. Und, also ich persönlich gehe nicht davon aus, dass da jetzt eine universelle Antwort gibt. Aber einfach so eine Einschätzung von Ihrer Seite bezüglich der Frage, wie man das eben so angehen könnte.

N: Ja, ich würde es wieder so angehen. Es gibt den globalen Ansatz und den lokalen Ansatz. Wenn ich jetzt lokal bleiben, das heißt, ich habe angenommen, ich hab eine Photovoltaik, hier eine Kleinwasserkraft Anlage, ich habe eine Windanlage. Ich zeige kurz was. Da sieht man, diese Energiestrategie 2050 Energieautonom: Umbau mit Strom, das ist der wesentliche Umbau, der jetzt passiert weltweit. Und da diese beiden Prozesse Power on Demand und Power to Hydrogen, die wir beide bearbeiten, in zwei Forschungszentren E-West und Hy-West. Und das ist im Prinzip dieses System. Also wenn ich es jetzt lokal denke, ist diese Sonne, Wasser, Wind, aus dem kommt der Strom und dann kann ich den Strom direkt nutzen. Also entweder gehe ich übers Netz oder ich verwende ihn direkt, um Wasserstoff zu machen. Und dann ist dieser Wasserstoff natürlich in erster Form mal gasförmig. Und dann wäre ja das Einfachste, das gasförmig auch zu machen. Weiß nicht, ob das am Schirm ist, aber da ist das Problem. Das Wesentliche ist diese Richtlinie, dass ich pro Standort maximal fünf Tonnen Wasserstoff speichern darf.

S: Okay.

N: Das ist ein sehr großes Problem eigentlich.

S: Es ist eine österreichische Richtlinie?

N: Nein, es ist europäische Richtlinie. Und da geht es um Gefahren-Stoffe. Da geht es einfach darum, wenn sehr große Mengen an Gefahren-Stoffen an einem Ort gelagert werden, dann gelten einfach sehr viel höhere Sicherheitsvorschriften.

S: Okay.

N: Was durchaus Sinn macht. Der Wasserstoff ist da im Vergleich zu Erdgas und Öl extrem benachteiligt.

S: Okay.

N: Und es ist immer noch so. Ja, dann wird es am ehesten gasförmigen Wasserstoff sein. Wenn ich jetzt globaler denke. Das heißt, ich muss jetzt Wasserstoff von Australien nach Japan bringen. Dann wird geht es gasförmig nicht mehr. Das heißt, eigentlich geht es da vor allem darum, die volumetrische Energiedichte zu erhöhen. Und dann kommt man natürlich automatisch in solche Dinge rein: Ammoniak, e-fuel, Methanol und diese Liquid Hydrogen Carrier (LOHCs). Das kommt dann halt auch zustande.

S: Ja alles klar.

N: Also ich würde das so sehen: Lokal der gasförmige Wasserstoff. Also dezentral. Ich erzeuge und nutze die eigene Ressource.

N: Lokal kann man dann auch sowas machen. Du hast mit Logistik Containern. Das ist aber eher für kleine Test-Betriebe und weiter. Und wenn man lokal mehr machen will, dann bietet sich eine lokale Leitung an, eine kleine lokale Pipeline unter Anführungszeichen. Und wenn man jetzt österreichisch denkt, dann wird es auch noch immer mit der Pipeline, Wasserstoff-Pipeline dann. Und da kann man auch größere Mengen durch bringen. Da gibt es dann zwei Möglichkeiten. Entweder ich, ich speise den Wasserstoff in eine bestehende Erdgasleitung ein. Oder die Variante zwei: Ich baue eine reine Wasserstoff Pipeline auf. Das hier sind die zwei Dinge, die jetzt gerade überlegt werden. Da gibt es dann so Wasserstoff Einspeisen-Geschichten. Netterweise. Ich komme gerade von einer Sitzung und es wird gerade eine Richtlinie gemacht. Da haben wir heute ein Treffen gehabt. Also für diese Wasserstoff Einspeisung. Wie man das machen soll für Wasserstoff. Ja, so kann man eine lokale Logistik am Berg ausschauen. Also mal für die Erprobungsphase. Ich fahr den Container hin. Und das ist jetzt alles noch gasförmig. Also lokal, regional Österreich, europäisch ist eigentlich dieser gasförmige Wasserstoff im weitesten Sinne. Dann gibt es natürlich Spezialfälle. Wenn wir sagen, ich will jetzt einen LKW, ein Flugzeuge oder solche Sachen, wo man einfach für die Anwendung wieder höhere Energiedichte braucht, dann kann der flüssige oder der compressed Wasserstoff interessanter werden. Aber das ist eigentlich eine Erfordernis aus der Anwendung. Und wo es auch interessant sein könnte für Back up Geschichten. Sagen wir mal, diese Elektrolyse fällt aus. Da muss ich jetzt Wasserstoff hin liefern, dann könnt ich den zum Beispiel hier flüssig anliefern, weil ich da einfach größere Mengen auf der Straße transportieren kann. Aber das ist eher eine Speziallösung.

S: Okay.

N: Und das andere ist wirklich dann das, was da jetzt angesprochen ist. Das ist halt, wenn ich jetzt aus Afrika oder aus Australien oder aus den USA Wasserstoff importieren wollte. Da wäre zum Beispiel diese Variante mit einem dieser Carrier, ein Thema.

S: Alles klar passt.

N: Und was vielleicht auch wichtig ist. Um so weiter vom Wasserstoff weg gehe. Umso weiter ist eher die Distanz, oder? Das würde ich jetzt behaupten. Wenn ich jetzt auf Ammoniak gehe, dann ist es wirklich, zumindest Afrika-Europa. Wenn ich jetzt auf LOHC geh, das wird zum Beispiel schon angesprochen für Rumänien nach Österreich. Gibt es auch so ein Projekt. Aber das ist ein ganz frühes Projekt. Nicht, dass das jetzt nächstes Jahr gebaut wird, aber halt, was halt so in den Köpfen ist. Weil ich natürlich, da den Wasserstoff wieder leichter rauskriegt und in der Anwendung dann schon näher bin.

S: Alles klar.

N: Die Analogie kannst du auch einfach immer ziehen vom Erdgas.

S: Ich habe das mit der Erdgasleitung jetzt nicht ganz verstanden im Sinne von...

N: Ja, beim Erdgas ist es ja so, das Erdgas von Russland wird über die Pipeline gasförmig angeliefert. Und wenn ich es von Amerika haben will, dann ist es halt LNG, also verflüssigtes Gas. Es wäre also wie flüssiger Wasserstoff. Und im Prinzip funktioniert es mit Wasserstoff ist es ganz gleiche. Sobald ich aufs Schiff muss, ja.

S: Braucht man es quasi in der Form. Alles klar.

N: Wir wollen da die volumetrische Energiedichte verringern.

S: Passt. Ja letzte Frage war eigentlich eh schon einfach auch noch so zur Orientierung für mich, ob es irgendwelche speziellen Projekte oder Länder oder Unternehmen gibt, die man sich speziell noch anschauen könnte. Einfach so als Orientierung, um da noch mal eben so quasi diese Best Practice sich anschauen zu können. Falls Sie da irgendwas haben, wo wir sagen Ja, das fällt sofort auf. Ansonsten ich habe da mittlerweile eh auch schon ein paar rausgefunden. Also das ist jetzt mehr so eine Interessensfrage.

N: Die die halt in Österreich viel machen; Im Prinzip gibt es da, diese Liste. Warte, ich zeig es dir. Da gibt es eben die WIVA. Ich weiß nicht ob du schon auf die gestoßen bist.

S: Noch nicht. Nein.

N: Als das ist die Wasserstoff Initiative Austria Power and Gas. Und wer halt in Österreich viel mit Wasserstoff macht, ist da dabei.

S: Okay. Alles klar.

N: Also. Viel macht die OMV. Der Verbund. Die Wiener Stadtwerke haben jetzt mittlerweile auch schon ein paar Sachen gemacht. Voest - globaler Ansatz. Energie Steiermark haben ein Projekt. Dann gibt es halt da die die Forschungseinrichtungen. Es ist technische Forschungseinrichtung.

S: Alles klar. Dann ja. Von meiner Seite wäre es eigentlich eh auch schon wieder. Insofern auf jeden Fall schon mal vielen Dank fürs Zeit nehmen und ausführlich erzählen und erklären.

N: Ja dann viel Erfolg mit der Arbeit. Bin sehr gespannt.

A.3.4 Martin Brunner (Verbund), per mail, April 21, 2022

Sophie Hilbert: Können Sie kurz über Wasserstoffstrategie und die Rolle vom Verbund beim Übergang in eine Wasserstoffwirtschaft erzählen?

Martin Brunner: VERBUND setzt gemeinsam mit Partner:innen auf grünen Wasserstoff mit dem Ziel, die Dekarbonisierung des Industrie- und Mobilitätssektors voranzutreiben.

Im 2017 gestarteten H2FUTURE-Projekt, unterstützt durch das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), wurde gemeinsam mit den Forschungsprojektpartner:innen ein 6- MW-ProtonenAustausch-Membran-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyseur) umgesetzt. 2019 wurde dann erstmalig grüner Wasserstoff mit der Demonstrationsanlage produziert. In weiterer Folge ließen sich zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten mit der Anlage demonstrieren. Eine dieser Anwendungsmöglichkeiten war die Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch die Anlage. Zusätzlich wurden Tests zur Maximierung der Wasserstoffproduktion durchgeführt. Der grüne Wasserstoff wird primär für den Einsatz in der Stahlproduktion hergestellt. Mit Ende 2021 wurde das Forschungsprojekt H2FUTURE schlussendlich erfolgreich abgeschlossen und die daraus erzielten Erkenntnisse in Folgeprojekte eingebracht.

Auf nationaler Ebene ist VERBUND Partner in der vom Klima- und Energiefonds geförderten Vorzeigeregion WIVA Power & Gas. Der Fokus der WIVA-Projekte, an denen VERBUND beteiligt ist, liegt auf der Produktion und dem Einsatz von grünem Wasserstoff in Industriebetrieben oder zur Speicherung in Lagerstätten. Mit dem WIVA-Projekt H2Pioneer koordiniert VERBUND ein Forschungsprojekt, das auf den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Halbleiterindustrie fokussiert.

Beim Innovationsprojekt Carbon to Product Austria (C2PAT) setzt VERBUND auf die Kooperation mit den Industriepartner:innen Lafarge, Borealis und die OMV und auf die Erprobung des Einsatzes von grünem Wasserstoff in einem Kreislaufwirtschaftsprojekt.

Einen weiteren Fokus auf neue Wasserstofftechnologien legt VERBUND mit dem Projekt HOTFLEX: Am VERBUND-Standort Mellach wird im Zuge dessen gemeinsam mit Partner:innen aus Forschung und Industrie und mit Unterstützung der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) eine neue Wasserstofftechnologie getestet. Das Herzstück der Forschungsanlage bildet das Hochtemperaturelektrolyse-/Brennstoffzellensystem mit einer Nennleistung von 150 kW.

Der Einsatz von Wasserstoff im Transportbereich ist das Ziel der Kooperation mit den Zillertaler Verkehrsbetrieben. Die Schmalspurbahn im Zillertal soll ab Ende 2023 mit Wasserstoffantrieb im Probetrieb fahren. Der grüne Wasserstoff dafür wird aus erneuerbarem Strom von den VERBUNDKraftwerken im Zillertal erzeugt.

Einen großen Schritt in Richtung Internationalisierung der Wasserstoffaktivitäten geht VERBUND mit dem Innovationsprojekt Green Hydrogen@Blue Danube. Ziel ist es, eine europäische Wasserstoffwertschöpfungskette von der Produktion aus Erneuerbaren über den Transport bis hin zu den Abnehmer:innen gemeinsam mit internationalen Partner:innen

aufzubauen. In 2021 liegt der Umsetzungsfokus im Projekt gemeinsam mit Abnehmer:innen auf der Entwicklung regionaler Wasserstoff-Hubs. Im Zuge dessen beteiligt sich VERBUND am laufenden IPCEI (Important Projects of Common European Interest) Prozess und vernetzt sich mit Wasserstoffinitiativen in Europa.

S: Haben Sie Daten/Infos bzgl Kosten (die Sie teilen können) - CAPEX, Energie, sonstige Kosten die anfallen, als auch ihre Prognosen wie sich das in der (nahen) Zukunft noch ändern könnte/wird?

M: Haupttreiber Strompreis.

Die Kosten für die Elektrolyse selbst werden im Laufe der Zeit sinken (jetzt ~1,5M€/MW). Durch den aktuellen „boom“ haben sich die Lieferzeiten für Elektrolysen massiv verlängert, was wiederum eine Verzögerung bei den Projekten bedeutet. Zum Verständnis: Wenn aktuell ein PEM Elektrolysehersteller eine Anlage > 20MW baut, dann macht er das wahrscheinlich zum ersten Mal...Die Hersteller stellen gerade von Manufaktur auf industrielle Fertigung um, das wird für alle Elektrolysetechnologien eine massive Preisreduktion bei den Komponenten bringen. OSBL Kosten werden immer rel. gleichbleiben.

Würde unbedingt dazu folgende Studien anschauen:

<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf>

<https://ispt.eu/media/ISPT-public-report-gigawatt-green-hydrogen-plant.pdf>

[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologie n.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologie_n.pdf)

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

S: Worin sehen Sie die besten Möglichkeiten die Produktionskosten zu senken?

M: Viele Parameter zu bedenken: Qualität? (1.0 bis 8.0?). Skalierung, Haupttreiber Strompreise (woher kommt der grüne Strom- PV, Wind und wie sind dessen Gesteungskosten), Optimierung der Vollaststunden, ...

S: Haben Sie Daten/Insights bzgl Effizienz und Energieverlusten der verschiedenen Prozessschritte von grüner Wasserstoffherstellung, ebenso wie Ihre Einschätzungen bzgl der Entwicklung hier in der Zukunft und besonderem Potenzial bezüglich Verbesserungen?

M: Es gibt unterschiedliche Effizienzen von Elektrolysen (würde Hersteller fragen bzw. in deren Datenblättern nachschauen). Daten für Energieverluste oder Effizienzen im Speziellen haben wir keine freigegeben.

Die Anlage in Linz wurde in verschiedenen Betriebs & Testzenarien gefahren die genau ausdefiniert wurden, diese sind aber nicht generell, sondern speziell auf das Einsatzszenario im Stahlwerk konzipiert geworden. Public Reports dazu gibt's auf der H2Future Projekthomepage.

Für Effizienzen und Energieverluste gibt's zwei sehr gute Studien dazu:

<https://ispt.eu/media/ISPT-public-report-gigawatt-green-hydrogen-plant.pdf>

<https://ispt.eu/media/Public-report-gigawatt-advanced-green-electrolyser-design.pdf>

Ein wichtiger zu bedenkender Faktor ist die Nutzung der Wärme. Wenn diese nicht genutzt werden kann oder eben schon (Abwärme Nutzung) -> ergibt dann im Gesamtsystem einen höheren Nutzungsgrad.

S: Gibt es eine Art von Elektrolyseur die Sie als besonders zukunftsversprechend sehen? Weshalb?

M: Kann man so nicht beantworten. Es kommt auf den Einsatzzweck und die benötigte Menge an H₂ an (Einsatzprofile etc.). Auch neue Technologien (Hochtemperatur ist gerade am „Sprung“ von Forschung zu industriellem Einsatz) sind im Kommen und werden ihren Platz finden. Die Hersteller sind am Umstellen von „Manufaktur“ auf industrielle Serienproduktion, danach wird sich sicher zeigen welche Art und welcher Ausbau stabil und wirtschaftlich interessant für die Abnehmer ist.

S: Wie denken Sie wird man die Lagerung/den Transport von Wasserstoff lösen? Stand jetzt ist ja die Infrastruktur nicht wirklich angepasst. Denken Sie wird man Wasserstoff in Ammoniak/Methan umwandeln? Oder denken Sie eher an andere Lösungsansätze?

M: Die Mengen die gebraucht werden zur Dekarbonisierung werden mit Sicherheit importiert werden müssen. Das wird aller Voraussicht nach langfristig mit Pipelines gemacht. Es wird ein Mix aus unterschiedlichen Speichermöglichkeiten sein (je nach Bedarf und Qualität) Ein Beispiel für lokaler Speicherung ist zb das F&E Projekt Underground Sun Storage 2030. Auch die Transportwege selbst können als Speicher dienen.

Methanol oder Ammoniak ist beides möglich und wird auch schon gemacht. Auch hier ist noch nicht klar wohin die Reise geht...der Markt für grünen Wasserstoff ist erst in der Entwicklung.

-> Hier als Quelle für die Masterarbeit die European Hydrogen Backbone Initiative heranziehen.

S: Zur Orientierung: gibt es Unternehmen/Projekte/Länder an denen man sich als best practice orientieren könnte (auch global gesehen) die Sie mir nennen könnten?

M: Internationales Projekt in GW Maßstab: HyDeal

H2 Strategie Niederlande: Infos zb hier:

(https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/file_attach/Brochure%20FCH%20Netherlands%20%28ID%209474122%29.pdf)

In Österreich gibt es auch eine Reihe von spannenden Projekte –viele wird (nicht nur hier) getestet und ausprobiert – die (notwendige) Förderlandschaft will immer etwas Neues sehen und keine „profane“ Umsetzung.

A.3.5 Dipl.-Ing. Mag. Davide Trebo and Christoph Wisser Siemens), April 27, 2022

Sophie Hilbert: Ja, sollen wir gleich losstarten? Sie haben ja ich von mir die Liste bekommen mit den Fragen. Ich kann sie Ihnen einfach vorlesen. Genauso also meine

erste Frage wie eh, das Sie mir einfach ganz kurz zu erklären, was bei Siemens so die relevanten Wasserstoff Projekte sind. Ich meine ich weiß, dass mit dem Verbund und mit der Voest das eine Projekt war, ich glaube 2016. Das H2Future. Aber ja, quasi einfach die Projekte von Siemens und auch ein bisschen was die Rolle von Siemens ist beim Übergang in der Wasserstoff Wirtschaft. Das wäre so die erste Frage als Einstieg. Christoph Wisser: Willst du antworten oder soll ich antworten?

Davide Trebo: Vielleicht kannst du übernehmen.

C: Ja, Gut. Also die Siemens hat irgendwie mit 2000er oder 2010er Jahre angefangen, im Bereich PEM. zu entwickeln. Das war damals noch eine Einheit innerhalb der Corporate Technologie. Und da war also schon klar, dass es irgendwann mal bedeutsam sein wird, grünen Wasserstoff herzustellen. Und seitdem hat sich das weiterentwickelt. Wir sind über kleine Anlagen, die noch so containerisiert waren, jetzt in Größenordnungen gegangen, die bei und 17 Megawatt sind für die Standard Anlage. Und die werden, sage ich mal durch durch Vervielfachung dann in dem Bereich mehrere 100 Megawatt dann auch skalierbar. Unsere Schwerpunkt Märkte oder Projekte sind eigentlich große Anlagen. Also wir sind jetzt nicht so wahnsinnig kleine Projekte - hier Stadtwerke xy die irgendwo eine Windturbine haben, die sie irgendwo einsetzen wollen zur Wasserstofferzeugung - sondern wir legen den Schwerpunkt auf große industrielle Projekte. Wo dann der Wasserstoff nicht direkt benutzt wird für Mobilität oder so, sondern wo dann entweder grauer Wasserstoff ersetzt wird.

C: Jedenfalls, da solche Raffinerie Projekte, die im Moment eben grauen Wasserstoff benutzen, der aus Erdgas-Dampf-Reformierung gewonnen wird. Da ist es relativ einfach den zu ersetzen, weil da wird einfach die Wasserstoff Quelle geändert und der nachfolgende Prozess in der Raffinerie, der muss überhaupt nicht angepasst werden. Deswegen sind so Raffinerie Projekte eigentlich sozusagen early mover. Aber wir machen jetzt auch einige Projekte in Norwegen und auch im Mittleren Osten. Da geht es um große Anlagen für Ammoniak Herstellung. Ammoniak das basiert im Moment auch weitestgehend auf Erdgas und da kann man auch relativ leicht umstellen, weil auch da die nachfolgenden Prozesse mehr oder weniger identisch sind. Und das sind riesige Mengen, die da benötigt werden. Da redet man dann auch in Zukunft - jetzt noch nicht - jetzt reden wir erst mal über so kleinere Pilotanlage von 100, 200 MW, aber in Zukunft werden das auch Gigawatt Anlagen sein. Dafür wollen wir die entsprechende Elektrolyse Technologie bereitstellen. Was unsere Rolle ist, kommt ganz aufs Projekt an, also wir fangen an mit einer reinem System-Lieferung. Das wir also wirklich nur die Kern-Elektrolyse Anlage liefern. Und ein EPC oder ein System Integrator würde die dann mit Hilfs- und Nebenanlagen und gegebenenfalls auch noch mit weiteren Prozessanlagen, wie zum Beispiel bei Ammoniak oder Methanol Herstellung, würde dann den Rest machen. Aber wir sind auch daran interessiert, uns weiterzuentwickeln und Partnerschaften aufzubauen mit Technologie Lieferanten, die beispielsweise die Prozesse wie Fischer-Tropsch beherrschen und die die Ammoniak-Synthese beherrschen. Da sind dann Firmen, die nennt man Namen wie KBR, die im Grunde keine Lieferinteressen haben, sondern die verkaufen nur Prozess der Technologie. Und mit denen sind wir auch im Gespräch, weil wir auch Interesse daran haben, dann solche Anlagen gesamt zu bauen. Wir haben ja bei Siemens Energy große Erfahrung mit dem Bau von großen Projekten. Das waren in der Vergangenheit Kraftwerks Projekte oder Strom-Übertragungs-Projekte. Da haben wir Projekte beispielsweise in Ägypten im Wert von mehreren Milliarden abgewickelt. Und das wird im Kraftwerksbau zunehmend weniger. Und wir versuchen jetzt in dem Bereich Power-to-X, da auch als Gesamtanlage-Anbieter uns zu engagieren. Das wird noch ein bisschen dauern, bis wir

dazu in der Lage sind. Wir werden dazu auch Partner brauchen, weil wir diese Prozess Technologie nicht im Haus haben. Aber in die Richtung wollen wir uns entwickeln.
D: Und das sind die diese Kernaussagen von dir gewesen. Erst einmal Skalierung, ganz wichtig. Industrie, also direkte Nutzung in der Industrie, weil nur dort kann es am Ende des Tages hinterher wirtschaftlich sein. Und das Thema Partnerschaften.

Partnerschaften auf allen Seiten. Weil es braucht ja Abnehmer. Es braucht solche, die den Strom zur Verfügung stellen. Auf der anderen Seite technologisch genauso Partnerschaften. Das ist eine generelle Tendenz am Markt.

S: Ja, alles klar. Danke schön. Ja, mein Fokus bei der Arbeit ist ja auch quasi die Produktionskosten von Wasserstoff und wie man die quasi optimieren kann. Das heißt bei der zweiten Frage, ich weiß, da werden Sie wahrscheinlich auch nicht so viele konkrete Sachen überhaupt teilen können. Aber quasi besonders für Sachen wie eben das CAPEX für Elektrolyse Geräte und so weiter. Ob Sie da irgendwelche Prognosen haben bezüglich wie sie das auch in der Zukunft weiterentwickeln könnte. Auch wenn es jetzt keine genauen Zahlen sind. Sonst vielleicht irgendwie wie die Kosten Kurve aussehen könnte. Wie gesagt, ich weiß, da ist es schwierig konkrete Sachen zu teilen. Also nur falls Sie irgendwelche Einschätzungen haben, die Sie teilen können.

D: Es sind ein paar grundlegende Punkte, die dort reinspielen, die man schon generell auch diskutieren kann. Erstens einmal mit einer Skalierung wird's günstiger. Das zweite ist, es wird günstiger, wenn die große Produktion von Anlagen anläuft. Das bedeutet, mit der Produktion von größeren Mengen wird es günstiger. Auf der anderen Seite haben wir Effekte, natürlich im Moment am Materialpreis Sektor, die gigantisch sind. Also es ist durchaus üblich, Kupfer 60, 70 % teurer. Aluminium springt. Also die ganzen Materialien bringen ganz massiv nach oben. Also es ist ganz schwierig zu sagen, wie wird am Ende des Tages ein absolut Betrag ausschauen. Aber tendenziell wird man den Preis, den CAPEX wenig nach unten bringen. Aber teilweise wird diese Entwicklung am Materialpreismarkt das ganze wieder wegfressen.

C: Aber ich glaube ja, dass das so ein temporärer Effekt ist, der dann irgendwann mal sich wieder erholt. Also, dass diese Preise im Moment so durch die Decke schießen, das glaube ich, wird ja nicht ewig anhalten.

D: Ja, es wird sich vielleicht nicht ganz so zurückbilden, wo es einmal war, aber irgendwann wird sie es vernünftigerweise beruhigen. Das haben wir 2009, da war auch so eine Welle. Man generell ist CAPEX im Vergleich zu OPEX. Diese Frage stellt sich immer: Was ist wichtiger? In der Regel trifft es OPEX, die Stromkosten. Das ist sicher der der Hauptpunkt an der ganzen Produktion. Es sind andere Punkte, die relevant sind. Das bedeutet, wie wird die Anlage betrieben? Wenn ich die Anlage ständig zu 100 % Auslastung betreibe, wirkt sich der CAPEX in Summe natürlich weniger aus. Wenn ich die Anlage aber sage ich mal dem Verlauf des der Stromverfügbarkeit entsprechend betreibe, dann wiegen die CAPEX etwas mehr. Es sind auch Systeme, die da mit reinspielen. Natürlich, wie ist der Wirkungsgrad der Anlage? Und es ist sind andere Themen auch drinnen. Nutze ich die Abwärme, als Beispiel. Ich könnte mit Wärmepumpen danach die Wärme nutzen zum Heizen, für die Fernwärme-Koppelung. Es gibt viele Möglichkeiten hier Optimierungen durchzuführen. Aber ich glaube das sind auch die kostenlose nur der Anlage. Das nächste ist: große Kosten, die rundherum sind. Wo steht die Anlage? Das bedeutet, habe ich den Abnehmer gleich daneben, brauche ich die Pipelines dazu? Wie stehen die Kosten dort? Das nächste ist. Wie steht es auf der Stromseite? Habe ich die Umspannwerke? Habe ich dort die Infrastruktur zur Verfügung? Deswegen ich glaube wirklich, dass das sage ich mal auch ein ganz wichtiger Punkt ist: industrielle Nutzung. Weil auch bestehenden Industriegeländen viel

der Infrastruktur schon vorhanden ist. Also das sind Faktoren, die wahrscheinlich noch einen größeren Einfluss haben auf das Ganze.

C: Und gerade was du sagst, möchte ich unterstreichen. Ich meine, es wird immer viel über CAPEX geredet, weil klar, ich sage mal, Projekte, die jetzt hier in Europa stattfinden, da kann man nicht viel am Strompreis machen. Aber international ist es natürlich so, es werden sich die Projekte dort ansiedeln, wo Strom günstig ist. Wir sehen das jetzt schon in Südamerika, in Chile, da haben wir ja auch unser, sage ich mal, unser Lighthouse Project. Und auch in Mittleren Osten, Oman, Saudi Arabien. Da werden diese Mega Anlagen gebaut, weil da grüner Strom - in Chile über Wind und in Saudi-Arabien über Sonne - sehr zuverlässig und sehr günstig hergestellt werden kann. Bei den LCOH, da ist zu 70 bis 90 % der Strompreis dominierend. Und nur 10 bis 30 % hängt da vom CAPEX der Elektrolyse oder der Wasserstoff Anlage ab. Es ist natürlich immer noch wichtig, da wettbewerbsfähig zu sein, weil da gibt es auch einen Technologiewettbewerb zwischen PEM und Alkali und zwischen verschiedenen Anbietern. Da ist auch ein Wettbewerb und dem stellen wir uns natürlich auch. Aber ausschlaggebend, wo so ein Projekt und wo die Megaprojekte realisiert werden, ist die Verfügbarkeit von günstigem grünen Strom.

D: Vielleicht Christoph, ich habe hier gehört, dass es auf EU Ebene irgendwelche Ziele gegeben hat bezüglich CAPEX pro Megawatt. Kennst du diese?

C: Nein

D: Vielleicht können Sie selber ein bisschen recherchieren?

S: Auf jeden Fall.

D: Oder Sie wissen es schon irgendwo, Sie wissen es bereits. Anscheinend hat es gewisse Ziele gegeben, wo ungefähr ein Megawatt im CAPEX sein kann. Aber auch diese CAPEX Betrachtung ist nach meiner Meinung sehr, sehr unscharf, weil es sind Faktoren, die auch den Preis treiben könnten. Es ist das nächste. Mit welchem Druck muss diese Anlage diesen Wasserstoff abliefern? Das bedeutet, was kostet mir die Kompression im Hintergrund? Ist bereits deionisiertes Wasser da? Muss ich noch die Grundstücke anschaffen? Also es sind viele andere Sachen, die noch mit einwirken in dieser Betrachtung, sodass es eigentlich einen Megawatt Preis hier anzugeben völlig unseriös wäre.

C: Ich weiß, dass Zahlen im Raum rumschwirren.

S: Ja, es gibt da auch X Studien.

C: Von Projektentwickler, die unterwegs sind, wo die LCOH hin müssen, aus deren Sicht. Die reden zwischen 1,5 bis 2 US Dollar in mittlerer Frist, so bis 2030. Und das glauben die dazu ist ein CAPEX von circa 500 € pro Kilowatt notwendig.

D: Das ist, wenn man die Marktsituation jetzt auch betrachtet, einen gewissen Inflation pro Jahr sowieso ansetzt, persönlich nicht realistisch ist. Ein Stück weit weg von der Realität ist. Das nächste ist man wie optimiert man die Anlage? Wo optimiert man die hin? In eben Richtung Effizienz? Ja oder nein? Und wie schon gesagt: Was ist alles drin? Also wenn ich alles rundherum wegstreiche von Einhausungen, von von Anbindungen, von Kompression, dann kommt natürlich ein völlig anderer Preis heraus. Das heißt letztendlich, von solchen Preisen zu reden macht keinen Sinn.

S: Passt. Dankeschön. Dann haben Sie mit eh auch die zweite Frage bezüglich besten Möglichkeiten die Produktionskosten zu senken schon beantwortet mit den ganzen Sachen, die das quasi die beeinflussen. Weil Sie jetzt auch über Elektrolyse und PEM oder Alkali gesprochen haben. Es gibt da ja auch die SOEC. Und da wollte ich einfach mal fragen, ob Sie da der Meinung sind, es gibt da einen Elektrolyse Typ, der besonders Zukunftsversprechen ist oder ob es da eher aufs Projekt auch ankommt und was da so

ihre Insights dazu sind, weil da gibt es ja eben, wie Sie gesagt haben, diesen technologischen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Elektrolyse Geräten und die haben ja alle ihre eigenen Vor und Nachteile.

C: Ja. Also wir sehen das Alkali natürlich auch gerade da interessant ist wo eine konstante Verfügbarkeit von Strom gewährleistet ist. Also wo man nicht dem Stromprofil, was fluktuieren ist - beispielsweise aus einer Windkraftanlagen - hinterher fahren muss. Weil die Lastwechselgeschwindigkeit der Alkali dazu nicht ausreicht. Also die braucht da auch eine gewisse Grundlast. Brauchte auch relativ lange, um erst mal wieder warm zu werden. Aber bei großen Anlagen, die konstant mit Strom versorgt werden können, macht eine Alkali gegebenenfalls Sinn. Ja, wir sind auch in dem Bereich unterwegs. Wir entwickeln uns auch in diese Richtung weiter. Was diese Hoch-Temperatur-Elektrolyse angeht. Die hat sicherlich Vorteile bei Prozessen wo sowieso hohe Temperaturen im Prozess vorkommen und Abwärme genutzt werden kann. Da mag die von Vorteil sein.

D: Da ist der Reifegrad natürlich ein völlig anderer im Vergleich zu den anderen Anlagen.

C: Genau da sind wir jetzt also noch nicht.

S: Noch nicht marktreif.

C: Technologisch auf dem Level, dass da schon wirklich Großprojekte realisiert werden können. Aber wir sind da natürlich auch in der Richtung unterwegs. Ich denke mal, das wird für alle drei genannten Technologien Anwendungsfälle geben und die werden alle ihre Berechtigung haben. Ich glaube nicht, dass am Ende von diesen dreien nur eine das Rennen macht und als die Technologie der Wahl übrig bleibt. Es wird Alles drei geben können, denke ich.

D: Ja, es sind schon ein paar Sachen, die man vielleicht rundherum ein bisschen betrachtet, wenn man in Richtung sustainability schaut. Klar, ein schöner Vorteil der PEM. Ich habe keine Chemikalien drinnen, das ist eine sehr, sehr saubere Technologie. Wenn ich zum Beispiel Sauerstoff nachnutzen will, dann ist auch eine PEM sehr, sehr geeignet dafür. Alkali weniger. Vielleicht korrigiere mich Christoph, wenn ich da was Falsches sagt. Aber wie gesagt, dann entsteht da auch ein gewisser Wettbewerbsvorteil. Und es sind andere Faktoren, die auch mit reinspielen. Das bedeutet letztendlich wie gehen jetzt Unternehmen mit dem Thema Sustainability? Gibt es Recycling Konzepte? Wie schaut es mit Produktion aus? Wie wird die aufgesetzt? Das bedeutet, in Summe schauen die Kunden bei uns immer mehr drauf, dass wir die gesamte Kette hier sustainable aufgebaut haben. Das sind durchaus Faktoren, die über die reine Technologie hinausgehen.

S: Alles klar. Passt. Dankeschön. Ja, eine Frage, die ich noch hätte. Grundsätzlich gibt es dieses Problem bezüglich Lagerung und Transport von Wasserstoff, weil der ja an sich relativ kostspielig und schwierig zu transportieren ist. Klar, Sie haben eh schon gemeint, am gescheitesten wird es wahrscheinlich sein, wenn man direkt in einem Industriegebiet wo man die Infrastruktur hat, das direkt verwendet. Weil man keine Pipelines usw hat. Wenn es jetzt aber so ist, dass man dann eben länger transportieren wird; was ich gelesen habe, sind ja dann Ammoniak oder Methanol usw dann mögliche Optionen. Was denken Sie, was da die sinnvollsten Lösungsansätze sind?

D: Grundsätzlich sagen ich immer so. Es arbeiten ja alle dran an einer gewissen Beimischung. Auch im Hochdruck lesen. Also vielleicht Gas Connect sind der richtige Ansprechpartner. Sie wissen ja, was in Österreich da alles passiert und schon kommuniziert ist dazu. Das ist einmal die 1ste gute Möglichkeit, die sich anbieten würde. Zum Thema Ammoniak. Auch hier gibt es Projekt Siemens Energie und

Aktivitäten in diesem Bereich. Okay, die Methanisierung. Es gibt andere Stoffe, die man machen könnte. Methanol, was auch immer. Es gibt auch andere Möglichkeiten, hier effizienter zu sein unter Umständen.

C: Dieses LOHC, dieses Trägermedium. Also, ich glaube, was das angeht; Ihnen geht es darum, wie der Transport auf weite Strecken aussieht. Wenn beispielsweise so eine Produktionsanlage in Chile ist und der Wasserstoff in Europa eingesetzt werden soll. Also da gibt es wirklich verschiedene Möglichkeiten, das sind Ammoniak, Methanol und eben auch dieses LOHC. Doch es ist auch noch unklar, was sich da durchsetzen wird. Ich kenne ein Projekt wo ein großer Utility Anlagenbauer oder Betreiber auch einen Ammoniak Cracker in Deutschland plant. Wo also Ammoniak der irgendwo im Middle East oder in Chile hergestellt wird, dann in Deutschland irgendwo an einem Nordsee Hafen angelandet werden soll und dann das Ammoniak wieder gespalten wird, um dann den Wasserstoff zu nutzen. Also werden tatsächlich schon Projekte auf zumindest skizziert und geplant. Mit diesem LOHC laufen auch schon kleinere Projekte. Ich weiß nicht, was sich da durchsetzt. Das muss sich noch zeigen.

S: Alles klar? Passt. Letzte Frage, die eigentlich hätte wäre - die haben Sie mit teils eher schon beantwortet - bezüglich sonstigen Projekten oder Ländern, an die man sich quasi orientieren kann als Best Practices. Sie haben jetzt schon Chile erwähnt und den Mittleren Osten. Ja, falls Sie da noch irgendetwas zu ergänzen haben. Falls was Ihnen noch einfällt, irgendein spannendes Projekt. Sehr gerne. Ansonsten haben Sie eh auch schon welche erwähnt.

D: Ja, Christoph, vielleicht kostet das Projekt in Chile etwas näher. Es ist eine Kooperation mit Porsche und mit sehr umfangreiches Projekt. Vielleicht kannst du auf das Projekt ein bisschen mehr eingehen.

C: Ja, dieses Projekt in Chile, das ist ein Projekt, wo Porsche als Eigentümer mit drinnen ist. Siemens Energy, wir sind da auch mit einem gewissen Anteil am Equity drinnen. Und dann ist da noch ein chilenischer Partner. Da wird dann so eine Anlage gebaut, die Diesel herstellt aus Wasserstoff, der mit Windkraft erzeugt wird. Und der notwendige Kohlenstoff, der kommt aus der Atmosphäre. Da ist also eine Direct Air Capture Anlage vorgesehen. Und dann wird über Fischer-Tropsch -oder Ich weiß nicht, ob es ein Fischer-Tropsch, oder das andere Verfahren ist - eben der Diesel hergestellt. Da sind wir dabei, eine Pilotanlage zu bauen. Das ist keine wirklich große Anlage. Aber es ist auch vor ein paar Monaten jetzt die Entscheidung gefallen, den nächsten Schritt zu gehen. Also man wird dann jetzt auch hingehen und eine größere Anlage bauen, die dann eine Größenordnung von 300.000 Tonnen im Jahr produziert. Da wird allerdings dann nicht mehr der Kohlenstoff aus der Luft geholt, sondern da wird biogen erzeugter Kohlenstoff verwendet. Da ist eine Biomasse Verbrennung involviert.

D: Das ist alles in Entwicklung. Und es gibt natürlich in Deutschland viele dieser Projekte, die in Entwicklung sind, weil die Herstellung von Flug Kerosin ist natürlich auch ein sehr attraktives Thema. Und auch da gibt es mehrere Projekte, auch in Deutschland, die aufgesetzt werden. Alles, was im Zusammenhang natürlich steht mit den Windrädern in der Nordsee, auch dort gibt es gewisse Themen. Und auch diese Projekte, die in unserer Nähe sind. Und ich glaube persönlich, dass Österreich da eine Vorreiterrolle spielen wird. Andere Länder können vielleicht mehrere Gelder schneller mobilisieren, wie auch immer. Aber ich glaube nämlich, dass sehr viel Forschung in Österreich passiert.

S: Alles klar. Von meiner Seite wäre es das eigentlich auch. Also, vielen herzlichen Dank, dass Sie sich die Zeit genommen haben und mir das Interview gemacht haben.

C: Sehr gerne.