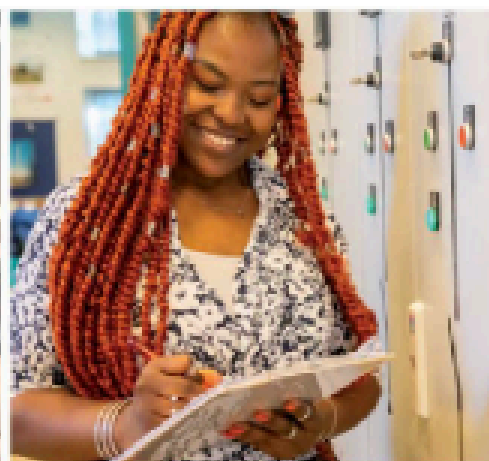
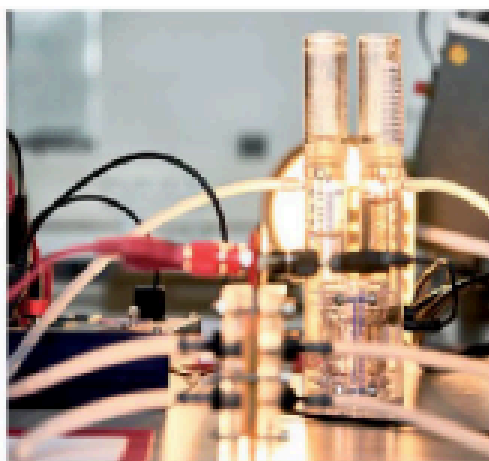
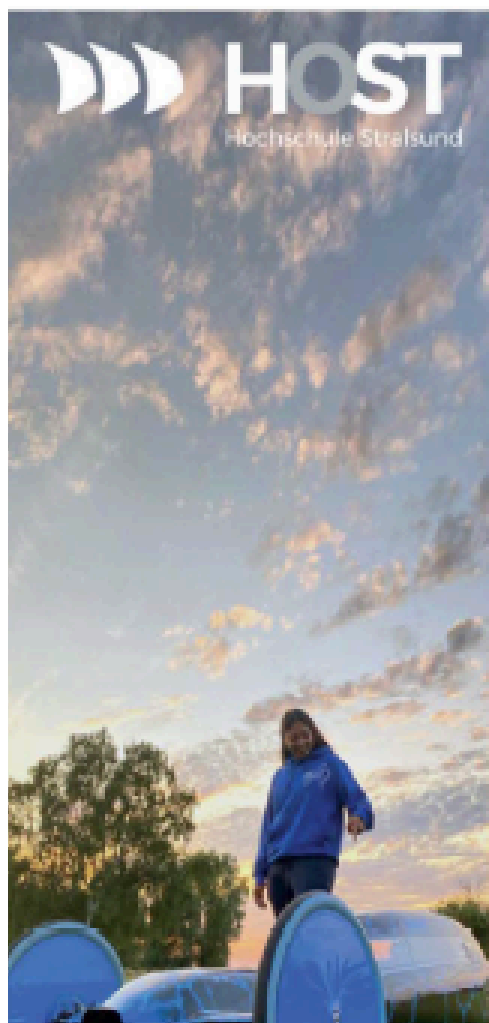


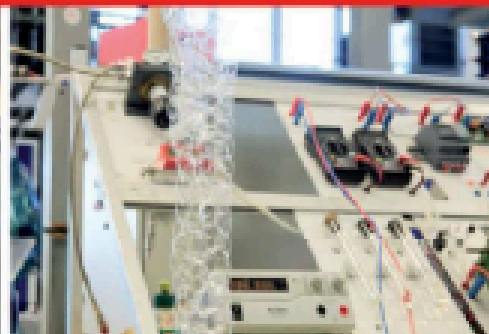
Hochschule Stralsund



Tagungsband Conference Proceedings



REGWA
31. Energie - Symposium
Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik



Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2024



Johannes Gulden (Hrsg.)



31. Energie-Symposium

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 13. bis 15. November 2024

Veranstalter: HOST - Hochschule Stralsund
 IRES - Institut für Regenerative EnergieSysteme
 IFEU - Institut für Energie und Umwelt e.V.

Herausgeber: Prof. Dr. rer. nat. Johannes Gulden
 Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de

©2024 by HOST - Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

DOI 10.18453/rosdok_id00004683



Kontakt

Hochschule Stralsund | Institut für Regenerative EnergieSysteme - IRES
Zur Schwedenschanze 15 | 18435 Stralsund (Germany) | E-Mail: regwa@hochschule-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis

Ahlhaus, M. Monitoring der Stromerzeugung einer Mini-PV-Anlage und Vergleich mit Simulationsergebnissen	4
Amin, M.; El-Harriri, I.; Gulden, J. Turbines as a Catalyst for Cost-Effective Hydrogen Production	11
Antwi, E.; Hayduk, M.; Gulden, J.; Sommer, R. Experimental and kinetic modeling study of methanol synthesis from H ₂ and CO ₂ ...	25
Brunnemann, J.; Hanke, T.; Vojacek, A. Modellierung des dynamischen Betriebs von Verfahren zur Abfall- und Biomasseverbrennung	33
Drews-Walking, P. Grüne Energie für die Mobilität: Speicherformen und Anforderungen an Infrastruktur und kritische Rohstoffe	42
Eichbaum, D. Hydrogen as a Service: Geschäftsmodellentwicklung für Wasserstoffdienstleistungen zur Sektorenkopplung in Deutschland	51
Groß, B.; Waldemar, W.; Heß, A.; Hübschen, B.; Friedrich, F. Wasserstoff im Saarland und der Großregion – Ergebnisse der Potentialanalyse zum zukünftigen Wasserstoffbedarf	64
Groß, B. Sh2amrock - Ireland's Emerald Hydrogen Valley	74
Jeuk, M.; Plinke, M.; Mahner, A.; Niepelt, R.; Brendel, R.; Hack, J. Energiesystemsimulationen für die Rolle von Wasserstoff und Kriterien für eine räumliche Analyse der PtG-Potentiale in Niedersachsen	78
Junge, H.; Wohlrab, S. MEthanolreformer mit innovativer GASreinigung zur H ₂ -Versorgung einer NT-PEMFC (MEGA)	87
Kerssen, C.; Baumann, M.; Thom, N. Reallabor dezentraler H ₂ -Hybridspeicher	90
Link, T.; Haller J.; Rathje, R. Entwicklung eines Nullemissionsmotors für stationäre Energiespeicherlösungen	97
Mäkelä, M.; Immonen, S. Advanced control methods in renewable energy	107
Meyer, L.; Cabral, S.; Almaguer, H.; Mustafa, T. Renewable Energies in Brazil – An Overview	115
Mustapha, F.; Groß, B.; Fleming, S.; Bryne, M.; Kruchten, F.; Reinstädter, M. Comprehensive Simulation and Validation of Green Hydrogen Value Chain in the KoNSTanZE Project: From Production to End-Use	125
Peters-Erjawetz, S.; Fichter, C. WindGISKI – Entwicklung eines KI-basierten Geoinformationssystems als Entscheidungshilfe bei der Ermittlung von geeigneten Flächen für die Windenergie	134

Rafoth, A.; Bleeck, S. Konzept zur Projektierung eines H ₂ -Hubs für Schiffe	137
Rost, U.; Kazamer, M.; Karimi, R.; Cieluch, M.; Kämper, M.; Neuhaus, P.; Roth, J.; Wickert, F.; Bordmann, M. In-situ Untersuchung von kostengünstigen Materialkombination in einem skalierbaren Testsystem basierend auf der hydraulischen Verpressung von Einzelzellen für die AEM-Wasserelektrolyse.....	146
Rothe, C.; Link, T. Die Entwicklung eines sphärischen Scrollexpanders	156
Sarvelainen, H.; Juusola, T.; Kuosa, M.; Tulinemi, E.; Korpela, T.; Rahiala, S. Utilization of ground energy in heating and cooling	168
Schunke, C. Wasserstoff, quo vadis? – Wohin bewegt sich die Wasserstoffwirtschaft?	176
Surkus, A.-E. Einfluss des Pyrolysegases in der Synthese von CoNiFe-Oxiden auf deren katalytische Leistung hinsichtlich der alkalischen Wasseroxidation (OER).....	185
Timmermann, W. The social/Societal impact of energy transition – the role of local energy communities.....	186
Uellendahl, H.; Szeimies, M.; Langmaack, T. Übergreifende Sektorkopplung der erneuerbaren Energiequellen durch Methanisierung von Wasserstoff mit CO ₂ aus Biogasanlagen	188
Wenzel, J.; Schmidt, C.; Link, T. Beschreibung der Verluste von Wärmespeichern in der Simulationsumgebung oemof mit Hilfe eines Zwei-Schichten-Speichermodells	192
Zeńczak, W.; Zapałowicz, Z. Experimentelle Untersuchungen der Effektivität von PV-Modulen auf Schiffen, die mit unterschiedlicher Wassermengen überflutet werden.....	201

MONITORING DER STROMERZEUGUNG EINER MINI-PV-ANLAGE UND VERGLEICH MIT SIMULATIONSERGEBNISSEN

Matthias Ahlhaus

Institut für Energie und Umwelt (IFEU) – An-Institut der Hochschule Stralsund (HOST)

ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung wurde die Stromerzeugung einer Mini-PV-Anlage am Standort Stralsund aufgezeichnet und ein Simulationsprogramm auf Basis von Excel modifiziert, um den erwarteten Tagesgang der erzeugten PV-Leistung zunächst für einen sonnigen Tag zu berechnen. Die Berechnung wurde anschließend durch zusätzliche Faktoren so modifiziert, dass auch die standortkonkrete Verschattungssituation sowie die aktuelle Wettersituation berücksichtigt werden kann. Für ausgewählte Tage wurde der gemessenen Tagesgang mit den Simulationsergebnissen verglichen. Erste Ergebnisse zeigen zwar eine befriedigende Übereinstimmung für sonnige Tage, aber weiterer Forschungsbedarf besteht für die simulierte Prognose bei Bewölkung. Als Zielstellung soll mit dem Tool ein Hilfsmittel zur Verfügung stehen, mit dem über ein Energiemanagementsystem die Wetterprognose genutzt werden kann, um den Eigenverbrauchsanteil von einer Mini-Solaranlage im Tagesverlauf und den Autarkiegrad eines Haushalts und damit auch den wirtschaftlichen Betrieb zu optimieren.

ZIEL

In privaten durch Haushalten kann die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von elektrischen Geräten durch die Nutzung von selbst erzeugtem Solarstrom verbessert werden. Die Steigerung des wirtschaftlich vorteilhaften Eigenverbrauchsanteils setzt voraus, dass die elektrischen Geräte dann genutzt werden, wenn Solarstrom zur Verfügung steht. Dies erfordert ein Energie-Managementsystem, das die elektrischen Verbraucher auch bei Abwesenheit der Bewohner zu Zeiten hoher Solarstromerzeugung betreiben kann. Dafür soll auf Basis von Wetterprognosen der Tagesgang der Solarstromerzeugung berechnet werden, um den optimalen Zeitpunkt für den Betrieb der Geräte zu ermitteln. Dadurch kann gleichzeitig auch der Autarkiegrad erhöht und der Speicherbedarf für Solarstrom reduziert werden, was sich ebenfalls ökonomisch vorteilhaft äußert.

Zur Berechnung des Ertrags von PV-Anlagen stehen viele Berechnungsprogramme zur Verfügung, die teilweise sogar kostenlos über das Internet angeboten werden. Diese Werkzeuge bieten jedoch meist nur die Möglichkeit zur Berechnung des Stromertrags über den Zeitraum von Monaten bis hin zu einem Jahr auf Basis von langjährigen Mittelwerten der wetterabhängigen Solarstrahlung. Um allerdings das Ziel der Erhöhung des Eigenverbrauchs über ein verbrauchsseitiges Energiemanagement (Demand Side Management) zu erreichen sind kurzfristige Prognosen für den Tagesgang der solaren Eigenstromerzeugung notwendig. Die dafür erforderlichen Informationen über die zeitlich ständig veränderliche Einstrahlung auf die horizontale Oberfläche an einem beliebigen Standort ist über astronomische Berechnungen verfügbar [1] und ermöglicht die Berechnung der momentanen Strahlungsleistung und der Globalstrahlungssumme (Global Horizontal Irradiance GHI) auch für sehr kurze Zeitintervalle [2].

Diese verfügbaren Möglichkeiten zur Berechnung der solaren Einstrahlung sollen in einem selbst entwickelten Berechnungswerkzeug genutzt werden, um den Tagesverlauf der solaren Strahlungsleistung unter Berücksichtigung der standortkonkreten und Uhrzeit-abhängigen Verschattungssituation durch Objekte mit unterschiedlichen Transmissionsgraden zu berechnen. Zusätzlich muss aber auch die aktuelle Wettersituation berücksichtigt werden; dazu wurde in das Berechnungswerkzeug ein variabler Parameter eingefügt, der die aktuelle Bewölkung bei der Berechnung der diffusen Einstrahlung berücksichtigt.

Im nächsten Schritt erfolgt auf Grundlage von Azimut- und Neigungswinkel die Berechnung der Einstrahlung auf eine beliebig geneigte und ausgerichtete Fläche der PV-Module. Abschließend sollen diese Berechnungsergebnisse in dem Tool genutzt werden, um unter Berücksichtigung der im Datenblatt [3] vorhandenen Angaben zum Wirkungsgrad der PV-Module den Tagesgang der erzeugten PV-Leistung zu berechnen. Außerdem sollen geprüft werden, ob mit einem zusätzlichen Faktor für die Bewölkung die

31. Energie Symposium

Berechnung der Einstrahlung an die Realität angepasst werden kann. Außerdem soll das Tool mit zusätzlichen Modifikationen auch die Stromerzeugung auf der Rückseite von bifazialen Module berücksichtigen können. Abschließend soll geprüft werden, ob die Simulationsergebnisse des Tools durch reale Messwerte bestätigt werden können.

GRUNDLAGEN

Die Position der Sonne in Relation zu dem Betrachter wird durch die beiden Winkel der Sonnenrichtung (Azimut) und Sonnenhöhe (Elevation) beschrieben und verändert sich kontinuierlich.

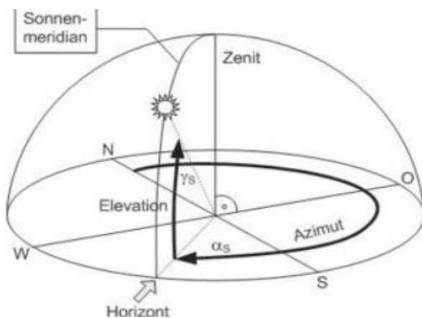


Abb.1: Winkel zur Beschreibung des Sonnenstands

Beste Ausnutzung der Einstrahlung ergibt sich auf einer Empfangsfläche, die kontinuierlich mit ihrer Flächennormalen in Sonnenrichtung ausgerichtet wird, was aber eine aufwändige Nachführung erfordert. Mit aufgeständerten PV-Modulen kann auch ohne Tracking zu bestimmten Zeiten eine höhere PV-Stromerzeugung erreicht werden als mit einer horizontalen Anlage.

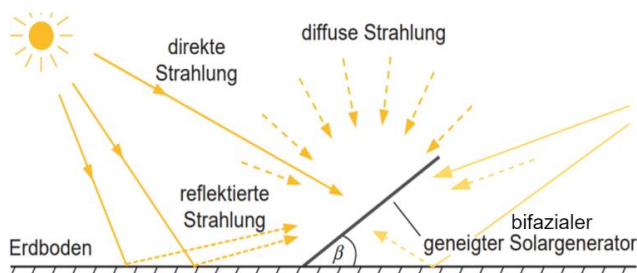


Abbildung 2: Richtungen der eintreffenden Strahlungsanteile auf ein geneigtes bifaziales PV-Modul

Maximale Einstrahlung ergibt sich am 20. Juni (Mittsommer) mit maximaler Tageslänge und maximaler Sonnenhöhe [1].

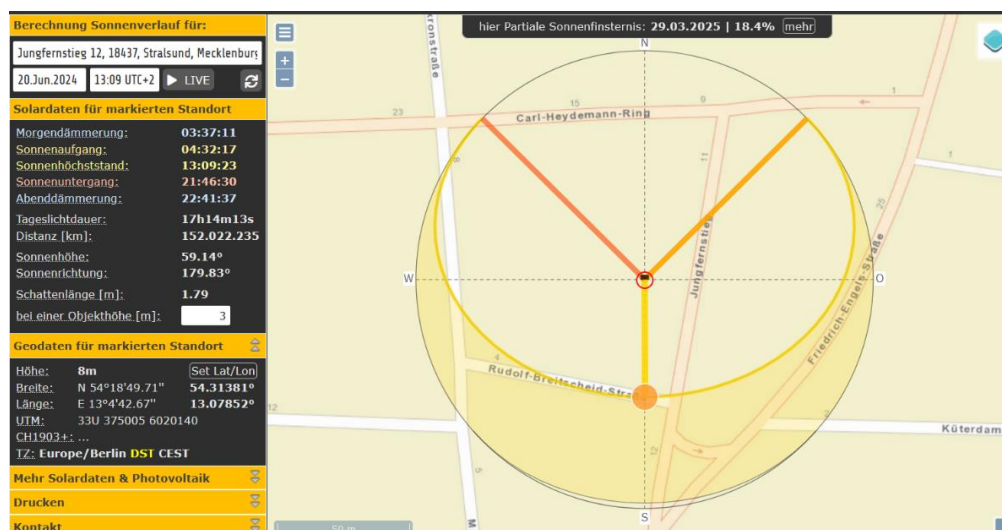


Abb.3: Einstrahlungsbedingungen am 20.6. für die Versuchsanlage

31. Energie Symposium

V-MODULE UND VERSUCHSANLAGE

Die Versuchsanlage wurde Ende 2022 als Mini-PV-Anlage aufgebaut und besteht aus zwei PV-Modulen, deren Datenblatt in Abb. 4 gezeigt ist.

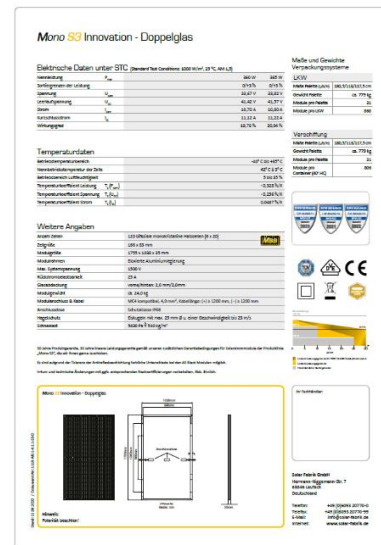


Abb.4: Datenblatt der bifazialen PV-Module

Die Versuchsanlage besteht aus zwei bifazialen PV-Modulen mit einer Leistung von jeweils 365 W_{peak}. Die Module sind nach Osten (86,8°) und Westen (266,8°) mit einem Neigungswinkel von 26° in einer Höhe von 3 Metern errichtet und in den Abb. 5 und 6 dargestellt.



Abb.5: Anlage in Süd-Nord-Richtung



Abb.6: Anlage in Ost-West-Richtung

Das urbane Umfeld der Versuchsanlage ist geprägt durch Häuser und Bäume, von denen eine zeitweise Verschattung der PV-Anlage ausgeht.



Abb.7: Panoramaansicht der Umgebung der PV-Anlage von Ost bis West

PV-MESSUNGEN

Die Messwerte der erzeugten PV-Leistung werden über eine WiFi-Switch alle 30 Sekunden gespeichert [4]. Am; Abb.8 zeigt den Tagesverlauf der gemessenen elektrischen Leistung am 2.5.2024 bei wolkenlosem Himmel; und es wurde eine Maximalleistung von 473 Watt erreicht. Klar erkennbar ist die verminderte Stromerzeugung am Vormittag, die aus der morgentlichen Verschattung der Anlage resultiert.

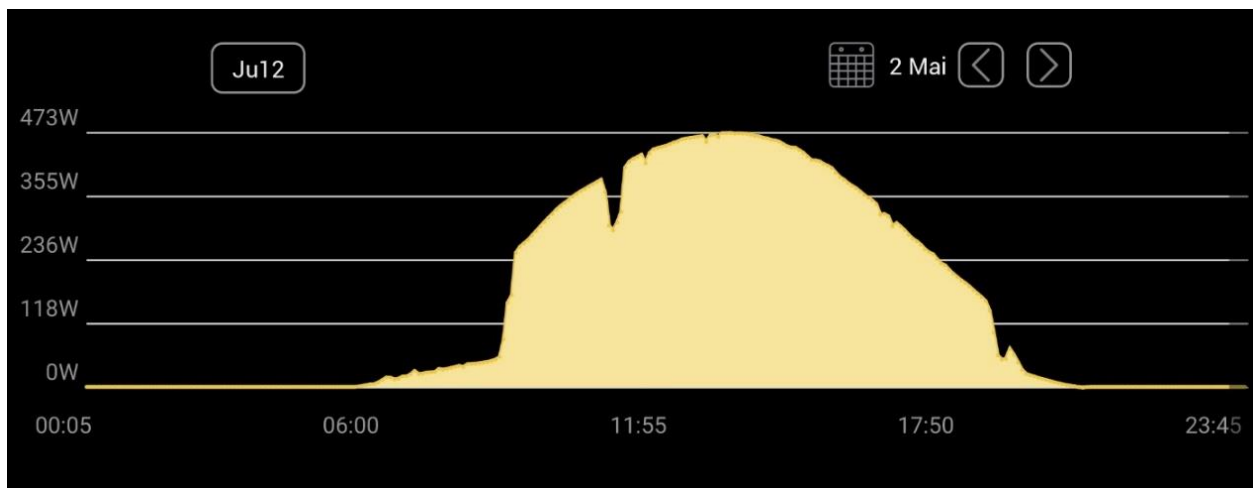


Abb.8: Tagesverlauf der gemessenen elektrischen Leistung am 2.5.2024 bei wolkenlosem Himmel

Im Unterschied zu der wolkenlosen Situation am 2.5. zeigt Abb.9 die Tagesverläufe der el. Leistung an den folgenden Tagen mit Bewölkung.

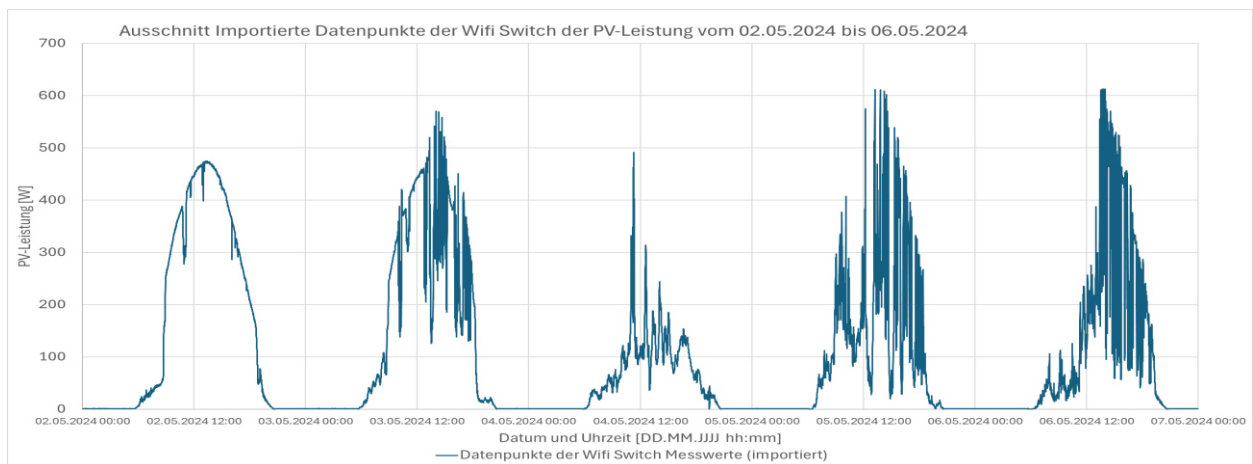


Abb.9: Tagesverläufe der el. Leistung bei unterschiedlicher Bewölkung

Es kann erkannt werden, dass die maximale el. Leistung mittags an Tagen mit Bewölkung und weißem Himmel höhere Werte erreicht als bei wolkenlosem blauen Himmel.

Im August wurden an sonnigen Tagen die Tagesverläufe der Solarstromerzeugung aufgenommen, wobei jeweils eines der Module vom Wechselrichter getrennt wurde. Wie erwartet wurde bei Betrieb von nur einem Modul eine geringere maximale Leistung von 266 Watt erreicht und der zeitliche

Verlauf entsprechend der Modulorientierungen verschoben. Die Abb.10 und 11 zeigen die gemessenen Tagesverläufe mit dem West- und Ostmodul.

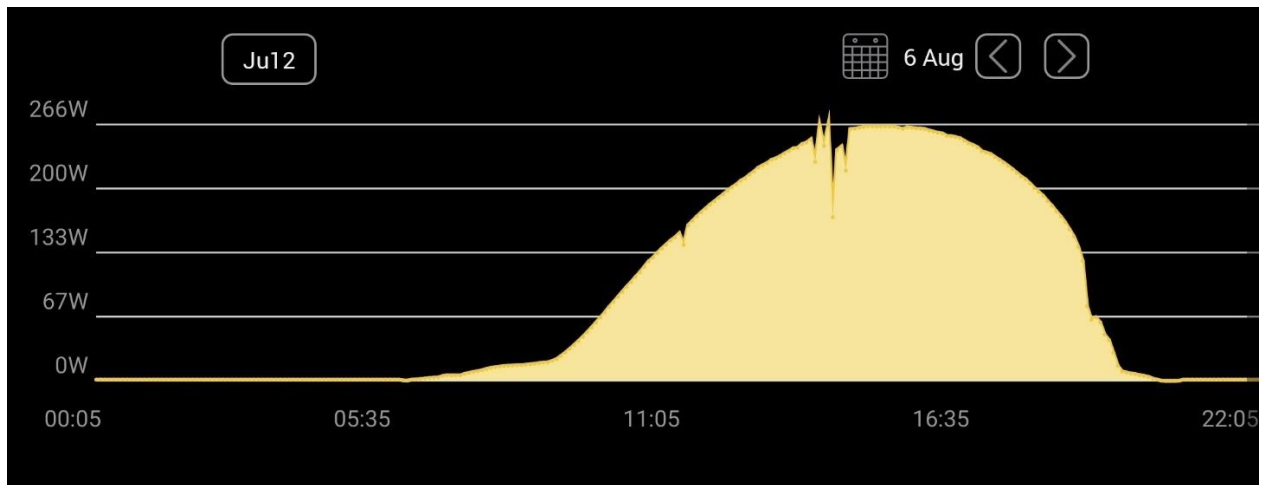


Abb.10: Tagesverläufe der el. PV-Leistung des Westmoduls bei wolkenlosem Himmel

Wegen teilweise wolkeigem Himmel wurde am 12.8. bei Betrieb nur des Ostmoduls eine geringere Maximalleistung von 303 Watt gemessen und das Profil des Tagesverlaufs ist zu den Vormittagsstunden verschoben.

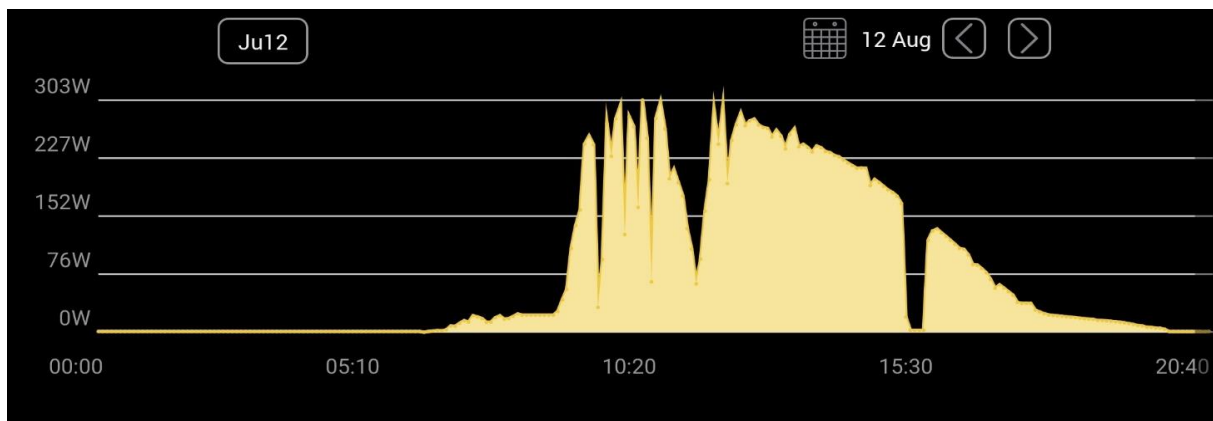


Abb.11: Tagesverläufe der el. PV-Leistung des Ostmoduls bei Teilbewölkung

SIMULATIONSERGEBNISSE UND VERGLEICH MIT MESSWERTEN

Zunächst wurde ein frei verfügbares Excel-Tool [2] zur Berechnung des Tagesverlaufs der solaren Einstrahlung für den Anlagenstandort und die unterschiedliche Ausrichtung der beiden Module angepasst. Außerdem wurden mehrere Objekte berücksichtigt, die zu einer zeitweisen Verschattung führen. Schließlich wurden mit den Angaben zu den Wirkungsgraden der Module und des Wechselrichters die momentanen Strahlungswerte in el. Leistung umgerechnet. Weiterhin wurde zur Optimierung des simulierten Tagesverlaufs Faktoren eingeführt, mit denen die Anteile der diffusen und reflektierten Strahlungsanteile veränderbar sind, so dass damit auch die Stromerzeugung über die Rückseite der bifazialen Module berücksichtigt werden kann. Da das Tool nur den Sonnenstand nutzt aber das Wetter nicht berücksichtigt wurden zum Vergleich die gemessenen Tagesverläufe an wolkenlosen Tagen genutzt. Abb.12 zeigt das Ergebnis des simulierten Tagesverlaufs der el. Leistung im Vergleich mit den Messwerten an einem wolkenlosen Tag.

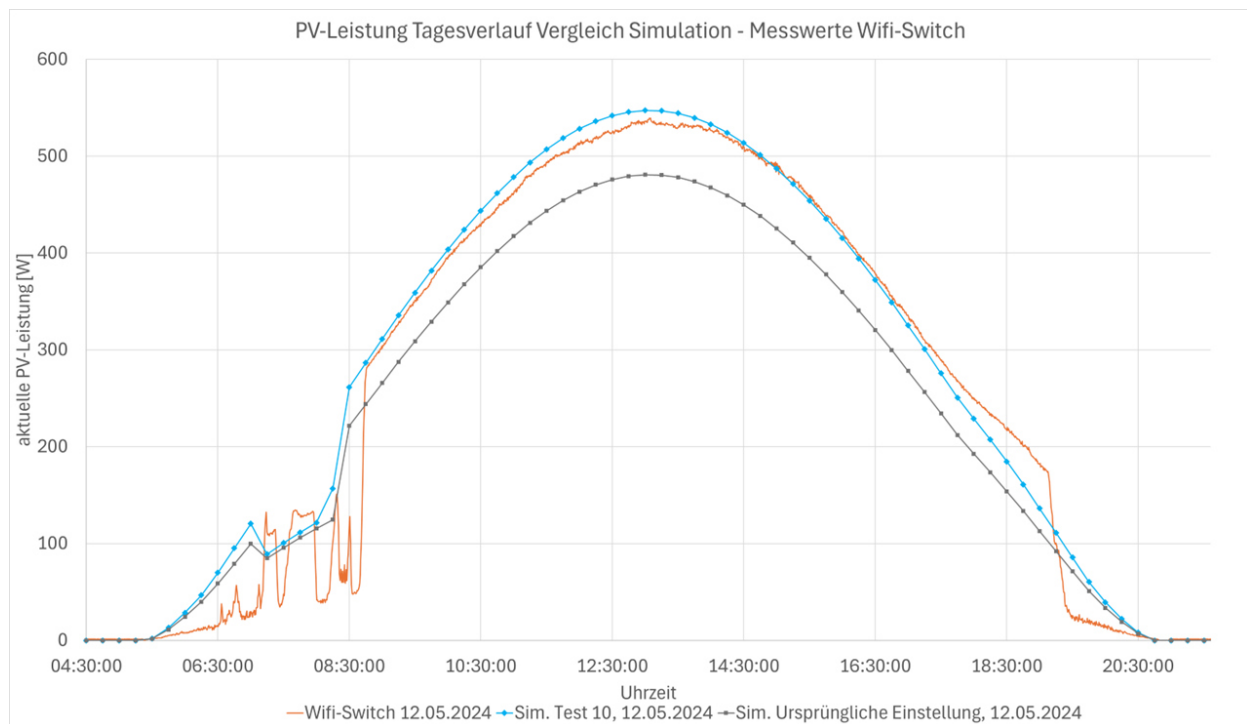


Abb.12 Vergleich von Simulation mit Messwerten der el. Leistung an einem wolkenlosen Tag

SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Nach etlichen Modifikationen des ursprünglichen Excel-Tools konnte der gemessene Tagesgang der PV-Stromerzeugung mit befriedigendem Ergebnis an einem sonnigen Versuchstag simuliert werden. Weiterer Forschungsbedarf besteht hinsichtlich der Überprüfung der Anwendbarkeit des Simulationstool mit den gewählten Anpassungsfaktoren für andere sonnige und ins besondere für Tage mit anderen Wetterbedingungen.

QUELLEN

- [1] www.sonnenverlauf.de
- [2] https://gml.noaa.gov/grad/solcalc/NOAA_Solar_Calculations_day.xls
- [3] https://www.solar-fabrik.de/wp-content/downloads/mono-s3/Mono_S3_360-365W_HC_MBB_Innovation_web_de.pdf
- [4] <https://mystrom.com/de/wifi-switch/>
- [5] Dikshant Gupta: Excel-Tool für kurzzeitige Betrachtung zu Solarstromertrag und Wirtschaftlichkeit einer privaten Photovoltaikanlage; Masterarbeit Hochschule Stralsund, 2023
- [6] Moritz Beil: Excel-Tool mit Begleittext „Analyse einer Mini-PV-Anlage“; Projektarbeit Hochschule Stralsund, 2023
- [7] Marvin Köhler: Optimierung eines Exceltools zur Berechnung von Solarertragswerten einer Mini-PV-Anlage im Tagesverlauf; Bachelorarbeit Hochschule Stralsund, 2024

REPOWERED WIND TURBINES AS A CATALYST FOR COST-EFFECTIVE HYDROGEN PRODUCTION

Mohamed Amin¹ Ibrahim El-Harriri¹ and Johannes Gulden¹

*¹ Instituts für Regenerative Energiesysteme (IRES)
Hochschule Stralsund
Stralsund, Germany*

ABSTRACT

The transition towards a sustainable energy future in Germany emphasizes the critical role of wind energy within the renewable sector, particularly in urban regions. As many wind farms approach the end of their operational lifespan, repowering aging turbines with advanced technology emerges as a strategy for enhancing performance. This paper explores the potential of repowering existing wind farms to facilitate sustainable energy conversion.

The study assesses various repowering scenarios, focusing on the reduction in turbine quantities while optimizing their output. A central aim is to evaluate whether repowering older wind farms can yield significant improvements in techno-economic performance. Specifically, the research investigates how repowered turbines can be integrated with hydrogen production systems, positioning hydrogen as a green energy carrier to fortify the sustainability of urban energy systems.

In addition to wind turbine repowering, the study employs advanced simulation, methodologies, and financial calculations. The research offers a comprehensive analysis of how new wind turbine technologies, coupled with electrolyser, can optimize both energy output and economic viability.

The findings show that repowering has the potential to substantially increase annual energy production while making hydrogen a cost-effective and scalable solution for urban areas. The research underscores that repowered wind farms, when coupled with hydrogen production, as a viable strategy for advancing the sustainability of energy systems are contributing to the broader energy transition.

This work highlights both the opportunities and challenges associated with repowering, offering valuable insights into how urban energy infrastructures can evolve through the integration of renewable energy sources and storage technologies

KEYWORDS

Wind Energy, Wind Farm Repowering, Hydrogen Production, Urban Energy Systems, Energy Optimization, Economic Viability, Cost-Effective Hydrogen, Energy System Evolution.

INTRODUCTION

Germany has always been one of the biggest players in the renewable energy field and especially wind energy [1]. As shown in Figure 1, Germany has had a semi exponential increase in the wind energy sector and by the end of 2023, Germany has constructed an outstanding aggregate portfolio with an operational capacity of 3,567 megawatts connected to proven potential [2]. The strong presence of wind power illustrates Germany's strategic positioning within Europe's overall energy transition ambitions. But, just like any machinery, wind turbines wear with age causing them to be less efficient towards the end of the lifetime. Therefore, the owners and operators of old or discontinued wind power facilities are forced to consider what to do with their aging fields [3].

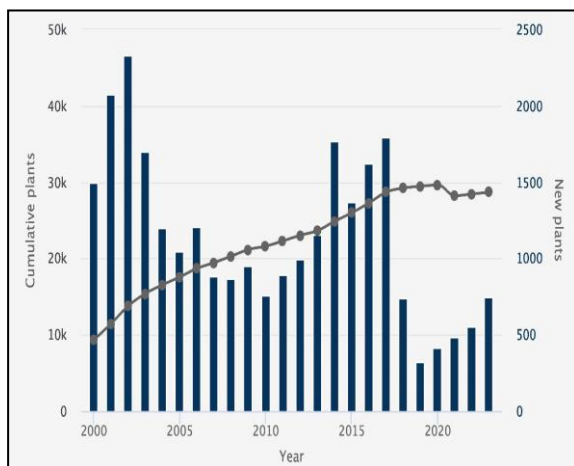


Figure 1 Statistical study shows the total quantities of WT's plants in Germany [2]



Figure 2 Wind turbine distribution in MV [4]

Figure 2 above shows the wind turbines built in the state of MV in Germany, while the early built wind farms have begun to approach their 20-year service life [5]. This presents a real crisis as the older wind turbines have been running for years and now offer reduced power production while increasing maintenance costs compared with modern units. Operators of end-of-life wind turbine fleets didn't have much of an option and the choices were always either to keep maintaining and executing life extending refurbishment or dismantling and recycling as much as possible[6-7]. Repowering is a solution to this problem [8].

Construction Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Number of Wind Turbines	62	36	23	118	140	86	168	46	120	47	33
Total Capacity (MW)	12	9	11	27	31	17	47	23	30	27	14
WT's Lifetime	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19

Figure 3 Statical data of aging wind turbines in MV [5]

The number of old wind turbines in MV is excessive, amounting to 846 WTs, from which several were constructed in years that date back to 1995, and others were commissioned by 2005, and several exceed the 20-25 years lifespan. Up to 98 WTs have mixed rated power and different models and

capacities ranging from (150-500) kW, while approximately 257 WTs range from 500 to 1000 kW. Moreover, the age distribution in Figure 3 shows that 246 Turbines, aged between 19-22 years, have a combined capacity of 94 MW, necessitating strategic planning for future repowering. Additionally, up to 399 turbine machines aged between 23 to 25 years, with a total capacity of 96 MW, require critical repowering examination and decisions. Furthermore, approximately 234 turbines, aged between 26-29 years, with a capacity of 59 MW, need immediate inspection to evaluate their current status [5],[9].

Repowering is defined as the process of replacing older turbines or components with new larger, more efficient ones that generate a higher Annual energy production (AEP) from the same wind farm [10]. This process optimizes the use of wind resources, enhancing the WF's overall efficiency by allowing the new WTs to generate more power at the same wind speed. The alternative, extending the lifetime of a WF, which involves replacing various WT components to improve availability, is less viable for very old machines due to the scarcity of spare parts or sudden failure. Consequently, repowered sites are more efficient, requiring fewer machines to produce more energy. Repowering wind turbines is not a new technology but rather an old one that didn't receive as much acceptance from wind operators as it should but now with the need to act, repowering resurfaced as the solution [10].

To gain a deeper understanding of the issue, it is crucial to focus on the repowering of wind farms in MV. The Schoenberg wind farm repowering project in MV serves as an exemplary case study for this research. As reported by BayWa r.e., this project proved to be a major development that updated the older generation turbines with ten new Enercon models and has been producing 23.5 MW worth of power since late 2019 [11].

As another repowering initiative, a feasibility study [12] In Italy showed the economic payback and environmental benefits of replacing outdated turbines with new modern WT machines. Using GSE databases and WindPro software, the study modeled scenarios in which repowering could multiply annual energy production three to five times. Such a strategy was found to be economically viable with a payback period of 5-7 years and a positive Net Present Value. The study also noted that repowering could reduce the number of turbines by almost one third, which would help avoid the current environmental and land use problems.

Finally, the technical and economical steps of repowering have been shown with the help of an illustrative case example [13] on Kayathar Wind Farm. After analyzing wind tools, existing capacity, and land availability, by choosing new turbine versions GAMESA G80 & LAGERWEY L72, the plant had its energy production considerably increased. These case studies demonstrate some of the practical advantages of repowering; particularly in areas where old turbines thrive.

RESEARCH OVERVIEW

The expansion of wind projects and improvement of their factors have made it evident that repowering methods are becoming more significant day by day. Given their long age, it is no surprise that wind turbines have been experiencing degradation over time as all technologies do [3]. It is a complex problem that degrades the performance and lifespan of wind energy systems significantly. Moreover, mechanical wear and environmental conditions or operational stresses contribute to the degradation issue. The single biggest contributor to turbine aging is mechanical wear, which occurs as the turbine blades spin constantly and gearboxes grind away with load fluctuation. Aerodynamic forces brought on by turbulence and varying wind conditions create material fatigue in wind turbine blades resulting in an average loss of 1.6% of their energy supply annually [3].

Wind Turbine repowering can be classified into three categories, the first category is partial repowering which is the simple process of exchanging the already existing wind turbine with the newer version of

the model maintaining the original installed capacity without doing any changes to the tower or foundation, such method can be a solution for specific limitations set on wind fields in rural areas and near urban cities where they have limited capacity on their grid or transformer so replenishing the lost yield and capacity factor over the years is the best solution for such conditions.

The second category of wind repowering is called semi-full repowering which is also the process of exchanging the already existing wind turbine with the newer version of a different model or a different manufacturer, similar to partial repowering this process doesn't do changes to the tower or the foundations but seemingly optimizes the best turbine in the market available to work at this specific location while maintaining the same hub height but with an increase in installed capacity, such process is beneficial where the limitations on the transformer and grid are absent and there is room for increasing the installed capacity.

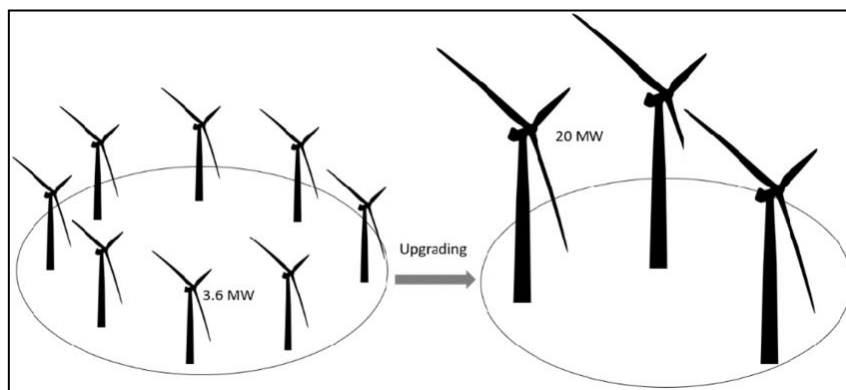


Figure 4 effect of wind repowering in decreasing turbines numbers [14].

Finally, the last type of wind repowering is full repowering which is the process of dismantling the whole turbine and building a new one with higher specifications, full repowering is more complex and time consuming than partial and semi-full repowering where every part of the old turbine is salvaged, such a process is built on the concept of land use and utilizes the debate of whether the public community accepts building new wind farms by replenishing the already existing wind turbines with higher yields, another advantage of full repowering is its effect in decreasing the amount of installed wind turbines due to the social discussion, as shown in figure 4 above an eight turbine wind farm with a capacity of 3.6 MW can be transformed into only a three wind turbine wind farm with a capacity exceeding 20 MW, which gives huge potentials to increasing energy capacity, reaching decarbonization goals and maintaining the public acceptance by decreasing the number of wind turbines and new technologies nearing 100% recyclability [15].

In light of the discussed facts regarding repowering this research is focusing on not only repowering but also hydrogen generation to utilize the excess energy needed and use hydrogen either as an energy carrier or in industry depending on the city's demand as shown in figure 5 below [16], to illustrate such system configuration a case study was conducted in this research investigating the repowering potential of a German urban city in MV with high capacity of old wind turbines with low capacities that already exceeded their lifetime and exploring several scenarios with different approaches for repowering and utilizing the hydrogen generation technologies to obtain sustainability.

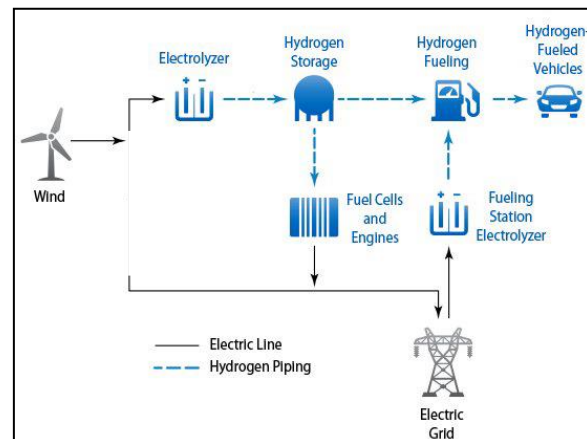


Figure 5 Schematic drawing shows the wind-to-hydrogen hybrid system and utilization of energies [16]

This study intends to not only perform a comparative analysis of the potential energy yield and efficiency but also analyzes possible methods for realizing repowering scenarios of different wind turbine selections and configurations, in old low-capacity wind farm within Mecklenburg-Vorpommern (MV), Germany. Including the wind farm's initial assessment, energy production at operation before and after, hydrogen production potential after repowering and possible implementation measures with their economic implications as well as technological benefits from replacing old turbines with new ones. Furthermore, this project steps through how electrolyzers as a load, can be blended as energy solutions that help increase renewable penetration and sustainability. Similarly, the steps covered various scenarios to evaluate net benefits by using techno-economic analysis tools along with simulation software and engineering formulas. Policymakers, wind farm operators, and other stakeholders in MV have the advantage of using the results for decision-making processes and avoiding the rising lack of wind available areas as contributors to Germany's renewable capacity increase goals [17-18].

METHODOLOGY

As mentioned in the previous chapters, this research focuses on assessing the potential of wind repowering as a method for increasing energy capacity and integrating hydrogen production in an urban German city within Mecklenburg-Vorpommern (MV). The study combines theoretical modelling, case study analysis, and techno-economic evaluation to demonstrate how repowering can address the challenges posed by aging wind turbines, while contributing to sustainable energy and decarbonization goals. The methodology is structured into several key stages: wind farm assessment, repowering scenarios, hydrogen production evaluation, and economic analysis.

The first step involves a comprehensive analysis of existing wind farms in Mecklenburg-Vorpommern, particularly those with aging turbines that have exceeded their expected lifespan. A key objective is to identify wind farms that are candidates for repowering, with a focus on urban wind farms that have either limited capacity due to outdated technology or are facing increasing maintenance costs.

In addition, the focus extends beyond energy generation and incorporates hydrogen production as an additional outcome of repowering. The potential for hydrogen production was evaluated through modeling the energy output of repowered turbines against the demand for hydrogen in the target city. The analysis will explore different hydrogen production capacities based on the availability of renewable energy and consider how excess energy can be stored and utilized for industrial or grid purposes. The efficiency of the electrolysis process was a critical factor in determining the feasibility of hydrogen

production, and several scenarios were tested to identify the optimal configuration of turbines and electrolyzers.

The final component of the methodology involves a detailed techno-economic analysis of the different repowering scenarios and their integration with hydrogen production. This analysis will provide insights into the economic feasibility of repowering and hydrogen generation, including capital costs, operational costs, payback periods, and return on investment (ROI). The evaluation was supported by simulation software and engineering formulas that model energy generation, hydrogen production, and economic outcomes. These tools will allow for a comparative analysis of the various repowering scenarios, considering technical, environmental, and economic parameters.

To prove the concepts of this study, a case study is conducted in a selected urban city within Mecklenburg-Vorpommern. The city chosen based on its wind energy potential, the presence of aging wind farms, and its capacity to integrate hydrogen production technologies.

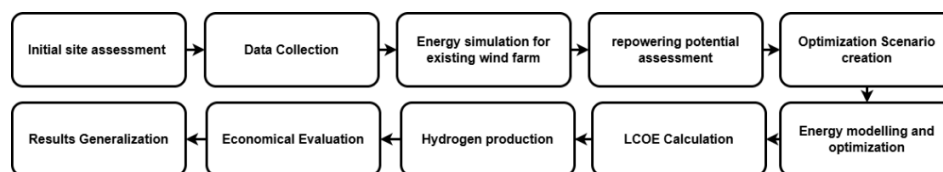


Figure 6 Case Study Overview

Figure 6 displays the strategy for the intended case study following a structured approach to assess the feasibility and impact of wind repowering integrated with hydrogen production in a selected urban wind farm in Mecklenburg-Vorpommern (MV), Germany. The methodology comprises several key steps designed to collect data, simulate energy production, optimize scenarios, and perform detailed economic and environmental analyses.

The first step of the case study involves evaluating the location of the wind farm, identifying key characteristics such as geographical constraints, local wind resources, and land use. This stage is critical for understanding the initial conditions before assessing any changes or improvements. Utilizing that a comprehensive collection of historical data was gathered, including information on existing turbines' specifications, performance, and maintenance records. This data will help assess the existing wind farm's current energy generation capabilities and identify areas for improvement through repowering.

Moreover, Using the collected data, a simulation will be run to model the energy output of the existing wind farm. This simulation will act as a baseline to compare the energy generation capabilities of the wind farm both before and after repowering and accordingly different repowering scenarios were developed, including partial, semi-full, and full repowering, to determine the most effective solutions. These scenarios will consider factors such as turbine size, capacity, and efficiency improvements, optimizing the use of the available wind resources.

In addition, the feasibility of each scenario was assessed. This step will provide a clearer picture of how each repowering method could impact the overall capacity and efficiency of the wind farm and the energy production potential after repowering was modeled using advanced simulation tools. This step involves testing various turbine configurations, operational settings, and energy storage options to find the optimal setup for maximum efficiency as well as an important economic evaluation that was carried out by calculating the LCOE for each scenario. This metric will help assess the cost-effectiveness of each repowering method, considering installation, maintenance, and energy production costs followed by utilizing the excess energy produced by the repowered wind farm to power electrolyzers for hydrogen

production. This stage models the potential for integrating hydrogen generation into the system, turning surplus renewable energy into a storable and transportable energy form.

Finally, a comprehensive economic analysis was conducted, including both the capital costs for repowering and hydrogen production infrastructure, as well as the operational costs over time. This evaluation will include ROI, payback period, and profitability for each scenario and appropriately the results from the case study will be generalized to provide insights for other wind farms in similar urban or semi-urban environments. These findings will inform decision-makers, policymakers, and stakeholders about the potential benefits of wind repowering and hydrogen integration, contributing to sustainable energy goals in the region.

Through this structured methodology, the case study will evaluate the technological, economic, and environmental viability of repowering aging wind farms in MV and integrating hydrogen production. The outcome will provide valuable insights for scaling up similar projects across Germany and beyond, contributing to a greener, more sustainable energy future.

CASE STUDY

Following a thorough examination of the northeastern section of Mecklenburg-Vorpommern, specifically the Vorpommern-Greifswald district, different sites were assessed [19] to identify the best location for upgrading an aging wind farm [20]. Multiple places in the district were considered through an evaluation that was conducted around the area of Landkreis Vorpommern Greifswald because of its flat landscape and already established infrastructure [19]. The repowering initiative's goals were hindered due to limited space for additional wind projects [17-18], despite the potential for agricultural use and solar installations and in corporation with the ReEnAct project [21] executed in the penetal Loitz area in the same district, the project shifted its focus to the region of Görmin, a village located in the district of Vorpommern-Greifswald. Görmin provides the perfect mix of elements for revitalizing aging wind farms. The area has a great capacity for generating wind energy because of its advantageous wind conditions [22]. Furthermore, its compact size enables efficient project supervision and implementation [23]. The current infrastructure and grid connection sites in Görmin and nearby areas make it simpler to incorporate the new energy production from the upgraded wind farm. This strategic position guarantees a smooth transfer of the significant energy output planned for this project. In that aged wind farm, the study will conduct the assessment and repowering scenarios of 6 old-adapted Wind turbines as shown in figure 7 below with an area of 552.6 m².



Figure 7 Görmin's site map from Google Earth [23]

The layout of the Görmin wind farm is presented in Figure 7, including specific distances between WT1 to WT6, the downstream distances, from 380 to 512 meters decrease wake effects as well establish

orthogonal separation of at least 182 and up to nearly 400 meters help eliminate turbulence [23]. The wind turbines in the location are Vestas V44 models and they have a rated power of 600 kW. Data collected from the Federal Network Agency showing the rotor diameter is 44m and the HH is equal to 65m [24].

RESULTS & DISCUSSION

Upon collecting the necessary data for use in the simulation software [25], the initial step involves inputting the geographic coordinates of the repowering site, followed by specifying the wind turbine (WT) characteristics, including the number of turbines and their rated power. The performance metrics are derived from the MERRA-2 global dataset resulting in an average monthly capacity factor (CF) of 23.7% [25].

Given the rational average wind speeds, the primary objective is to identify a selection of available wind turbines that match the different targeted repowering scenarios. This includes gathering detailed specifications, component characteristics, and wind class information for each turbine, which will form the basis for developing full repowering scenarios. The turbine selection process involved comprehensive research as well as a cross-validation process was undertaken with the databases available within the Renewable Ninja simulation software [25] to ensure compatibility and suitability for scenario simulations.

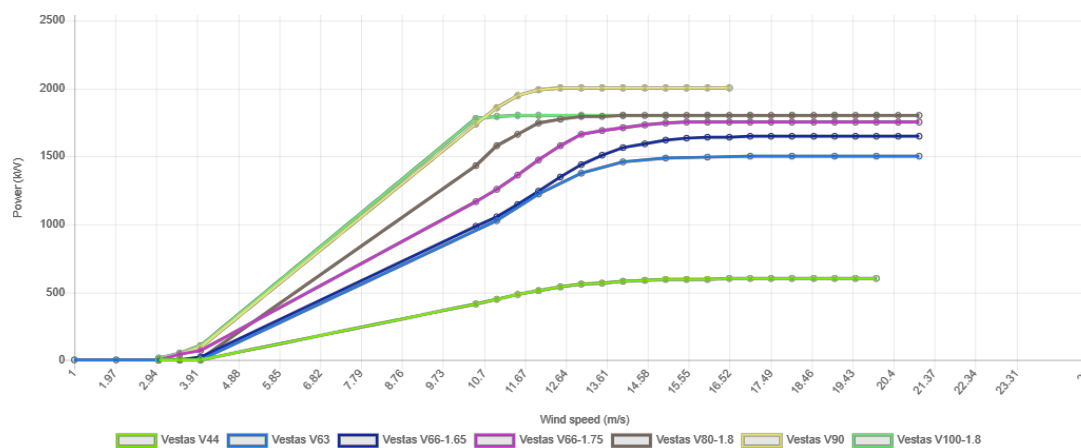


Figure 8 Power Curves of selected WTs [26]

Figure 8 displays the wind turbines investigated in this study [26], along with their corresponding power curves, which are compared to the power curves of the original turbines installed at the wind farm. The significant difference in potential between the power curves of the selected turbines and the existing turbines is evident, highlighting the substantial increase in energy generation capability. The improved capacity factors of the new turbines suggest that repowering the site would not only enhance overall energy production but also optimize the utilization of the available wind resource.

The following step in the case study involved the creation of various repowering scenarios. The criteria for developing these scenarios primarily include wind class, distances, available data, and turbine models available within the simulation software [25]. The wind classes considered for the study were Class 2 and Class 3, both of which are suitable for turbines designed to operate under the specific wind conditions of the site resulting in the scenarios illustrated in Table 1 below.

Table 1 Repowering Scenario Configuration

#	Scenarios	Capacity	Number WTs	Rotor Diameter	Hub Height
S1	Partial Repowering	Equal	Equal	Equal	Equal
S2	Semi-full Repowering	Higher	Less	Larger	Equal
S3	Semi-full Repowering	Higher	Less	Larger	Equal
S4	Semi-full Repowering	Higher	Less	Larger	Equal
S5	Full Repowering	Higher	Less	Larger	Taller
S6	Full Repowering	Higher	Less	Larger	Taller
S7	Full Repowering	Higher	Less	Larger	Taller
S8	Full Repowering	Higher	Less	Larger	Taller

The capacity scaling preferences were defined as follows: the first scaling scenario, referred to as the 1:1 scaling, maintains the original energy capacity by replacing the existing turbines with a comparable number of new turbines. In contrast, alternative scenarios were developed that achieves the same energy output with fewer turbines, optimizing the number of units while ensuring equivalent performance using different configurations of wind turbines models and numbers. These scenarios aim to assess the potential benefits of reducing the turbine count while maintaining or enhancing the overall energy production of the wind farm.

Following the definition of the scenarios, the next phase of the case study involved modelling and simulation using the Renewables.Ninja open-source simulation software [25]. Each of the defined scenarios was simulated to assess the average hourly energy production for each turbine model under the respective conditions, as illustrated in Table 2 below. This table summarizes the annual energy yield for each scenario, along with the collective average capacity factor for the turbines in each configuration.

Table 2 scenario's configurations and their outputs

#	Configuration	AEP (kWh/a)	CF. (%)
HH = 65m			
S1	6x Vestas V44 - 600 kW	7,488,000	24
S 2	2x Vestas V80 - 1800 kW	8,685,000	28
HH = 78m			
S 3	4x Vestas V66 - 1650 kW	12,220,000	21
S 4	4x Vestas V80 - 1800 kW	18,335,000	29
HH = 95m			
S 5	3x Vestas V100 - 1800 kW	19,985,000	42
S 6	3x Vestas V90 - 2000 kW	18,155,000	35

To calculate the Levelized Cost of Energy (LCOE) for the different repowering scenarios, it is essential to consider the cost associated with each component that will be replaced or upgraded during the repowering process. By utilizing this cost breakdown from previous studies [27], Table 3 was generated, which volumes the specific costs for each of the wind turbine components being repowered. Additionally, the table includes the net value after salvage of the old turbine parts [28] and calculates the resulting LCOE for each scenario using standard average prices by the Fraunhofer latest study [29].

31. Energie-Symposium

Table 3 COST ESTIMATION OF WIND TURBINES COMPONENTS AND INSTALLATION

Scenario	S1	S2	S3	S4	S5	S6
No. of Turbines	6	2	4	4	3	3
Cost per one turbine Installation	985 K€	2674 K€	2322 K€	3177 K€	3563 K€	3733 K€
Total Initial Capital Cost (ICC)	5810 K€	5250 K€	9190 K€	10,599 K€	9,190 K€	12,611 K€
Levelized Cost of Energy (cent/kWh)	8.261	4.528	6.754	6.334	4.791	5.210
Total in EUR per one turbine & Installation	985 K€	2322 K€	2674 K€	3177 K€	3563 K€	3733 K€
Annual Cash Flow	713 K€	827 K€	1163 K€	1745 K€	1902 K€	1728 K€
Payback Period (PP) (Years)	8	5	8	7	6	6
Return on Investment (ROI)	16%	110%	41%	50%	98%	82%

Moreover, when assessing hydrogen production, it is required to determine the electricity demand for Görmin to calculate the excess energy amount. However, due to the unavailability of actual demand data, it is to be assumed the city's electricity demand is equal to the initial wind farm output. These steps involve considering the initial yearly output (AEP) as the electricity demand of the city and considered as a baseline when comparing it with new AEP scenarios. Utilizing conservative assumptions, the efficiency is set at 60% [30], and the specific energy consumption for the electrolyzer is assumed to be a high value of 55 kWh/kg H₂ [30]. The purpose of this approach is to assess the performance of hydrogen production under less favorable conditions utilizing the average hydrogen and electrolyzer costs [31] and using hydrogen cost calculator [32]. By considering both inefficiencies and worst-case scenarios, the analysis incorporates lower efficiency and higher energy consumption, ensuring that the results remain valid even in suboptimal conditions. This conservative methodology provides a more robust and reliable characterization of performance, allowing for greater confidence in the outcomes under real-world circumstances.

Table 4 Hydrogen Production in each scenario

#	Average H ₂ Production (kg/hr)	Electrolyzer Capacity (kW)	Total Hydrogen (Ton/year)	LCOH (€/Kg)
S1	-	-	-	-
S2	-	-	-	-
S3	6	550	52	6,0
S4	14	1283	118	5,8
S5	16	1466	136	4,9
S6	13	1191	116	5,2

31. Energie-Symposium

Table 4 shows the hydrogen production and the associated electrolyzer capacity in each scenario where S5 is the top performer, producing 136 tons of hydrogen annually and 1,250,621 MWh of excess energy, with a capacity of 1,466 kW and a hydrogen production rate of 16 kg/hr maintaining the lowest Levelized cost of hydrogen of 4,9 €/Kg [31-32]. S4, produces 118 tons of hydrogen per year, with a 1,283 kW capacity and a rate of 14 kg/hr. which shows the different rates for each repowering scenario and the corresponding levelized cost of hydrogen illustrating the advantages of full repowering against its rivals partial and semi-full repowering. To fully compare the results of each proposed repowering scenario, Table 5 was created illustrating the various financial metrics essential for evaluating the economic performance of each scenario, including LCOE, Specific Plant Cost, Annual Cash Flow, Total Revenues, Payback Period, and Total Hydrogen Revenues. These financial indicators provide a comprehensive overview of the economic viability of each scenario, allowing for a detailed assessment of both energy production and hydrogen production costs, as well as the overall profitability and sustainability of the repowering strategies while comparing with current hydrogen prices [33] showing the great benefit from such an approach.

Table 5 Scenarios Financial Metrics

Financial Metrics	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Levelized Cost of Energy (€cent/kWh)	8.26	4.53	6.75	6.33	4.79	5.21
Annual Operating Expenses (€cent/kWh)	4.80	1.83	3.40	3.27	2.43	2.48
Specific Plant Cost (€/kW)	1614	1458	1393	1752	1961	1850
Annual Cash Flow (Million €)	0.7	0.8	1.2	1.7	1.9	1.7
Payback Period (Years)	8	6	8	7	6	6
Discounted Payback Period (Years)	11	8	11	10	7	8
Cash Flow Return Rate (%/Year)	12	15	12	13	18	15
Return on Investment (ROI) (%)	16	110	41	50	98	82
Levelized Cost of Hydrogen (€/kg)	0	0	6.03	5.81	4.93	5.20

The final phase of this project involved extrapolating the results to Mecklenburg-Vorpommern (MV), taking into account the number of wind turbines in the region that are due for repowering. The analysis was based on Scenario 5 (S5), which yielded the most favorable outcomes among all evaluated scenarios. In this scenario, the existing capacity of 90 MW increased to 135 MW, resulting in an estimated annual energy production of approximately 500 GWh and 3.4 kilotons of hydrogen. This scenario was selected as a representative case for scaling the potential benefits of repowering across the region.

The generalization process involved applying the specific results of Scenario 5 to a broader regional context. By assuming a 1.5-fold increase in capacity due to the repowering of existing turbines, the energy and hydrogen output were projected for the entire fleet of aging turbines in MV. This method

presumes that the technological enhancements achieved through repowering would lead to a uniform improvement in the performance of turbines across the region. The results indicate that repowering a significant proportion of the aging turbines in MV could substantially contribute to meeting the region's renewable energy and sustainability targets, underscoring the scalability and potential of the proposed solutions for regional energy transition.

CONCLUSION

This study explored the potential of wind farm repowering in Mecklenburg-Vorpommern, focusing on increasing energy production and utilizing surplus capacity for hydrogen production. The case study at Görmin demonstrated the substantial efficiency gains that can be achieved through various repowering scenarios, with Scenario S6 emerging as the most effective configuration in terms of overall performance. Economically, Scenario S2 was found to deliver the highest return on investment (ROI) and the shortest payback period, making it particularly appealing for investors seeking quick returns. However, Scenario S6 provided an ideal balance by optimizing both energy generation and hydrogen production, with competitive costs, the lowest Levelized Cost of Energy (LCOE), and a reasonable Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). One of the key contributions of this study is its focus on the optimal utilization of excess energy for hydrogen production, a critical element that was often overlooked in previous research. By proposing a wind-to-hydrogen system, this work not only advances the efficiency and sustainability of wind energy but also addresses the broader goals of decarbonizing the energy sector. The generalization of the findings to Mecklenburg-Vorpommern demonstrates the significant potential for repowering to contribute to Germany's renewable energy and hydrogen production objectives. Looking ahead, the development of an automated tool to streamline the case study process would be a valuable addition, enhancing the efficiency and scalability of such analyses for future projects and providing a more practical framework for decision-makers in the renewable energy sector.

References

- [1] A. A. Abdulkadir and I. Ozturk, "Impacts of renewable energy consumption on the German economic growth: Evidence from combined cointegration test," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1130-1141, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.093. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308541>.
- [2] Kiunke, T., Gemignani, N., Malheiro, P., and Brudermann, T., "Key factors influencing onshore wind energy development: A case study from the German North Sea region," *Energy Policy*, vol. 165, 2022, DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112962.
- [3] Staffell, R., and Green, R., "How does wind farm performance decline with age?" *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 775–786, Jun. 2014, DOI: 10.1016/J.RENENE.2013.10.041.
- [4] QGIS.org, "QGIS Geographic Information System. Open-source geospatial foundation project," 2023. Available: <http://qgis.org>.
- [5] "Aktuelle Einheitenübersicht | MaStR," [Online]. Available: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht#_. [Accessed: Aug. 22, 2024].
- [6] D. Mikindani, "WindValue, End-of-Life Decisions for Wind Farms," *The Boolean: Snapshots of Doctoral Research at University College Cork*, pp. 13-18, 2024, doi: 10.33178/boolean.2024.1.3.
- [7] K. Ortegón, L. F. Nies, and J. W. Sutherland, "Preparing for end of service life of wind turbines," *Journal of Cleaner Production*, vol. 39, pp. 191-199, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2012.08.022. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652612004441>.

- [8] Jadali, A. M., Ioannou, A., Salonitis, K., and Kolios, A., "Decommissioning vs. repowering of offshore wind farms—a techno-economic assessment," *Int. J. Adv. Manuf. Technol.*, vol. 112, no. 9–10, pp. 2519–2532, Feb. 2021, DOI: 10.1007/S00170-020-06349-9/TABLES/4.
- [9] "Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) - Regionen - Länder - Online-Zugriff - The wind Power," [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/zones_de_2_259.php. [Accessed: Aug. 01, 2024].
- [10] P. del Río, A. Calvo Silvosa, and G. Iglesias Gómez, "Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options," *Energy Policy*, vol. 39, no. 4, pp. 1897–1908, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2010.12.035. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510009353>.
- [11] "Schönberg," [Online]. Available: <https://www.baywa-re.de/en/projects-in-germany/schoenberg>. [Accessed: Aug. 01, 2024].
- [12] Kumari, S., Boopathi, K., and Sarmah, N., "Repowering of Wind Farm and Its Economic Feasibility: A Case Study," *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, pp. 535–547, 2022, DOI: 10.1007/978-981-16-3497-0_43.
- [13] Bindu, A., and Thampatty, K. S., "Repowering feasibility of Indian wind energy sector: A case study," [Online]. Available: <https://doi.org/10.1177/0309524X241238244>, Apr. 2024, DOI: 10.1177/0309524X241238244.
- [14] He, W., Grant, R. J., Baden, V., and Suntharalingam, J., "Innovative alternatives for repowering offshore wind farms," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1618, no. 4, Sep. 2020, DOI: 10.1088/1742-6596/1618/4/042037.
- [15] "Wind repowering: necessity and major opportunity," [Online]. Available: <https://www.en-former.com/en/wind-repowering-is-a-necessity-and-a-major-opportunity/>. [Accessed: Aug. 01, 2024].
- [16] Ziazi, R., Mohammadi, K., and Goudarzi, N., "Techno-economic assessment of utilizing wind energy for hydrogen production through electrolysis," *American Society of Mechanical Engineers, Power Division (Publication) POWER*, vol. 2, 2017, DOI: 10.1115/POWER-ICOPE2017-3675.
- [17] Ohl, C., and Eichhorn, M., "The mismatch between regional spatial planning for wind power development in Germany and national eligibility criteria for feed-in tariffs—A case study in West Saxony," *Land Use Policy*, vol. 26, no. 4, pp. 1015–1025, Oct. 2009, DOI: 10.1016/j.landusepol.2009.06.004.
- [18] Kiunke, T., Gemignani, N., Malheiro, P., and Brudermann, T., "Key factors influencing onshore wind energy development: A case study from the German North Sea region," *Energy Policy*, vol. 165, 2022, DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112962.
- [19] "Germany - Countries & Regions - IEA," [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/germany>. [Accessed: Aug. 01, 2024].
- [20] "Statistics Germany | BWE e.V.," [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/english/statistics/statistics-germany/>. [Accessed: Aug. 01, 2024].
- [21] "ReEnAct: Development of an Optimization Tool for the Energy Model in the Region of Peental/Loitz," May 2024, DOI: 10.1109/eStream61684.2024.10542611, *Estream24 Conference*.
- [22] "Global Wind Atlas," [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en>. [Accessed: Aug. 09, 2024].
- [23] "Google Earth," [Online]. Available: https://earth.google.com/web/search/G%c3%b6rmin/@53.9879667,13.303755,28.70705118a,2020.50351577d,35y,0h,0t,0r/data=CigiJgokCc4tnlOM9kpAEbvBGGxK4EpAGf_o257XjCZAIdSqpSrXUyVAOgMKATA. [Accessed: Aug. 09, 2024].
- [24] Federal Network Agency, "Current Unit Overview," [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. [Accessed: Aug. 09, 2024].

- [25] Staffell, R., and Pfenninger, S., "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output," *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, Nov. 2016, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2016.08.068.
- [26] "Willkommen auf wind-turbine-models.com," [Online]. Available: <https://www.wind-turbine-models.com/>. [Accessed: Aug. 09, 2024].
- [27] "Emergence and Economic Dimension of Airborne Wind Energy," *Green Energy and Technology*, Apr. 2018, DOI: 10.1007/978-981-10-1947-0_1, in *Airborne Wind Energy*.
- [28] "Turbines Leave Support System," [Online]. Available: [https://www.windpowermonthly.com/article/1671616/turbines-leave-support-system#:~:text=The%20UBA%20gives%20%E2%82%AC30%2C000,turbine%20type%20affect%20the%20numbers](https://www.windpowermonthly.com/article/1671616/turbines-leave-support-system#:~:text=The%20UBA%20gives%20%E2%82%AC30%2C000,turbine%20type%20affect%20the%20numbers.). [Accessed: Aug. 09, 2024].
- [29] "Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies - Fraunhofer ISE," [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>. [Accessed: Aug. 02, 2024].
- [30] K. Bareiß, C. de la Rua, M. Möckl, and T. Hamacher, "Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems," *Applied Energy*, vol. 237, pp. 862-872, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300017>.
- [31] "Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis-Executive Summary Overview of Analysis," 2021.
- [32] "Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) Calculator Manual," 2024, [Online]. Available: <https://www.lcohcalculator.com/>. [Accessed: Aug. 10, 2024].
- [33] "H2 MOBILITY Introduces Dynamic Pricing Model as of 1st of October 23," H2. LIVE, [online]. Available: <https://h2.live/en/news/3126/>. [Accessed: Aug. 10, 2024].

EXPERIMENTAL AND KINETIC MODELING STUDY OF METHANOL SYNTHESIS FROM H₂ AND CO₂

Edward Antwi¹, Martin Hayduk¹, Johannes Gulden¹, Romy Sommer¹

¹Stralsund University, Institute for Renewable Energy Systems (IRES),
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Germany

ABSTRACT

Methanol synthesis from carbon dioxide and hydrogen is increasingly gaining ground due to the potential it holds as an energy storage medium and an environmentally benign fuel. Despite the conversion process being fully developed, researchers are still developing simulation models in a bid to better understand the reaction mechanism and by extension the kinetic constant governing the reaction. This work examined the possibility of validating a simulation model by fitting simulation results to experimental results to extract the key kinetic constants governing the reaction. Using a pilot methanol plant, 20 experiments with varying process parameters were carried out. Aspen Plus V14 software was used to simulate the process. The fminsearch tool in Matlab R2023b was used to fit the simulated results to the experimental results by minimizing the square of the errors. This resulted in new kinetic constants which better fitted the experimental data. Further the model was used to estimate the greenhouse gas emission reduction, and it was established that the process could save about 1.129 tCO₂ per ton of crude methanol produced.

1. INTRODUCTION

Methanol synthesis through CO₂ hydrogenation is exciting for many reasons due to the huge potential it holds to store energy and sequester carbon and utilization in other chemical industries [1], [2]. Even though the process or technology is not entirely new and has been around since the 1920s, researchers have developed keen interest in understanding the reaction mechanism. Given the relative importance of the process, several mechanistic and thermodynamic models have been proposed to govern the chemical reaction. Several of these models have been tested with relatively different catalysts using relatively small laboratory reactors. For instance, Mäyrä and Leiviskä cataloged about 18 different mechanistic models using different absorption scenarios [3]. While some of the models were classical CO₂ hydrogenation, others were developed for a mixture of the gases – CO and CO₂ hydrogenation [4]. Mathematical models are usually validated with experimental results under different reaction conditions and using different catalysts based on the interest of the researchers. Poto et al. [4], for instance used CuO/CeO₂/ZrO₂ catalyst to validate their kinetic model. Similarly other researchers like Pour et al. [5], Nestler et al. [6] and Samiee et al. [7], used different catalyst to validate their mathematical models. These resulted in different kinetic constants. Thus, the kinetic constant of the models could be a function of the type of catalyst used and the reaction conditions [8]. A change in catalyst or reaction conditions might warrant the need for new kinetic constants. Out of the many models developed, the Vanden Bussche and Froment model [9] developed and validated with Cu/ZnO/Al₂O₃ heterogenous catalyst and the Graaf et al. [10], models are the most widely cited in the literature[11]. Since the Vanden Bussche and Froment model used Cu/ZnO/Al₂O₃ catalyst which is similar in composition to the commercial catalyst used in the pilot reactor, the model was adopted to simulate the methanol synthesis in the pilot plant with the objective of validating the kinetic constants.

design the experiment. Pure H₂ and CO₂ were used throughout the experiment. Measurements were only taken after steady state conditions had been achieved. The yield of methanol was measured with a measuring cylinder every 30 minutes while the density was measured with an Anton Parr density meter DMA 360 with an accuracy of 0.001 g/cm³. Results of the experiment were then compared with the simulated results. The difference between the experimental results and the simulated results were then minimized using the fminsearch tool in Matlab by minimizing the summation of the square of the errors [8]. To do this, Matlab was coupled to Aspen to allow for multiple simulations within a short time (Figure 2).

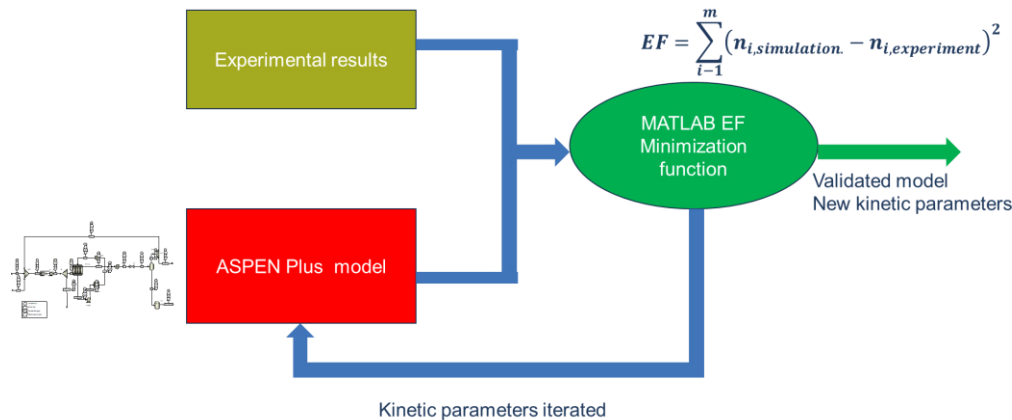


Figure 2: Experimental and Simulation curve fitting algorithm

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 MATERIAL AND ENERGY BALANCES

Result of the material balance and energy balance for reaction temperature of 266.8 °C, pressure of 50 bar and feed composition of 4:1 hydrogen to carbon dioxide respectively are presented in Table 1 and Table 2. Methanol production of about 0.058 kg/kg of CO₂ supplied could be achieved at this operation temperature and pressure. Carbon monoxide generation of about 3 x10⁻⁷ kg/hr was obtained. Meanwhile the mass fraction of water in the crude methanol was about 52% which is normally higher than the stoichiometric amount of water in the crude methanol which is about 40%. This could be explained by the fact that reverse water gas shift reaction is favoured by higher operating temperatures according to Le Chatelier principle leading to the production of more water [13]. As such this was expected and not an anomaly. Result of the energy balance showed that the total thermal load of the pilot plant at steady state was about 0.134 kW which was mainly due to cooling the product gases from 266.8 °C to 100 °C and heating the thermal oil to the required operating temperature of the reactor. Similarly, the electrical load at steady state was estimated to be about 0.445 kW. This comprised isentropic work done by the compressor and the thermal oil circulating pump. Comparatively, the pilot plant has two heaters with a capacity of 500 W each, and the compressor is a two stage compressor with a power consumption of about 1300 W at full operating capacity.

31. Energie-Symposium

Table 1: Material Flow Balance

Compound	Input (kg/hr)	Output (kg/hr)
CO ₂	1.152	2.100E-04
H ₂	0.158	2.664E-07
CO	0.000	3.028E-07
H ₂ O	0.000	7.526E-02
CH ₃ OH	0.000	6.67E-02

Table 2: Energy Balance

Unit	Thermal Energy (kWh)	Electrical Energy (kWh)
Compressor	0.000	0.440
Thermal oil heating	0.070	0.000
Cooling heat exchanger	0.134	0.000
Thermal oil pump	0.000	0.005
Total	0.204	0.445

3.2 CO₂ BALANCE

Greenhouse gas emissions savings have become an integral part of process design to ensure environmental sustainability. CO₂ emissions within the plant occur through three main routes. Emissions from the purge stream, emissions from the compressor losses and the emissions from the heat and power consumption. For the purposes of the simulation, the emissions are classified into two main categories – scope 1 emissions and scope 2 emissions. Result of the emissions savings are shown in Table 3. The total CO₂ emissions savings were determined to be about -1.410 tCO₂e/annum. However, in terms of specific CO₂ emissions, -1.129 tCO₂e/ton of crude methanol produced is saved. In contrast to methanol produced from fossil fuel that generates about 0.6 – 1.5 tCO₂e/ton of methanol produced, this process contributes to greenhouse gas emissions savings. This is primarily due to the use of biogenic CO₂ in the process and the use of renewable energy in producing the hydrogen used in the reaction.

Table 3: CO₂ emissions

Type of Emissions	Amount (kg/hr)
Scope 1 Emissions	-0.188553
Scope 2 emissions	0.027660
Total Emissions	-0.160893

3.3 CURVE FITTING

Results of the 20 experimental runs with varying process conditions and the corresponding simulations at steady state are presented in Table 4. The result of the steady state simulations showed in all instances significant deviations from the experimental results. In almost all instances, the yield of crude methanol was found to be higher than experimental results using kinetic constant from literature even though they were of the same order of magnitude. Notwithstanding, the difference between the simulated results and the experimental results ranged between a low of 1% in some cases and a high of about 66% in other cases. The difference in yield could be directly attributed to the kinetic constants adopted from Frilund [8]. Even though the kinetic constants reported by Frilund claimed to have used Cu/ZnO/Al₂O₃ heterogeneous catalyst similar to what was used in the experimental results, the commercial nature of the catalyst that was used makes it difficult to determine the exact constituent of the catalyst even though both catalysts were supplied by BASF. Catalyst constituent and in some cases method of preparation has been shown to directly affect methanol selectivity and CO₂ absorption. Further, the effect of compressor losses in the experimental setup could not be discounted (see Figure 3). The deviation in results between the simulation and the experimental runs depended on the compressor losses. Higher compressor losses of up to 50% (1.07 l/min) resulted in lower deviations as compared with 0% or 25% compressor losses.

Table 4: Results of Experiment and simulations

Run	Temperature (°C)	Pressure (Bar)	H ₂ /CO ₂ ratio	Experimental result (ml/min)	Simulated result (ml/min)
1	267	50.00	4.00	2.40	2.70
2	260	40.00	4.50	1.63	2.50
3	233	50.00	4.00	2.70	3.40
4	250	66.80	4.00	2.60	4.10
5	250	50.00	4.00	2.11	3.30
6	250	50.00	4.00	2.30	3.30
7	250	50.00	4.00	1.80	3.30
8	260	60.00	3.50	2.70	3.10
9	250	50.00	3.20	2.30	2.70
10	250	50.00	4.00	2.00	3.30
11	240	60.00	4.50	3.10	4.10
12	250	50.00	4.80	2.60	3.80
13	240	40.00	4.50	2.46	3.30
14	240	40.00	3.50	1.65	2.70
15	250	33.20	4.00	1.66	2.20
16	240	60.00	3.50	1.63	3.60
17	250	50.00	4.00	2.03	3.30
18	260	40.00	3.50	1.63	2.10
19	260	60.00	4.50	2.53	3.70
20	250	50.00	4.00	1.80	3.30

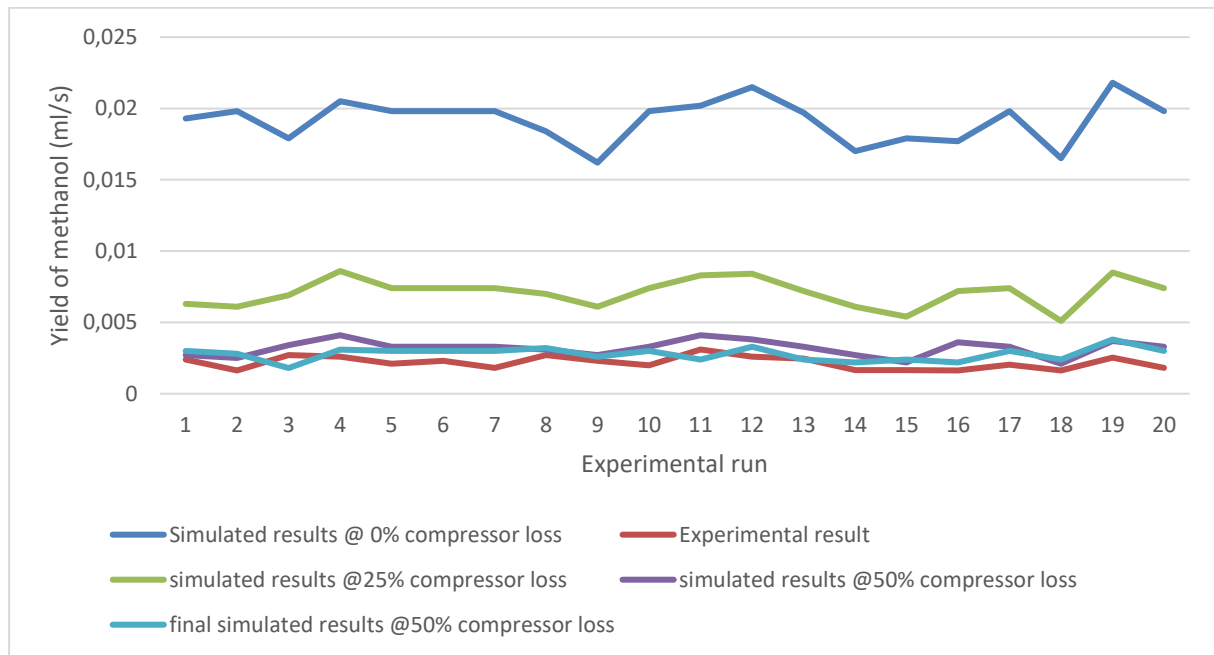


Figure 3: curve fitting as a function of compressor losses

The objective function of the curve fitting was to minimize the square of the errors. By comparing the root mean square error (rmse) between the simulated results and the experimental results the fitness of the curves could be deduced. The results showed that the difference in simulated results using the new kinetic constants resulted in a lower rmse value of 0.000824 ml/min as compared with the rmse value of 0.00109 ml/min using the old kinetic constants. Comparatively, the new kinetic constant as shown in Table 5 compared favourably with the kinetic constant reported by Frilund [10]. However, major differences were found in the driving force kinetic constants in the reverse water gas shift reaction and the absorption kinetic constants.. In comparison with other reported kinetic constant, there was a significant difference between the extracted kinetic constant reported by Nestler et al. [11], who used the Bussche and Froment model in their simulations and compared their results to a new mechanistic model they developed. The difference in the kinetic constant values could be attributed directly to the type of catalyst used in conducting the experiments. For instance, Nestler et al., only stated that they used a Cu based commercial catalyst provided by Clariant without giving much information on the constituents of the catalyst. Given that there are several variants of Cu based catalyst some with Al_2O_3 , others with ZrO_2 it was very difficult to deduce the type of Cu based catalyst they used. On the other hand, Samiee et al. who compared the two kinetic models – Graaf and Bussche models only reported on the kinetic constant used in the Graaf model and not the Bussche model [7].

Table 5: Literature and new kinetic constant for the Bussche and Froment Model

Kinetic constant	Kinetic constant from literature		New kinetic constant	
	Ai	Bi	Ai	Bi
K1	-29.870	4811.2	-29.8814	4811.1
K2	8.147	0.0	8.1501	0.0
K3	-6.542	2068.0	-6.4529	2068.1
K4	-34.950	14928.9	-34.9560	15635.0
K5	4.804	-11797.5	2.0840	-15001.0
K6	17.550	-2249.8	17.5503	-2249.1
K7	0.131	-7023.5	0.1309	-7023.3

4. CONCLUSION

This work investigated the possibility of simulating the performance of a model pilot methanol plant using Aspen Plus. By fitting the experimental results to the simulation results, new kinetic constant based on the Vanden Busche kinetic model were extracted. The new kinetic constant fitted the experimental data better. The new kinetic constant can be used to develop further steady state and dynamic simulations for higher capacity/throughput methanol synthesis plant.

5. REFERENCES

- [1] K. Sun *et al.*, "Hydrogenation of CO₂ to methanol over In₂O₃ catalyst," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 12, pp. 1–6, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.jcou.2015.09.002.
- [2] F. Nestler, M. Krüger, J. Full, M. J. Hadrich, R. J. White, and A. Schaadt, "Methanol Synthesis – Industrial Challenges within a Changing Raw Material Landscape," Oct. 01, 2018, *Wiley-VCH Verlag*. doi: 10.1002/cite.201800026.
- [3] O. Mäyrä and K. Leiviskä, "Modeling in Methanol Synthesis," in *Methanol: Science and Engineering*, Elsevier, 2018, pp. 475–492. doi: 10.1016/B978-0-444-63903-5.00017-0.
- [4] S. Poto, D. Vico van Berkel, F. Gallucci, and M. Fernanda Neira d'Angelo, "Kinetic modelling of the methanol synthesis from CO₂ and H₂ over a CuO/CeO₂/ZrO₂ catalyst: The role of CO₂ and CO hydrogenation," *Chemical Engineering Journal*, vol. 435, May 2022, doi: 10.1016/j.cej.2022.134946.
- [5] A. N. Pour, M. R. Housaindokht, and H. Monhemi, "A new LHHW kinetic model for CO₂ hydrogenation over an iron catalyst," *Progress in Reaction Kinetics and Mechanism*, vol. 41, no. 2, pp. 159–169, 2016, doi: 10.3184/146867816X14628763021337.
- [6] F. Nestler *et al.*, "Kinetic modelling of methanol synthesis over commercial catalysts: A critical assessment," *Chemical Engineering Journal*, vol. 394, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.cej.2020.124881.
- [7] L. Samiee and E. GhasemiKafrudi, "Assessment of different kinetic models of carbon dioxide transformation to methanol via hydrogenation, over a Cu/ZnO/Al₂O₃ catalyst," *Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis*, vol. 133, no. 2, pp. 801–823, Aug. 2021, doi: 10.1007/s11144-021-02045-1.

- [8] G. Lombardelli *et al.*, "CO₂ hydrogenation to methanol with an innovative Cu/Zn/Al/Zr catalyst: Experimental tests and process modeling," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 65, p. 102240, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.JCOU.2022.102240.
- [9] K. M. Vanden Bussche and G. F. Froment, "A Steady-State Kinetic Model for Methanol Synthesis and the Water Gas Shift Reaction on a Commercial Cu/ZnO/Al₂O₃ Catalyst," 1996.
- [10] C. Frilund, "CO₂ hydrogenation to Methanol," Aalto University, 2016.
- [11] F. Nestler *et al.*, "A novel approach for kinetic measurements in exothermic fixed bed reactors: Advancements in non-isothermal bed conditions demonstrated for methanol synthesis," *React Chem Eng*, vol. 6, no. 6, pp. 1092–1107, Jun. 2021, doi: 10.1039/d1re00071c.
- [12] K. M. Vanden Bussche and G. F. Froment, "A Steady-State Kinetic Model for Methanol Synthesis and the Water Gas Shift Reaction on a Commercial Cu/ZnO/Al₂O₃ Catalyst," 1996.
- [13] S. S. Iyer, T. Renganathan, S. Pushpavanam, M. Vasudeva Kumar, and N. Kaisare, "Generalized thermodynamic analysis of methanol synthesis: Effect of feed composition," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 10, pp. 95–104, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.jcou.2015.01.006.

MODELLIERUNG DES DYNAMISCHEN BETRIEBS VON VERFAHREN ZUR ABFALL- UND BIOMASSEVERBRENNUNG

J. Brunnemann¹, T. Hanke¹, A. Vojacek¹

¹ XRG Simulation GmbH, Hamburg, Deutschland

{brunnemann, hanke, vojacek}@xrg-simulation.de

ABSTRACT

Der dynamische Betrieb von Anlagen zur Verbrennung von Abfall und Biomasse stellt aufgrund der Komplexität der zugrunde liegenden physikalisch-chemischen Prozesse eine große technische Herausforderung dar. In dieser Arbeit stellen wir ein dynamisches Systemmodell für Rostfeuerung vor, welches in der Modellierungssprache Modelica umgesetzt ist und auf der Basis physikalischer Gleichungen alle relevanten Teilprozesse der Rostfeuerung und deren Wechselwirkungen abbildet. Insbesondere wird durch die Berücksichtigung von Aktivierungsenergien in den zugrunde liegenden chemischen Reaktionen die betriebsabhängige Lage der Verbrennungszone im Feuerungsraum zugänglich. Wir demonstrieren anhand zweier transienter Betriebsszenarien, wie durch Simulation die Dynamik des internen Verbrennungsprozesses transparent und vorhersagbar wird. Das vorgestellte Modell ist Teil der ClaRaPlus Modelica-Bibliothek und kann durch Nutzung in der ClaRaPlus vorhandener Komponentenmodelle zu einem kompletten Kraftwerksmodell inklusive Regelung ausgebaut werden.

1. EINLEITUNG

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung steht Deutschland vor einer großen energiepolitischen und technischen Herausforderung. Neben dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Solarenergie kann die Verbrennung von Abfall und Biomasse einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und zu einer nachhaltigeren Ressourcennutzung leisten. Die entsprechenden Verbrennungsanlagen ermöglichen eine effiziente Abfallverwertung bei gleichzeitig zeitlich planbarer Bereitstellung von thermischer bzw. elektrischer Energie (bei angeschlossenem Kraftwerksprozess). In Deutschland ist die Rostfeuerung die hierfür bevorzugte Technologie [1]. Der Brennstoff wird auf einem Förderband durch den Feuerraum transportiert und durchläuft zwischen Eintritt und Austritt unterschiedliche physikalische Prozesse, die stark miteinander gekoppelt sind (siehe Abschnitt 2). Die chemische Zusammensetzung des Brennstoffes ist dabei zeitlich variabel.

Die Auslegung und der geregelte, zeitvariable Betrieb solcher Verbrennungsanlagen ist technisch anspruchsvoll und erfordert die Kenntnis aller relevanten zeitlich variablen Prozessgrößen und Wechselwirkungen. Eine detaillierte physikalische Modellierung der Gesamtanlage ermöglicht eine präzise Vorhersage des Anlagenverhaltens durch die Simulation transienter Betriebsszenarien (inklusive An- und Abfahren). Diese Arbeit präsentiert den aktuellen Entwicklungsstand eines dynamischen Modells für Rostfeuerungsanlagen, das in Modelica [2] implementiert wurde und auf den Arbeiten in [4], [5] und [6] basiert.

2. MODELLIERUNGSKONZEPT ROSTFEUERUNG

Für eine flexible Fahrweise ist es notwendig, das dynamische Verhalten der Anlage voraussagen zu können. In diesem Abschnitt wird das in [7] entworfene Modellierungskonzept einer Rostfeuerung schrittweise erläutert. Abbildung 1 zeigt den in [7] modellierten Feuerraum sowie die räumliche Zuordnung aller Teilmodelle.

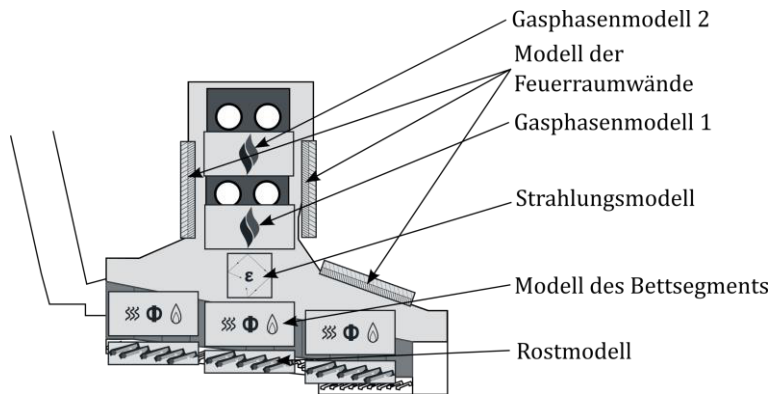


Abbildung 1: Modellaufbau Rostfeuerung

Der Feuerraum ist in die Komponenten Rost, Brennstoffbett, Gasphasenvolumen, Feuerraumwände und Strahlungsmodell unterteilt. Rost und Brennstoffbett sind dabei räumlich diskretisiert und bestehen aus mehreren Teilelementen, die miteinander verknüpft sind.

Der Verbrennungsprozess einer Rostfeuerung gliedert sich in vier Teilprozesse. Zunächst wird der einlaufende Brennstoff aufgeheizt. Dieser besteht zu einem wesentlichen Anteil aus Wasser, welches während der Trocknung nach und nach verdampft. Der Wasserdampf wird von dem vorbeiströmenden Rauchgas-Luft Gemisch aufgenommen. Ab Temperaturen von 300 °C kommt es zur Ausgasung von flüchtigen Bestandteilen und zur chemischen Umwandlung einiger Brennstoffanteile (Pyrolyse). Die Pyrolyse findet unter Ausschluss von Sauerstoff statt. Die entstehenden Gase reagieren später im Rauchgas mit Sauerstoff. Als Feststoffe verbleiben nach der Pyrolyse noch Kohlenstoff in fester Form (Koks) und inerte Bestandteile in Form von Asche und Schlacke. Der Kohlenstoff reagiert mit Sauerstoff zu den Produkten CO und CO₂. Die anschließend verbleibende Asche kühlt durch die Umströmung mit kühlerer Zuluft ab [8].

In Abbildung 2 sind die Vorgänge im Bettsegment schematisch dargestellt. Dunkelrote Pfeile symbolisieren dabei reine Wärmetransporte. Alle anderen Pfeile stehen für Stofftransporte und die mit diesen Stoffen mitgeführten Energien.

Die Prozesse Verdampfung und Pyrolyse sind endotherme Prozesse und benötigen Energie, um ablaufen zu können. Die erforderliche Energie wird dem Bett entnommen, was durch die dunkelroten Pfeile symbolisiert wird. Bei der Restkoksverbrennung handelt es sich um einen exothermen Prozess, bei dem Energie freigesetzt wird. Die Restkoksverbrennung findet unter der Anwesenheit von Sauerstoff statt, der aus der Bett-Gasphase zugeführt werden muss. Für die Verdampfung und Pyrolyse wird kein Stofftransport aus der Gasphase in die Feststoffphase benötigt. Bei jedem der drei Prozesse entstehen gasförmige Produkte, die direkt in die Bett-Gasphase übergehen. Die Stoffströme transportieren außerdem Energie in Form von Wärme von einer Phase in die andere.

Die durch thermische Strahlung und Konvektion vermittelte Wechselwirkung zwischen endothermen und exothermen Prozessen stellt zusammen mit einer zeitlich variablen Brennstoffzusammensetzung und variablem Brennstoffmassenstrom eine wesentliche Herausforderung für den flexiblen Betrieb einer Rostfeuerungsanlage dar: Die Verbrennung kann innerhalb des Feuerraumes wandern oder gar

unvollständig werden. Wird im Extremfall dem Gesamtprozess zu viel Nutzwärme entnommen, steht den endothermen Prozessen nicht mehr genügend Wärme für die Bereitstellung von Edukten der exothermen Reaktionen zu Verfügung. Dadurch kann der Verbrennungsprozess komplett zum Erliegen kommen. Dies muss beim Anfahren der Anlage oder bei einer zeitlichen Änderung des Brennstoffmassenstromes im laufenden Betrieb berücksichtigt werden.

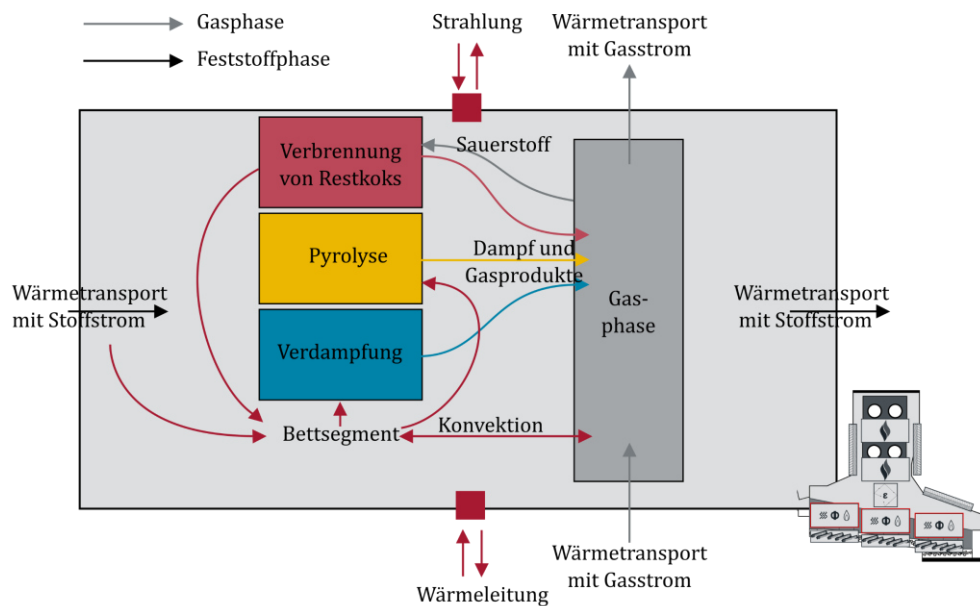


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Bettsegmentmodells mit Wärme- und Stoffströmen

Abbildung 3 zeigt die Vorgänge im Modell der Gasphasen oberhalb der Bettsegmente. Im Wesentlichen erfolgt zwischen den Bettsegmenten sowie den Gasphasen ein Stofftransport. Innerhalb der Gasphasen reagieren die Pyrolysegase in einer exothermen Reaktion mit Sauerstoff (homogene Verbrennung). Die resultierende Wärme wird einerseits über den Gasstrom aus dem Modell transportiert und andererseits durch Strahlung an die Feuerraumwände sowie die einzelnen Bettsegmente übertragen. Somit findet ein stetiger Stoff- und Energieaustausch zwischen den diskretisierten Bettsegmenten und den darüber liegenden Gasphasen statt.

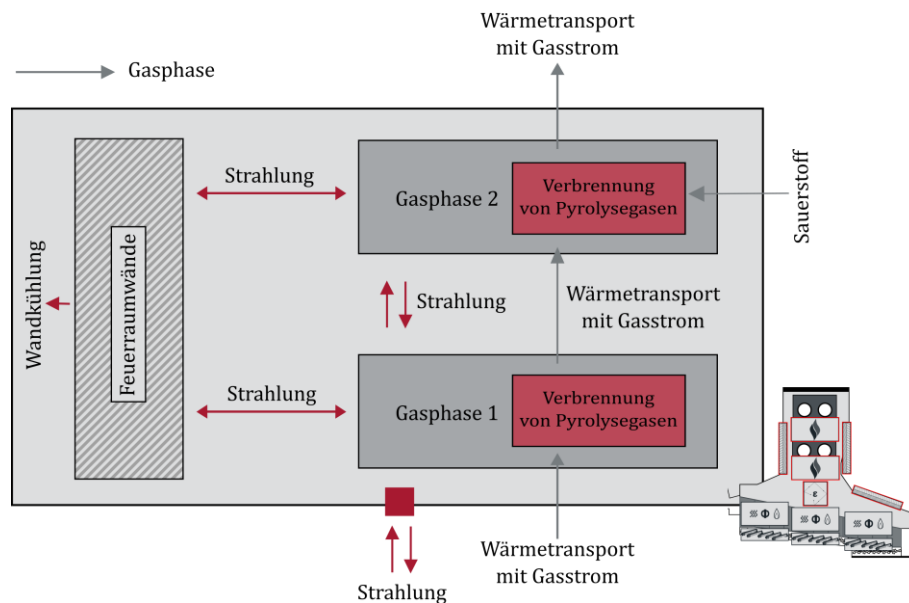


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Gasphase mit Wärme- und Stoffströmen

3. SYSTEMMODELL UND UNTERSUCHTE SZENARIEN

3.1 CLARA UND CLARAPLUS MODELICA BIBLIOTHEK

Grundlage dieser Arbeit ist die Open-Source Bibliothek ClaRa [5]. Ursprünglich für die detaillierte Abbildung konventioneller Kraftwerksprozesse (ClaRa steht für „Clausius Rankine“) und deren Kopplung zur CO₂-Abscheidung konzipiert [3] stellt die aktuelle ClaRa universelle, physikbasierte Komponentenmodelle für die Modellierung allgemeiner thermischer Kreisprozesse bereit. Mögliche Anwendungen sind neben Kraftwerksprozessen Kühlkreisläufe, Wärmepumpen oder solarthermische Anlagen. Für weitere Details siehe [4]. Die ClaRaPlus Bibliothek [10] ist eine kommerzielle Erweiterung der ClaRa-Bibliothek und enthält zusätzlich viele detaillierte Komponentenmodelle, sowie regelungstechnische Erweiterungen. Dabei stellen die Erlöse aus ClaRaPlus die kontinuierliche Entwicklung der Open-Source Version langfristig sicher.

3.2 SYSTEMMODELL

Das in dieser Arbeit vorgestellte Modell einer Rostfeuerungs bildet alle in Abschnitt 2 beschriebenen Teilprozesse physikalisch ab und basiert auf Bilanzgleichungen für Energie, Masse und Massenanteilen der unterschiedlichen Bestandteile im Festbrennstoff und in der Gasphase. Dies beinhaltet die explizit stöchiometrische Beschreibung von Verdampfung, Verkokung und Verbrennung, unter Umsetzung der entsprechenden Verdampfungs- bzw. Reaktionsenthalpien. Des Weiteren wird thermische Strahlung physikalisch mit Sichtfaktoren der Feuerraumwände abgebildet und bewirkt eine nichtlokale Kopplung der Energiebilanzen der unterschiedlichen Bettsegmente über die darüber liegenden Gasphasen. Insbesondere werden endotherme Trocknung und Verkokung in den vorderen Bettsegmenten durch die exotherme Restkoksverbrennung der hinteren Bettsegmente sowie die Verbrennung von Pyrolysegasen in der Gasphase mit Wärme versorgt.

31. Energie-Symposium

Eine erste Version des Modells wurde im Rahmen der Masterarbeit [7] entwickelt. Diese ist im ClaRa Open Development Repository [6] Open Source verfügbar und wird in [4] beschrieben.

Für das hier vorgestellte Modell wurde das Ausgangsmodell an den ClaRa Modellierungs-Standard angepasst und dazu in verschiedene Teilmodelle (Subsysteme) gegliedert, was die Modellparametrierung durch den Anwender erheblich vereinfacht. Das Modell wurde außerdem um eine Kühlung der Feuerraumwände sowie ein einheitliches, kombiniertes Gasphasenmodell erweitert und in die ClaRaPlus Bibliothek integriert.

Das Gesamtmodell (siehe Abbildung 4) setzt sich aus folgenden Subsystemen zusammen: Das im Bettsegmentmodell verwendet Trocknungs- und Pyrolysemodell basiert auf der Arbeit von Nielsen [9]. Das Koksverbrennungsmodell sowie das Gasphasenmodell wurden im Rahmen der Masterarbeit [7] entwickelt. Das im Feuerraummodell verwendete Strahlungsmodell basiert ebenfalls auf dem Ansatz [9]. Sowohl das Brennstoffmodell als auch das Modell des Rostes sowie der Brennraumwände bestehen aus Komponenten der ClaRaPlus-Bibliothek.

Das Feuerraummodell erweitert das Modell aus [9] um temperaturabhängige Reaktionsraten, sowohl für die Restkoksverbrennung als auch die Verbrennung der Pyrolysegase. Mittels eines Arrhenius Ansatzes können dadurch Aktivierungsenergien für die verschiedenen Reaktionen berücksichtigt werden, was insbesondere für die Bestimmung der Flammposition bei Lastwechseln unter Einfluss thermischer Trägheiten im Feuerraum, insbesondere der Wandmassen oder Änderungen des Brennstoffmassenstromes, relevant ist.

Damit kann das beschriebene Gesamtmodell der Rostfeuerung sowohl Zustandsänderungen im stationären Betrieb als auch den Anfahrprozess einer exemplarischen Müllverbrennungsanlage beschreiben.

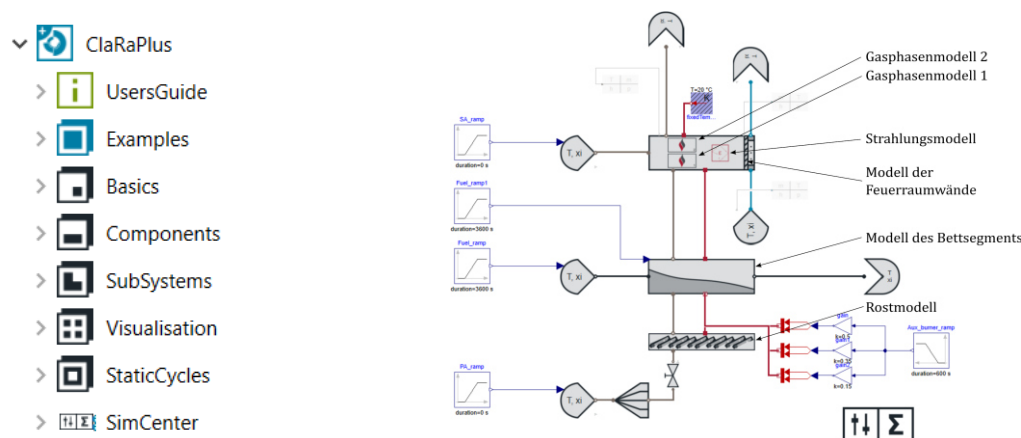


Abbildung 4: Links: ClaRaPlus Modellbibliothek, Rechts: Diagramm finales Systemmodell

3.3 UNTERSUCHTE SZENARIEN

Mit dem Modell werden nachfolgend sowohl ein Anfahrprozess als auch eine Zustandsänderung im stationären Betrieb betrachtet. Rost und Bettsegment sind dabei 10-fach räumlich diskretisiert.

Beim Anfahrprozess befindet sich bereits eine initiale, in Förderrichtung abnehmende Brennstoffverteilung auf dem Rost. Die Brennstoffzufuhr wird mit einer Rampe innerhalb der ersten Stunde von 0 kg/s auf 6,5 kg/s hochgefahren. Zudem werden in den letzten 3 Segmenten Hilfsbrenner zum Starten der Rostfeuerung verwendet.

Nach 2 Stunden befindet sich der Feuerraum im stationären Betrieb, sodass nach 2,5 Stunden die Primärluft, die das Rost von unten durchströmt, verringert wird. Zusätzlich wird eine halbe Stunde später die der Gasphase 2 zugeführte Sekundärluft abgesenkt.

4. SIMULATIONSERGEBNISSE

4.1 SZENARIO 1: ANFAHRPROZESS

Der Anfahrprozess des Systems zeigt, dass zunächst eine Verdampfung des feuchten Brennstoffs hauptsächlich in den drei hinteren Segmenten (8, 9, 10) stattfindet (Abbildung 5). Dies ist auf die externe Wärmezufuhr durch den Hilfsbrenner in diesen Segmenten zurückzuführen. Die Verdampfungsenthalpie des Wasseranteils im Brennstoff hält dabei die Temperaturen und somit die Reaktionsraten der Koksverbrennung in diesen Segmenten niedrig.

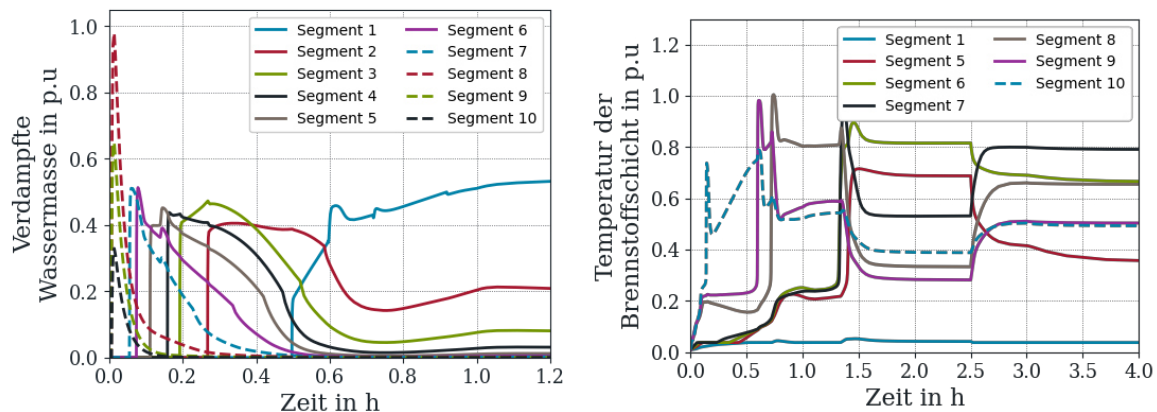


Abbildung 5: Links: Menge des aus dem Kraftstoff verdampften Wassers in den einzelnen Segmenten, Rechts: Temperatur des Brennstoffbettes in den einzelnen Segmenten

Der Temperaturverlauf in Abbildung 5 zeigt, dass die Verbrennung des getrockneten Brennstoffs zunächst im Segment 10 beginnt. Mit zunehmender Wärmeentwicklung verschiebt sich die Trocknung des Brennstoffs und somit die Koksverbrennung zu den vorherigen Segmenten. Nach über einer Stunde wird ein stationärer Zustand erreicht, wobei die Trocknung des Brennstoffs in den ersten vier Segmenten und die wesentliche Koksverbrennung in Segment 5 und 6 stattfindet.

4.2 SZENARIO 2: ZUSTANDSÄNDERUNG IM STATIONÄREN BETRIEB

Im zweiten Szenario wird die Primärluft (Rostluft) nach 2,5 Stunden um 10 kg/s verringert, gefolgt von einer Verringerung der Sekundärluft in der Gasphase um 5 kg/s nach 3 Stunden. Diese Veränderungen wirken sich zunächst auf die Gasphase 1 aus.

Aufgrund der Verringerung des Luftmassenstroms ist nicht mehr genügend Sauerstoff vorhanden, um alle flüchtigen Bestandteile (H_2 , CH_4 , CO) umzusetzen. Dies führt dazu, dass in der Gasphase 1 weniger Energie freigesetzt wird. Gleichzeitig wird in Gasphase 2 mehr Energie freigesetzt, da die Sekundärluft mit den flüchtigen Bestandteilen, die in der Gasphase 1 nicht umgesetzt wurden, reagiert (Abbildung 6). Mit der anschließenden Verringerung der Sekundärluft sinkt jedoch auch die in Gasphase 2 freigesetzte Energie. Bedingt durch den Mangel an Sauerstoff können im Feuerraum nicht mehr alle Pyrolysegase

(H₂, CH₄, CO) in den Gasphasen verbrennen, sodass insgesamt in den Gasphasen weniger Energie freigesetzt wird und zudem unverbrannte Pyrolysegase den Feuerraum verlassen. Diese Veränderungen in der Reaktionsenergetik beeinflussen die Temperatur in der Gasphase und damit die durch Strahlung an die Segmente übertragene Wärme (Abbildung 6).

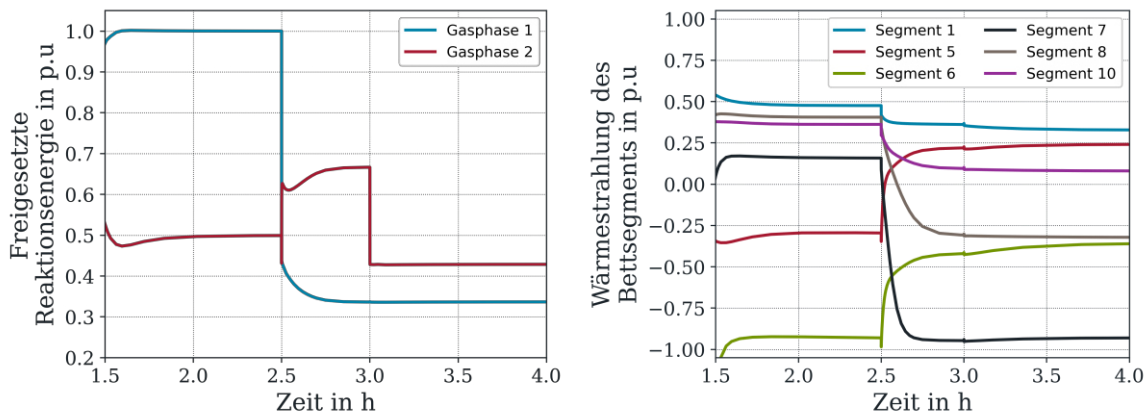


Abbildung 6: Links: In der Gasphase freigesetzte Reaktionsenergie, Rechts: Wärmestrahlung zwischen den einzelnen Segmenten und der Gasphase

Die geringere Wärmeübertragung aus der Gasphase an die vorderen Segmente (z.B. Segment 1) führt dazu, dass sich Trocknung und Pyrolyse in spätere Segmente verschieben. Dies hat zur Folge, dass auch die Koksverbrennung im Bettsegment von Segment 5 und 6 zu Segment 6, 7 und 8 verschoben wird. Der Effekt wird sowohl durch die Temperaturverläufe (Abbildung 5) als auch durch die Wärmestrahlung in den Abbildungen deutlich (Abbildung 6).

Vor Änderung der Luftzufuhr geben die Segmente 5 und 6 Wärme an die Gasphase ab, nach der Änderung der Luftzufuhr nimmt Segment 5 Wärme von der Gasphase auf, während Segment 6 eine deutlich geringere Wärmemenge abgibt. Hingegen nehmen Segment 7 und 8 zunächst Wärme auf und geben nach Änderung der Luftzufuhr die bei der Verbrennung entstehende Wärme an die Gasphase ab.

4.3 ERKENNTNISSE

Das Feuerraummodell kann für verschiedenste Untersuchungen, wie Anfahrprozesse oder Lastwechsel verwendet werden. Das Modell reagiert dabei sensitiv auf äußere Anpassungen beziehungsweise Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die zugeführte Primär- und Sekundärluft oder die Brennstoffzusammensetzung (Feuchtigkeit- und Anteil volatiler Gase).

Die Kopplung über das Strahlungsmodell bewirkt, dass sowohl die durch die Wandkühlung aus dem Feuerraum abgeführte Wärme als auch die im Modell festgelegten Wärmekapazitäten der Wände den Verbrennungsprozess signifikant beeinflussen. Dies ist auf die temperaturabhängige Reaktionskinetik, beziehungsweise Beachtung der Aktivierungsenergien in den verschiedenen Teilmodellen zurückzuführen. Übersteigt die an die Außenwände abgegebene Wärmemenge eine bestimmte Schwelle, z.B. durch zu frühes Abschalten der Hilfsbrenner bei kaltem Anfahren der Anlage, kann der interne Verbrennungsprozess zum Erliegen kommen, wenn die für Trocknung und Verkokung zur Verfügung stehende Wärmemenge unzureichend ist.

5. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In dieser Arbeit wird das Systemmodell einer Rostfeuerung vorgestellt, welches die detaillierte physikalisch basierte Abbildung von Biomassen- und Abfallverbrennungsprozessen ermöglicht.

So kann die Reaktion der Anlage auf Änderung der äußeren Bedingungen, wie zum Beispiel von Brennstoffmassenstrom und -komposition, Zuluftmassenstrom oder entnommener Wärmemenge, untersucht werden.

Anhand zweier Szenarien demonstrieren wir, wie die Dynamik einer Anlage auch für transiente Betriebsszenarien, wie Anfahrprozesse oder Lastwechsel vorhersagbar wird.

Die verwendeten Modelica-Bibliotheken ClaRa und ClaRaPlus ermöglichen darüber hinaus eine direkte Integration der Rostfeuerung in einen Kraftwerksprozess zur Stromerzeugung inklusive Regelung.

Damit steht ein umfangreiches Modellierungs-Werkzeug für Anlagen zur Abfall – und Biomassenverbrennung zur Verfügung, welches sowohl für die Konzeption neuer Anlagen als auch die Flexibilisierung und Optimierung bestehender Anlagen genutzt werden kann.

6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV): "Müllverbrennung", 2021.
<https://www.bmuv.de/WS617>
- [2] Modelica Association, „Modelica – A Unified Object-Oriented Language for Systems Modeling -- Language Specification“, Version 3.6, 2023.
<https://modelica.org>
- [3] J. Brunnemann, F. Gottelt, *et al.*, "Status of ClaRaCCS: Modelling and Simulation of Coal-Fired Power Plants with CO₂ Capture", proceedings of the 9th International Modelica Conference, Munich, Germany, 2012.
<http://dx.doi.org/10.3384/ecp12076609>
- [4] A. Vojacek, J. Brunnemann, T. Hanke, T. Marx-Schubach and J. Eiden: "*Status of the ClaRa Library: Detailed Transient Simulation of Complex Energy Systems*", proceedings of the 15th International Modelica Conference, Aachen, 2023. <https://doi.org/10.3384/ecp204617>
- [5] The ClaRa Development Team: "*ClaRa -Simulation of Clausius Rankine Cycles*", version 1.8.2, 2024.
<https://github.com/xrg-simulation/ClaRa-official>
- [6] The ClaRa Development Team: "*ClaRa – OpenDevelopment Community Platform*", 2024.
<https://github.com/xrg-simulation/ClaRa-openDevelopment>
- [7] M. Gulba, „Erstellung eines Modells einer Rostfeuerung für die ClaRa-Bibliothek mit Modelica zur Simulation des dynamischen Kraftwerkverhaltens“, Masterarbeit, Technische Universität Hamburg, Hamburg, Deutschland, 2019.
- [8] H. Spliethoff, *Power Generation from Solid Fuels*, 2010. Aufl., Power Systems. Berlin, Deutschland: Springer, Apr. 2010.
<https://doi.org/10.1007/978-3-642-02856-4>

- [9] R. J. Nielsen *et al.*, "Grate Boiler Modeling for Soft Sensor Based Control," Tech. Rep. 2018:4901, Energiforsk AB, Oct. 2018.
<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/25270>
- [10] The ClaRa Development Team: "*ClaRa+ Library*", version 1.7.5, 2024.
<https://www.claralib.com/>

GRÜNE ENERGIE FÜR DIE MOBILITÄT: SPEICHERFORMEN UND ANFORDERUNGEN AN INFRASTRUKTUR UND KRITISCHE ROHSTOFFE

Peter Drews-Walkling

¹ Technische Hochschule Lübeck, Wissenschaftszentrum Elektromobilität, Leistungselektronik und dezentrale Energieversorgung (EMLE), Lübeck

ABSTRACT

Bei der Diskussion um die Nutzung erneuerbarer Energien für die Mobilität wird oft die Effizienz, also der Gesamtwirkungsgrad well-to-wheel, in den Vordergrund gestellt oder sogar zum einzigen Kriterium erhoben.

Dabei haben der Ausbau der erforderlichen Infrastruktur bzw. die Nutzung vorhandener Infrastruktur und der Bedarf und die Verfügbarkeit kritischer Rohstoffe einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und das Tempo der Umsetzung.

Letztlich spielen auch die erzielbaren Reichweiten und erforderlichen Tank- bzw. Ladezeiten eine wichtige Rolle für den praktischen Einsatz.

Für den Einsatz in Schwellenländern ist überdies die technologische Komplexität der Herstellung, Verteilung und Verwendung entscheidend.

Dieser Artikel soll sowohl die Verfahren zur Nutzung regenerativ erzeugter elektrischer Energie über Batterien, Wasserstoff und seiner Derivate als auch die Verfahren zur Nutzung biologisch erzeugter Kraftstoffe im Hinblick auf die genannten Kriterien beleuchten.

31. Energie-Symposium

1. ENERGIEDICHTE DER FÜR DIE MOBILITÄT NUTZBAREN SPEICHER

Tabelle 1 zeigt die Energiedichte der für die Mobilität geeigneten Energiespeicher [1].

Tabelle 1: Energiedichte mobiler Speicher

	volu- metrisch kWh/l	gravi- metrisch kWh/kg	Tank Ge- wicht kg	Tank Inhalt	Inklu- sive Tank kWh/kg	Wir- kungs- grad well-to- wheel
Wasserstoff, Metallhydrid	5,3	2				
Wasserstoff, LOHC	2,0 (1,0)	2,0	2 x 4	40 l		16 - 20
Wasserstoff, flüssig	2,4	33,3	140	120 l / 8 kg	1,9	25 - 35
Wasserstoff, 700 bar	1,3	33,3	100	120 l / 4 kg	1,3	25 - 35
Wasserstoff, 350 bar	0,8	33,3				25 - 35
Wasserstoff, 200 bar	0,6	33,3	58	0,74 kg	0,42	25 - 35
Ammoniak	3,2	5,4				
Erdgas, 200 bar	2	18,8	58		1,67	12 - 20
Erdgas, flüssig	5,8	18,8				12 - 20
Methanol	4,3	5,4	4	40 l		12 - 20
Diesel	10	11	4	40 l		12 - 20
Benzin	8,5	11	4	40 l		12 - 20
Lithium-Cobaltdioxid-Akku	0,45	0,11 – 0,16				70 - 80
Lithium-Polymer-Akku		0,1 – 0,15				70 - 80
Lithium-Eisen-Phosphat-Akku		0,08 – 0,14				70 - 80
Lithium-Titanat-Akku		0,09				70 - 80
Natrium-Ionen-Akku		0,15				70 - 80

Die in Tabelle 1 in den linken Spalten dargestellten Werte sind zunächst nur die Werte des jeweiligen Mediums, ohne Tank, mit Ausnahme der Werte für die Akkumulatoren. Bei LOHC kommt ein zweiter Tank für den entladenen LOHC hinzu, so dass sich die volumetrische Energiedichte halbiert.

Die beiden rechten Spalten zeigen typische Gewichte für Tanks, bei Wasserstoff bei 700 bar für etwa 500 km Reichweite entsprechend 120 l, und die daraus resultierende gravimetrische Energiedichte.

Die klassischen Energieträger Diesel und Benzin setzen mit ihrer gravimetrischen Energiedichte von 11 kWh/kg und volumetrisch 10 bzw. 8,5 kWh/l einen schwer zu übertreffenden Maßstab. Sie müssen allerdings synthetisch hergestellt werden – PtL = Power to Liquid – um klimaneutral, also CO₂-neutral zu sein und somit kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre auszustoßen. Von der eingesetzten regenerativ aus Wind, Sonne und Wasserkraft erzeugten elektrischen Primärenergie bleibt dann

allerdings nur ein Well-to-Wheel-Wirkungsgrad von 12 bis 20% übrig. Synthetisch erzeugtes Benzin und Diesel erfordert keine Investitionen in die Infrastruktur, die vorhandene kann weiter genutzt werden.

Biomethan als CO₂-neutraler Ersatz für Erdgas und Methanol haben dabei den Vorteil, dass sie auch biologisch hergestellt werden können. Diese Verfahren benötigen geringere Investitionen und sind technologisch einfacher, so dass sie auch in Schwellenländern mit weniger intensiver Flächennutzung eingesetzt werden könnten. In unseren dicht besiedelten Ländern können sie durch die Verwertung biologischer Abfälle wie Gülle und Tierkot Probleme unserer intensiven Landwirtschaft lösen.

Für Methanol kann die vorhandene Benzin-/Diesel-Infrastruktur genutzt werden, für Biomethan gibt es bereits eine 200 bar-Infrastruktur von etwa 1000 Tankstellen für PKW in Deutschland, für flüssiges Biomethan – LNG bzw. LBM – etwa 160 Tankstellen für den Schwerlastverkehr (Stand 2/2023) und 5000 zugelassene LKW in Deutschland (Stand 4/2022) mit Reichweiten bis 1600 km.

Methanol und Biomethan können in leicht modifizierten Ottomotoren eingesetzt werden, ein Übergang zu Brennstoffzellen ist aber möglich und würde den Wirkungsgrad verdoppeln, also in den Bereich des Wasserstoffs bringen von 25 bis 35%.

Wasserstoff ist CO₂-frei, hat einen Wirkungsgrad von 25 bis 35% und bereits eine Infrastruktur von etwa 100 H₂-Tankstellen für PKW mit 700 bar. Die etwa 100 kg schweren Druckgastanks lassen allerdings die Energiedichte auf 1,3 kWh/kg und 1,3 kWh/l sinken, etwa ein Achtel von Diesel. Die verfügbaren PKW, in Deutschland zur Zeit der Hyundai Nexa und der Toyota Mirai, haben Tankinhalte von etwa 5 kg und bei einem typischen Verbrauch von 1kg H₂ pro 100 km Reichweiten von etwa 500 km. Busse und LKW sind verfügbar, für den Fernverkehr noch in der Anfangsphase. Das Tankstellennetz für die zur Zeit favorisierte Variante von 350 bar besteht bislang in Deutschland aus etwa 10 Tankstellen.

Batterien haben den höchsten Wirkungsgrad von 70 bis 80%, tragen aber mit ihrer niedrigen Energiedichte von 0,45 kWh/l und bis zu 0,16 kWh/kg erheblich zum Fahrzeuggewicht bei. Immerhin lassen sie sich bei PKW platzsparend im Unterboden unterbringen. Die Entwicklung schreitet rasch voran, Kapazitäten von 40 bis 60 kWh sind heute üblich und auch 100 kWh keine Seltenheit. Das reicht unter idealen Bedingungen von etwa 20 Grad und vorsichtiger Fahrweise bei etwa 100 km/h für Reichweiten von 300 bis 600 km. LKWs für den Zubringerbereich bis 200 km Reichweite sind bereits im Einsatz, ebenso Linienbusse für den Stadtverkehr. Für den LKW-Fernverkehr werden erste Fahrzeuge mit 500 km Reichweite angeboten. Ob die langen Ladezeiten von über 2 Stunden bei 150 kW Ladeleistung und der noch schwache Ausbau von Schnellladesäulen für LKW mit 150 kW und mehr ihren Einsatz praktikabel machen, muss sich noch zeigen.

2. HEIZ- UND KLIMABEDARF - AUSWIRKUNG AUF DEN WIRKUNGSGRAD

Bei dem Vergleich des gesamten, Well-to-Wheel-Wirkungsgrads, wird in der Regel die bei allen Fahrzeugen mit Personenbeförderung benötigte Energie für Heizen und Klimatisierung des Innenraums außer Acht gelassen. Für den reinen Antrieb der Fahrzeuge ist der Abstand im Wirkungsgrad zwischen batterieelektrischem und Brennstoffzellenantrieb und erst recht Verbrennungsmotoren beeindruckend und favorisiert eindeutig den batterieelektrischen Antrieb.

Bei Batteriefahrzeugen muss aber die Energie für Heizen und Klimatisierung vollständig der Traktionsbatterie entnommen werden, während Brennstoffzellen- und Verbrennerfahrzeuge genügend Abwärme erzeugen. Bei Batteriefahrzeugen schrumpft dadurch und durch die bei Kälte schlechtere Leistung der Akkumulatoren die Reichweite beträchtlich. Messungen des ADAC [2] nach dem Green NCAP-Zyklus für Kurzstrecke – 23 km in 30 Minuten bei 23 und -7 Grad – ergaben einen Mehrverbrauch von 40 bis 100%, also bis zu einer Verringerung der Reichweite auf die Hälfte. Nach seinem eigenen

Zyklus bei 0 und 20 Grad und gemittelt über Geschwindigkeiten von 30, 50, 80 und 120 km/h ermittelte der ADAC immerhin auch noch ein Mehrverbrauch von 20 bis 30%.

Im Extremfall, also 100% Mehrverbrauch, ergibt sich damit für das Batteriefahrzeug ein Gesamtwirkungsgrad von 35 bis 40%, der Abstand insbesondere zur Brennstoffzelle schrumpft damit deutlich.

3. INFRASTRUKTUR – VORHANDENE NUTZEN ODER NEUE BAUEN?

Bei normalen Temperaturen und Umgebungsdruck flüssige Kraftstoffe und Trägerstoffe wie LOHC können mit minimalem Aufwand die vorhandene Infrastruktur nutzen, also Pipelines, Tankwagen auf der Straße und Schiene, Tankschiffe und Tankstellen. Mit den flüssigen Kraftstoffen lassen sich Fahrzeuge direkt betanken, bei LOHC ist dies nur für Schiffe, Schienenfahrzeuge und LKW denkbar wegen der zwei Tanks für beladenen und entladenen LOHC und des für die Extraktion des Wasserstoffs nötigen Reaktors. Für PKWs ist die Belieferung der H₂-Tankstellen möglich.

Wasserstoff benötigt außer der eben genannten LOHC-Variante Pipelines für Transport bei geringen Drücken, und Druckgas- oder Flüssiggas-Tankwagen oder Tankschiffe. Wasserstofftankstellen sind wegen der Kompression und Vorkühlung des Wasserstoffs sehr teuer, für PKW-Tankstellen werden etwa 1 Mio. Euro angesetzt.

Die Ladeinfrastruktur erfordert einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes. Für das Laden zuhause in der Garage oder im Carport, dem komfortabelsten Szenario für Elektroautofahrer, lässt sich die Anforderung durch smartes Laden zu Zeiten mit großem Stromangebot im Netz etwas senken.

Schnellladestationen, insbesondere Autobahntankstellen, die in Zukunft einen ähnlichen Durchsatz wie heute bei der Betankung von Fahrzeugen haben sollen, brauchen eine etwa fünffache Anzahl von Ladepunkten gegenüber Zapfsäulen wegen der fünffach längeren Ladezeit verglichen mit Betankung.

Für Betankungs- und Ladezeiten können folgende Werte angenommen werden [3]:

PKW: Flüssiger Kraftstoff 3 min., Wasserstoff 5 min., Strom 21 min.

LKW: Flüssiger Kraftstoff 4 min., Wasserstoff 30 min., Strom 171 min.

Die Leistung der Zapf- und Ladesäulen ist dabei mit

16 l/min PKW, 110 l/min LKW, 60 g/s PKW, 120 g/s LKW, 350 kW PKW und LKW angenommen.

Um eine heutige Tankstelle mit 8 Dieselpapfpunkten zu ersetzen, wären 11 H₂-Zapfpunkte erforderlich oder 30 Hochleistungsladesäulen.

Die erforderliche Leistung ist dabei 32 kW für Diesel, 1,4 MW für Wasserstoff und 10,5 MW für Strom. Der Jahresverbrauch eines solchen Ladeparks bei 24h-Verfügbarkeit und einer Auslastung von 55% beträgt 51 GWh und entspricht damit dem Verbrauch von 13.000 Einfamilienhäusern.

4. OFFSHORE H₂-GENERATOR – BEISPIELPROJEKT ZUR SENKUNG VON INFRASTRUKTURKOSTEN

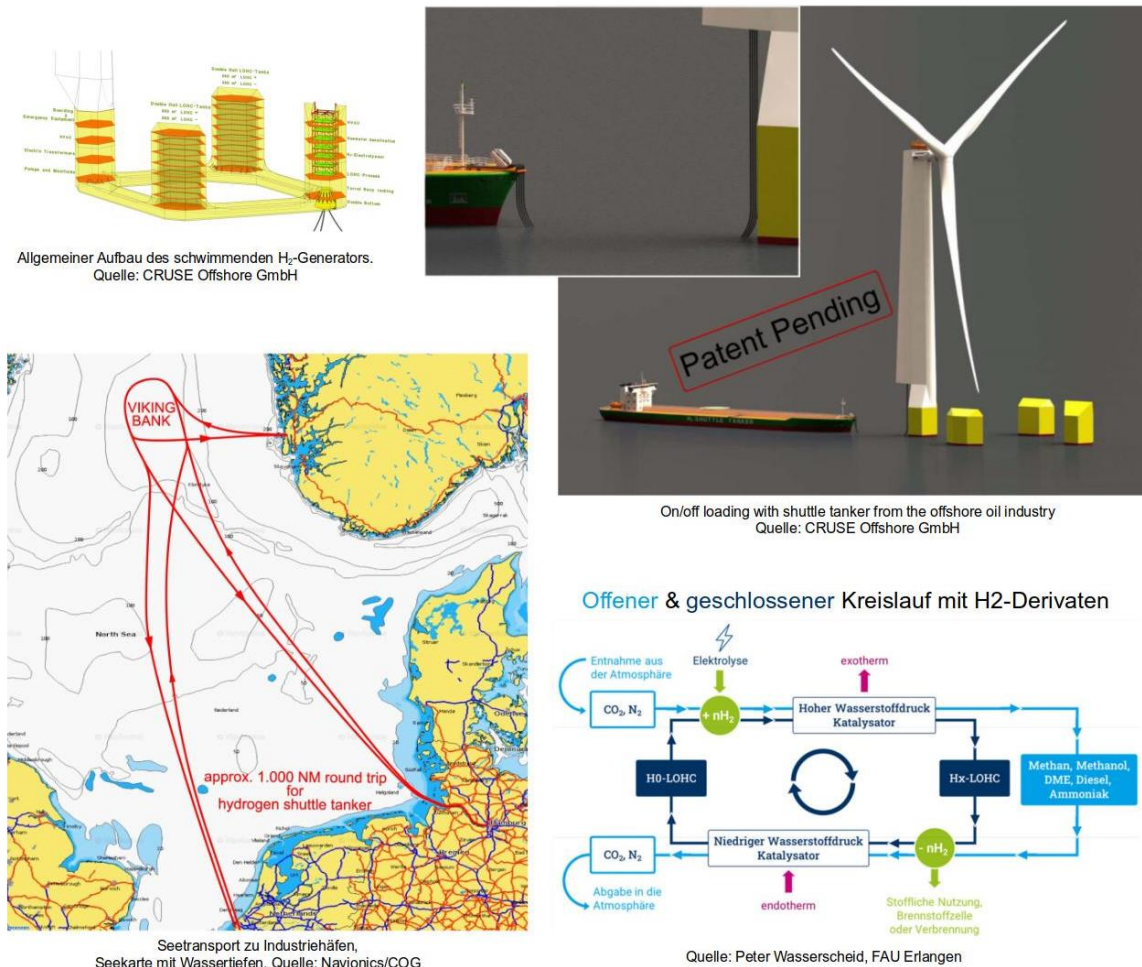
Wasserstoff wird im defossilisierten Energiesystem der Zukunft eine herausragende Rolle spielen. In manchen Bereichen ist die Defossilisierung gar nicht anders möglich, z.B. in der Stahl-, Glas- und Zementproduktion. Für die saisonale Speicherung der fluktuierenden Wind- und Sonnenenergie reicht die Kapazität der herkömmlichen Großspeicher wie Pumpspeicherseen und Druckluftspeicher bei weitem nicht aus. Da bei Wasserstoff mit der Elektrolyse nur ein Umwandlungsschritt vom Strom erforderlich ist, stellt er mit ausgespülten Salzkavernen, wie sie schon heute für Erdgas verwendet

31. Energie-Symposium

werden, den bei weitem kostengünstigsten Großspeicher dar.

Die Senkung der Erzeugungs- und Transportkosten von Wasserstoff spielt also eine wichtige Rolle. Ein interessantes Projekt, das im September 2023 startete und im Januar 2024 bei einer Veranstaltung der Erneuerbaren Energien Hamburg (EEHH) sowie im Juni 2024 an der Technischen Hochschule Lübeck vorgestellt wurde, ist der Offshore H₂-Generator. Er verbindet mehrere Ideen zur Kostensenkung.

Abbildung 1: Offshore H₂-Generator



Der Offshore-H₂-Generator [4] wird im BMWK-Verbundvorhaben ProHyGen als Prototyp von schwimmenden autonomen Windkraft-Wasserstoff-Produktionsinseln für Offshore-Gebiete außerhalb der potenziellen Standorte für herkömmliche Offshore-Windparks entwickelt. Der Wasserstoff wird an LOHC gebunden und kann daher mit herkömmlichen Öl-Tankern abgeholt und über die Öl-Infrastruktur weiterverteilt werden, es ist keine Pipeline oder Stromnetzanbindung erforderlich.

Neben der Cruse Offshore GmbH und anderen Firmen sind die TU Hamburg und die FAU Erlangen-Nürnberg beteiligt.

Allein die Entkopplung vom Strom- und Gasnetz reduziert die Erzeugungskosten um 50%. Da die Windenergieernte mit der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängt, bringt z.B. eine Erhöhung von 8 m/s auf 10 m/s eine Verdopplung der erzeugten Energie. Als schwimmende

Windenergieinsel kann der Offshore-H₂-Generator in Gebieten operieren, die für fundamentgebundene Windenergieanlagen nicht mehr möglich sind und dort wegen der höheren Windgeschwindigkeit und der stabiler wehenden Winde leicht die doppelte Energiemenge ernten, was zu einer weiteren Kostensenkung um bis zu 50% führt.

Die Nutzung von LOHC als Transportmedium ermöglicht die Weiternutzung der bestehenden Ölinfrastruktur in der postfossilen Ära. Die beim Aufladen des LOHC mit Wasserstoff entstehende Wärme wird für die Meerwasserentsalzung genutzt bevor das Wasser in den Elektrolyseur geht. Die zum Entladen des Wasserstoffs beim Verbraucher benötigte Wärme verbraucht etwa 30% des im LOHC gebundenen Wasserstoffs, bei Industrieprozessen kann jedoch auch die dabei oft anfallende Abwärme genutzt werden.

5. KRITISCHE RESSOURCEN

In den klassischen Automobilen mit Verbrennungsmotor wurden praktisch keine kritischen Ressourcen verbaut. Eisen als Stahl oder in anderer Form lässt sich praktisch vollständig recyceln, ebenso das in den Akkus verbaute Blei. Das in den modernen Automobilen mit den Katalysatoren hinzugekommene Platin und die für die Elektronik verwendeten Materialien wie Palladium werden ebenfalls recycled.

Das in den Akkus der Elektroautos verwendete Lithium hingegen ist eine kritische Ressource. Es sind nur endliche Vorkommen bekannt, und je nach Hochlauf der Elektromobilität und Recyclinggrad kann in wenigen Jahrzehnten eine Verknappung eintreten. Zudem wird Lithium in einigen Ländern wie z.B. Chile unter hohem Wassereinsatz gerade in Gegenden gewonnen, in denen Wasserknappheit herrscht, so dass dortigen Bewohnern die Lebensgrundlage entzogen wird.

Das in den leistungsfähigsten Lithium-Akkus verwendete Cobalt wird überwiegend unter menschenverachtenden Bedingungen in Afrika gewonnen.

Andere Lithium-Akkus wie Lithium-Eisen-Phosphat-Akkus kommen ohne Cobalt aus.

Natrium-Ionen-Akkus kommen gänzlich ohne kritische Rohstoffe aus. Sie sind weniger leistungsfähig, aber auch weniger empfindlich, z.B. gegen Tiefentladung. Natrium kommt im Meersalz (Natriumchlorid) in praktisch unerschöpflicher Menge vor, so dass sich Recyceln nicht lohnt. Erste PKWs mit Natrium-Ionen-Akkus werden bereits in Serie hergestellt. [5]

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die in einem PKW verwendeten Ressourcen und ihre Größenordnung, Kilogramm, Gramm, Milligramm. [6]

Abbildung 2: Ressourcen-Einsatz im Automobil

	Gold	Silber	Kupfer	Gallium	Indium	Germanium	Platin	Palladium	Neodym	Praseodym	Dysprosium	Terbium	Lithium	Kobalt
Elektromobiler Antrieb														
Elektromotor			●	●					●	●	●	●		
Leistungselektronik	●	●	●	●	●	●		●						
Lithium-Ionen-Batterie			●										●	●
Kabel			●											
Brennstoffzellenkomponenten (Systemmodul, Stack, H ₂ -Tank)			●	●			●		●	●	●	●		
Ladestation/-säule inkl. Ladekabel		●	●	●	●	●								
Antriebsunabhängige Komponenten														
Standardverkabelung Auto		●	●											
Weitere Elektroanwendungen (Lenkung, Bremsen, Elektronik)			●											
Konventioneller Antrieb														
Antriebskomponenten (Motor, Lichtmaschine, Katalysator)			●				●	●						

● = Einsatz im kg-Bereich je PKW
 ● = Einsatz im g-Bereich je PKW
 ● = Einsatz im mg-Bereich je PKW

Quelle: BUCHERT et al. 2011a; ergänzt durch TREFFER 2011, überarbeitet

6. WELCHE SPEICHERFORM FÜR WELCHE ANWENDUNG?

Batterien, Li-Ionen oder Na-Ionen

- PKW: großes Angebot an verfügbaren Modellen
komfortabel für Pendler mit eigenem Carport / eigener Garage
öffentliches Ladenetz noch dünn, speziell das Schnelladenetz
Ladezeiten (mindestens 20 min.) betragen ein Mehrfaches verglichen mit Tankzeiten
- Transporter und LKW bis 500 km Reichweite verfügbar, Ladezeiten länger als bei PKW
- Busse: zunehmend im Einsatz im Stadtverkehr
- Bahn: ideal für teilelektrifizierte Strecken, Stromabnehmer für Oberleitungsabschnitte

H2 350 bar

- für LKW, Busse und Bahn, bereits im Einsatz, einige Tankstellen vorhanden

H2 700 bar

- PKW-Tankstellennetz vorhanden, etwa 100 in Deutschland weitere in Westeuropa, Südkorea
- 2 Modelle lieferbar, Toyota Mirai und Hyundai Nexo, Honda F-Cell im europäischen

31. Energie-Symposium

Ausland

- gut geeignet für Langstrecken-PKW, ideal als Plug-In-Hybrid, wie der nur in Kleinserie gebaute Mercedes GLC F-Cell

H2 flüssig

- für LKW möglich
- für Luftfahrt bis Mittelstrecke favorisiert

LOHC

- Infrastruktur - bleibt wie bei Benzin, Diesel etc.
- > einfache Belieferung der industriellen Anwendungen, Abwärmenutzung möglich
- PKW: Belieferung von H2-Tankstellen, keine direkte Verwendung
- LKW: ähnlich, mobile Anwendung machbar, aber schwierig
- Bahn: mobile Anwendung möglich, bei Lokomotiven z.B. als externer Tender-Tankwagen
- bei Triebzügen: Gewicht und Platzbedarf mit bestehenden Druckgas-Lösungen vergleichbar

Ammoniak

- Antrieb im Frachtschiffverkehr, schon heute als Zusatzkraftstoff zum Schweröl oder Diesel
- Etablierte Prozesse, als Fracht seit Jahrzehnten auf den Weltmeeren unterwegs

Methanol - synthetisch oder Biomethanol

- Infrastruktur - bleibt wie bei Benzin, Diesel etc.
- Nutzung in Verbrennungsmotoren schon heute möglich, weicher Übergang zu Brennstoffzellen

Bioethanol

- in Brasilien seit Ende der 70er Jahre ein Erfolg
- Biokraftstoffe deutlich preiswerter als synthetische!

Methan - synthetisch oder Biomethan

- Druckgas 200 bar
- gut 700 Tankstellen
- PKW: Modelle vorhanden, in Deutschland keine Neuwagen mehr
- Nutzung in PKW realisiert, bi-fuel, Übergang zu Brennstoffzellen möglich
- flüssig, LNG oder LBM
- Tankstellennetz für LKW vorhanden, 160 Tankstellen für 5000 zugelassene LKW

Synthetische Kraftstoffe - Benzin, Diesel, Kerosin

- Infrastruktur und Fahrzeuge vorhanden -> CAPEX-Kosten nur für die Herstellungsanlagen
- derzeit einzige Lösung für Langstreckenflüge
- hoher Primärenergiebedarf -> hohe OPEX-Kosten

7. LITERATURVERZEICHNIS

[1] Quellen zu Tabelle 1:

J. Lehmann, T. Luschtinetz, Wasserstoff und Brennstoffzellen, Springer Verlag Berlin, Heidelberg, 2014

N. Muralidharan et al., Next-Generation Cobalt-Free Cathodes - A Prospective Solution to the Battery Industry's Cobalt Problem, Januar 2022

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen), Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Berlin 2017

31. Energie-Symposium

- [2] <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-reichweite-winter/> - abgerufen am 15.10.2024
- [3] C. Gränitz, Boxenstopp: Strom oder Wasserstoff? Ein Technologievergleich der Energieübertragungssysteme, Vortrag beim H2-Forum Technologie der Erneuerbaren Energien Hamburg (EEHH) am 22.6.2022
- [4] J. Cruse, M. Abdel-Maksoud, P. Wasserscheid, H2-Lieferkette – nicht komplexer als Öl, Hansa International Maritime Journal, 03/2024
J. Cruse, M. Abdel-Maksoud, P. Wasserscheid, R. Banek, D. Wösten, M.S.D. Yoo, T. Böhm, Offshore H2-Generator, Vorstellung bei Erneuerbaren Energien Hamburg (EEHH) am 16.1.2024
- [5] <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/feststoffbatterie/> - abgerufen am 15.10.2024
- [6] Rohstoffbedarf für Systemkomponenten von konventionellen, batterieelektrischen oder Antrieben mit Brennstoffzellen 2010 – Tabelle: SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) 2017: Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Berlin, S. 88
Übersichtsartikel mit Quellenangaben:
M. Randelhoff, Batterieelektrisch vs. Brennstoffzelle (H2) vs. Power-to-X im Straßenverkehr: Energieeffizienz, Wirkung auf das Energiesystem, Infrastruktur, Kosten und Ressourcen
<https://www.zukunft-mobilitaet.net/169895/analyse/elektroauto-brennstoffzelle-synthetische-kraftstoffe-ptx-ptl-kosten-infrastruktur-rohstoffe-energiebedarf-wirkungsgrad/> - abgerufen am 15.10.2024

HYDROGEN AS A SERVICE:

GESCHÄFTSMODELLENTWICKLUNG FÜR WASSERSTOFFDIENSTLEISTUNGEN ZUR SEKTORENKOPPLUNG IN DEUTSCHLAND.

BEISPIEL SMART ENERGY HYDROGEN HUB RÜGEN

Dominik Eichbaum

*Universität Siegen, Lehrstuhl für Dienstleistungsinnovationen und Handwerk, Prof. Dr. G.
Strina; PhD.Cand.*

Dominik.Eichbaum@uni-siegen.de

Hyfuels GmbH, Siegen

Vortrag mit Tagungsbandbeitrag

I. EINLEITUNG

Der Konferenzbeitrag behandelt die systemische Rolle von Wasserstoff-Hubs bei der Transformation des deutschen Energiemarkts von einem klassischen Erzeugungs- hin zu einem integrierten Kapazitätsmarkt und Beispiel eines regionalen Anwendungsvorhabens an der Ostsee. Die zentrale Forschungsfrage lautet: Wie können Wasserstoff-Hubs effektiv dazu beitragen, die Herausforderungen der Asynchronität zwischen Energieproduktion, -speicherung und -nutzung zu überwinden und somit die Stabilität und Flexibilität des Energiemarktes zu gewährleisten? Der Ansatz dieser Design-Science-Research Forschung adressiert die Geschäftsmodellentwicklung für Wasserstoffdienstleistungen zur Sektorenkopplung in Deutschland. Auf Basis der Analyse eines Praxisbeispiels in der Ostsee-Region und auf der Insel Rügen, wird aufgezeigt, wie Wasserstoffinnovationen als Beitrag für Modellregionen im Kontext von systemisch-sektoralen Herausforderungen entwickelt werden können. Im Projekt „SmarH2Hub Mukran“ (Mukran Port) wird in einem Reallabordemonstrator die Integration von dezentraler Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien wie Onshore- und Offshore-Wind mit einem geplanten 5MW Elektrolyseur untersucht, mit der die Entwicklung von Speicher- und Verteilungsinfrastrukturen in Zuge eines Hubs ermöglicht und in lokale Transformationspläne von ÖPNV, Industrie und Wärmeversorgung eingebunden werden kann.

Die Entwicklung von Serviceinfrastrukturen zur Dekarbonisierung und Sektorenkopplung sollen in diesem Kontext zur nachhaltigen Technologieanwendung beitragen. Die Lösung, die vorgeschlagen wird, ist ein „Hydrogen as a Service“-Modell, das nicht nur technische, sondern auch marktseitige Herausforderungen adressiert, indem es Dienstleistungsinnovationen zur Bewältigung von Unsicherheiten in Energiemärkten anbietet und Wasserstoff in die Sektoren systemisch integriert. Dieses Modell leistet einen Beitrag für die anwendungsnahe Umsetzung der Energiewende und die Sicherstellung einer stabilen, dekarbonisierenden Energieversorgung in einem zunehmend dezentralisierten und vorrangig von lokalen Stakeholdern getragenen Energiesystem.

II. ZIELSETZUNG DER FORSCHUNGSFRAGE

Der Vortrag zeigt an einem Praxisbeispiel auf, wie Wasserstoff-Hubs nicht nur technische, sondern auch marktwirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende adressieren müssen, indem sie die sogenannte „Flexibilität“ und netzseitige „Stabilität“ des Energiemarktes durch innovative Ansätze wie „Hydrogen as a Service“ als Kapazitätsressource verbessern und systematisch in die Stakeholder-

Netzwerke (Up/Mid/Downstream) integrieren. Die Insel Rügen (Landkreis Vorpommern-Rügen) steht in der Umsetzung einer Wasserstoffstrategie für die Wirtschafts- und Strukturentwicklung der Region. In dieser Strategie werden verschiedene Zielbilder einer Wasserstoffregion verfolgt, die Aspekte der Produktion, Speicherung und sektorale Verwertung betreffen.¹ Das Projekt „SmartH2Hub Mukran“ steht beispielhaft für die praktische Umsetzung dieser Konzepte und bietet hilfreiche Erkenntnisse für die Weiterentwicklung des Kapazitätsmarktes in Deutschland und Europa.

Die Anwendung der Design Science Research Methodologie dient in diesem Beitrag zur Problemidentifikation und -motivation mit Beschreibung der spezifischen Herausforderungen bei der Geschäftsmodellentwicklung im Wasserstoffsektor. Die Motivation zur Anwendung als methodologischen Ansatz dient der Zielsetzung der Entwicklung eines innovativen und skalierbaren HaaS-Geschäftsmodells, unter Berücksichtigung der Übergangsphase vom Erzeuger- zum Kapazitätsmarkt und Design und Entwicklung einer Konzeption eines HaaS-Geschäftsmodells basierend auf den drei identifizierten Kernpunkten: a) Flexible und skalierbare Geschäftsmodelle, b) Integration von Wasserstoff in bestehende Energiemärkte und c) kohärenter regulatorischer Rahmen. Die Demonstration erfolgt durch Implementierung und Anwendung des Modells im Rahmen des Smart Energy Hydrogen Hub auf Rügen, welches zur Darstellung der Synergien zwischen erneuerbaren Energien und Wasserstoffnutzung dient.

III. EINORDNUNG IN ÜBERGEORDNETE DISKUSSIONEN:

Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle in der Energiewende und erfordert innovative Geschäftsmodelle. Klimaneutralität ist eine verfassungsgebende Anforderung in Deutschland und der EU, gestützt durch die UN Sustainable Development Goals. Wasserstoff wird im wissenschaftlichen und politischen Konsens als mögliches Bindeglied zwischen technologischer Innovation und Geschäftsmodellentwicklung betrachtet, mit disruptivem Potenzial für Sektorenkopplung und neue Dienstleistungen. Die Entwicklung von Geschäftsmodellen für Wasserstoffdienstleistungen gewinnt angesichts der globalen Energiewende zunehmend an Bedeutung. Die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands adressiert neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit von (grünen) Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen und den notwendigen Infrastrukturen für Produktion, Speicherung, Transport (Wasserstoffkernnetz, Schifffahrt, Schiene), Redispatch-Leistung und H₂-Kraftwerke, vermehrt die Anwendung und Herstellung von geeigneten Rahmenbedingungen von Wasserstoff in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme².

Die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands verfolgt damit das Ziel, bis 2045 die angestrebte Klimaneutralität zu erreichen, und setzt dabei auf den integrieren Ausbau erneuerbarer Energien sowie die gezielte Nutzung von Wasserstoff in schwer zu dekarbonisierenden Industrien („hard-to-abate“-Sektoren). Ein zentraler Ansatzpunkt ist der Mix aus inländischer Elektrolyse und Wasserstoffimporten, wobei prognostiziert wird, dass bis zu 70 % des Wasserstoffbedarfs in Deutschland und sogar 90 % in Nordrhein-Westfalen durch Importe gedeckt werden müssen. Grüner Ammoniak fungiert hierbei als wichtiges Wasserstoff-Derivat und somit als möglicher Importvektor, der den internationalen Handel und die sichere Versorgung mit klimafreundlichem Wasserstoff ermöglicht.

¹ https://www.lk-vr.de/media/custom/3034_5432_1.PDF?1698247810 Abruf 01.09.2024

² https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html Letzter Abruf 01.09.2024

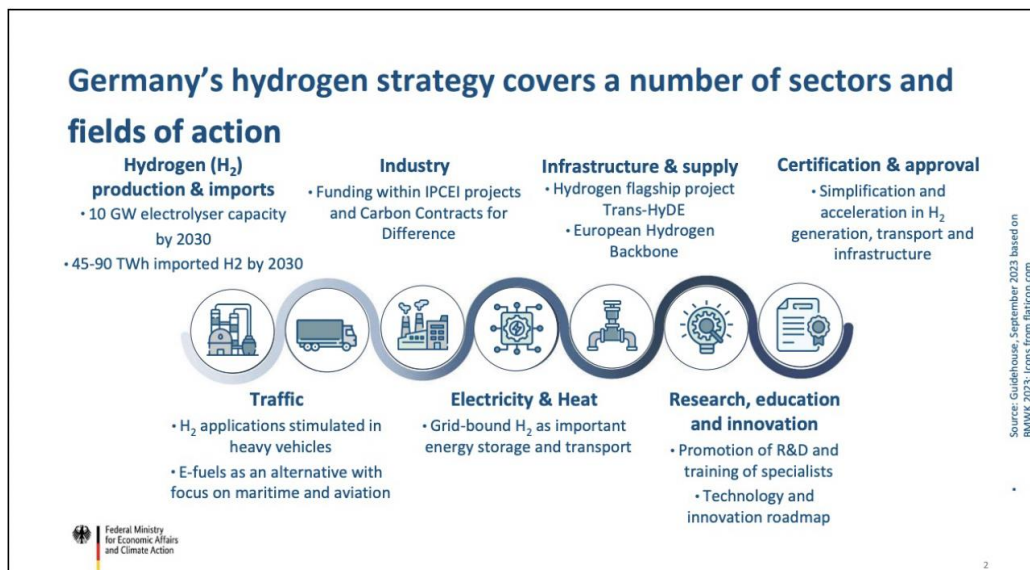


Abbildung 1: Nationale Wasserstoffstrategie Deutschland (BMWK)

Gleichzeitig stellt die Gleichzeitigkeit von Haushaltsmittel-Restriktionen (Finanzierungsseite) und Transformations-Anforderungen (Investitionen) sowohl Privatwirtschaft als auch kommunale Vorhabensträger wie Stadtwerke und Kommunen vor unsichere Entscheidungssituationen. Die zunehmende höchstrichterliche Anrufung von Gerichten in Deutschland zur Urteilung über den aktuellen Stand der Klimaschutzaktivitäten wie des Bundesverfassungsgerichtes zeigt die anhaltende Verunsicherung und dient gleichzeitig zur Klärung der gesellschaftlichen Anstrengungen zur Dekarbonisierung. Da notwendige Technologie bereits hinreichend vorliegt, scheinen vielmehr systemische Elemente zur Umsetzung zu fehlen. Zur Umsetzung von geeigneten Anwendungen untersucht der Beitrag die systemischen Perspektiven von "Hydrogen as a Service" (HaaS) als Lösungsbeitrag mit stärkerer Betonung auf Dienstleistungsaspekten. Er beleuchtet die Herausforderungen und Potenziale in den Spannungsfeldern von Erzeuger- und Kapazitätsmärkten.

Ausgehend von einer Analyse der Wertschöpfungskette und der verschiedenen Akteure im Wasserstoffsektor wird ein innovatives Geschäftsmodell vorgeschlagen, das sowohl die Produktion als auch die Verteilung und Nutzung von Wasserstoff umfasst, sowie Aspekte der Bankability (Finanzierung) und Umsetzungspfade auf Akteursebene integriert. Der Beitrag diskutiert entsprechend dazu die aktuellen regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen, die für die Etablierung von HaaS entscheidend sind und zeigt auf, wie ein integrierter Ansatz zur Förderung der Wasserstoffwirtschaft unter Bedingungen der Unsicherheit (Förderung und Informationsasymmetrien) entsprechend beitragen und modellhaft aussehen kann. Das Konzept eines systemischen Geschäftsmodells für Wasserstoffdienstleistungen möchte eine Grundlage für zukünftige Forschungsansätze und praktische Anwendungen anbieten.

IV. GESCHÄFTSMODELLENTWICKLUNG FÜR WASSERSTOFFDIENSTLEISTUNGEN

Die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft zur Erreichung der Klimaneutralität in Europa 2045 stellt eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Wasserstoff kommt dabei die Rolle als wichtiger Faktor zur Emissionsminderung und Energiespeicherung zu, sowie als sektoraler Vektor

31. Energie-Symposium

zur Energienutzung in einem zukünftigen Energiesystem.³ Wasserstoff soll nach Literatur bis 2050 als einer von sechs Minderungspfaden eine Einsparung von 3,69 Gt CO₂ erzielen.

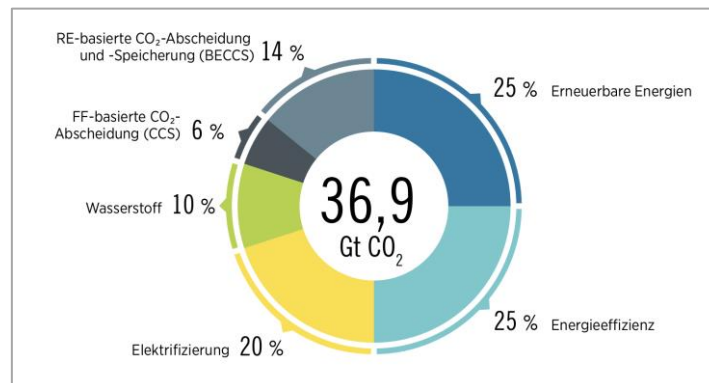


Abbildung 2: IRENA, Minderungsbeiträge nach Faktorgruppen

Der Beitrag untersucht daher die Geschäftsmodellentwicklung für Wasserstoffdienstleistungen unter dem Konzept "Hydrogen as a Service" (HaaS), inwiefern durch die Schaffung dezentraler Kapazitäten (hubs) und Dienstleistungen eine wirtschaftliche Umsetzung und Emissionsreduzierung ermöglicht wird.

Die Erscheinung neuer Begriffsdefinitionen weisen auf normativer Ebene auf die Identifikation von Transformationsdruck innerhalb der Sektorenkopplung hin. Die Analyse umfasst regulatorische Rahmenbedingungen wie die Clean Vehicle Directive (CVD) und die Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III), welche die Grundlagen für die Integration von Wasserstoff in Mobilitäts- und Industriesektoren schaffen. Die nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands wird beleuchtet, wobei der Fokus auf dem Mix aus Elektrolyse und Import sowie auf der Rolle von grünem Ammoniak als Importvektor liegt. Ein Schwerpunkt liegt auf den Herausforderungen für Geschäftsmodelle, einschließlich Skalierbarkeit, Finanzierung (Bankability) und Digitalisierung. Hier werden Konzepte zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit und der Aktivierung von Markthochläufen diskutiert, die essenziell für die sektorenübergreifende Integration von Wasserstoff sind.

Geschäftsmodelle für Wasserstoff können eine zentrale Funktion in der nachhaltigen Energiewende einnehmen, indem sie normativ auf einer integrativen Wirtschaftsethik basieren, die Ressourcen- und Umweltschutz priorisiert. Sie verbinden den wirksamen Einsatz erneuerbarer Energien mit (digitalen) Technologien, um innovative und zirkulär ausgerichtete Ansätze zu schaffen. Solche Modelle fördern nicht nur kreislaufforientierte Potenziale und ermöglichen eine nachhaltige Nutzung von Ressourcen, gleichzeitig bringen sie wirtschaftliche Effizienz und ökologische Verantwortung in Einklang.

V. FORSCHUNGSLÜCKE

Im Mittelpunkt steht die systemische Perspektive, die den Übergang vom Erzeuger- zum Kapazitätsmarkt adressiert und dabei sowohl technologische als auch ökonomische und regulatorische Aspekte berücksichtigt. Der IRENA Bericht „PROJEKTION DER WELTWEITEN ENERGIEWENDE 2022“ stellt heraus, dass *„eine Verbesserung, Modernisierung und Erweiterung der Infrastruktur erforderlich ist, um die Resilienz zu erhöhen und die Flexibilität für ein diversifiziertes und vernetztes System zu schaffen, das in der Lage ist, einen hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien aufzunehmen.“* Die Bundesregierung erhebt in einem neuen Papier „Strommarktdesign der Zukunft“ zur Energiewende“ weiterreichende Überlegungen, wobei die dezentrale Wasserstoffproduktion als

³ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_WETO_Summary_2022_DE.pdf?rev=699ec14b28e94d77acd2c20f19ef7956&hash=D178678CF036946A689915AB46A30D81 Letzter Abruf 01.09.2024, Abb.1

31. Energie-Symposium

Systemkapazität in einem zukünftigen Energiemarkt eine breitere Anwendung finden soll.⁴

Die Literatur zeigt hierzu, dass aktuelle Studien häufig technologielastrig auf die Wasserstoffproduktion und -verteilung fokussieren, während die Rolle von Geschäftsmodellen im Kontext eines integrierten Energiesystems mit Bezug auf Wasserstoff bisher nur unzureichend erforscht ist.

Um diese Lücke zu schließen, werden drei Kernpunkte für die Transformation vom Erzeugermarkt zum Kapazitätsmarkt identifiziert:

1. die Entwicklung flexibler und skalierbarer Geschäftsmodelle, die unterschiedliche Produktions- und Verbrauchsszenarien berücksichtigen (Up-, Mid-, Downstream),
2. die Integration von Wasserstoff in bestehende Energiemärkte, einschließlich der Berücksichtigung von Speichermöglichkeiten und Netz- und digitalen Dienstleistungen,
3. die Notwendigkeit eines kohärenten regulatorischen Rahmens, der Investitionen und Innovationen fördert, ohne Marktverzerrungen zu verursachen.

Die Einordnung dieser Transformation in aktuelle Herausforderungen zeigt, dass die Wasserstoffwirtschaft vor einem komplexen Spannungsfeld zum Aufbau von tragfähigen Lösungen hin zu einer sektorgekoppelten Energiewende (Power-to-X) steht. Einerseits erfordert der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen hohe Anfangsinvestitionen, andererseits muss die Nachfrage nach Wasserstoff als Energieträger stabil und nachhaltig wachsen und drittens muss die Anforderung an Dezentralisierung im regionalen Kontext und im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung als P-to-X-Modell umgesetzt werden.⁵

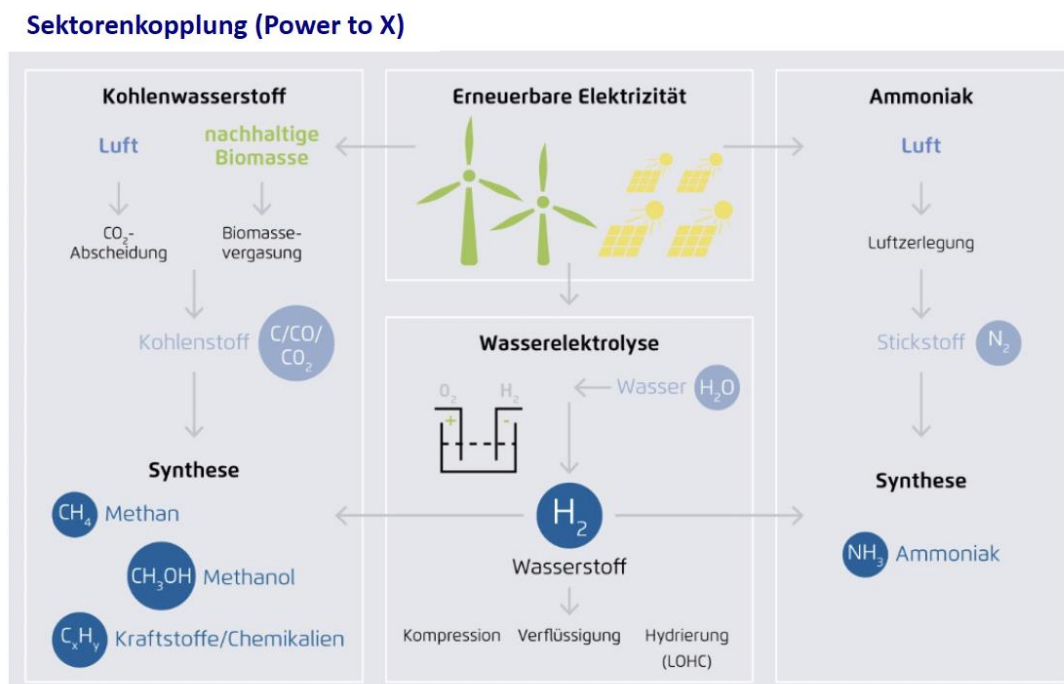


Abbildung 3: Sektorkopplung (AGORA)

⁴ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10 Letzter Abruf 01.09.2024

⁵ Vgl. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-vollversion>

31. Energie-Symposium

Der Beitrag diskutiert in diesem Blickwinkel, wie "Hydrogen as a Service" mithin als Modell beitragen kann, diese Herausforderungen zu bewältigen, indem es den Übergang zu einem Kapazitätsmarkt unterstützt, der sowohl Flexibilität als auch lokale Versorgungssicherheit gewährleistet.

Theorie-Ansätze wie der *Gartner Hype Cycle* und die „*Theory U*“ (Otto Scharmer, MIT) betonen die Notwendigkeit eines neuen Mindsets in Veränderungs- und Transformationsprozessen, das für den prozessualen Charakter der Transformation für den Aufbau hin zu einem dezentralen Energiemarkt hilfreich erscheint. Über die Design Science Research-Methode können Artefakte entwickelt werden, die Innovationen von F&E bis zum industriellen Hochlauf begleiten.

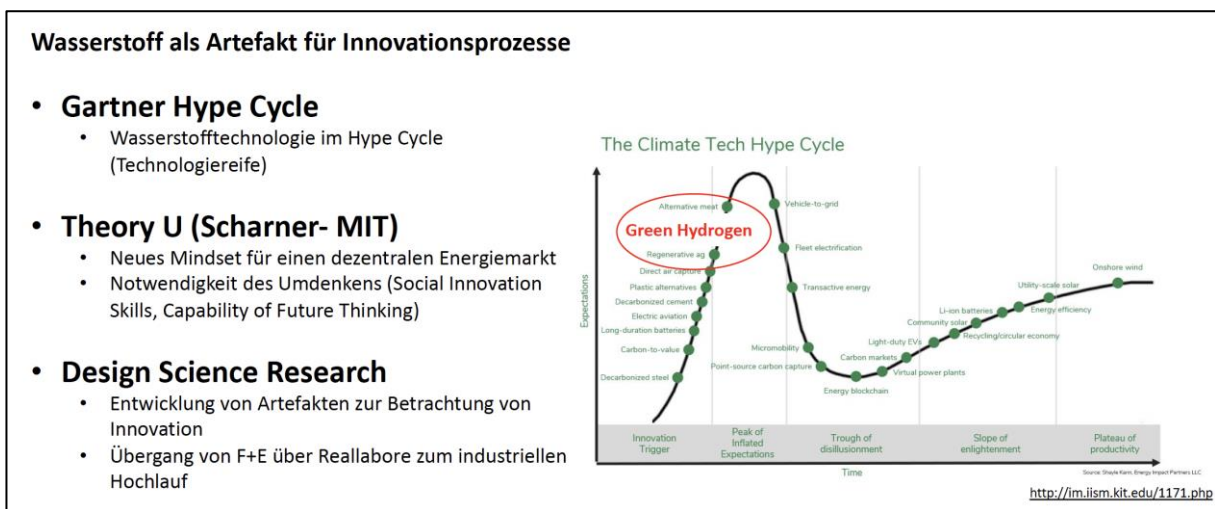


Abbildung 4: Wasserstoff als Artefakt für Innovationsprozesse

Insbesondere die Betrachtung eines prozessualen Mindsets in Veränderungsprozessen helfen, mögliche Barrieren in der Intervention und systemischen Gestaltung von gelingenden Transformationskontexten zu unterstützen, um Muster vergangener hin zu einem neuen Verständnis von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen zu verstehen.⁶

⁶ Vgl: „Scharmer’s U Theory, also called the Theory of the leadership blind point, is a useful starting point for reflecting on the ways in which companies, and organisations in general, react in moments of crisis. When a corporate organisation goes into crisis, common sense should activate a change in strategies, behaviour, organisational processes and leadership styles however, on the contrary we often see an attempt to resolve the problems”, <https://www.skilla.com/en/blog/otto-scharmers-u-theory-for-reacting-to-the-critical-stages/>

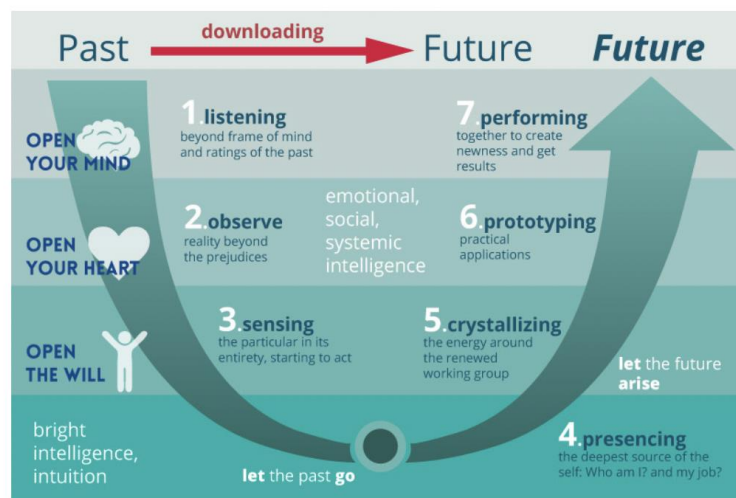


Abbildung 5: Theory U (Otto Scharmer, MIT)

VI. ANWENDUNGSBEISPIEL: UMSETZUNG ÜBER REALLABORE UND INDUSTRIELLE DEMONSTRATOREN: HERAUSFORDERUNGEN UND BEISPIEL „SMARTH2HUB MUKRAN RÜGEN“

Reallabore und industrielle Demonstratoren sind entscheidend für die praktische Umsetzung von Wasserstofftechnologien. Ein praxisnahes Anwendungsbeispiel ist der Smart Energy Hydrogen Hub auf Rügen, der als Plattform für die Erprobung und Implementierung integrierter Wasserstofflösungen dient. Hubs spielen eine zentrale Rolle als Knotenpunkte in modernen Energie- und Wasserstoffsyste men. Sie dienen als Schnittstellen, die unterschiedliche Akteure, Technologien und Sektoren miteinander vernetzen und koordinieren. Im Zentrum dieser Funktion steht die Bündelung von Ressourcen – sei es Energieproduktion, Speicherung oder Verteilung – um eine effiziente und sektorübergreifende Integration zu ermöglichen. Im Bereich der Wasserstoffwirtschaft schaffen Hubs die Voraussetzungen für eine intelligente Verknüpfung von Erzeugung und Nutzung. Ein Smart Energy Hydrogen Hub beispielsweise verbindet die dezentrale Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse mit Anwendungen in Mobilität, Industrie und Wärmeversorgung. Dabei übernehmen Hubs nicht nur eine technische, sondern auch eine ökonomische und soziale Funktion: Sie fördern regionale Wertschöpfung, ermöglichen die Partizipation lokaler Akteure und tragen zur Skalierbarkeit nachhaltiger Energiemodelle bei. Als Innovationszentren sind Hubs gleichzeitig Orte der Transformation. Sie treiben die Sektorenkopplung voran und bieten Lösungen für die Herausforderungen einer dezentralisierten Energieversorgung. Durch die Vernetzung von physischer Infrastruktur und digitalen Technologien wird die Grundlage für resiliente und zukunftsfähige Energiesysteme geschaffen. Hubs sind somit mehr als reine Verbindungspunkte – sie sind Motoren der Energiewende und Katalysatoren für nachhaltige wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen.

Im Rahmen des Projekts „Smarth2Hub Mukran“ wird ein Reallaboransatz verfolgt, der die sektorale Kombination von Produktion, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff in einem regionalen Kontext ermöglicht. Der Hub im Port Mukran integriert erneuerbare Energiequellen und netzdienliche Wasserstofftechnologien, um eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten und neue Wertschöpfungspotenziale zu erschließen. Hierzu werden ab November 2024 die ersten drei Wasserstoffbusse bei den Verkehrsbetrieben Vorpommern-Rügen GmbH (VVR) in Zusammenarbeit von VVR, Landkreis VR und der Firma Hyfuels GmbH als Pilotprojekt umgesetzt. Das Gesamtvorhaben ist beim BMWK (Nationale Klimaschutzinitiative) als Modellvorhabensskizze eingereicht.

Dieses Modellprojekt soll wertvolle Erkenntnisse zur Rolle von Wasserstoff in lokalen, dezentralen

31. Energie-Symposium

Energiesystemen und zur Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle im Rahmen der Energiewende liefern. Wasserstoff-Hubs spielen eine zentrale Rolle bei der Bewältigung der Asynchronitäten zwischen Energieproduktion, -speicherung und -nutzung, die in Reallaboren erforscht und modelliert werden. Das Projekt zeigt die technischen und ökonomischen Herausforderungen bei der Integration von Wasserstoff in bestehende Infrastrukturen auf und bietet wichtige Erkenntnisse für zukünftige Projekte. Durch die Nutzung lokaler Ressourcen und die Zusammenarbeit mit Industriepartnern wird Rügen zu einer Modellregion für die Wasserstoffwirtschaft und leistet einen bedeutenden Beitrag zur Energiewende in Deutschland.

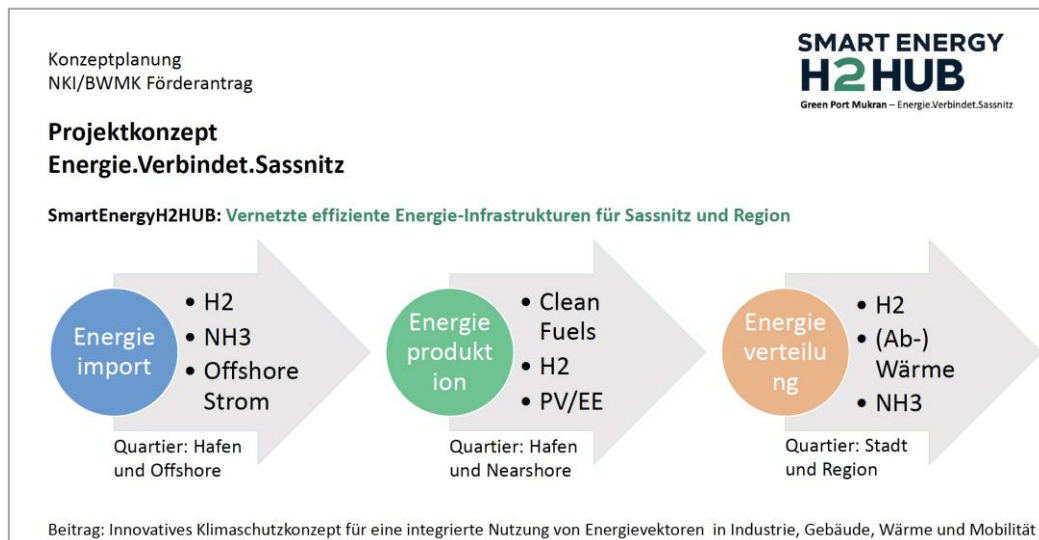


Abbildung 6: SmartHub Mukran

VII. DREI ZENTRALE EINFLUSSFAKTOREN UND THEMENBEREICHE FÜR SMART HYDROGEN HUB MODELLIERUNG

Der Beitrag zeigt drei Herausforderungen auf, die die Thematik integriert und diskutiert:

1. Transformation der Energiewende: Herausforderungen vom Erzeugungs- und Kapazitätsmarkt

Der Übergang von einem energieerzeugungszentrierten Markt hin zu einem Kapazitätsmarkt bringt erhebliche wirtschaftliche und technische Herausforderungen mit sich. Einerseits müssen Flexibilitäten in der Energieerzeugung geschaffen werden, um Schwankungen auszugleichen (Speicherkonzepte); andererseits muss die Versorgungssicherheit auch in Zeiten geringer Erzeugung und Systemgrenzen (z.B. Netzengpässen) gewährleistet werden. Aktuelle Energiesystemdaten zeigen, dass in 2024 bislang die höchste Anzahl an negativen Strompreisen und Abschaltleistung (Primärregelenergiemarkt) aufgrund von Überproduktion und Netzsystemgrenzen zu verzeichnen ist.⁷ Wasserstoff-Hubs bieten durch ihre Fähigkeit zur großskaligen Energiespeicherung und -verteilung eine Lösung für diese Herausforderungen und tragen zur Stabilität des Energiemarktes bei. Wie können Wasserstoff-Hubs als zentrale Kapazitäts-Elemente in der Energiewende dienen, um die Stabilität und Flexibilität der Energieversorgung (auf lokaler Ebene) zu gewährleisten und gleichzeitig den Übergang zu einem Kapazitätsmarkt zu unterstützen, der gleichzeitig als neue wirtschaftliche Marktpremie dienen kann?

⁷ Vgl. <http://www.energy-charts.info>; <http://www.electricitymaps.com>

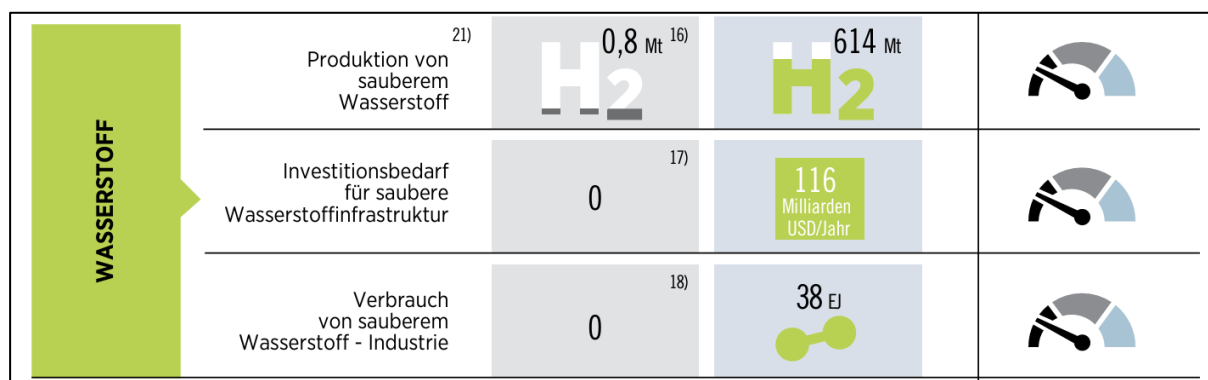


Abbildung 7: IRENA, Anforderungen an Emissionsminderung 2022/2050

2. Management of Uncertainty: Problem der Asynchronität von Produktion, Speicherung und Anwendung

Die zeitliche und räumliche Asynchronität zwischen der Produktion erneuerbarer Energien, deren Speicherung und der bedarfsgerechten Anwendung stellt eine der größten Herausforderungen der Energiewende dar. Im Zuge der anstehenden Ausbaupfade bis 2030 für Erneuerbare Energien in Deutschland, wie es die Bundesnetzagentur im Zusammenhang des Netzengpassmanagement aggregiert, können Wasserstoff-Hubs diese Asynchronität überwinden, indem sie die Produktion von Wasserstoff aus überschüssiger Wind- und Solarenergie (P2X) ermöglichen, diesen speichern und bei Bedarf wieder in den Energiemarkt einspeisen und in eine sektorale Verwertung bringen.⁸ Am Beispiel der Insel Rügen und des „SmarH2Hub Mukran“ wird dieses verdeutlicht, wo Solar- und Windenergie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt wird, der dann in verschiedenen Sektoren Anwendung findet. Die Energiewende bringt dabei gleichzeitig auf Akteursebene erhebliche Unsicherheiten in der Marktsteuerung und Informationsbeschaffung mit sich, die durch sektorale Informationsungleichheiten, Fehlanreize und Marktasynchronitäten verstärkt werden. Wasserstoff-Hubs bieten durch Dienstleistungsinnovationen wie „Hydrogen as a Service“ marktorientierte Lösungen an, um diese Unsicherheiten zu managen (Management of Uncertainty). Durch die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen, beispielsweise durch die vektorale Speicherung und Abgabe von Energie in Form von Wasserstoff, können Marktteilnehmer besser auf Schwankungen reagieren und die Versorgungssicherheit gewährleisten (Smart Governance). Der „SmarH2Hub Mukran“ demonstriert, wie solche Dienstleistungen in der Praxis umgesetzt werden können, um eine stabile Energieversorgung zu sichern. Das Prinzipal-Agent-Problem beschreibt in diesem Kontext die systemischen Herausforderungen die entstehen, wenn eine Partei (der Prinzipal) Aufgaben an eine andere Partei (den Agenten) delegiert, dabei aber eine Informationsasymmetrie besteht. Für die Energiewirtschaft und speziell bei der Entwicklung von Wasserstoffdienstleistungen schlägt sich dieses Problem in der zeitlichen und räumlichen Asynchronität zwischen der Produktion erneuerbarer Energien, ihrer Speicherung und der bedarfsgerechten Anwendung. Das Prinzipal-Agent-Problem tritt in diesem Zusammenhang inhärent auf, wenn die Interessen und Informationen der verschiedenen Akteure – wie Produzenten, Speicherbetreiber und Verbraucher – nicht vollständig übereinstimmen. So können Produzenten von erneuerbarer Energie ein Interesse daran haben, Energie sofort zu vermarkten, während Speicherbetreiber und Endverbraucher möglicherweise einen anderen Zeitplan bevorzugen. Wie kann eine unzureichende Abstimmung in Unsicherheitskontexten über den optimalen Einsatz von Wasserstoffspeichern als Dienstleistung gelöst werden, um Ineffizienzen zu beseitigen? Welche Art von Dienstleistungsinnovationen können hier auch technologischer, infrastruktureller und

⁸https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netze_ngpassmanagement/start.html , Vgl. <http://www.SMARD.de> , Letzter Abruf 01.09.2024

digitaler Ebene als marktorientierte Lösungen dienen?

3. Einordnung in die aktuelle Gesetzgebung und Bedeutung für die industrielle Umsetzung

Die erfolgreiche Implementierung von Wasserstoff-Hubs erfordert eine enge Abstimmung mit der aktuellen Gesetzgebung und den Fördermechanismen. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung und regionale Initiativen bieten hier den rechtlichen und finanziellen Rahmen, um Projekte wie „SmartH2Hub Mukran“ auf Rügen zu realisieren. Die Hubs dienen als Demonstratoren für die Machbarkeit und Skalierbarkeit von Wasserstofflösungen, die auf andere Regionen übertragen werden können. Die Fortschreibung des rechtlichen Rahmens zu Planung, Bau und Betrieb von Hubs (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz) ermöglicht sowohl auf CAPEX als auch auf OPEX Seite zudem die notwendige Sektorenkopplung, indem er den Einsatz von Wasserstoff in Industrie, Verkehr und Wärme integriert fördert und Beiträge zur Geschäftsmodellierung bieten.

XIII. Geschäftsmodellentwicklung für Wasserstoff: HYDROGEN AS A SERVICE

1. Geschäftsmodelle für Wasserstoff lassen sich in drei zentrale Kategorien unterteilen, die unterschiedliche Marktanforderungen und Entwicklungsperspektiven adressieren. Traditionelle Modelle konzentrieren sich auf die Produktion und den Verkauf von Wasserstoff, wobei der Stromeinkauf über Power Purchase Agreements (PPA) aus erneuerbaren Energien oder Netzbezug erfolgt. Der Fokus liegt hier auf dem klassischen „Erzeugermarkt“. Integrierte Modelle erweitern diesen Ansatz durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie der Netzstabilität, und adressieren den „Kapazitätsmarkt“, um die Rolle von Wasserstoff als Energiespeicher und Stabilisierungselement für Stromnetze zu stärken. Vernetzte Modelle, wie der Ansatz „Hydrogen as a Service“, stellen sektorenübergreifende Dienstleistungen bereit und fördern die Anwendung von Wasserstoff in spezifischen Bereichen wie Verkehr (unter Einhaltung der Clean Vehicle Directive, CVD) und Industrie (durch Carbon Contracts for Difference, CCfD). Diese Ansätze schaffen neue Verbindungen zwischen Erzeugung, Infrastruktur und Endnutzung und tragen maßgeblich zur sektoralen Integration und nachhaltigen Energiewende bei.

2. Die Demokratisierung und Dezentralisierung des Energiemarktes durch Wasserstoff erfordert eine umfassende Transformation auf mehreren Ebenen.

- Auf der *Funktionsebene* lassen sich Geschäftsmodelle in drei Kategorien unterteilen: traditionelle Ansätze, die sich auf Produktion und Verkauf konzentrieren, integrierte Modelle, die Systemdienstleistungen wie Netzstabilität bieten, und vernetzte Konzepte, die sektorenübergreifende und servicebasierte Anwendungen ermöglichen. Die drei Kategorien sind klassifiziert als traditionell, integrativ und vernetzt (TIV).
- Auf der *Akteursebene* entstehen neue Rollen und Beziehungen zwischen Produzenten, Konsumenten und Intermediären, die zunehmend kooperativ und weniger hierarchisch gestaltet werden. Wasserstoff ermöglicht zudem den Übergang von zentralisierten zu dezentralisierten Strukturen, in denen Konsumenten gleichzeitig als Prosumenten agieren können.
- Die *Systemebene* verbindet physische und virtuelle Komponenten, indem digitale Technologien wie Blockchain oder Smart Grids genutzt werden, um Wasserstoffproduktion, Speicherung und Verbrauch effizient zu koordinieren. Der Erfolg dieser Modelle hängt wesentlich von tragfähigen Beziehungen zwischen den Akteuren ab, die sowohl ökonomische als auch soziale und ökologische Ziele in Einklang bringen müssen. Dies bildet die Grundlage für eine partizipative und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft.

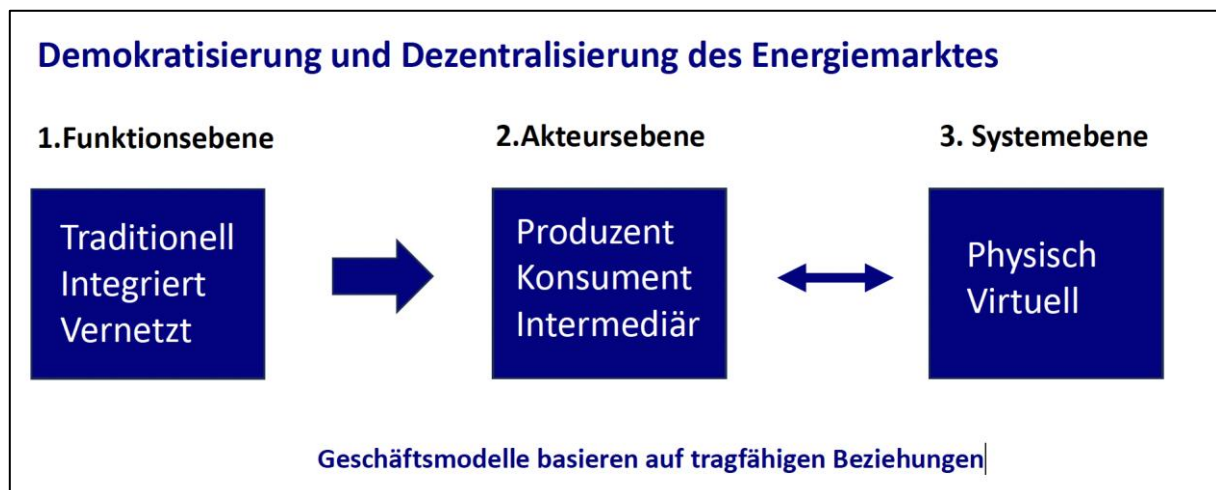


Abbildung 8: Geschäftsmodell-Archetyp für Dezentralen Energiemarkt (D.Eichbaum)

Der Ansatz der Demokratisierung und Dezentralisierung des Energiemarktes durch Wasserstoff ist innovativ, weil er traditionelle hierarchische Strukturen der Energieversorgung durch neue, kooperative, flexible und technikgestützte Modelle ersetzt. Anders als in klassischen zentralisierten Energiesystemen, bei denen wenige große Erzeuger die Versorgung dominieren, ermöglicht dieser Ansatz eine gleichberechtigte Einbindung von Produzenten, Konsumenten und Intermediären. Konsumenten können dabei zu Prosumenten werden, die sowohl Energie erzeugen als auch verbrauchen. Dies fördert die aktive Partizipation lokaler Akteure und stärkt regionale Wertschöpfungsketten.

Für die Anforderung auf Hydrogen-As-A-Service kann das Modell wie folgt angewendet werden:



Abbildung 9: Geschäftsmodellfokus: Hydrogen As A Service

Ein Aspekt der Innovation liegt in der Integration physischer und virtueller Ebenen. Durch den Einsatz digitaler Technologien wie Blockchain, Smart Grids und IoT können Produktions- und Verbrauchsdaten in Echtzeit erfasst und optimiert werden. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung von Wasserstoff und anderen erneuerbaren Energien. Zudem ermöglicht die Kombination von physischen Wasserstoffinfrastrukturen mit virtuellen Plattformen eine neue Form der Markttransparenz und -dynamik, die traditionelle Geschäftsmodelle disruptiv beeinflusst. Der Ansatz der Betrachtung ist neuartig, weil er nicht nur auf technische Innovationen abzielt, sondern auch soziale und wirtschaftliche Paradigmen verändert. Hierbei wird die Demokratisierung der Energieversorgung besonders betont,

indem sie Akteuren auf lokaler Ebene mehr Kontrolle über Energieproduktion und -nutzung gibt und Machtaspekte zur Durchsetzung von Geschäftsmodell-Akzeptanz beachtet. Gleichzeitig fördert die Dezentralisierung die Resilienz des Energiesystems, da lokale Energieversorgungskreisläufe unabhängiger von zentralen Netzwerken agieren können. Dies trägt nicht nur zur Versorgungssicherheit bei, sondern auch zur Erreichung von Klimazielen durch die breitere Akzeptanz und Nutzung von erneuerbaren Energien.

Die Neuverteilung von Macht in der Energieversorgung kann damit vermutlich einen Paradigmenwechsel durch Dezentralisierung nach sich ziehen. Michel Foucaults Aussage „*Macht ist nicht etwas, das man besitzt, sondern etwas, das in Beziehungen wirkt*“ bildet einen zentralen Bezugspunkt für die Analyse der Dezentralisierung und Demokratisierung der Energieversorgung. Im Kontext der Transformation von Energiesystemen durch Wasserstofftechnologie wird deutlich, dass Macht nicht länger allein in den Händen großer, zentralisierter Energieerzeuger verbleibt. Vielmehr eröffnet die Dezentralisierung neue Handlungsspielräume und verschiebt die Machtverhältnisse zugunsten einer lokalen und partizipativen Steuerung von Energieproduktion und -nutzung. Dieser Ansatz betont die Rolle von Beziehungen zwischen Akteuren – Produzenten, Konsumenten und Intermediären – als Gestaltungsfaktoren für die Akzeptanz und Durchsetzung neuer Geschäftsmodelle. Lokale Akteure gewinnen Kontrolle über Energieressourcen, was sie nicht nur befähigt, an der Wertschöpfung zu partizipieren, sondern auch ökonomische und ökologische Verantwortung zu übernehmen. Die daraus entstehenden Machtstrukturen stärken regionale Gemeinschaften, indem sie deren Mitwirkung in Entscheidungs- und Produktionsprozesse integrieren. Das Artefakt der „Hubs“ ist daher in diesem Kontext die Grundlage der Transformation. Gleichzeitig erfordert die Transformation bestehender Systeme eine sozial innovative Perspektive, die Macht als dynamisches Verhältnis begreift. Die Akzeptanz neuer Geschäftsmodelle – beispielsweise „Hydrogen-as-a-Service“ – hängt maßgeblich davon ab, inwieweit lokale Bedürfnisse berücksichtigt und kooperative Netzwerke gefördert werden. Technische Innovation allein reicht nicht aus. Vielmehr wird der Erfolg durch die aktive Einbindung und Befähigung der Beteiligten bestimmt. In diesem Sinne ermöglicht die Demokratisierung der Energieversorgung nicht nur eine gerechtere Verteilung von Macht, sondern fungiert als Katalysator für wirtschaftliche und soziale Transformationen. Sie verbindet technologische Innovation mit neuen Governance-Modellen, die die Teilhabe stärken, lokale Kapazitäten ausbauen und dadurch resiliente, nachhaltige Energiesysteme schaffen. Dieser Ansatz ermöglicht eine geschäftsmodell-orientierte systemische Transformation, die technologischen Fortschritt mit sozialer Innovation und nachhaltiger Entwicklung vereint.

IX. EIN FAZIT: WASSERSTOFF ALS SCHLÜSSEL ZUR SEKTORENKOPPLUNG UND INNOVATIVE GESCHÄFTSMODELLE

Die globale Energiewende erfordert eine tiefgreifende Transformation bestehender Energiesysteme, wobei Wasserstoff eine zentrale Rolle als Schlüsseltechnologie zur sektoralen Integration einnimmt. Aufgrund seiner Eigenschaften als flexibler Energieträger ermöglicht Wasserstoff die Verbindung bislang isolierter Sektoren wie Energie, Industrie, Mobilität und Wärmeversorgung. Insbesondere seine Fähigkeit, erneuerbare Energie zu speichern und zu transportieren, positioniert ihn als wesentlichen Baustein für eine nachhaltige Energiezukunft. Darüber hinaus besitzt Wasserstoff das Potenzial, fossile Energieträger zu substituieren und damit einen erheblichen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu leisten, wodurch er eine Schlüsselfunktion im globalen Bestreben nach Klimaneutralität übernimmt.

Die Implementierung von Wasserstofftechnologien im Kontext demokratischer und dezentraler Energiesysteme die Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle, die in der Lage sind, regionale und sektorale Besonderheiten zu berücksichtigen und Machtasynchronien in einem neuen

volkswirtschaftlichen Gleichgewicht auszugestalten, wie im Konzept der „Smart Hubs“ vorgestellt. Differenzen in Energieinfrastrukturen, industriepolitischen Anforderungen und regulatorischen Rahmenbedingungen machen maßgeschneiderte und kontextsensitive Ansätze erforderlich. Neben der ökonomischen Tragfähigkeit müssen solche Geschäftsmodelle auch ökologischen und sozialen Anforderungen gerecht werden, um eine ganzheitliche Nachhaltigkeit zu gewährleisten. Der Ansatz „Hydrogen-as-a-Service“ illustriert ein solches Modell, indem er auf die Bereitstellung von Wasserstoff-basierten Dienstleistungen fokussiert und gleichzeitig die Integration lokaler Akteure wie Kommunen, Industrieunternehmen und Verkehrsbetriebe über ein Geschäftsmodell fördert. Dieser Beitrag soll die strategische Relevanz von Wasserstoff in der Energiewende am Beispiel der Geschäftsmodellierung aufzeigen und skizziert die zentralen Erfolgsfaktoren sowie Potenziale für zukünftige Entwicklungen.

X. AUSBLICK

Die Weiterentwicklung der Wasserstofftechnologie wird durch kontinuierliche Innovationen und angepasste politische Rahmenbedingungen maßgeblich vorangetrieben. Technologische Fortschritte in der Elektrolysetechnik, verbesserte Speicherlösungen sowie die Integration von Wasserstoff in intelligente Energiesysteme eröffnen ein breites Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten. Gleichzeitig wirken Maßnahmen wie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) oder der EU-Green Deal als treibende Kräfte für die Etablierung von grünem Wasserstoff. Die Skalierung und Replikation bereits erfolgreicher Geschäftsmodelle, wie etwa dem Smart Energy Hydrogen Hub Rügen, bieten ein übertragbares Potenzial, um die Klimaziele in weiteren Regionen und Sektoren entlang kooperativer Geschäftsmodelle zu realisieren. Die Übertragbarkeit solcher Modelle setzt eine enge Zusammenarbeit zwischen Politik, Wissenschaft und Industrie voraus, um die Synergien zwischen unterschiedlichen Akteuren effektiv zu nutzen. Langfristig kann die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland nicht nur ein entscheidender Faktor für die Energiewende werden, sondern ist auch eine Chance, wirtschaftliches Wachstum mit ökologischer und sozialer Nachhaltigkeit im Kontext tragfähiger Energiewendelösungen zu verbinden.

WASSERSTOFF IM SAARLAND UND DER GROSREGION – ERGEBNISSE DER POTENTIALANALYSE ZUM ZUKÜNFTIGEN WASSERSTOFFBEDARF

Waldemar Witt¹, Anna Lena Heß¹, Bettina Hübschen¹, Rudolf Friedrich² und Bodo Groß^{1}*

¹ Saarländische Wasserstoffagentur GmbH, Saarbrücken

² Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes – htw saar, Saarbrücken

* korrespondierender Autor

ABSTRACT

Die Saarländische Wasserstoffagentur hat gemeinsam mit der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (htw saar) in einer umfassenden Potentialanalyse den Einsatz und das Potential von Wasserstoff im Saarland, insbesondere der saarländischen Industrie, bis zum Jahr 2050 systematisch untersucht. Neben dem Bedarf wurden auch Daten zum Energieverbrauch und den potentiell geplanten Anwendungsbereichen für Wasserstoff in den einzelnen Unternehmen abgefragt sowie zusätzliche Informationen zu weiteren diesbezüglich relevanten Aspekten gesammelt. Der entwickelte Fragebogen bezüglich des geplanten Einsatzes von Wasserstoff wurde mit großem Interesse von den saarländischen Unternehmen, besonders aus der Stahl- und Energieversorgungsbranche sowie der metallverarbeitenden Industrie unterstützt, wodurch sich der Wille der ansässigen Akteure das Saarland, unter besonderer Berücksichtigung der Pläne der Großregion, in einen bedeutenden Standort für Wasserstofftechnologien zu entwickeln, verdeutlicht wird. Zusätzlich wurden Herausforderungen, wie beispielsweise die Notwendigkeit hoher Investitionen in die Infrastruktur und das Senken der momentanen Wasserstoffpreise identifiziert.

Die zentrale Lage der Großregion Saarlandes im Dreiländereck Frankreich, Luxemburg und Deutschland ermöglicht darüber hinaus den Anschluss an die geplanten Wasserstoffpipelines des deutschen Kernnetzes sowie des European Hydrogen Backbones. Um das identifizierte Potential auszuschöpfen, sind jedoch gezielte politische Maßnahmen erforderlich, die den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und den Übergang der Industrie zu wasserstoffbasierten Prozessen fördern sowie Forschung und Innovationen unterstützen. Basierend auf den Ergebnissen der Potentialanalyse wird zurzeit an einer saarländischen Wasserstoffstrategie gearbeitet, welche insbesondere auch die derzeit schon laufenden Projekte im Saarland sowie der Großregion berücksichtigt.

1. EINLEITUNG

Der sekundäre Energieträger Wasserstoff gilt als eine der wichtigsten Säulen für das Erreichen der Klimaneutralität und dem sukzessiven Ersatz fossiler Brennstoffe. Weltweit gibt es derzeit im Bereich Wasserstofftechnologien zahlreiche Aktivitäten, in deren Rahmen die Voraussetzungen für eine nachhaltig funktionierende regionale, nationale oder kontinentale Wasserstoffversorgung geplant und/oder geschaffen werden sollen. Viele Fragen sind derzeit allerdings noch offen. Wieviel Wasserstoff wird benötigt? Welche Firmen, Energieversorger oder sonstige Institutionen planen bereits jetzt Wasserstoff einzusetzen? Wo bestehen noch Potentiale zur lokalen Wasserstoffherstellung und -nutzung? Um in der jetzigen frühen Phase erfolgreiche Pilotvorhaben umzusetzen, müssen die Sektoren Erzeugung, Transport und Nutzung gemeinsam in einem integrierten Ansatz betrachtet werden.

Das Saarland hat die Bedeutung des Wasserstoffs für die Zukunftsfähigkeit des Bundeslandes erkannt und sich deshalb zum Ziel gesetzt, die aus dem Jahr 2021 stammende saarländische Wasserstoffstrategie weiterzuentwickeln bzw. an die aktuellen Voraussetzungen anzupassen und in die Umsetzung zu

bringen. Eine wesentliche Voraussetzung bei der Entwicklung einer realistisch umsetzbaren und zeitlich abgestimmten Wasserstoffstrategie ist ein tiefgehendes Verständnis der möglichen Wasserstoffbedarfe innerhalb der saarländischen Wirtschaft, der damit verbundenen Bedürfnisse der potentiellen Anwender sowie sich daraus ergebende Synergien. Zur Entwicklung eines optimalen Ansatzes für die Versorgung mit Wasserstoff, wurden deshalb mittels einer groß angelegten Umfrage die möglichen Wasserstoffbedarfe sowie der zugehörige zeitliche Horizont ermittelt, der Stand der Überlegungen zum Einsatz von Wasserstoff sowie die Hürden und Entscheidungskriterien für einen individuellen Wasserstoffeinsatz erfragt. Als Startpunkt der Umfrage wurde von der IHK Saarland und der Saarländischen Wasserstoffagentur GmbH eine Kick-off Veranstaltung organisiert und durchgeführt. Diese Veranstaltung diente in erster Linie dazu die teilnehmenden Unternehmensvertreter über die Systematik und die Hintergründe der Umfrage sowie über das weitere Vorgehen bei der Fortschreibung der saarländischen Wasserstoffstrategie zu informieren. Gemeinsam mit der htw saar hat die Saarländische Wasserstoffagentur die Umfrageergebnisse ausgewertet und plausibilisiert. Die Ergebnisse der Potentialanalyse unterstreichen den Willen des Saarlands und der dort ansässigen Unternehmen, unter besonderer Berücksichtigung der Pläne in der Großregion, sich zu einem bedeutenden Standort für die Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln und auch langfristig zu etablieren. Die zentrale Lage des Saarlandes im Dreiländereck Frankreich, Luxemburg und Deutschland ermöglicht darüber hinaus den Anschluss an die geplanten Wasserstoffpipelines des deutschen Kernnetzes sowie des European Hydrogen Backbones. Um das identifizierte Potential auszuschöpfen, sind jedoch gezielte politische Maßnahmen erforderlich, die den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und den Übergang der Industrie zu wasserstoffbasierten Prozessen fördern sowie Forschung und Innovationen unterstützen. Basierend auf den Ergebnissen der Potentialanalyse wird zurzeit an der Fortschreibung der Saarländischen Wasserstoffstrategie gearbeitet, welche insbesondere auch die derzeit schon laufenden Projekte im Saarland sowie der Großregion berücksichtigt.

2. METHODE

Die Potentialanalyse wurde mittels eines Online-Fragebogens – erreichbar unter der Webseite <https://h2-potenzial-saar.de/> – ab dem 20. November 2023 durchgeführt. Im Ergebnisteil sind alle Antworten und Aktualisierungen bis einschließlich 15. Oktober 2024 berücksichtigt und basieren im Wesentlichen auf den Daten, welche im Rahmen des 1. Saarländischen Wasserstoffkongresses am 28. Mai 2024 im Saarbrücker Schloss vorgestellt wurden. Der Fragebogen steht online auch weiterhin sowohl für mögliche Aktualisierungen und Korrekturen der bisherigen als auch für neue Teilnehmer zur Verfügung. Die Befragung richtete und richtet sich generell an alle saarländischen Unternehmen, die in der Zukunft den Einsatz von Wasserstoff planen oder darüber nachdenken, wie und an welcher Stelle im Unternehmen zukünftig Wasserstoff eingesetzt werden könnte. Für Unternehmen, die keinen Wasserstoffbedarf identifizieren konnten, wurde die Angabe der möglichen Hintergründe abgefragt. Einschränkung muss an dieser Stelle aber erwähnt werden, dass primär die Industrie- und Energieunternehmen als zukünftig potentiell größte Verbraucher von Wasserstoff explizit angesprochen wurden. Um den potentiellen zukünftigen Wasserstoffbedarf auch lokal zuordnen zu können, wurden Unternehmen mit mehr als einem Standort gebeten, den Fragebogen für jeden ihrer Standorte separat auszufüllen. Kleinere Gewerbe- und Handelsbetriebe wurden bisher nicht explizit angesprochen bzw. persönlich gebeten den Fragebogen auszufüllen, jedoch auch nicht von der Umfrage ausgeschlossen. Zu Beginn der Datensammlung wurde eine Kick-Off-Veranstaltung durchgeführt, in der das Vorgehen erklärt und um Unterstützung der Unternehmen gebeten wurde. Weiterhin wurden insgesamt zwölf Webinare angeboten, bei denen der Fragebogen erklärt und Unklarheiten seitens der teilnahmewilligen Unternehmen beseitigt wurden. Im Anschluss an die Datensammlung wurden die Daten plausibilisiert und vereinheitlicht, um eine bessere Vergleichbarkeit zu erreichen.

31. Energie-Symposium

Der Fragebogen ist in folgende sieben Abschnitte unterteilt:

- Firmendaten
- Allgemeines
- Derzeitiger Energieeinsatz
- Aktueller H₂-Einsatz
- Zukünftiger H₂-Einsatz
- Energiemanagement
- Datenverwendung

In den einzelnen Abschnitten wurden folgende Daten abgefragt:

Firmendaten: In diesem Abschnitt wurden die jeweiligen Ansprechpartner sowie die relevanten Unternehmensdaten in Form von Firmennamen und Firmenanschrift abgefragt, insbesondere um die gemeldeten Wasserstoffbedarfe auch lokal zuordnen zu können. Resultierend können mit Hilfe dieser Angaben lokale „Wasserstoff-Hot-Spots“ und damit Synergiemöglichkeiten für die zukünftige vor-Ort Produktion oder Beschaffung von Wasserstoff identifiziert werden.

Allgemeines: Im Abschnitt Allgemeines wurden grundlegende Informationen zum Standort – wie beispielsweise die Anzahl der Beschäftigten am Standort, der Umsatz pro Jahr und der Wirtschaftszweig – ermittelt. Dadurch werden zukünftige Vergleiche der relevanten Branchen erleichtert.

Derzeitiger Energieeinsatz: Hier wurde der aktuelle Energieverbrauch der jeweiligen Standorte abgefragt. Diese Daten wurden zur Plausibilitätsprüfung für den zukünftigen Wasserstoffbedarf herangezogen und liefern die Grundlage für ein tieferes Verständnis der lokalen Energiebedarfe der Saarländischen Industrie. Neben den Daten für Strom- und Erdgasversorgung wurden auch die Verbräuche von weiteren Brennstoffen wie Öl, Kohle, Biogas, Benzin/Diesel etc. abgefragt. Weiterhin sollten hier auch Angaben zur Eigenerzeugung von Wärme und Strom sowie die dahinterstehende Technologie gemacht werden. Zusätzlich wurde in diesem Abschnitt auch die am jeweiligen Standort eingesetzte Prozesswärme, die zugehörigen Prozesse, deren Temperaturbereich und die dafür notwendige Energiemenge abgefragt, wodurch ein tieferes Verständnis des Energieeinsatzes sowie auch ein Vergleich auf Prozessebene ermöglicht werden sollte.

Aktueller H₂-Einsatz: In diesem Abschnitt wurden die aktuell benötigten Wasserstoffmengen und das Einsatzgebiet abgefragt. Das Einsatzgebiet ist dabei in Energieträger für Prozesswärmebereitstellung, Stromerzeugung, Gebäudebeheizung, Nah-/Fernwärmenetz, Mobilität sowie technisches Gas/Spülgas und stoffliche Nutzung unterteilt. Durch die Unterteilung können Rückschlüsse auf die benötigte Gasreinheit geschlossen werden.

Zukünftiger H₂-Einsatz: Dieser Abschnitt diente zur Ermittlung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs im Saarland. Die Fragen sollten unter der Annahme beantwortet werden, dass Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen *und* in ausreichender Menge verfügbar ist. Es wurde der Planungsstand der individuellen Vorhaben abgefragt und dazu die Optionen "Idee", "Machbarkeitsstudie", "Investitionsentscheidung" oder "umgesetzt" angeboten. Neben Preis und Verfügbarkeit wurden weitere entscheidungsbeeinflussende Kriterien, wie beispielsweise Fördermittel, technische Machbarkeit, Marktanreize, Emissionshandel, interne Vorschriften und Carbon Footprint abgefragt.

Zudem wurde der Wasserstoffbedarf nach Einsatzgebieten, Startjahr und geplantem Hochlauf für die Jahre 2030 und 2050 erfasst. Bezüglich der Versorgungsoptionen konnte zwischen leitungsgebundener und nicht-leitungsgebundener Lieferung sowie eigener Erzeugung durch Elektrolyse unterschieden werden. Zusätzlich wurde abgefragt, ob ein Wasserstoffspeicher geplant ist. Es wurde auch nach einem konkurrenzfähigen Marktpreis gefragt, bis zu welchem die Unternehmen die Projekte auch tatsächlich

umsetzen werden.

Energiemanagement: Hier wurde nach dem eingesetzten Energiemanagementsystem sowie einer eventuell vorhandenen Zertifizierung gefragt. Hintergrund dieser Fragestellung war, eine Einschätzung zu bekommen, inwieweit sich die teilnehmenden Unternehmen mit der Ressource Energie auseinandersetzen bzw. welchen Stellenwert die Energieversorgung im jeweiligen Unternehmen einnimmt.

Datenverwendung: Abschließend wurde nach dem Einverständnis gefragt, ob die angegebenen Daten anonymisiert verarbeitet werden dürfen sowie auf die Datenschutzerklärung der H2Saar hingewiesen.

3. ERGEBNISSE

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt mittels acht verschiedener Grafiken, welche die wichtigsten Erkenntnisse der Auswertung der Fragebögen aus der Potentialanalyse zeigen. Die erstellten Grafiken und Diagramme wurden zum Teil auf die Anzahl der Unternehmen reduziert, die diese Frage beantwortet haben, und zum Teil auf die gemeldeten Unternehmensstandorte, da einige Teilnehmer Daten für mehrere Standorte gemeldet haben. Resultierend daraus wurde bei der Analyse der Daten für jede Frage individuell entschieden, ob die Auswertung nach Unternehmen oder Unternehmensstandorten stattfand. Deswegen variiert die Grundgesamtheit der Antworten bei den einzelnen Grafiken bei gleichbleibender Stichprobenmenge $n = 32$, worauf im Folgenden noch gesondert eingegangen wird.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt mittels der folgenden Parameter:

- Art der Wasserstoffbeschaffung / Logistik
- Errichtung und Betrieb eines eigenen Elektrolyseurs
- Wasserstoffpreis
- Motivationskriterien der Unternehmen
- Status der Planungen
- Zukünftiger Wasserstoffbedarf
- Einsatzgebiete im Unternehmen
- Weitere in Frage kommende Defossilisierungsoptionen

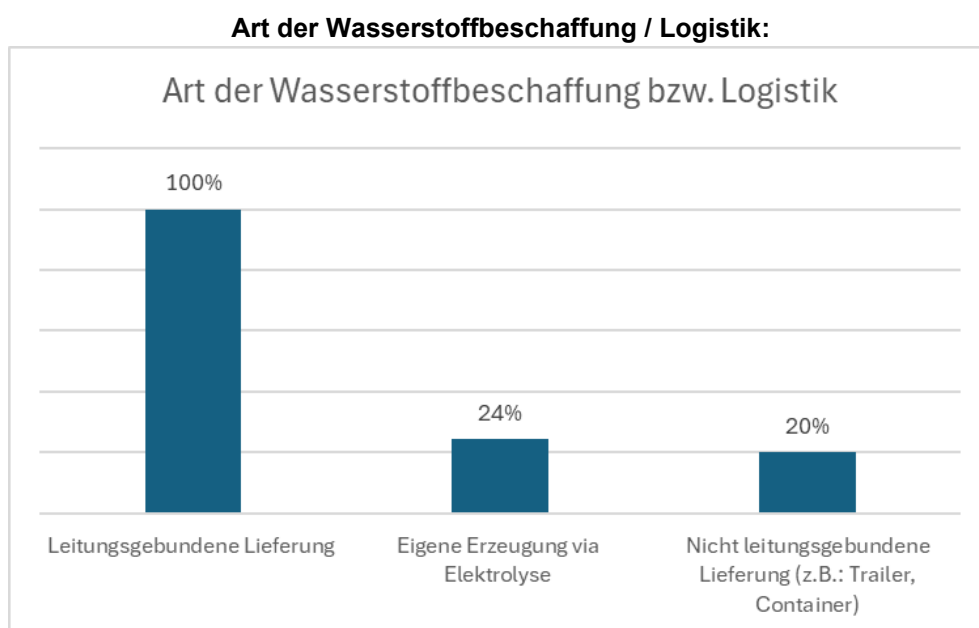


Abbildung 1: Art der Beschaffung bzw. Logistik für den benötigten Wasserstoff

Abbildung 1 zeigt die genannten bzw. für die Zukunft relevanten Beschaffungsoptionen für die Unternehmen. Aufgrund der Verteilung der Standorte im ganzen Saarland wurde bei dieser Frage nach den gemeldeten Standorten ausgewertet; die Grundgesamtheit der Antworten beträgt somit $n = 45$. Für alle 45 Standorte ist die Wasserstoffversorgung mittels Pipeline interessant. Für 24% der Unternehmen kommt auch oder zusätzlich eine eigene Erzeugung mittels Elektrolyse in Frage. 20% der Unternehmen ziehen auch eine alternative Wasserstofflieferung, wie beispielsweise mittels Trailer in Betracht.

Errichtung und Betrieb eines eigenen Elektrolyseurs: Aufbauend auf der Art der Beschaffung wurde abgefragt, ob die Unternehmen daran interessiert sind einen eigenen Elektrolyseur an einem ihrer Unternehmensstandorte zu errichten und ihren Wasserstoffbedarf auf diese Art zu decken. Wurde diese Frage mit „Ja“ beantwortet, wurde resultierend auch nach der geplanten Anschlussleistung des Elektrolyseurs gefragt. Um kein verfälschtes Ergebnis zu erhalten, wurden bei dieser Frage nur die „Ja“-Stimmen berücksichtigt. Nur elf der 32 teilnehmenden Unternehmen planen den Einsatz eines eigenen Elektrolyseurs. Bei der Auswertung dieser Frage wurden zudem zwei weitere Firmen miteinbezogen, die nicht an der Umfrage teilgenommen hatten, jedoch planen zukünftig einen Elektrolyseur auf ihrem Werksgelände zu errichten. Diese Informationen wurden öffentlich zugänglichen Quellen entnommen und im Anschluss mittels telefonischer Anfragen bei den Unternehmen bestätigt. Insgesamt planen 13 Unternehmen im Saarland einen Elektrolyseur an einem ihrer Standorte zu errichten und zu betreiben. Zur Abschätzung der theoretischen Produktionsmengen konnte zwischen unterschiedlichen Kapazitätsbereichen für die Elektrolyseure gewählt werden, siehe dazu auch Abbildung 2. Die Umfrage ergab eine maximale Anschlussleistung für die geplanten Elektrolyseure von rund 500 MW.

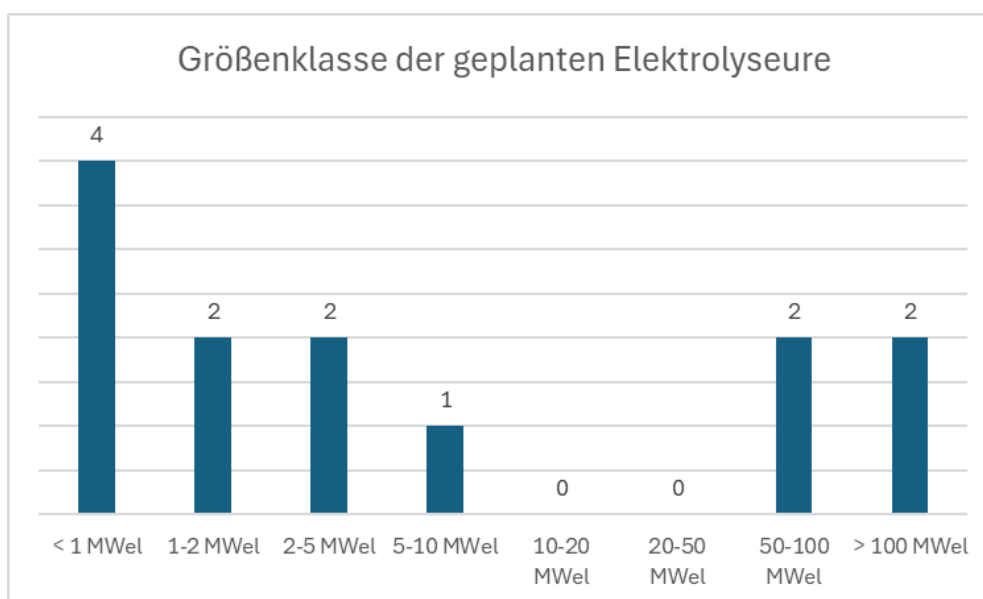


Abbildung 2 Größenklasse der geplanten Elektrolyseure

Wasserstoffpreis: Um die Attraktivität von Wasserstoff in Bezug auf dessen spezifische Kosten besser verstehen zu können wurde abgefragt, in welcher Preisspanne sich die spezifischen Kosten Wasserstoff bewegen dürfen, um damit die Voraussetzungen zu schaffen, dass die geplanten Projekte auch umgesetzt werden können. Insgesamt haben 17, also etwas mehr als die Hälfte der 32 teilnehmenden Unternehmen auf diese Frage geantwortet, siehe dazu Abbildung 3. Als Ergebnis ergab sich, dass alle geplanten Projekte bei Kosten unterhalb von 5 €/kg umgesetzt werden können, oberhalb von 10 €/kg jedoch größtenteils unattraktiv sind. Das Ergebnis zeigt weiterhin, dass fast die Hälfte der Teilnehmer noch keine Auskunft bezüglich eines akzeptablen Preises machen kann oder möchte.

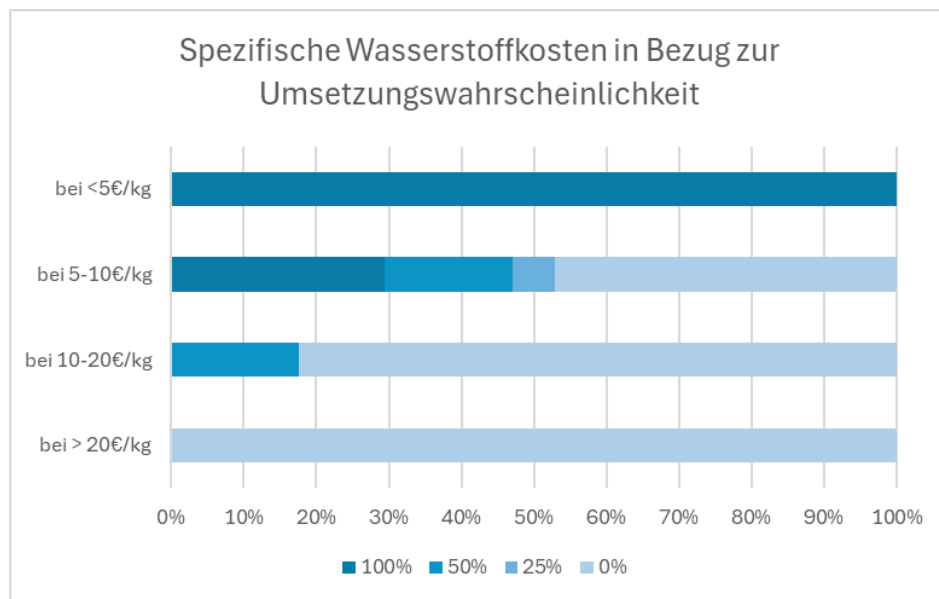


Abbildung 3: spezifische Kosten für Wasserstoff in Bezug auf die Umsetzungswahrscheinlichkeit der geplanten Vorhaben

Motivationskriterien der Unternehmen: Um einen besseren Eindruck bezüglich der Motivation – neben den Preis und Verfügbarkeit von Wasserstoff – zu bekommen wurden hier weitere, für die Unternehmen wichtige, Kriterien abgefragt. Bei dieser Frage wurde wieder nach Unternehmensstandorten unterschieden, da diesbezüglich teilweise unterschiedliche Angaben für die jeweiligen Firmenstandorte gemacht wurden. Als Antwortmöglichkeiten wurden die folgenden sieben Optionen sowie ein Freifeld angeboten: Fördermittel, technische Machbarkeit, Verringerung des Carbon Footprints, Marktanreiz für grüne Produkte, EU-ETS Emissionshandel, EU-Taxonomie-Verordnung und unternehmensinterne Vorschriften.

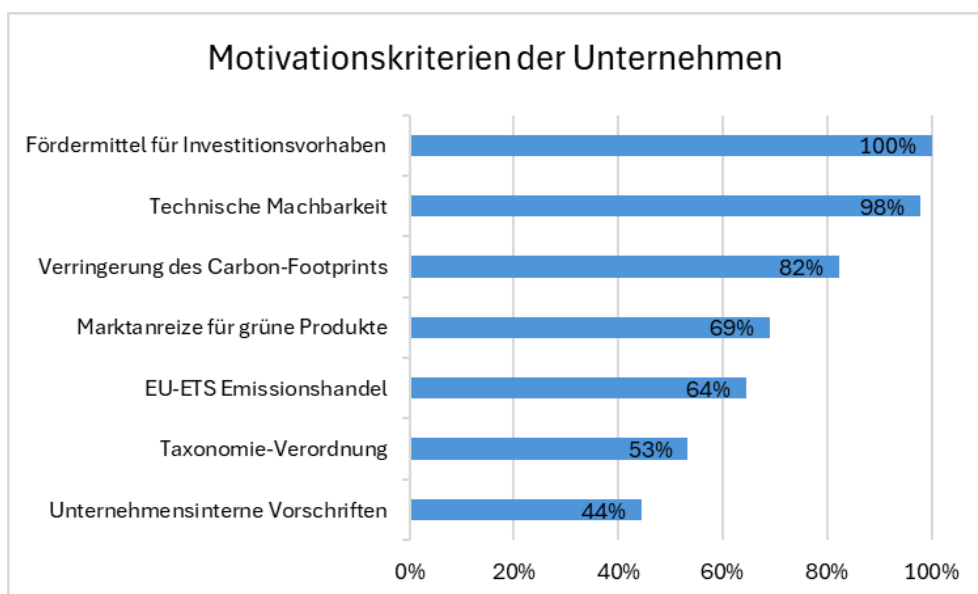


Abbildung 4: weitere ausschlaggebende Kriterien für eine zukünftige Wasserstoffnutzung

Abbildung 4 zeigt das Ergebnis dieser Frage. Von allen Teilnehmern wurden Fördermittel für die geplanten Projekte als wichtig und relevant angesehen. Eine interessante Erkenntnis hierbei ist, dass die technische Machbarkeit des Projekts von einem Umfrageteilnehmer als weniger relevant als die Fördermöglichkeiten bewertet wurde, was im Umkehrschluss bedeutet, dass in diesem Fall die Möglichkeit Fördermittel für das Unternehmen einzuwerben als wichtiger angesehen wurde als die Umsetzbarkeit des Projekts.

Status der Planungen: An dieser Stelle wurde abgefragt, in welchem Status sich die Pläne bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff bei den Unternehmen befinden. Die Antwortmöglichkeiten „Idee“, „Machbarkeitsstudie“, „Investitionsentscheidung getroffen“ und „umgesetzt“ wurden zur Auswahl angeboten. Die Auswertung erfolgte hier nach Standorten, da der Fortschritt der Projekte auch innerhalb einzelner Unternehmen mit verschiedenen Standorten unterschiedlich angegeben wurde. Das Ergebnis ist in Abbildung 5 dargestellt. Demnach befindet sich die Mehrheit bzw. rund zwei Drittel der Projekte erst im Ideenstatus. Für rund ein Viertel der Projekte wird an einer Machbarkeitsstudie gearbeitet. An zwei Standorten wurde bereits eine Investitionsentscheidung getroffen und an zwei weiteren Standorten wurde bereits mit der Umsetzung begonnen.

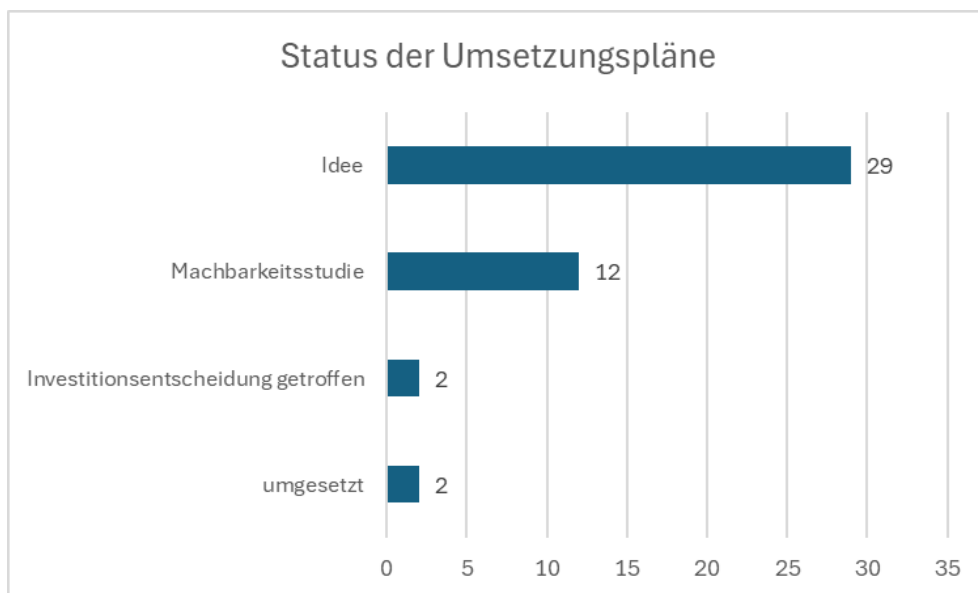


Abbildung 5: Status der Umsetzungspläne

Zukünftiger Wasserstoffbedarf: Für die Erstellung des Wasserstoffhochlaufdiagramms bezüglich des zukünftigen Wasserstoffbedarfs im Saarland bis 2050 – siehe Abbildung 6 – wurden die Antwortmöglichkeiten „Investitionsentscheidung getroffen“ und „umgesetzt“ zusammengefasst, siehe dazu auch Abbildung 5. Als Gesamtergebnis der Potentialanalyse ergab sich ein zeitabhängiger Wasserstoffbedarf von rund 350.000 Tonnen ab dem Jahr 2035/36. Für rund ein Drittel dieser Menge bzw. 120.000 Tonnen wurde bereits eine Investitionsentscheidung getroffen bzw. mit der Umsetzung begonnen. Die vollständige Umsetzung dieser Projekte ist bis 2035/2036 geplant. Weitere Projekte mit einem Bedarf von rund 160.000 Tonnen ab 2035/2036 befinden sich derzeit im Status der Machbarkeitsüberprüfung. Die restlichen 70.000 Tonnen verteilen sich auf die 29 Projekte im Ideenstatus. Das Ergebnis bzw. die gemeldeten Startzeitpunkte der einzelnen Projekte korrelieren zeitlich mit der prognostizierten Fertigstellung des deutschen Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2032.

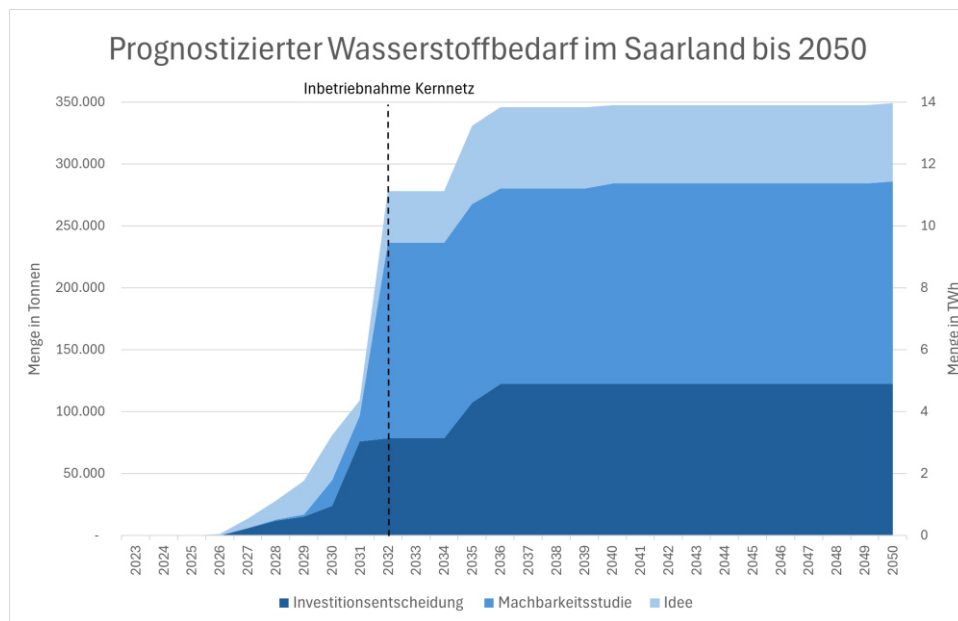


Abbildung 6: Ergebnis der Potentialanalyse für den zukünftigen Wasserstoffbedarf im Saarland bis 2050

Einsatzgebiete im Unternehmen: Bei der Frage nach der geplanten Verwendung des Wasserstoffs wurde wieder nach Standorten unterschieden, da einzelne Unternehmen verschiedene Produktionsprozesse und somit auch unterschiedliche Einsatzgebiete von Wasserstoff an Ihren Standorten angegeben haben. Es wurden insgesamt sieben mögliche Antworten sowie ein Freifeld als Verwendungsoption angeboten, siehe dazu Abbildung 7. Bei dieser Frage konnten mehrere Antworten gegeben werden. Es ist hier zu beachten, dass die geplante Verwendung nicht in direktem Zusammenhang mit den gemeldeten Bedarfen steht. Eine detaillierte diesbezügliche Analyse steht noch aus.

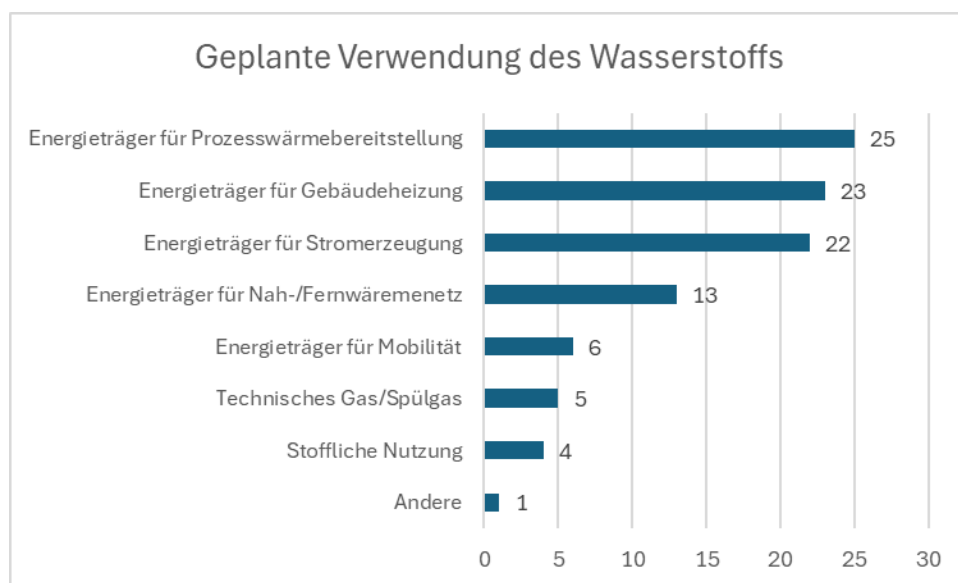


Abbildung 7: geplante Verwendung des Wasserstoffs

Energiemanagementsysteme in den Unternehmen: Mit dieser Frage sollte ein Überblick geschaffen

werden, welche Anzahl der Unternehmen bereits ihre Energieverbräuche systematisch erfassen und auf dieser Grundlage gezielt reduzieren. Die Einführung ist für Unternehmen mit einem Energiebedarf von mehr als 7,5 GWh in den letzten drei Jahren verpflichtend und muss bis zum 18. Juli 2025 erfolgen. Insgesamt wird von 25 Unternehmen an 45 Standorten ein Energiemanagementsystem eingesetzt.

Weitere in Frage kommende Defossilisierungsoptionen: Bei dieser Frage ging es darum, welche weiteren Maßnahmen zur Defossilisierung für die Unternehmen noch in Frage kommen. Bei der Auswertung dieser Frage wurde nach Unternehmensstandorten unterschieden, da für verschiedene Standorte unterschiedliche Defossilisierungsoptionen angegeben wurden. Den größten Anteil hat hier der Bezug von Grünstrom mit 32 positiven Antworten, gefolgt von Strom als Substitut mit 30 positiven Antworten. Mit zehn Antworten kommt für rund ein Fünftel der Standorte auch Carbon Capture and Storage/Usage in Frage. Biomasse haben nur sechs Standorte ausgewählt, und nur fünf ziehen Kompensationszertifikate als Substitut in Betracht. Ein Standort hat die Antwortmöglichkeit „Anderes“ ausgewählt und „E-NG und Biokohle“ als andere Substitutionsmöglichkeiten genannt. Dies ist ebenfalls eine wichtige Frage im Zuge der Energiewende, da es vermutlich nicht allen Unternehmen bzw. Unternehmensstandorten gelingen wird Wasserstoff einzusetzen, zur Erreichung der Klimaziele dennoch CO₂-Emissionen eingespart werden müssen.

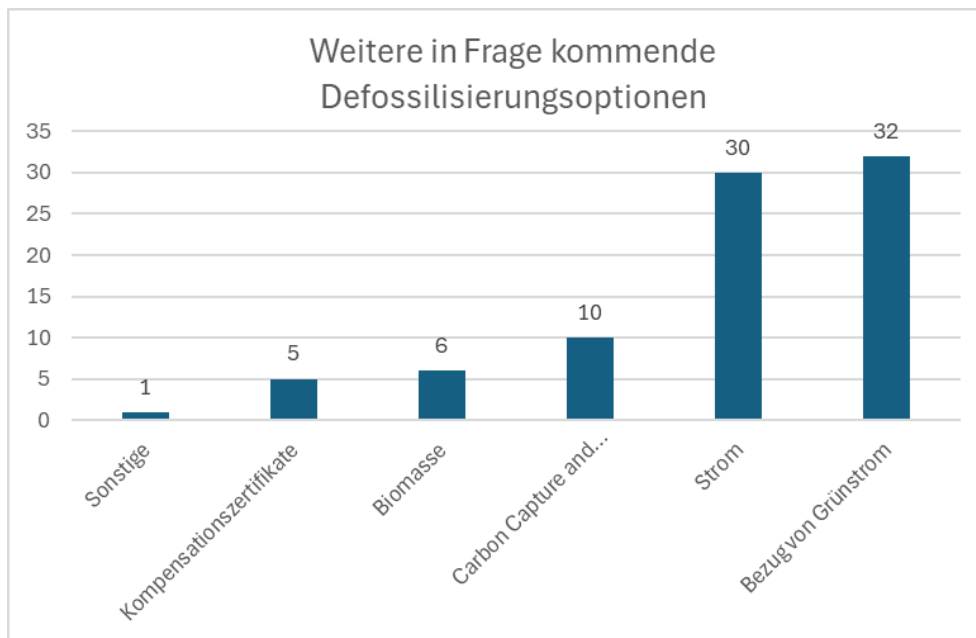


Abbildung 8: Weitere in Frage kommende Defossilisierungsoptionen

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die Saarländische Wasserstoffagentur unterstützt die saarländische Landesregierung bei der Anpassung und Fortschreibung der im Jahr 2021 entwickelten Wasserstoffstrategie für das Saarland und die angrenzende Großregion. Der erste Meilenstein dazu war die Erstellung der Potentialanalyse, welche als Ergebnis die prognostizierten Bedarfe und die geplanten Erzeugungskapazitäten der saarländischen Betriebe, mit Fokus auf der Industrie und der Energieversorgung, im Detail erfasst hat. Als Ergebnisse dieser Analyse ergab sich, dass der maximale jährliche Wasserstoffbedarf ab dem Jahr 2036 bis zu 350.000 Tonnen betragen kann. Hauptanwender sind die Stahl- und die Energiebranche, vor allem die geplanten H₂-ready Gaskraftwerke werden perspektivisch neben der Stahlindustrie beträchtliche Mengen an Wasserstoff benötigen. Resultierend aus diesem Ergebnis sind die Aussichten, das Saarland als „Wasserstoffland“ zu entwickeln und zu etablieren sehr gut. Durch seine zen-

trale Lage in Europa liegen auch die Hauptrouten des geplanten European Hydrogen Backbone sowie das deutsche Kernnetz in unmittelbarer Nähe, womit ein zeitnahe Anschluss an die „großen“ Transportnetze gewährleistet, bzw. die Belieferung aus Südeuropa, dem Ostseeraum und der Nordsee langfristig gesichert ist. Der Anschluss an das deutsche Kernnetz ist für 2032 geplant, jedoch werden bereits davor größere Mengen an Wasserstoff benötigt, so dass eine lokale Produktion unumgänglich ist. Außerdem ist zu beachten, dass ab dem Jahr 2032 die benötigte jährliche Menge an grünem Wasserstoff im Saarland auch theoretisch nicht mehr vollständig durch die Nutzung von erneuerbaren Energien generiert werden kann, weshalb der Import von zusätzlichen Mengen mittelfristig zwingend notwendig wird. Damit sind neben dem Anschluss des Saarlands an die Transportnetze auch der Aus- und Aufbau einer Verteilnetzinfrastukturs im Saarland essentielle Voraussetzungen zur Erreichung der gesetzten strategischen Ziele. Derzeitiges Haupthemmnis für die Nutzung von Wasserstoff ist, dass dieser auf dem derzeitigen Preisniveau nicht wirtschaftlich einsetzbar ist. Der Strompreis ist dabei der Hauptpreistreiber. Die ermittelten Potentiale im Saarland können nur dann in der Realität umgesetzt werden, wenn der Preis auf Werte um die 5 €/kg sinkt. Daher müssen industriepolitische Steuermechanismen entwickelt werden, die langfristig eine deutliche Reduzierung der Wasserstoffgestehungskosten ermöglichen und somit zur Planungssicherheit der Unternehmen beitragen.

Zur Schaffung einer diesbezüglich belastbaren Basis, werden derzeit im Saarland drei große und korrespondierende Vorhaben, unter Einbeziehung der angrenzenden Großregion, vorangetrieben. Diese drei Großprojekte vereinen die drei maßgeblichen Bereiche einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, die **Produktion** von grünem Wasserstoff [1], der **Transport** und die **Verteilung** des Wasserstoffs mittels Pipeline [2] und die **Nutzung** des Wasserstoffs in der Stahlindustrie [3]. Insgesamt werden in diesen drei Projekten rund fünf Milliarden Euro investiert. Daneben arbeiten schon heute mehrere, in der Mehrzahl mittelständige Unternehmen im Bereich Wasserstofftechnologien sowohl als Zulieferer auch als Hersteller von Komponenten. Auch im (Weiter-)Bildungsbereich werden derzeit an verschiedenen Stellen neue Angebote geschaffen. Dazu zählen zertifizierte IHK-Kurse sowie ein in der Planung befindlicher Großregionsstudiengang. Die sich im Saarland entwickelnde Wasserstoffwirtschaft bildet somit die Grundlage für die bevorstehende Transformation bzw. den Strukturwandel und schafft nachhaltige, qualitativ hochwertige Arbeitsplätze und leistet damit auch einen entscheidenden Beitrag zur Beschäftigungssicherheit. Zusammengefasst wird damit die gesamte Wertschöpfungskette abgedeckt, Arbeitsplätze gesichert und der gesamteuropäische Gedanke in der Realität umgesetzt.

Wasserstoff ist auf dem derzeitigen Preisniveau nicht wirtschaftlich einsetzbar. Die ermittelten Potentiale können nur dann in der Realität umgesetzt werden, wenn der Preis auf Werte um die 5 EUR/kg sinkt. Der Strompreis ist der Hauptpreistreiber für den grünen Wasserstoff. Daher müssen industriepolitische Steuermechanismen entwickelt werden, die eine deutliche Reduzierung der Wasserstoffgestehungskosten ermöglichen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] <https://www.creos-net.de/das-unternehmen/wasserstoff/leitungsprojekt-mosahyc>, abgerufen am 22. Oktober 2024
- [2] <https://www.iqony.energy/standortentwicklung/projekt-hydrohub-fenne>, abgerufen am 22. Oktober 2024
- [3] <https://www.saarstahl.com/aktuelles/pressemitteilungen/nachster-schritt-zur-transformation-zentrale-anlagen-fur-großstes-europaisches-dekarbonisierungsprojekt-power4steel-bestellt/?id=17507>, abgerufen am 22. Oktober 2024

SH2AMROCK - IRELAND'S EMERALD HYDROGEN VALLEY

Bodo Groß

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken (Germany)

1. INTRODUCTION AND KEY FACTS

Green hydrogen is increasingly recognised as a vital green energy source across various sectors. With this in mind, the EU-funded SH2AMROCK project will deploy green hydrogen across key hard-to-abate sectors across the island of Ireland – including key infrastructure to enable the production, distribution, and use of green hydrogen. The primary goal objective of the five-year project is to demonstrate the capacity of hydrogen to maximise penetration of renewable energy sources through sector coupling, while facilitating the widespread integration of renewable hydrogen into Ireland's energy system. SH2AMROCK will realise and establish this goal through the deployment of the country's first hydrogen valley and multi-modal hydrogen transport hub in Galway, Ireland. It will develop essential infrastructure for green hydrogen production, distribution and use resulting in the acceleration of the island of Ireland's energy transition and decarbonisation across multiple end-user applications.

SH2AMROCK - Sourcing Hydrogen for Alternative Mobility, Realising Opportunities and Creating Know How in Ireland with the reference No. 101112039 is funded within the Horizon Europe Main Programme Climate, Energy and Mobility, and especially in the Clean Hydrogen Partnership call HORIZON-JTI-CLEANH2-2022-06-02. The total investment of the project will be approx. 55 Mio € with an EU contribution of approx. 8 Mio € resulting in a funding rate of nearly 14%. The project started in January 2024 and will end in December 2028. The SH2AMROCK consortium is coordinated by the University of Galway and consists of 28 partners from Europe and around the world.

2. SH2AMROCK OBJECTIVES AND MANAGEMENT STRUCTURE

In order to fully achieve the SH2AMROCK project goals, a total of eleven strategic objectives were identified. In detail these are:

1) Highlight hydrogen's role to enable a deeper decarbonisation of the Irish economy through sector coupling: Ireland in the coming decade will deploy extensive renewable energy sources (RES) technologies to further electrify the local economy. To mitigate existing, and likely worsening, dispatch down issues, maximise decarbonisation into key hard-to-abate sectors, and produce a long-term industry for energy export, Ireland will need hydrogen. Domestic universities and local pioneering communities have been positioning for the country's energy matrices to become hydrogen compatible, the next step is realising the deployment of Ireland's first large-scale hydrogen project.

2) Establish Ireland's first multi-modal hydrogen transport hub: Conventionally, Hydrogen Valleys have been placed around industrial clusters with large existing hydrogen demand. Ireland, as a country with a relatively small heavy manufacturing/industrial sectors, will instead focus on its need to decarbonise transport – the country's second most emitting sector with a total emission share of 21.4% [1]. National and EU regulation require transport fleets to transition to zero-emission alternatives over the coming decade. Plus, with a large proportion of Irish transport services being suited to fuel cell vehicle profiles, and a need to comply with the Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) for hydrogen, the national need to kick-start hydrogen mobility is paramount.

3) Enable creation of a domestic market for green hydrogen value chains: Market creation will be concentrated in the Galway region as this marks the perfect Irish location to co-locate a RES connected transport hub and industrial high-temperature heat tests. The project will promote market growth by

facilitating the expansion of the Irish Hydrogen refuelling station (HRS) replication network – along key trucking corridors and crucially crossing the Northern Ireland (NI) border. This will facilitate the development of a hydrogen market in the Republic of Ireland (RoI) and NI, which is a key goal of both region's emerging hydrogen strategies.

4) Ensure a fair and just transition for Ireland's isolated communities: Ireland's west coast is home to a number of communities who have been active in futureproofing their energy systems. These communities, who are some of the most energetically vulnerable residents in Europe, want to address their dependency on fossil energy imports and produce local knowhow, value, and skills, not only to reduce their emissions, but also promote economic growth to reverse local depopulation trends.

5) Production of at least 500 tons of green hydrogen per year, to be online by 2028: The SH2AMROCK project will produce green hydrogen using renewable electricity from operational renewable energy assets through Power Purchase Agreements (PPAs) and backed up by Guarantees of Origin (GO). SH2AMROCK will employ a phased approach, deploying an initial 5 MW of electrolysis capacity, capable of producing 725 hydrogen tonnes per year of hydrogen by the end of the project. This will rise to a potential 20 MW electrolysis capacity, with 2,900 tonnes per year production, as the deployment is scaled with increased demand from hydrogen applications across Ireland.

6) Use green hydrogen production to realise decarbonisation in multiple end use applications: Ireland's Climate Action Plan has set specific sector targets for each of the country's six major industries to achieve by 2030. One such area, needing considerable decarbonisation, is transport, with a 42-50% [2] reduction in comparison to 2018 figures. SH2AMROCK will aide this decarbonisation by feeding green hydrogen into zero-emission transport applications across the three pillars of mobility – road, maritime, and aviation. SH2AMROCK will also engage with local vehicle fleet operators to transfer procurement, operation, and financial expertise in zero-emission fleets to the hydrogen valley region, enabling further growth in hydrogen mobility technologies outside of and alongside the project.

7) Create strong connections with existing European hydrogen valleys, and associated initiatives, to foster strong linkages in the European hydrogen sector: SH2AMROCK is a direct replication valley from the HEAVENN hydrogen project. The experience gained in the HEAVENN project will be utilised throughout this process to translate hydrogen valley learnings into the Irish context. The project consortium also features members, and all co-ordinators, from Europe's FCH JU/CHP funded other hydrogen valleys – BIG HIT and GREEN HYSLAND – to broaden the project's access to hydrogen valley knowledge and lessons learned.

8) Instigate sustainable economic growth and industrialisation of Ireland: Ireland is positioning itself to become a net-exporter of energy in the long-term in order to maximise the economic gain of its overwhelming renewable resources. To realise this position, the country must create sustainable industrialisation of its manufacturing, services, and skills. Currently, there is little domestic heavy industry based within Ireland, but energy vectors, such as hydrogen, represent a key opportunity for job creation, and value-added for the local economy. SH2AMROCK is the first step in realising this industrialisation, breeding local knowhow and spreading this knowledge across the entire island of Ireland through local replication valleys and HRSs in key, high population areas.

9) Foster All-Ireland hydrogen knowledge sharing, replication activities, and cross-border strategy development: The energy sector in Ireland is operated on an all-island basis. National electricity and natural gas infrastructure in RoI and NI are interconnected and operated areas as single cross-border systems. With similar long-term hydrogen goals, it is important that the hydrogen sector develops on both sides of the border simultaneously. To foster cross-border growth SH2AMROCK pursue an open science approach and will establish centres of excellence, deploy hydrogen infrastructure, replicate and share knowhow in Ireland via the SH2AMROCK replication platform, see

31. Energie-Symposium

Figur work package 6, and work with national governments in RoI and NI. This will raise the profile of hydrogen solutions, and critically public acceptance amongst stakeholders, policy-makers and general population alike.

10) Introduction of hydrogen into the Irish energy mix to increase flexibility, security, and resilience: As an island nation with high energy dependency from the import of fossil fuels, and an electrical grid that is frequently at capacity, Ireland requires a complete energetic overhaul to address its current issues. Hydrogen is one of the potential solutions. Not only can it aid sector coupling to achieve further penetration of RES, as detailed in objective 1, but hydrogen also help to reduce energy dependency and poverty issues, which is currently at record high levels, by providing an indigenous means of fuel that can address the needs of industry, vehicle fleets, and the general public in the built environment, free from the costs of import and carbon taxes. Through the establishment of large-scale hydrogen projects, Ireland can facilitate domestic production to produce low-levelled costs of hydrogen which, in the long-term, can be some of the most competitive in all of Europe.

11) Leverage lessons learned from SH2AMROCK to help develop hydrogen valley roadmaps in key replication regions in Ireland, Europe, and globally: The hydrogen sector must be developed internationally to achieve scales and cost of production that will achieve parity with fossil-fuel derived products. SH2AMROCK will aid the development of a global hydrogen sector by sharing knowledge and experience with key Irish, EU and global locations to create roadmaps for these regions to establish their first hydrogen valley. This will include Slovenia, Cyprus, North Macedonia, Ukraine, and the global partner South Africa. SH2AMROCK will also further the EU's Clean Hydrogen Innovation Mission.

In order to achieve the proposed objectives, the following management structure was developed, see Figure 1.

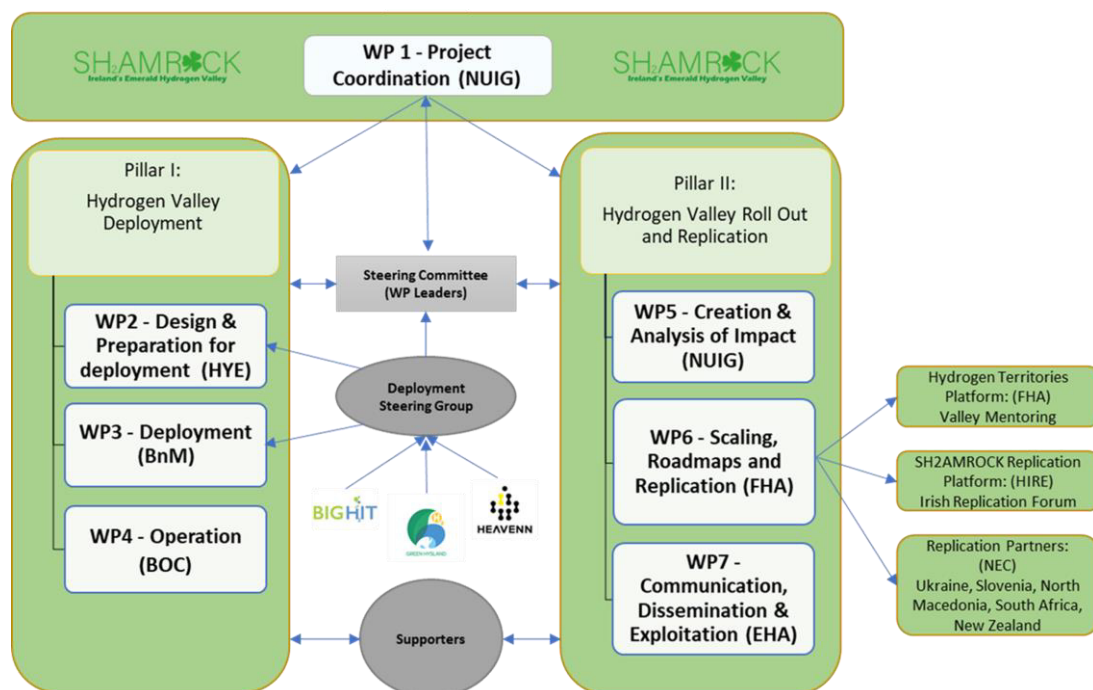


Figure 1: Schematic of SH2AMROCK project management structure

3. LITERATURE

- [1] Latest Emissions Data (Environmental Protection Agency, 2022) accessed at: <https://www.epa.ie/our-services/monitoring--assessment/climate-change/ghg/latest-emissions-data/>, visited October 24th 2024
- [2] Government announces sectoral emissions ceilings, setting Ireland on a pathway to turn the tide of climate change (Department of the Taoiseach, 2022) accessed at: <https://www.gov.ie/en/press-release/dab6d-government-announces-sectoral-emissionsceilings-setting-ireland-on-a-pathway-to-turn-the-tide-on-climatechange/#:~:text=The%20Climate%20Action%20Plan%202021,in%20the%20Climate%20Act%202021>, visited September 15th 2022

ENERGIESYSTEMSIMULATIONEN FÜR DIE ROLLE VON WASSERSTOFF UND KRITERIEN FÜR EINE RÄUMLICHE ANALYSE DER PtG-POTENTIALE IN NIEDERSACHSEN

Marie Jeuk¹, Mareike Plinke², Alexander Mahner¹, Raphael Niepelt^{1,3}, Rolf Brendel^{1,3}, Jochen Hack⁴

¹ Institut für Festkörperphysik, Abteilung Solarenergie, Leibniz Universität Hannover, Appelstr. 2, 30167 Hannover

² Institut für Umweltplanung, Leibniz Universität Hannover, Herrenhäuser Str. 2, 30419 Hannover

³ Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, 31860 Emmerthal

⁴ Fachbereich Bau- und Umweltingenieurwesen, Hochschule Darmstadt, Schöfferstr. 3, 64295 Darmstadt

ABSTRACT

Im interdisziplinären Forschungsprojekt *H₂-FEE – Flexible Energieträger für die Energiewende* wird ein Web-basiertes Tool entwickelt, das interessierten Akteuren in Niedersachsen bei der Planung von grünen Wasserstoff-Projekten Orientierung bietet.

Grundlage ist zum einen eine Analyse des gesamtdeutschen Energiesystems sowie ein Szenario für einen Transformationspfad unter Einhaltung der deutschen Klimaziele und Ausstiegspfade. Dieses räumlich aufgelöste Szenario wird genutzt, um die ökonomisch besten Standorte für Power-to-Gas (PtG) auf Landkreisebene in Niedersachsen zu ermitteln und in einer WebGIS-Benutzeroberfläche zu integrieren. Um die niedersächsischen Landkreise, ihre Energiebedarfe und Erzeugungspotentiale einzeln, aber eingebettet in das deutsche Energiesystem zu betrachten, und gleichzeitig die zur Verfügung stehende Rechenleistung nicht zu überschreiten, wird ein hierarchischer Ansatz verwendet, der in zwei Schritten zunächst ganz Deutschland und dann einzelne Regionen auf Landkreisebene betrachtet.

Zum anderen wird eine Kriterien-gestützte Analyse mithilfe eines Geographischen Informationssystems (GIS) durchgeführt, anhand derer natur- und landwirtschaftsverträgliche PtG-Standorte zur Produktion von grünem Wasserstoff räumlich verortet werden können. Im Folgenden wird ein erster Ansatz zur Bewertung und Identifikation von PtG-Potentialen vorgestellt, der sich an den Phasen einer PtG-Prozesskette auf einem niedersachsenweiten 250 m x 250 m Raster orientiert.

Diese interdisziplinäre Herangehensweise auf mehreren räumlich unterschiedlich hoch aufgelösten Ebenen sowie die Beachtung der verschiedenen Perspektiven unterschiedlicher Interessengruppen ermöglicht ein zuverlässiges öffentliches Tool zur Bewertung potentieller PtG-Standorte.

1. EINLEITUNG

Grüner Wasserstoff und andere grüne Energieträger sind elementar für die Zielerreichung einer klimaneutralen Bundesrepublik Deutschland bis 2045. Dabei birgt die Entwicklung einer grünen Wasserstoffwirtschaft für den Standort Niedersachsen große Chancen. Es besteht vor allem für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie Kommunen und Landkreise im ländlichen Raum ein beträchtlicher Bedarf zur Beratung im Bereich Wasserstoff.

Das von der Investitions- und Förderbank Niedersachsen (NBank) geförderte Forschungsprojekt *H₂-FEE – Flexible Energieträger für die Energiewende* setzt auf einen interdisziplinären Ansatz, um regional aufgelöste PtG-Potentiale und die Rolle von grünem Wasserstoff in Niedersachsen zu ermitteln. Es betrachtet die Fragestellung, wie KMU und der ländliche Raum dabei unterstützt werden

können, eine grüne Wasserstoffwirtschaft gewinnbringend aufzubauen. Ziel des Projekts ist ein einfach zugängliches Tool, das Beteiligten aus Politik, Industrie und Gesellschaft in Niedersachsen zur Orientierung dienen und bei der Planung von PtG-Projekten unterstützen soll. Dafür entwickeln die Projektbeteiligten Nefino GmbH, EnergieSynergie GmbH sowie das Institut für Festkörperphysik und das Institut für Umweltplanung der Leibniz Universität Hannover innovative Konzepte und eine passgenaue GIS-basierte Dienstleistung.

Das Potential für dezentrale Wasserstoffprojekte wird im Forschungsprojekt sowohl für die einzelnen Landkreise in Niedersachsen als auch für 250 m x 250 m große Kacheln räumlich aufgelöst. Das ganzheitlich abgebildete Potential berücksichtigt sowohl naturverträgliche Flächenpotentiale, als auch die Einbettung von einzelnen PtG-Anlagen in das gesamtdeutsche Energiesystem. Ein zusammendenken von Angebot und Nachfrage, sowohl für Strom als auch für grüne Gase, ist essenziell, um eine sichere Planung zu ermöglichen.

2. ENERGIESYSTEMSIMULATIONEN FÜR DIE ROLLE VON WASSERSTOFF IN REGIONALEN ENERGIESYSTEMEN NIEDERSACHSENS

2.1 METHODIK UND MODELLIERUNGSTOOL

Mit dem Energiesystem-Transformationsmodell ESTRAM lässt sich die Rolle von Wasserstoff in Energiesystemen untersuchen [1]. Mit Hilfe des in der Abteilung Solarenergie am Institut für Festkörperphysik der Leibniz Universität Hannover entwickelten Modells werden mittels linearer Optimierung volkswirtschaftlich günstige Szenarien berechnet. Es kann sowohl für Transformationspfade, als auch für grüne-Wiese-Ansätze und räumlich und zeitlich unterschiedlich hoch aufgelöste Szenarien eingesetzt werden. In ESTRAM werden relevante ökonomische und technische Faktoren berücksichtigt, Preisverläufe angenommen und optional nationale und europäische Gesetze und Ziele eingehalten. Aus dem optimierten Szenario lassen sich Veränderungen in Primärenergiebedarfen, regional installierten Leistungen und Energieflüsse zwischen den Regionen ableiten, ebenso wie Gesamtsystem- und Gestehungskosten konkreter Energieträger [2-4].

Im Projekt *H₂-FEE* wird Niedersachsen räumlich bis auf die Ebene der Landkreise aufgelöst und als Teil des gesamtdeutschen Energiesystems modelliert. Die Einbettung in das Gesamtsystem ist an dieser Stelle relevant, da einzelne Regionen in Deutschland aufgrund der engmaschigen Vernetzung des Energiesystems nicht als Inseln betrachtet werden können. Insbesondere Niedersachsen hat hohe Erzeugungspotentiale und zudem viele Anlandungspunkte für Offshore-Windenergie aus der Nordsee. Als Flächenland hat es die Möglichkeit mehr Energie bereitzustellen als es benötigt und ohne entsprechende Einbettung entsteht so ein irreführendes Szenario. Wir rechnen einen kompletten Transformationspfad des heutigen Energiesystems bis zur Klimaneutralität, um vom jetzigen Anlagenpark ausgehen zu können und Ausstiegspfade beachten zu können. Für die Auswertung sind jedoch vor allem die resultierenden Energiesysteme der Jahre 2030 und 2040 interessant. Aus dem Energiesystemmodell wird abgeleitet, welchen Beitrag grüne Gase zu diesen Zeitpunkten für die Flexibilisierung der erneuerbaren Energien in Niedersachsen liefern, wo sie am kostengünstigsten hergestellt werden und in welchen Anwendungsbereichen sie regional zum Einsatz kommen.

2.2 MODELLIERUNG VON NIEDERSACHSEN ALS TEIL DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS

Um einen Transformationspfad für das deutsche Energiesystem abzubilden, führen wir eine Optimierungsrechnung mit einem Mehrknotenmodell mit 14 Knoten durch. Hierbei orientieren sich die Knotenpunkte an den Bundesländern, wobei die Stadtstaaten und das Saarland mit ihren Nachbarländern zusammengedacht werden und Niedersachsen auf drei Knoten aufgeteilt ist. Abbildung 1 zeigt die Primärenergiebereitstellung in Deutschland und Niedersachsen für die Jahre 2018 bis 2050, die aus dem, unter den von uns angenommenen Randbedingungen, optimalen Szenario hervorgehen. Das Startjahr 2018 haben wir aufgrund der Datenverfügbarkeit im Modellierungsframework gewählt. Die Stützjahre in 4-Jahres-Intervallen wurden gewählt, um die Rechenzeit zu reduzieren und dennoch noch ein relativ genaues Ergebnis zu erhalten.

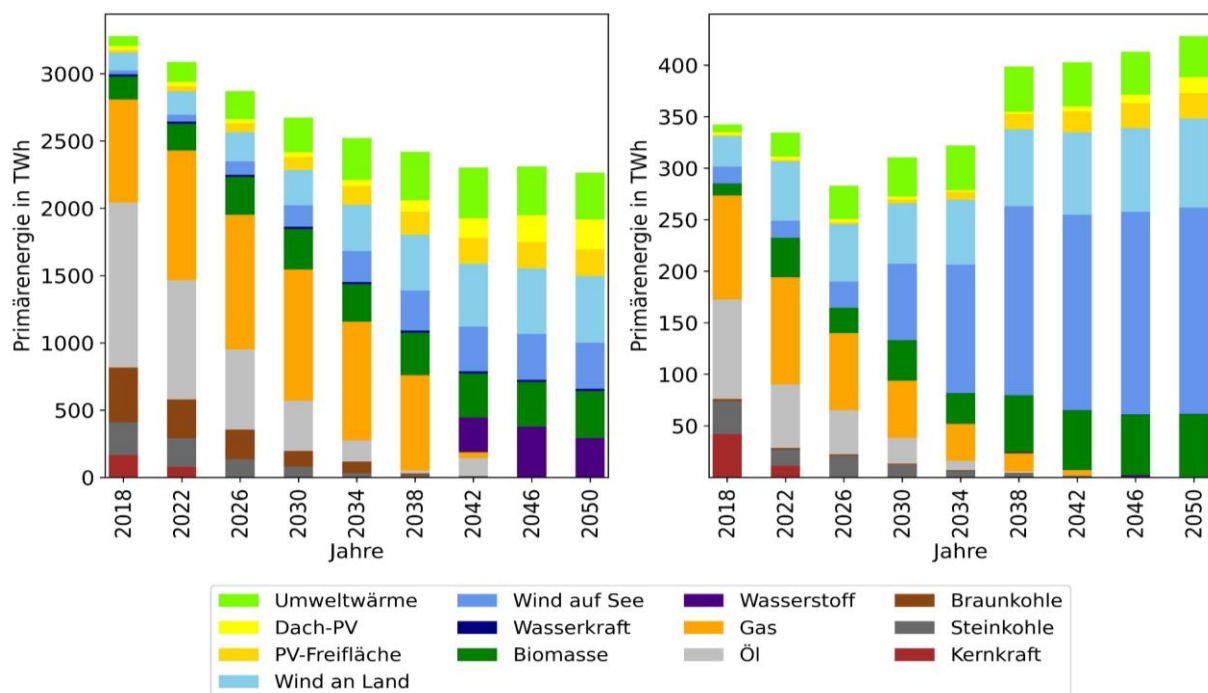


Abbildung 1: Verlauf der Primärenergiebereitstellung, aufgeteilt auf die unterschiedlichen Energiequellen, im vier-Jahres-Abstand in Deutschland (links) und Niedersachsen (rechts)

Unter der Annahme, dass Deutschland spätestens ab 2045 klimaneutral wird, ergibt sich im Szenario ein sinkender Primärenergiebedarf in Deutschland. Dies ist vor allem auf den höheren Wirkungsgrad grüner Energieträger im Vergleich zu fossilen Brennstoffen zurückzuführen. In Niedersachsen jedoch steigt die Bereitstellung von Primärenergie. Dies liegt an einer hohen Erzeugung erneuerbarer Energien, vor allem durch Windenergie. Niedersachsen wird innerhalb Deutschlands zum Netto-Exporteur von erneuerbarer Energie und versorgt umliegende Bundesländer (Nordrhein-Westfalen, Hamburg, Bremen) mit. Zudem reicht in Niedersachsen die Wasserstoffproduktion aus, um den Bedarf des Bundeslandes zu decken. Aber auch in Deutschland findet nennenswerter Wasserstoffimport erst ab 2042 statt, davor kann der Bedarf durch eigene Produktion gedeckt werden.

Der deutliche Unterschied in der Entwicklung der Primärenergiebereitstellung in Deutschland und in Niedersachsen zeigt, dass auch für eine regionale Betrachtung der Energiewende das Gesamtsystem unerlässlich ist. Die Anforderungen an die Primärenergiebereitstellung, deren Aufwuchs hauptsächlich der Mitversorgung anderer, dichter bevölkerter Bundesländer geschuldet ist, würde bei einer isolierten Betrachtung des niedersächsischen Energiesystems nicht sichtbar.

In unseren Szenarien übertrifft 2030 der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung das im Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gesetzte Ziel von 80 % (§ 1 Abs. 2 EEG): In Deutschland liegt er bei 86 %, in Niedersachsen sogar bei 97 %. Zudem erzeugt Niedersachsen ab 2030 über 20 % des deutschen Stroms, während es nur ca. 12 % verbraucht. Ab 2038 steigt dieser Anteil auf über 26 % bzw. ca. 16 %, wobei in Niedersachsen ca. 43 % des verbrauchten Stroms in die Elektrolyse gehen, in Deutschland nur ca. 23 %. Auf der Verbrauchsseite geht bereits ab 2030 ein zunehmender Anteil der Stromproduktion in die Elektrolyse und nur ein geringer Anteil des Wasserstoffs wird rückverstromt.

Unser Szenario zeigt wahrscheinliche Anwendungsbereiche für den im Inland produzierten und den importierten Wasserstoff. Direkter Wasserstoffeinsatz findet vor allem in der Prozesswärme, im Straßen- und Schienenverkehr und zu kleineren Anteilen auch zur Rückverstromung statt. Darüber hinaus wird ein größerer Anteil zur Herstellung flüssiger Energieträger für Flugverkehr und Industrie genutzt. Einige dieser Anwendungen haben in unserem Szenario den Bedarf an flüssigen oder gasförmigen Energieträgern vorgegeben, da hier im Moment kein direkter Einsatz von Strom in größerem Umfang absehbar ist. Ein klares Ergebnis der Optimierung ist jedoch, dass kein Einsatz von Wasserstoff in der Raumwärme stattfindet.

Im stündlichen Verlauf der Wasserstoffproduktion sehen wir eine starke Korrelation von Elektrolyse mit der Einspeisung aus Wind- und Solarenergie (Abbildung 2) [1]. Durch den flexiblen Einsatz der Elektrolyse und die gute, auch längerfristige Speicherbarkeit von Wasserstoff können Einspeisespitzen genutzt werden, anstatt Strom abzuregeln. Ist die Erzeugung erneuerbarer Energien jedoch geringer, wird der Strom zunächst direkt genutzt und es findet keine Elektrolyse statt. Die Wasserstoffherzeugung dient somit als Flexibilitätsoption auf der Verbrauchsseite.

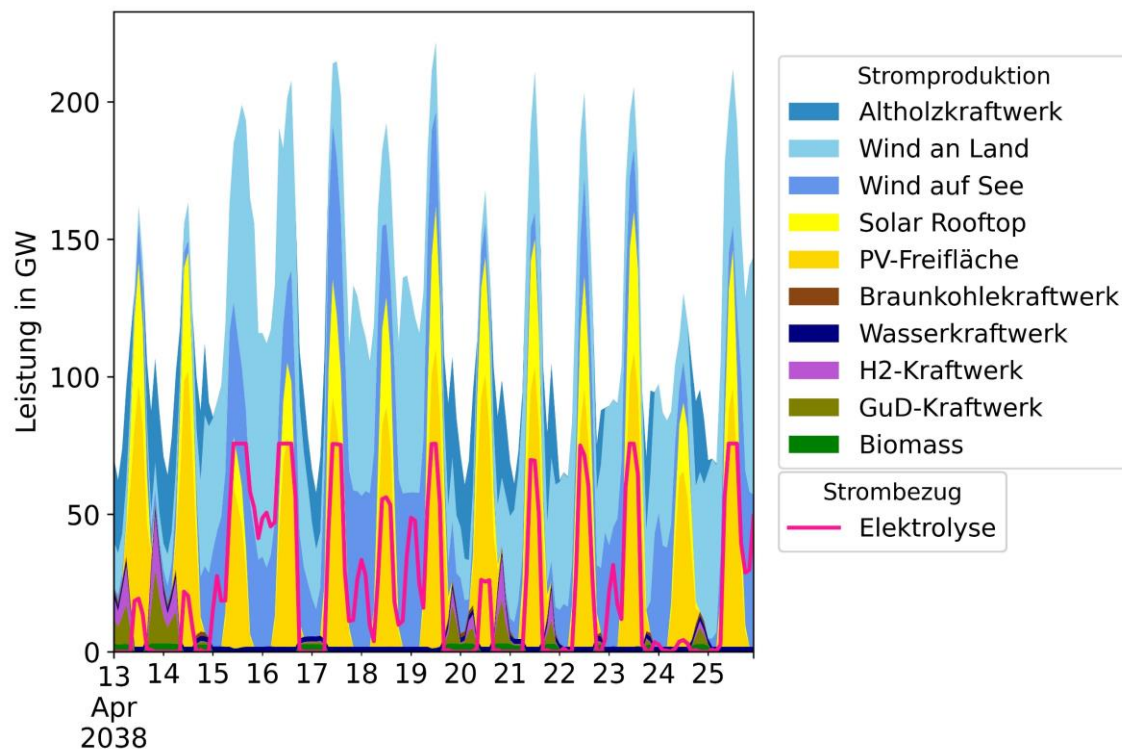


Abbildung 2: Ausschnitt der stundenweisen Stromproduktion und des Bezugs von Strom für Elektrolyse in Deutschland

Die räumliche Auflösung in ESTRAM ermöglicht auch eine Analyse von Energietransporten. In unserem Szenario werden die Netze teilweise optimiert und weder der Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur noch das geplante Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt. So wird für jedes Jahr des Transformationspfades das Netz entsprechend der Bedarfe und der günstigsten Energiebereitstellung ausgebaut. Wir sind uns bewusst, dass die im Szenario vorhandenen Netze nicht den real zu erwartenden Bedingungen entsprechen. Daher ist geplant, die politischen und gesellschaftlichen Rahmensetzungen auch für die Energienetze in das Modell zu integrieren. Dies wird vermutlich zu mehr Abregelungen und weniger installierter Leistung im Norden und insgesamt zu mehr Importen und höheren Kosten führen.

In Abbildung 3 sind das im Szenario gebaute Strom- und Wasserstoffnetz und die bereitgestellte Energie in Deutschland im Jahr 2030 abgebildet. Die Tortendiagramme zeigen die relative Gesamtenergie, sowie die Verteilung der Stromerzeugungsanlagen in einem Knoten. Die jeweils meiste Energie stellt der Knoten Nordrhein-Westfalen mit 175 TWh Strom und 3,8 TWh Wasserstoff bereit. Die Pfeile geben die Flussrichtung der Jahresbilanz der jeweiligen Energieform an, wobei dunkelblaue Pfeile einen geringen Energiefluss darstellen und rote den verhältnismäßig höchsten. Sowohl bei Strom (links), als auch bei Wasserstoff (rechts) ist ein klarer Trend der Energieströme zu beobachten: Vor allem von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen fließen große Mengen Strom, insgesamt ist ein starker Nord-Süd-Trend zu erkennen.

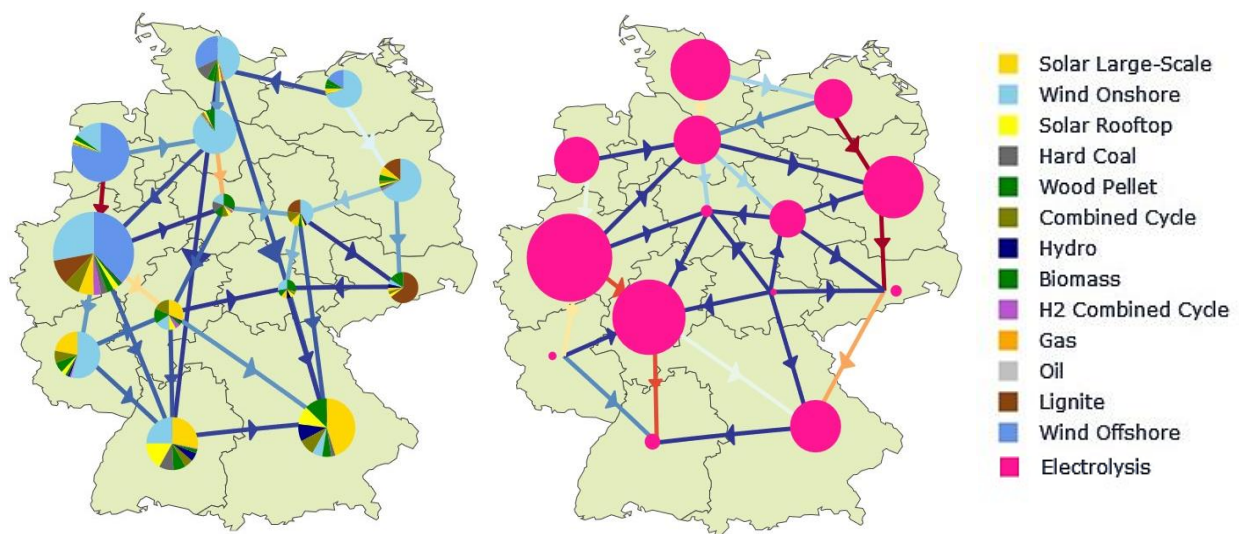


Abbildung 3: Energieerzeugung und -flüsse in Deutschland 2030.

Die Größe der Tortendiagramme zeigt die Gesamtenergieerzeugung im Knoten, wobei der größte Kreis 175 TWh Strom bzw. 3,8 TWh Wasserstoff entspricht. Über die Pfeile ist die Flussrichtung und Jahresbilanz der entsprechenden Energieformen dargestellt, wobei dunkelblaue Linien sehr wenig Energiefluss darstellen und Dunkelrote einen vergleichsweise Hohen, mit einem Übergang von blau über weiß zu orange.

2.3 HIERARCHISCHE SIMULATION ALS LÖSUNGSANSATZ FÜR EINE HÖHERE ORTSAUFLÖSUNG

Wie in Abschnitt 2.2 genauer betrachtet, lässt sich mit ESTRAM ein Deutschland-Szenario mit überschaubarer Knotenanzahl in vertretbarer Zeit optimieren. Dieses liefert den gewünschten Kontext für Wasserstoff im gesamtdeutschen Energiesystem. Über eine GIS-gestützte Flächenanalyse lassen sich zudem auf räumlich hoch aufgelösten Flächen die für PtG zur Verfügung stehenden Potentiale ermitteln. Um diese beiden Dimensionen zusammendenken zu können, wollen wir in ESTRAM ein Szenario erstellen, welches das zukünftige niedersächsische Energiesystem räumlich feiner aufgelöst auf Landkreisebene betrachtet. Wie bereits diskutiert, macht auch diese regionale Betrachtung nur Sinn im Kontext und unter Berücksichtigung des Gesamtsystems.

Die benötigte Rechenleistung für ein komplexes Energiesystemmodell skaliert mit der Anzahl der betrachteten Parameter. Für Rechnungen in hoher Auflösung – sowohl räumlich als auch zeitlich – werden daher schnell unrealistische große Mengen an Rechenleistung benötigt. Um auf Landkreisebene das Modell aus Abbildung 3 (400 statt 14 Knoten) oder auch nur Niedersachsen (über 40 Knoten) zu rechnen, würde sich die Rechenzeit exponentiell vervielfachen. Um eine höhere Ortsauflösung in einer vertretbarer Rechenzeit zu erreichen, verwenden wir daher einen von uns entwickelten hierarchischen Ansatz. Bei diesem wird das niedersächsische Energiesystem auf Landkreisebene als Teil des gesamtdeutschen Systems in zwei aufeinanderfolgenden Schritten abgebildet und optimiert.

Zunächst wird das nationale Szenario in Abbildung 3 mit 14 Knoten berechnet. Basierend auf diesen Ergebnissen betrachten wir Niedersachsen für eine höher aufgelöste Optimierungsrechnung der niedersächsischen Landkreise. Dabei werden für jeden der drei niedersächsischen Knoten die optimierten Energieflüsse aus dem nationalen Szenario in Form von zusätzlichem Import oder Export

als Randbedingung festgehalten. Die Energieflüsse werden im Falle von mehreren zur Verfügung stehenden Leitungen zu einem Nachbarknoten prozentual anhand der Leistung der Leitungen auf die Landkreise verteilt. Dann wird für jeden der drei niedersächsischen Knoten separat eine Optimierungsrechnung in höherer räumlicher Auflösung (Landkreisebene) durchgeführt.

Anschließend werden die Ergebnisse der einzelnen Optimierungsrechnungen zusammengeführt. Im Ergebnis erhalten wir ein Energiesystemszenario für Deutschland in dem Niedersachsen räumlich vergleichsweise hoch aufgelöst ist, die Wechselwirkung der Bundesländer untereinander aber vollständig berücksichtigt wird. Aufgrund der hohen räumlichen Auflösung im Szenario ist es möglich, dieses in die Bewertung von zukünftigen PtG-Potentialen in einzelnen Landkreisen auch abseits des geplanten Wasserstoffkernnetzes einzubauen. In Abbildung 4 ist ein solches zusammengeführtes Szenario zu sehen.

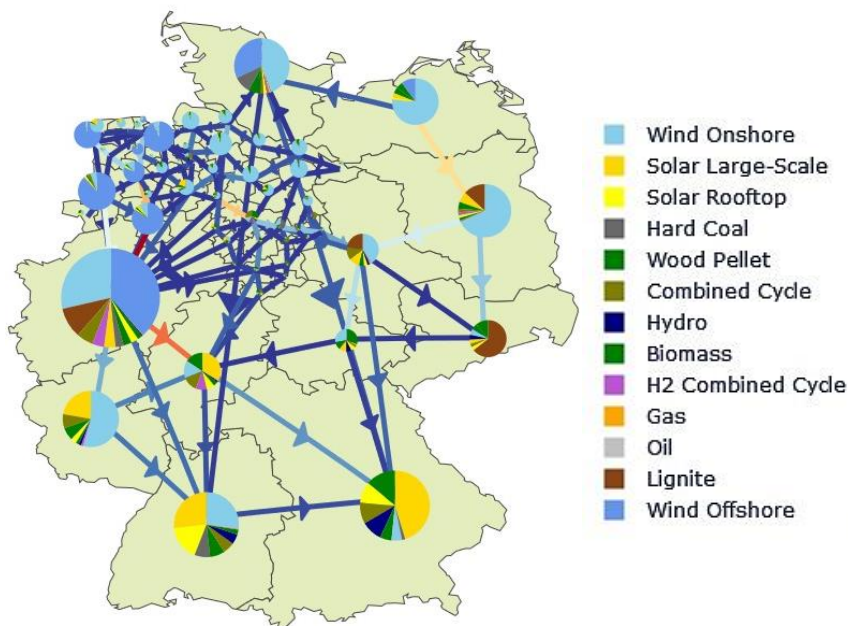


Abbildung 4: Energieerzeugung und -flüsse mit hierarchischem Ansatz in Deutschland 2030

3. BEWERTUNGSGRUNDLAGE FÜR EINE RÄUMLICHE POTENZIALANALYSE VON PTG-STANDORTEN IN NIEDERSACHSEN

Die Integration ökonomisch, sozial und ökologisch sinnvoller PtG-Standorte in die WebGIS-Anwendung findet auf der Grundlage einer räumlichen hoch aufgelöste Analyse mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems (GIS) statt. Die Identifikation von geeigneten Standorten im ländlichen Raum fand dabei orientiert an Kriterien statt.

3.1 ANFORDERUNGEN AN DIE KRITERIEN

Die Bewertung des PtG-Potenzials erfolgte anhand harter (obligatorischer) und weicher (optionaler) Standortkriterien statt. Am Institut für Umweltplanung wurde die Auswahl der Kriterien auf die gesamten PtG-Prozesskette ausgerichtet, von der Erzeugung erneuerbarer Energien über den PtG-Prozess bis hin zur Abnahme grünen Wasserstoffs bzw. Methans. Für die lokale Produktion von grünen Gasen war die Natur- und Landwirtschaftsverträglichkeit der Standorte für PtG-Anlagen von hohem Stellenwert. Im

Fokus standen demnach auch Umnutzungsmöglichkeiten für den Energiepflanzenanbau und bestehende landwirtschaftliche Biogasanlagen. Für die Integration in das WebGIS wird angestrebt, die Standortpotentiale exemplarisch für 5 MW, 20 MW und 50 MW Elektrolyseure für 2030 und 2040 zunächst auf 250 m x 250 m Kacheln aufgelöst zu analysieren. Im Anschluss soll es auch möglich sein, die Ergebnisse auf Landkreisebene zu kumulieren.

3.2 KRITERIEN FÜR DIE RÄUMLICHE POTENTIALANALYSE VON PtG-STANDORTEN

Für die lokale Produktion von grünen Gasen werden natur- und landwirtschaftsverträgliche Standorte für PtG-Anlagen benötigt. Im Folgenden wird ein erster Einblick in die kriteriengestützte Bewertung der PtG-Potentiale für das niedersachsenweite 250 m x 250 m Raster gegeben. Kriterien sind die Potentiale erneuerbarer Energien, die Wasserentnahmebedingungen, die Flächenverfügbarkeit für PtG-Anlagen und die Wasserstoffabnahme (Tabelle 1).

Tab. 1: Kriterien für Potenzialanalyse von PtG-Standorten

Phasen der PtG-Prozesskette	Kriterien	Art
Erzeugung erneuerbarer Energien	Potentiale erneuerbarer Energien	Hart
PtG-Prozess	Wasserentnahmebedingungen	Hart
	Flächenverfügbarkeit für PtG-Anlagen	Hart
Abnahme	Wasserstoffabnahme	Weich

Im direkten Umfeld der PtG-Anlagen müssen ausreichend erneuerbare Energien für den Betrieb bereitgestellt werden. Grundlage der Analyse bilden die menschen- und naturverträglichen Standortpotentiale für Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen [5]. Auf Basis der mit ESTRAM erzeugten Szenarien wird die für den wirtschaftlichen Betrieb der PtG-Anlagen (5, 20 und 50 MW) erforderliche installierte Leistung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen berechnet und anschließend mit den im Umkreis von 500 m vorhandenen Potentialen abgeglichen. Wasser ist ein wertvoller Rohstoff, der auch für die Erzeugung von Wasserstoff unverzichtbar ist. Abhängig von der Leistung der PtG-Anlagen wird die benötigte Wassermenge ermittelt und mit den nachhaltig nutzbaren Entnahmemengen abgeglichen [6]. Es ist auch zu berücksichtigen, ob die Fläche der einzelnen Kacheln aus technischer und naturschutzfachlicher Sicht für die Errichtung einer PtG-Anlage geeignet ist.

Da die zukünftige Abnahme von Wasserstoff noch nicht eindeutig absehbar ist, wird sie zwar voraussichtlich räumlich als positiver Standortfaktor im WebGIS dargestellt, jedoch zunächst nicht als Ausschlusskriterium in der Analyse betrachtet. Die räumliche Nähe der betrachteten PtG-Anlagen zum Wasserstoff-Kernnetz ist im Zuge dieser Arbeit kritisch zu betrachten, da bei Verfügbarkeit der Bezug des Wasserstoffs direkt aus dem Wasserstoff-Kernnetz attraktiver sein kann. Die dezentrale Versorgung durch PtG-Anlagen im ländlichen Raum steht im Fokus.

4. FAZIT & AUSBLICK

Die Expertise verschiedener Disziplinen wird im WebGIS gebündelt. Mit Hilfe des hierarchischen Ansatzes lässt sich ein detailliertes Szenario der Energiebereitstellung und des Verbrauches der niedersächsischen Landkreise erstellen, das eine zuverlässige Grundlage für eine hochaufgelöste

Flächenanalyse für PtG-Standorte liefert. Die räumliche GIS-gestützte Analyse integriert zusätzlich natur- und landwirtschaftsverträgliche Potentiale an diesen Standorten.

Diese kombinierten detaillierten Potentialanalysen ermöglichen es, grüne Wasserstoff-Projekte räumlich zu verorten. Sowohl Bedarfe und Gestehungskosten von grünen Gasen als auch die mögliche Akzeptanz, sowie naturverträgliche Flächenpotentiale finden Berücksichtigung. Abschließend stellt die WebGIS-Oberfläche sowohl hochaufgelöst als auch übersichtlich die Perspektiven der verschiedenen Interessengruppen auf die Flächeneignung für die Planung von grünen Wasserstoff-Projekten dar. Den regionalen Akteuren in Niedersachsen werden Ihre Potentiale aufgezeigt, was die Chancen für einen Wasserstoffhochlauf auch in dezentralen Räumen erhöht und eine Bereitstellung auch abseits des Wasserstoff-Kernnetzes ermöglicht. Aufbauend auf den beschriebenen räumlich hoch aufgelösten PtG-Potentiale sollen zukünftig ergänzend PtG-Nachnutzungsoptionen an Biogasanlagenstandorten untersucht und ins WebGIS implementiert werden.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] F. Peterssen, M. Schlemminger, C. Lohr, R. Niepelt, A. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, R. Brendel, Hydrogen supply scenarios for a climate neutral energy system in Germany, *International Journal of Hydrogen Energy* 47.28, S. 13515-13523, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.098>
- [2] C. Lohr, F. Peterssen, M. Schlemminger, A. Bensmann, R. Niepelt, R. Brendel, R. Hanke-Rauschenbach, Multi-criteria energy system analysis of onshore wind power distribution in climate-neutral Germany, *Energy Reports* 12, S. 1905-1920, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.064>
- [3] C. Lohr, M. Schlemminger, F. Peterssen, A. Bensmann, R. Niepelt, R. Brendel, R. Hanke-Rauschenbach, Spatial concentration of renewables in energy system optimization models, *Renewable Energy* 198, S. 144-154, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.07.144>
- [4] M. Schlemminger, C. Lohr, F. Peterssen, D. Bredemeier, R. Niepelt, A. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, M. Breitner, R. Brendel, Land competition and its impact on decarbonized energy systems: A case study for Germany, *Energy Strategy Reviews* 55, Nr. 101502, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101502>
- [5] J. Wagenfeld, J. Thiele, D. Schmedes, C. v. Haaren, Geodaten der Flächeneignungsberechnung des Projekts Vision:En 2040 Plus, Hannover: LUIS, 2023.
<https://doi.org/10.25835/jfhql31a>
- [6] EFZN Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, H2-Wegweiser Niedersachsen - Energiesystemanalyse zur technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Integration, Speicherung und Konversion von Wasserstoff in Niedersachsen: Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, unveröffentlicht.

METHANOLREFORMER MIT INNOVATIVER GASREINIGUNG ZUR H₂-VERSORGUNG EINER NT-PEMFC (MEGA)

Henrik Junge¹ und Sebastian Wohlrab¹

¹Leibniz-Institut für Katalyse e.V., Rostock, Germany.

Email: henrik.junge@catalysis.de; sebastian.wohrlab@catalysis.de

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes MEGA (Methanolreformer mit innovativer Gasreinigung zur H₂-Versorgung einer NT-PEMFC) entsteht derzeit im Technikum des Leibniz-Instituts für Katalyse eine Demonstrationsanlage in der aus Methanol hochreiner Wasserstoff (CO₂ < 5%; CO < 10 ppm) erzeugt wird.[1] Damit ist der Wasserstoff direkt ohne weitere Behandlung für den Einsatz in einer NT-PEMFC geeignet, was mittels Kopplung mit einer NT-PEMFC nachgewiesen wird. Die Entwicklung dieses innovativen und technisch sowie ökonomisch überzeugenden Methanolreformersystems erfolgt im Verbundprojekt (Abb. 1) der Partner Leibniz-Institut für Katalyse e. V. (LIKAT), Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Sigmar Mothes Hochdrucktechnik GmbH (HDT), ATI Küste GmbH Gesellschaft für Technologie und Innovation (ATI) und GESA Automation GmbH (GESA). Die Demonstrationsanlage besteht aus einem neu designten Methanolreformer auf Basis der SLP-Technologie, einem CO-Entfernungssystem sowie einem CO₂-Abtrennungssystem mittels PSA. Es wurde jeweils ein Steuerungs- und Regelungssystem (SRS) für die drei Funktionseinheiten, Methanolreformer, CO₂- Abtrennung und CO-Entfernung, entwickelt. Alle drei SRS sind einem Gesamtsteuer- und Regelsystem untergeordnet.

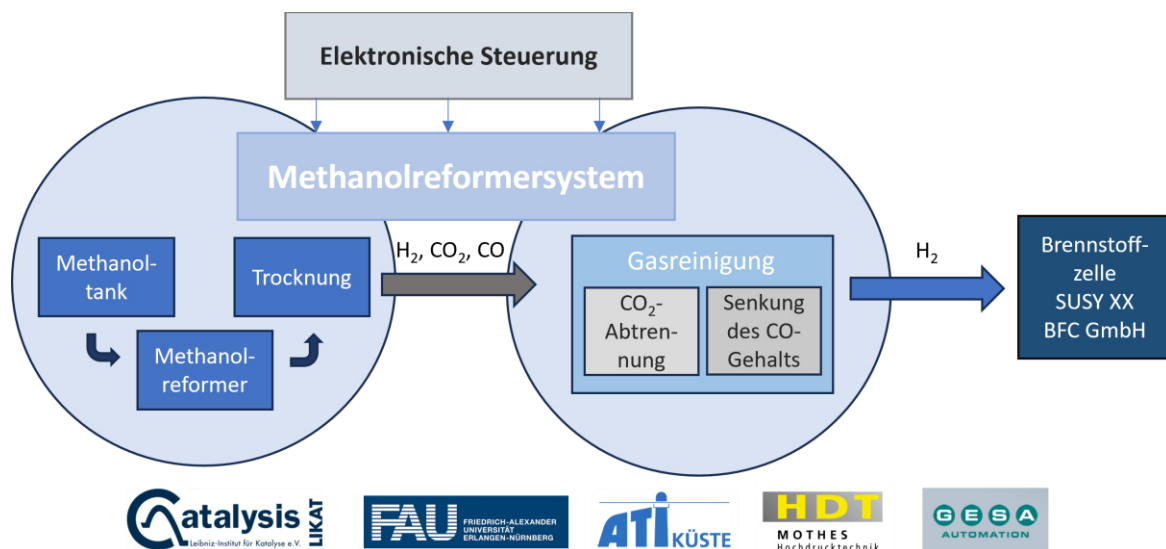
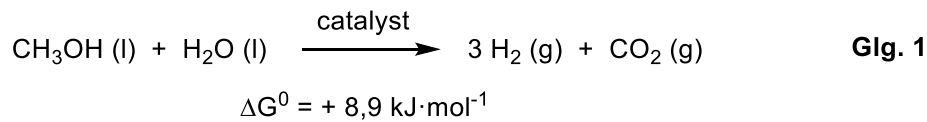


Abb. 1: Partner und Aufgaben im Verbundprojekt MEGA.

31. Energie-Symposium

Ein Kernstück ist der Einsatz von Katalysatoren, die den Prozess der chemischen Umsetzungen zur Wasserstofferzeugung entsprechend Gleichung 1 mit hoher Effizienz und Selektivität sowie bei milden Bedingungen (bis 150°C) ermöglichen [2].



Die Katalysatoren führen bereits zu einem niedrigen CO-Gehalt von nur ca. 1000 ppm. Dieser wird durch Einsatz einer effizienten Gasaufreinigung weiter auf <10 ppm abgesenkt. Gleichzeitig wird auch mit CO₂ aus dem Gemisch weitgehend abgetrennt, um somit einen effizienten Einsatz des entstehenden Wasserstoffs in einer NTPEM-FC zu gewährleisten. Für letzteres wurde ein neuartiges Druckwechseladsorptionsverfahren (PSA), dessen Lösungsansatz im Projekt Metha-Cycle definiert worden ist, entwickelt.

Das Gesamtverfahren soll sehr energieeffizient (z. B. kleines Druckniveau < 5 bar, Betriebstemperatur ~ 150 °C) gestaltet werden, eine hohe Dynamik und sehr geringe Wasserstoffverluste aufweisen. Bei den zu entwickelnden Komponenten und Verfahren wurde angestrebt, die Anforderung der Industrie an praxistaugliche Energieversorgungssysteme für portable und mobile Anwendungen zu erfüllen. Der Einsatz eines solchen indirekten, flüssigen Wasserstoffspeichers, z. B. auf Basis von Methanol, ermöglicht höhere Energiedichten als mit 700 bar Druckwasserstoff und die Infrastruktur zur Methanolversorgung entspricht der derzeitigen für flüssige fossile Treibstoffe. Gleichzeitig können aktuell bestehende Nachteile des Batterieeinsatzes und der Druckwasserstoffversorgung überwunden werden. Erste Ergebnisse zum Betrieb der Demonstrationsanlage (Abb. 2) im Technikum des LIKAT werden vorgestellt.



Abb. 2: MEGA-Demonstrationsanlage im Technikum des LIKAT.

REFERENZEN:

- [1] EnArgus Vorhaben '03EN5006A' aus Suche nach 'MEthanolreformer mit innovativer GAsreinigung zur H₂-Versorgung einer NT-PEMFC (MEGA)'.
- [2] a) M. Nielsen, E. Alberico, W. Baumann, H.-J. Drexler, H. Junge, S. Gladiali, M. Beller, *Nature* **2013**, 495, 85-90; Low-temperature aqueous-phase methanol dehydrogenation to hydrogen and carbon dioxide; b) A. Agapova, H. Junge, M. Beller, *Chem Eur. J.* **2019**, 25, 9345 – 9349; Developing Bi-catalytic Cascade Reactions: Ruthenium-catalysed Hydrogen Generation from Methanol; c) C. H. Schwarz, A. Agapova, H. Junge, M. Haumann, *Catalysis Today* **2020**, 342, 178-186; Immobilization of a selective Ru-pincer complex for low temperature methanol reforming – material and process improvements; d) C. H. Schwarz, D. Kraus, E. Alberico, H. Junge, M. Haumann, *EJIC*. **2021**, 1745-1751, Immobilized Ru-Pincer Complexes for Continuous Gas Phase Low-Temperature Methanol Reforming - Improving the Activity by a Second Ru-Complex and Variation of Hydroxide Additives.

REALLABOR DEZENTRALER H2-HYBRIDSPEICHER

Clemens Kerksen¹, Maik Baumann¹, Niklas Thom¹

¹ TH Lübeck, Wissenschaftszentrum Elektromobilität, Leistungselektronik und dezentrale Energieversorgung (EMLE)

ABSTRACT

Im Zuge der Energie- und Mobilitätswende bestehen weiterhin zahlreiche offene Forschungsfragen, wobei die Rolle effizienter Energiespeicherung zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Dieser Beitrag präsentiert das Konzept eines dezentralen Reallabors, das auf der Speicheroptimierung primär regenerativ erzeugter Energie wie durch Windkraftanlagen und Photovoltaik basiert. Unter Einbeziehung realer Verbrauchsdaten und Lastprofile sollen Netzanwendungen getestet, die Dimensionierung von Zwischenspeichern optimiert und Strategien für das schonende Laden von Batterien entwickelt werden. Das Reallabor dient zudem als praxisnaher Anwendungsbereich in der akademischen Lehre.

Ein zentraler Fokus liegt auf dem Aufbau und der Integration eines Hybridspeichersystems. Die Kombination von Batterie- und Wasserstoffspeichern erhöht die Langzeitstabilität der Energieversorgung und ermöglicht einen signifikant höheren Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix. Darüber hinaus wird ein intelligentes Energiemanagementsystem entwickelt, das für die Steuerung und Regelung des Gesamtsystems essenziell ist. Die Relevanz und Komplexität dieses Systems werden durch ökonomische und ökologische Analysen verdeutlicht.

1. WISSENSCHAFTSZENTRUM ELEKTROMOBILITÄT, LEISTUNGSELEKTRONIK UND DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG (EMLE)

Das EMLE der Technischen Hochschule Lübeck (THL) wurde 2012 von Prof. Tiedemann mit dem Ziel gegründet, Fragestellungen der Mobilitäts- und Energiewende technisch zu durchleuchten und praxistaugliche Lösungen mit möglichst hohem Technologiereifegrad (TRL) interdisziplinär und holistisch zu entwickeln. Die Forschungsarbeiten finden auf der Systemebene statt, wobei Aspekte der Grundlagenforschung von Partnern beigesteuert werden. Die Systemvalidierung erfolgt bei Industriepartnern, um möglichst authentische und praxisnahe Testdaten erheben zu können.

2012 stand die Mobilitätswende noch in den Kinderschuhen. Die Frage nach Schnellladestationen war noch nicht beantwortet. Gerade in Bezug auf Herausforderungen wie Mess- und Eichkonformität, entsprechenden Payment-Lösungen und einem barrierefreien Zugang oder auch dem Erbringen von Systemdienstleistungen am Energieversorgungsnetz wurden und werden teilweise immer noch realistische Lösungen benötigt. Bei der Arbeit an diesen ersten Forschungsfragen entstand die Schnellladestation FE-alpha als Demonstrator mit einer DC-Ladeleistung von 100 kW und einem AC-Ladepunkt mit 22 kW. Aufgrund ihres modularen Aufbaus war FE-alpha bereits so konzipiert, dass Ladeleistungen von über 300 kW bei Ladespannungen von über 900 V realisiert werden können. Um die Netzbelastung durch Lastschwankungen zu minimieren und Wandlungsverluste zu vermeiden, wurde im Projekt Power 400 die DC-Schnellladetechnik so weiterentwickelt, dass ein direktes Laden aus einem Batteriespeicher möglich ist [1]. Die Nutzung von Speichersystemen ermöglicht zudem, das reine Ladekonzept, um weitere wirtschaftliche und technische Aspekte auszudehnen. Es entstand das Ladeparkkonzept mit einer modularen und skalierbaren AC-Ladetechnik mit nahezu beliebig vielen Ladepunkten sowie einem Energiemanagementsystem (EMS) zum Koppeln von Verbraucher- und Erzeugerleistung [2]. Um mehr Regelmöglichkeit und eine Langzeitspeicherung zu ermöglichen, wird das System um einen Hybridspeicher in Form von Wasserstoff ergänzt.

2. DIE IDEE DES REALLABORS

Durch den beschriebenen Werdegang des EMLE verfügt das Labor über unterschiedliche regelbare Verbraucher, Erzeuger und Speicher. Diese stehen aktuell für sich allein und werden für die Bearbeitung von Forschungsfragen teils rege, teilweise jedoch auch seltener genutzt. Insbesondere das „seltener genutzt“ und die hohen Standzeiten zwischen Forschungsfragen weckte in uns den Ansatz der optimierten Nutzung. Wir haben den Gedanken der dezentralen Energieversorgung aufgegriffen und werden unsere Einzelsysteme zu einem Gesamtsystem verschalten, um bspw. unser Labor und Büro Teilautark versorgen zu können. Neben der realen Versorgung wird das System in Teilen oder Gänze in der Lehre und Forschung genutzt. So können beispielsweise neue Akteure an dem Netz getestet werden, u.a. um Fragen der Netzstabilität zu testen. Das System kann mit Simulationen erweitert werden oder Fragen der Wirtschaftlichkeit beantworten. Somit stellt dieser Aufbau sowohl ein Reallabor mit praktischer Anwendung dar, als auch einen experimentellen und erweiterbaren Laboraufbau für die Lehre und Forschung mit dem Schwerpunkt der Energiewende.

Das Reallabor wird aus zwei DC Kreisen mit unterschiedlichen Spannungsniveaus bestehen, die mit dem AC-Labornetz verbunden sind. Abbildung 1 stellt dies schematisch dar.

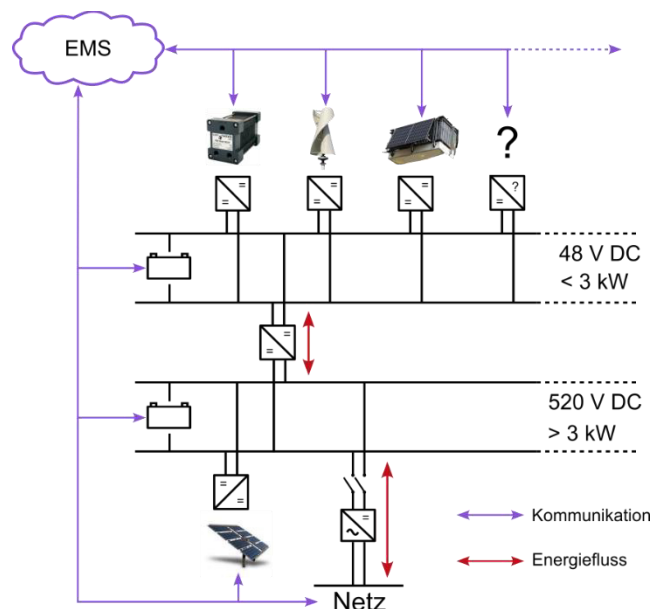


Abbildung 1: Konzept dezentrales Reallabor

Die erste Ebene umfasst 48 V für Erzeuger und Verbraucher bis ca. 3 kW. Vorgesehene Netzteilnehmer sind Balkonkraftwerke, Kleinwindanlagen, Brennstoffzellen und eine Kaskade von Blei-Gel-Batterien, die Teil eines kleineren Hybridspeichers sind. Über bidirektionale DC/DC-Wandler wird die zweite Spannungsebene mit 520 V für Netzteilnehmer über 3 kW sowie der Anbindung an einen 30 kWh LiFePo4-Batteriespeicher und das lokale Energieversorgungsnetz bereitgestellt.

Anhand realer Lastprofile können mit diesem System Untersuchungen zur Dimensionierung von Hybridspeichern als Zwischenspeicher für Ladeinfrastruktur, wie etwa größere Ladeparks, durchgeführt werden. Dabei werden vorhandene regenerative Energiequellen sowie das schonende Laden von Batterien berücksichtigt. Darüber hinaus bietet das System die Möglichkeit, potenzielle Geschäftsmodelle durch Systemdienstleistungen und die Teilnahme am Energiemarkt zu erforschen. Ein zentraler Aspekt des dezentralen Reallabors ist ein übergeordnetes, selbstlernendes EMS.

3. AUFBAU EINES HYBRIDSPEICHERS ALS BESTANDTEIL DES REALLABORS

Wie zuvor erwähnt soll im Rahmen des Reallabors und der dezentralen Energieversorgung die Hybridspeichertechnik genauer betrachtet werden. Um das System bestmöglich zu Analysieren und wissen in der Lehre zu Vermitteln wurde ein erstes Hybridspeichersystem aus Industriekomponenten in Eigenarbeit an der THL konstruiert und aufgebaut.

Der Hybridspeicher basiert auf einem Wasserstoffsystem in Kombination mit Batteriespeichern. Ein wesentlicher Bestandteil des Entwicklungsprozesses war der schrittweise und komponentenbasierte Aufbau. Der Hybridspeicher wurde im 19"-Industriestandard errichtet und besteht aus einer Kombination von Druckwassertank, Elektrolyseur, Wasserstofftank, Brennstoffzellensystem, Batteriespeicher sowie verschiedener Sensorik, Aktorik und einer Steuereinheit. Jedes Subsystem verfügt auf Grundlage eines zuvor erstellten und in Abbildung 2 dargestellten Konzepts über ein eigenes Managementsystem, welches die grundlegende Steuerung übernimmt.

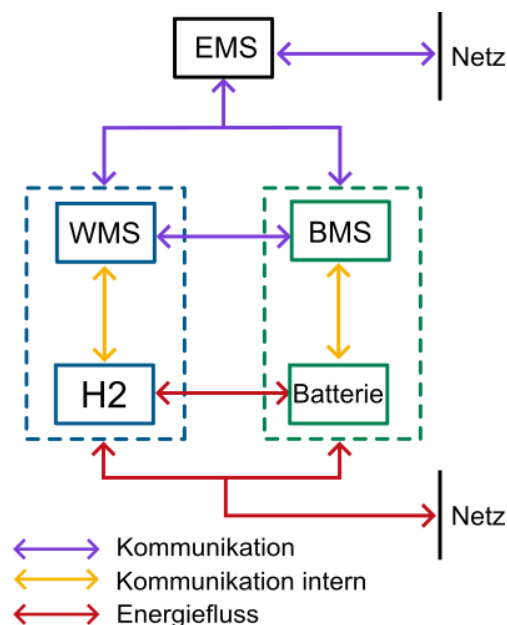


Abbildung 2: Konzept dezentrales Reallabor

Die Speisung des Elektrolyseurs erfolgt über einen Druckwassertank. Über einen einstellbaren Druckminderer wird der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs angeglichen. Die Weiterleitung erfolgt entweder zum Wasserstofftank oder, über einen weiteren Druckminderer, zum Brennstoffzellensystem. Der Wasserstoffzufluss zur Brennstoffzelle wird mittels eines eigenen Steuerungssystems reguliert, das Einlass- und Auslassventile, einen elektronischen Druckregler sowie einen Differenzdrucksensor umfasst. Hiermit wird der Wasserstoff zu und -abfluss zyklisch in Abhängigkeit des Verbrauchs reguliert. Magnetventile, ein Rückschlagventil zur Verhinderung von Druckschlägen in den Elektrolyseur und ein Gassensor gewährleisten die Erkennung eines möglichen Gasaustritts und ermöglichen die automatische, gefahrenfreie Unterbrechung des Wasserstoffflusses bei Bedarf. Eine mikrocontrollerbasierte SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) übernimmt dabei die Auswertung der Sensorik, die Steuerung der Aktorik sowie die Darstellung der Betriebsdaten auf einem Monitor. Darüber hinaus kann das System vom Nutzer über die gleiche Einheit gesteuert werden. Dadurch, dass viele Einzelkomponenten über andere Schnittstellen und Protokolle angesprochen werden müssen, erhöht sich die Komplexität des Systems zusätzlich.

Die im Rahmen des Aufbaus und der Inbetriebnahme dieses Kleinsystems gewonnenen Erkenntnisse lassen sich direkt auf das H2-Großsystem, welches im Rahmen des Reallabors entsteht, übertragen.

Zusätzlich zu Druckwassertank, Elektrolyseur und Brennstoffzelle wird im Großsystem ein Trockner zur Erhöhung der Wasserstoffreinheit sowie eine Umkehrosmose-Anlage integriert, die eine direkte Versorgung mit Wasser aus dem lokalen Wassernetz ermöglicht. Die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt in einem 12 x 50-Liter-Gasflaschenbündel. Dies entspricht, ausgehend von den 35 Bar Ausgangsdruck des Elektrolyseurs, einem Heizwert von 63 kWh. Die Funktion des Batteriespeichers übernimmt hierbei eine 30 kWh LiFePo₄ Batterie. Zum Vergleich: ein 2-Personen Haushalt verbraucht durchschnittlich 8,3 kWh/Tag [3].

4. DIE BEDEUTUNG UND KOMPLEXITÄT DES ENERGIEMANAGEMENTS

Ein Energiemanagementsystem (EnMS/EMS) ist ein strukturiertes und systematisches Verfahren dessen Ziel es ist, unter der Betrachtung von Umweltaspekten, kontinuierlich die Energieeffizienz zu steigern und Kosten zu reduzieren. Die Definition lässt sich auf die Inhalte der Iso 50001, die Norm für Energiemanagementsysteme beziehen, welche die praktische Umsetzung des Energieeffizienz-Gesetzes darstellt. Die Definition ist weit gefasst und im Rahmen der nachfolgenden Textabschnitte ist unter dem Begriff EMS insbesondere das kontinuierliche Überwachen, Automatisieren und Optimieren von Energieflüssen zu verstehen.

Im Praxisbeispiel eines EMS wird ein Haushalt mit einer PV-Anlage und einem Lithiumspeicher betrachtet. Dieser soll die Energieeffizienz steigern und Kosten reduzieren. Bei einem möglichen Netzbezug entstanden für Haushalte mit einem Verbrauch von 2500-5000 kWh durchschnittliche Kosten von 40,2 Cent/kWh im Jahr 2023 [4]. Die Einspeisevergütung nach dem EEG beträgt 8 Cent/kWh [5].

Berechnet man über den Ertrag sowie die Gestehungskosten von Durchschnittlich 1.000 kWh/kWp und 1.175 €/kWp [6] kostet über eine Lebenszeit der PV-Anlage von 20 Jahren die erzeugte kWh 5,9 Cent. Soll der erzeugte Strom zwischengespeichert werden, kostet die Speicherung 15,7 Cent/kWh. Für die Berechnung wurden die Gestehungskosten des Speichers von 347 €/kWh [7] mit der garantierten Speicherkapazität über die Lebenszeit unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades berechnet. Eines der gängigsten EMS für den Anwendungsfall ist die Eigenverbrauchsoptimierung mit Überschusseinspeisung. Am wirtschaftlichsten ist es, Energie unmittelbar selbst zu verbrauchen. Gegenüber den Bezugskosten spart man so 34,1 Cent/kWh. Ist der Eigenverbrauch nicht möglich, wird die Energie für die Nacht gespeichert. So werden immer noch 18,47 Cent/kWh gegenüber dem Netzbezug eingespart. Ist der Speicher voll und es wird noch immer keine Energie benötigt wird ins Netz eingespeist und ein Gewinn von 2,1 Cent/kWh erzielt.

Als Betrachter geht man auf Grund der wirtschaftlichen Gegebenheiten davon aus, dass ein Großteil der Energie selbst verbraucht wird, um den Gewinn zu maximieren. Schaut man allerdings auf die Jahresbilanz einer PV-Anlage in häuslicher Durchschnittsgröße (8 kWp PV-Leistung mit einem 5 kWh Speicher) stellt man fest, dass insbesondere im Sommer nur ca. 30 % der erzeugten Energie direkt oder indirekt verbraucht werden und das bei einem Autarkiegrad von über 80% bei unser Beispielanlage. 70% der erzeugten Energie wird eingespeist.

Hier wird bereits das Potential für den Einsatz von Hybridspeichertechnik und der Langzeitwasserstoffspeicherung ersichtlich, da im Sommer ein bedeutender Energieüberschuss erzielt wird. Dieser Eindruck bestätigt sich bei Betrachtung des deutschen Strommarktes. Die schwankende Einspeiseleistung von regenerativen Energiequellen führt zu Preisschwankungen mit zwei klaren Abhängigkeiten. Zum einen sind bei erneuerbaren Energien oftmals die Erzeugungskosten günstiger, zum anderen spielt die Abhängigkeit zwischen Angebot und Nachfrage in die Preisbildung ein. Wird das EMS aus dem bisherigen Rechenbeispiel genutzt, um Preisschwankungen am Energiemarkt auszunutzen zu können und somit auch systemdienlich zu agieren, wird das EMS sehr viel komplexer. Für das

Rechenbeispiel wird der maximale Energiepreis vom 29.08.2022 mit 87,1 Cent/kWh angenommen. Der Zeitpunkt ist freigewählt und es kommt regelmäßig zu Ausschlägen in der gleichen Größenordnung. Zudem dient das Rechenbeispiel zur Darstellung der Komplexität und entspricht nicht der wirtschaftlichen Realität, da die Großhandelspreise einer idealisierten Betrachtung ohne Steuern, Netzentgelten, etc. entsprechen. Es ergeben sich durch die Einbindungen der Großhandelspreise neue Regelalgorithmen. Das EMS könnte Energie aus dem Speicher zu Spitzenzeiten einspeisen, um so zum ausgewählten Zeitpunkt 65,6 Cent/kWh Gewinn zu erzielen. Eine andere Regelmöglichkeit ist es die Energie günstig aus dem Netz zu beziehen, um diese einzuspeichern oder direkt zu verbrauchen, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Für die Regelungen müssen gute Prognosen des Energieverbrauches und der Produktion integriert werden. Das EMS ist nun sehr schnell von einem System mit drei „If-Else-Bedingungen“ auf ein System, dass ohne künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen kaum zu realisieren ist, angewachsen. Dabei wurde die Einbindung saisonaler Speicher (Hybridspeicher) noch nicht betrachtet. Auch die Einbindung von Ladeinfrastruktur insbesondere bidirektionales- und batterieschonendes Lademanagement werden mit dem Aufbau unsers eigenen EMS im Rahmen des Reallabors betrachtet.

4.1 WIRTSCHAFTLICHER UND ÖKOLOGISCHER ZWIESPALT IM EMS

Die Hybridspeichertechnik stellt das EMS vor erweiterte Aufgaben. Es soll je nach Anwendungsszenario überschüssige elektrische Energie in Grünen, also CO₂ neutralen, Wasserstoff gewandelt werden. Speist man die Elektrolyse mit vor Ort erzeugter Energie, so ist die CO₂ Neutralität nachweisbar. Wird Strom allerdings an der Börse gekauft, wird auf einen Strommix zurückgegriffen der je nach Großwetterlage variiert. Scheint die Sonne vor Ort nicht aber in anderen Teilen Deutschland oder ist es Windig kann der Netzbezug für die Produktion von Wasserstoff sinnvoll sein. Es besteht allerdings ein Konflikt im EMS zwischen der Wirtschaftlichen Nutzung und dem Umweltschutz, also der Minimierung des CO₂ Ausstoßes. Der Anteil an Regenerativer Energieerzeugung lässt sich in Abhängigkeit des Preises darstellen. So gilt Wasserstoff unter anderem als Grüne, wenn die Energie zur Produktion für maximal 20 €/MWh am Day-Ahead Markt eingekauft wird [7]. Dies entspricht im Zeitraum von Juni 2023 bis Juli 2024 einer möglichen Nutzung des Elektrolyseurs von 1102 h/Jahr, also ca. 13 % des Jahres. Die Zeit ist in etwa Äquivalent zu unserem im Rechenbeispiele angenommenen Ertrag einer PV-Anlage von 1.000 kWh/kWp, also entsprechend 1000 Vollaststunden. Angenommen der Produktionszeitraum überschneidet sich zu 80% mit den Preisphasen $\leq 20\text{€/MWh}$, so wird die Elektrolyse für ca. 1220 h/Jahr genutzt, also knapp 14 % des Jahres. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist so schwierig umzusetzen. Soll die Betriebszeit erhöht werden kann unter Umständen auf das Label „grüner Wasserstoff“ verzichtet werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt wie durch die Senkung des benötigten Grünstromanteils für die Produktion die Laststunden steigen.

Tab. 1: Betriebsstunden und Strompreis in Abhängigkeit zum Grünstromanteil [8]

Anteil Grünstrom	50 %	60 %	70 %	80 %
Stunden p.a.	5251 h	4051 h	2907 h	1854 h
Strompreis Day-Ahead €/MWh	59,04 €	50,71 €	38,86 €	26,37 €

Bei einem Grünstromanteil von 70% ist bereits jetzt zu einem Zeitraum von 2907 h/Jahr im Energiemix vorhanden. Bei der zuvor angenommenen Überschneidung der Produktionszeiträume kommt man so

auf eine Betriebszeit von 1581h, also schon 18%, wobei davon auszugehen ist, dass bei einer größeren Zeitspanne der Gleichzeitigkeitsfaktor abnimmt. Der Tabelle ist zudem zu entnehmen, dass mit kleineren Grünstromanteil im Netz die Preise steigen. Der so entstehende Zwiespalt zwischen den Wirtschaftlichen und ökologischen Interessen wird einen Schnittpunkt haben, den es zu untersuchen gilt, um ihn in rechtliche Rahmen zu binden. Momentan ist dieser auf Grund des noch unklaren Wertes von grünem Wasserstoff und der möglichen Preisdegression der AEM-Elektrolyse dynamisch.

4.2 AUFBAU DES EMS

Das EMS wird als Cloudnativ System aufgebaut und basiert auf verschiedenen Programmteilen die in Containern, also ausführbare Softwareeinheiten, verpackt sind. Der Edge Container ist auf der Systemebene angeordnet und übernimmt, wie in Abbildung 3 dargestellt, die Kommunikation mit den Regelteilnehmern.

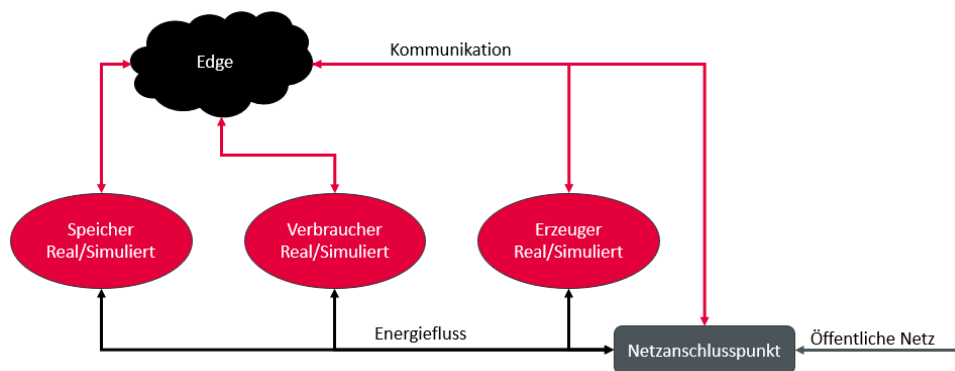


Abbildung 3: EMS im Reallabor

Die Regelteilnehmer sind Speicher, Verbraucher und Erzeuger. Abgeschlossen ist die Regelzone über den Netzanschlusspunkt. In den meisten Anwendungsszenarien wird auf den Netzanschlusspunkt geregelt, zum Beispiel wird bei der Eigenverbrauchsoptimierung die Leistung am Netzanschlusspunkt auf 0 W geregelt. Alle Teilnehmer des Regelkreises können sowohl simuliert als auch real eingebunden werden. Dies stellt die Besonderheit des Reallabors da. So können unter Anderem zukünftige Marktdaten mit realen Algorithmen getestet, oder Simulationen durch einen realen Aufbau verifiziert werden. Zudem wird durch die Struktur eine Modularität mit entsprechender Flexibilität erreicht, um neue Algorithmen zu testen und das System stetig mit neuen Akteuren zu erweitern. Durch den Aufbau als Cloudumgebung lässt sich das System zudem mit EMS-Teilnehmern über das Labor hinaus verknüpfen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] P. Drews-Walking, C. Kerksen und R. Tiedemann, „Power 400 - High Power Charging System with Battery Buffer,“ in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [2] C. Kerksen, P. Drews-Walking, M. Zimmermann, M. Baumann und N. Thom, „HYBRIDE, DEZENTRALE ENERGIESPEICHERSYSTEME UND INTELLIGENTES ENERGIEMANAGEMENT AM BEISPIEL MODULARER UND SKALIERBARER LADEPARKS,“ in *Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, Stralsund, 2023.
- [3] V. B. e.V., „Stromverbrauch im Haushalt [Online],“ <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/strom-sparen/strom-sparen-im-haushalt-einfache-tipps-10734> (Zugriff am 27. September 2024), 2023.
- [4] Statista, „study_id10091_strom-und-energiepreise-in-deutschland,“ Statista , 2024.

- [5] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien EEG*, 2023.
- [6] Statista, „[statistic_id156490](#) Solaranlage Preise In Deutschland bis 2021,“, Statista, 2024.
- [7] *37. BImSchV §7 Abs. 3, Nr1.*
- [8] D. A. Müller, „Schöne neue Klimawelt - Wie der grüne Wasserstoffhochlauf gelingen kann“.

ENTWICKLUNG EINES NULLEMISSIONSMOTORS FÜR STATIONÄRE ENERGIESPEICHERLÖSUNGEN

Thomas Link^{*1}, Johannes Haller², Rio M. Rathje¹

¹ Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

² Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien IREES GmbH, Durlacher Allee 77, 76131 Karlsruhe

* Kontakt: thomas.link@hs-nordhausen.de

ABSTRACT

Ein alternativer motorischer Prozess zur Wasserstoffnutzung in Verbrennungsmotoren wird vorgestellt. Hierbei wird eine Wasserstoff/Sauerstoff-Verbrennung statt einer Wasserstoff/Luft-Verbrennung eingesetzt. Die Prozessführung basiert auf einem Ballastgas, welches die Verbrennungstemperatur reguliert. Als Ballastgas wird Wasserdampf verwendet, der in einem externen Kreislauf geführt wird. Das Konzept wird mit einem thermodynamischen Vergleichsmodell und einem quasi-dimensionalen Modell analysiert. Im Ergebnis zeigt sich, dass effektive Wirkungsgrade von mehr als 50% bei einer hohen Leistungsdichte aufgrund eines 2-Taktprozesses erreicht werden können.

1. EINLEITUNG

Um einen signifikanten Rückgang der globalen Treibhausgasemissionen zu erreichen, ist ein Übergang zu einem hauptsächlich auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem unausweichlich. Aufgrund der fortschreitenden Energiewende wird die Stromnachfrage in Deutschland in Zukunft hauptsächlich aus fluktuierenden Quellen gedeckt werden, allen voran aus Windkraft- und PV-Anlagen. Für das Jahr 2030 schreibt das Erneuerbare Energien Gesetz in seiner aktuellen Ausgabe einen Anteil von 80% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen vor. Um die Fluktuationen vor allem bei der Bereitstellung von Strom aus PV- und Windenergie sowohl kurz- als auch mittelfristig zu puffern, sind zukünftig Speicher- und Flexibilitätsoptionen für größere Energiemengen notwendig [1]. In diesem Zusammenhang stellt Wasserstoff eine der möglichen Speichervarianten dar. Neben der Wasserstofferzeugung und Speicherung ist für einen Speicherzyklus auch die Rückverstromung notwendig. Bei der Rückverstromung von Wasserstoff sind verschiedene Verfahren einsetzbar. Außer in Brennstoffzellen kann der Wasserstoff auch in Turbinen oder Gasmotoren verwendet werden. Gasmotoren als Bestandteil von Blockheizkraftwerken sind in der Industrie und der Wärmeversorgung weit verbreitet. Im Folgenden wird ein motorisches Konzept für die Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff in Gasmotoren vorgestellt, das neben der Vermeidung von Emissionen auch einen höheren Wirkungsgrad erreichen lässt.

2. MOTIVATION UND GRUNDLEGENDE ÜBERLEGUNGEN

Bei der Verwendung von Wasserstoff als Energiespeichermedium fällt in der Elektrolyse neben dem Wasserstoff auch Sauerstoff an. Wird dieser zusätzlich gespeichert, ergeben sich für die Rückverstromung von Wasserstoff zusätzliche Prozessmöglichkeiten. Brennverfahren, bei denen der Brennstoff mit Sauerstoff statt Luft verbrannt wird, werden in der Literatur häufig mit dem Begriff Oxy-Fuel-Verfahren bezeichnet. Oxy-Fuel-Prozesse werden beispielsweise in der Fertigungstechnik zur Erhöhung der Verbrennungstemperatur eingesetzt oder sind die Basis für Carbon Capturing, bei dem die CO₂-Emission kohlenstoffhaltiger Brennstoffe aufgefangen und eingelagert werden soll. In der neueren Literatur [2] sind auch Oxy-Fuel-Prozesse in der Kraftwerkstechnik zu finden, bei denen der in einer Wasserstoff/Sauerstoff-Verbrennung entstehende Dampf dem Dampfkreislauf des Kraftwerks zugemischt wird.

31. Energie-Symposium

Im Institut für Regenerative Energietechnik ist ein mit Wasserstoff und Sauerstoff gefeuertes Gasmotorenkonzept Gegenstand der Forschung (siehe Abbildung 1). Aufgrund der Verwendung einer Wasserstoff/Sauerstoff-Verbrennung ergeben sich diverse Prozesseigenschaften, die das Gesamtkonzept vorteilhaft erscheinen lassen:

- Im Vergleich mit konventionellen Gasmotoren mit Wasserstoff/Luft-Verbrennung erreicht das untersuchte Motorenkonzept höhere Wirkungsgrade.
- Durch die Verbrennung von Wasserstoff ohne die Beteiligung von Stickstoff entsteht kein thermisches NO_x , was eine zusätzliche Abgasbehandlung unnötig macht. Es handelt sich damit um einen Nullemissionsmotor.
- Für die Realisierung des Prozesses wird ein Abgaskondensator verwendet. Damit kann die im Abgas enthaltene Energie zusammen mit dem Kühlwasser des Motors mit vergleichsweise geringem Aufwand genutzt werden, wodurch sich das vorgestellte Konzept insbesondere für die Anwendung in Blockheizkraftwerken eignet.
- Aufgrund der spezifischen Prozesseigenschaften bietet es sich an, den Motor in einem Zweitaktverfahren zu betreiben, wodurch die Leistungsdichte des Motors gesteigert werden kann.

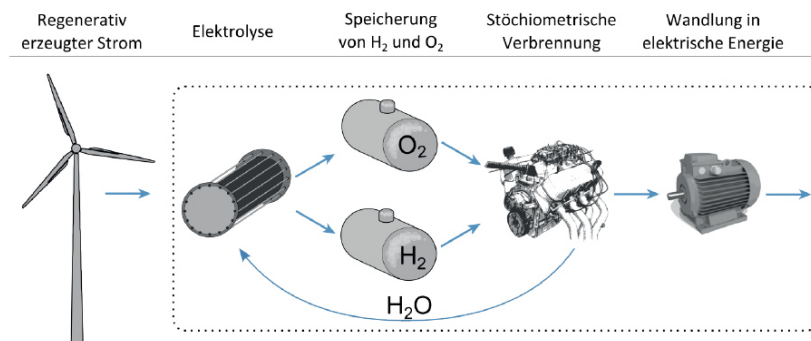


Abbildung 1: Darstellung der gesamten Prozesskette

Im Rahmen der grundsätzlichen Evaluation des Prozesses wurden Literaturdaten zu den spezifischen Kosten von Gasmotoren und konkurrierenden Verfahren ausgewertet. Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Vergleich der spezifischen Investitionskosten sowie der Betriebskosten für Gasmotoren, Brennstoffzellen und Turbinen in einem Leistungsbereich von 100 bis 500 kW.

Tabelle 1: Vergleich der Investitions- und Betriebskosten für Brennstoffzellen, Gasmotoren und Gasturbinen [3].

Survey of possible reconversion systems for hydrogen available on the market on a small commercial scale in the range of 100–500 kW _{el}			
Technology (data based on fuel)	Fuel cells CHP (hydrogen)	Gas turbines CHP (natural gas)	IC engines CHP (biogas)
Electrical efficiency (LHV)	42% (PAFC) 47% (MCFC) 45–60% (SOFC)	30–33%	36–46%
Average lifetime in 1000 operating hours	80–130 (PAFC) ^b 20 (MCFC) ^b 20–90 (SOFC)	60–80 ^c	30–100 ^d
Specific capital costs per unit	3000–4500 €/kW _{el} ^a	1600–2600 €/kW _{el} ^a	400–1300 €/kW _{el}
Specific O&M costs	0.6–1.8 ct/kWh _{el} ^a	1.5–1.7 ct/kWh _{el} ^a	0.8–1.9 ct/kWh _{el}
^a Converted to Euros on current exchange rate on the publication date of data.			
^b Includes an overhaul of the fuel cell stack after one half of the lifetime.			
^c Includes an overhaul and refurbishment of the hot parts after one half of the lifetime.			
^d Includes an overhaul of the engine after one half of the lifetime.			

Die der Auswertung in Tabelle 1 zugrunde liegenden Literaturstellen sind in [3] zu finden. Während die drei unterschiedlichen Systeme Betriebskosten in gleicher Größenordnung aufweisen, zeigt sich bei den Investitionskosten, dass Gasmotoren deutliche Vorteile bei den spezifischen Installationskosten aufweisen. Dies würde, wenn vergleichbare Wirkungsgrade mit Brennstoffzellen erreicht werden könnten, den Gasmotor zu einer möglichen Alternative bei der Rückverstromung machen.

3. MOTORISCHES KONZEPT

Bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff wird eine höhere Verbrennungsendtemperatur erreicht, als es bei der Verbrennung von Wasserstoff und Luft der Fall ist. Aus thermodynamischer Sicht ist die Wärmezufuhr bei einem Motorenprozess auf einem hohen Temperaturniveau grundsätzlich vorteilhaft. Die bei der Wasserstoff/Sauerstoffverbrennung im Brennraum des Motors erreichten Temperaturen würden aber den Motor, wenn dieser aus klassischen, im Motorenbau eingesetzten Materialien besteht, schädigen können. Um hier Abhilfe zu schaffen, ist eine Möglichkeit, neben Wasserstoff und Sauerstoff ein zusätzliches Ballastgas in den Brennraum zu bringen, das bei der Verbrennung mit aufgeheizt wird und dadurch den Verbrennungsprodukten Energie entzieht und die Verbrennungsendtemperatur auf diesem Weg absenkt. Im Falle des hier vorgestellten Konzepts dient als Ballastgas Wasserdampf, der als Verbrennungsprodukt ohnehin vorhanden ist. Eine konstruktiv einfache Möglichkeit, Wasserdampf als Ballastgas zu verwenden, ist die interne Abgasrückführung. Bei der internen Abgasrückführung verbleibt Abgas aus dem letzten Motorenzyklus im Zylinder. Die ersten Berechnungen zu einem Kreisprozess mit interner Abgasrückführung zeigten, dass es für einen Motorprozess mit Wasserstoff/Sauerstoffverbrennung nicht möglich war, den Kreisprozess zu schließen. In einer nächsten Entwicklungsstufe wurde der Wasserdampf daher in einem externen Kreislauf geführt, wie in Abbildung 2 dargestellt ist.

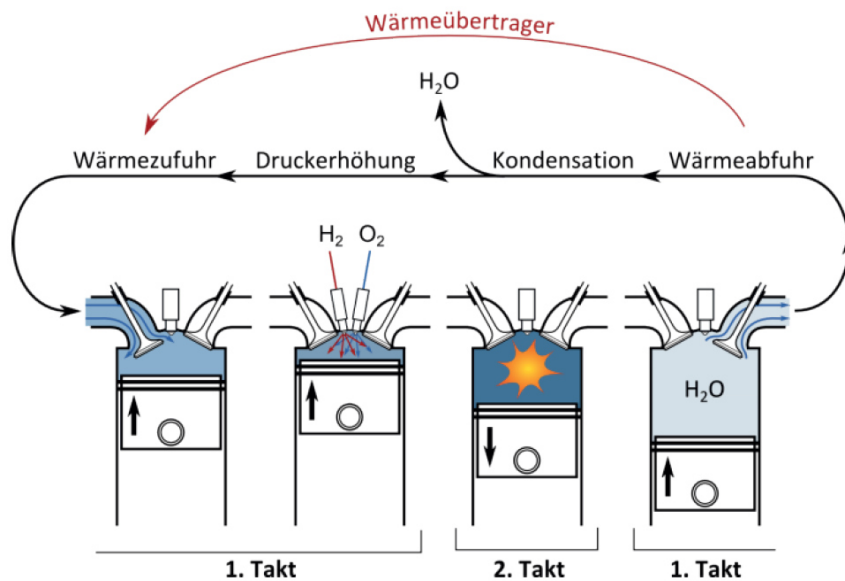


Abbildung 2: Schematische Motorendarstellung mit externem Dampfkreislauf

Im ersten Takt wird von außen überhitzter Wasserdampf dem Brennraum zugeführt (erste Teilabbildung von links in Abbildung 2). Danach wird Wasserstoff und Sauerstoff direkt in den Brennraum eingedüst (zweite Teilabbildung in Abbildung 2). Am Ende des ersten Taktes steht die Zündung. Es folgt der zweite Takt, der den Arbeitstakt darstellt (dritte Teilabbildung in Abbildung 2). Mit der Bewegung des Kolbens vom unteren zum oberen Totpunkt wird nun wieder im ersten Takt der im Zylinder befindliche Wasserdampf ausgeschoben (vierte Teilabbildung in Abbildung 2). Der äußere Kreislauf wird genutzt, um den Wasserdampf so zu konditionieren, dass der Kreisprozess geschlossen werden kann. Die hierbei eingesetzten Prozessschritte nutzen dabei die spezifischen Dampfeigenschaften aus, um einen thermodynamisch vorteilhaften Gesamtprozess zu erhalten. Der äußere Prozess ist in einem schematischen Prozessschaltbild in Abbildung 3 dargestellt. Der Dampf wird nach dem Austritt aus dem Brennraum in einen als Enthitzer arbeitenden Wärmetauscher geleitet.

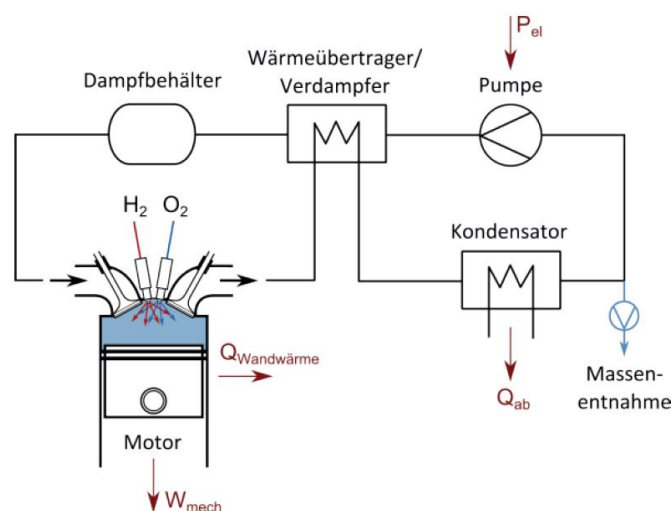


Abbildung 3: Schematisches Prozessschaltbild des äußeren Wasser/Dampfkreislaufs.

Die dort dem Dampf entzogene Wärme verbleibt im Prozess. Anschließend kondensiert ein Kondensator den Dampf aus und der bei der Verbrennung entstandene zusätzliche Dampf wird als Kondensat aus dem Kreislauf abgeführt. Mit einer Pumpe wird der im System notwendige Vordruck erreicht, mit dem der Dampf in den Brennraum des Motors einströmen soll. Die bei der Enthitzung anfallende Wärme dient im Verdampfer dazu, das Speisewasser wieder zu verdampfen.

4. PROJEKTSTRUKTUR

Die bisherigen Entwicklungsschritte orientieren sich an den von Pischinger [4] beschriebenen Entwicklungsphasen der Motorenentwicklung. Dabei beginnt die Konzeptphase mit einem thermodynamischen Vergleichsmodell des Kreisprozesses. Daran schließt sich ein quasi-dimensionales Modell an, mit dem die Konzeptphase in die Konstruktionsphase übergeht. Die Konstruktionsphase endet mit einem 3d-CFD-Modell und es folgt die Prototypenphase, in der der Motor einen ersten Prüfstandlauf absolviert. Den unterschiedlichen Phasen ist gemein, dass diese mit zunehmendem Projektfortschritt auch in ihrer Komplexität zunehmen. Im Folgenden werden das thermodynamische Vergleichsmodell und das quasi-dimensionale Modell beschrieben und die mit den Modellen gewonnenen Ergebnisse vorgestellt.

5. THERMODYNAMISCHES VERGLEICHSMODELL

Die klassischen motorischen Vergleichsprozesse werden für den idealen Motor formuliert. Hierbei werden beispielsweise die Zustandsänderung im thermodynamischen Gleichgewicht ohne zeitlichen Einfluss betrachtet und Idealgaseigenschaften der im Motor befindlichen Ladung angenommen. Da die spezifischen Eigenschaften des Wasserdampfs für den Prozessverlauf entscheidend sind, müssen diese zwingend in der thermodynamischen Modellierung Berücksichtigung finden. Ähnlich verhält es sich mit dem Ladungswechsel, auch dieser muss entsprechend modelliert werden. Da die Wärmeverluste an die Zylinderwand aufgrund des Mediums Wasserdampf mit konventionellen Motoren nicht verglichen werden können, wurden auch diese sowie die Kolbenreibung im thermodynamischen Modell integriert.

Die einzelnen Prozessschritte sind in Abbildung 4 in Form eines p-v- und T-s-Diagramm dargestellt. Auf der linken Seite von Abbildung 4 ist der externe Dampfprozess, auf der rechten Seite der interne Motorenprozess zu sehen. Der Kreisprozess startet mit der Eindüsung von Wasserstoff und Sauerstoff von 1->2. Hieran schließt sich eine Gleichraumverbrennung (2->3) sowie eine Gleichdruckverbrennung (3->4) an. Im thermodynamischen Vergleichsmodell wird die Verbrennung durch eine Wärmezufuhr modelliert. Eine tatsächliche Berechnung chemischer Reaktionen findet hier noch nicht statt. Von 4->5 expandiert der Dampf im Zylinder polytrop. Hierbei werden Reibungsverluste über die Berechnung des mittleren effektiven Reibungsdrucks nach Barnes-Moss [5, S. 930] berücksichtigt.

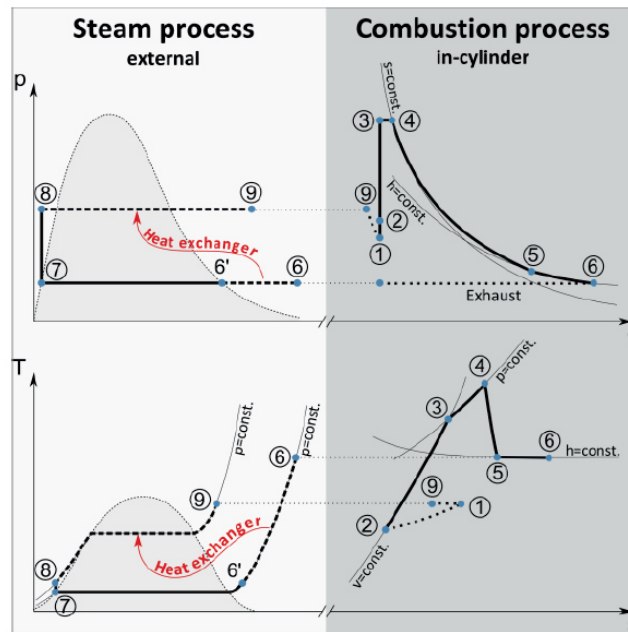


Abbildung 4: Schematisches p-v- und T-s-Diagramm des thermodynamischen Vergleichsprozesses

Die Modellierung der Wandwärmeverluste geschieht nach Demuyinck et al. [6], welche einen für die Verbrennung von Wasserstoff adaptierten Ansatz beschreiben. Der Schritt 5->6 stellt die Öffnung des Auslassventils und die dabei entstehende isenthalpe Drosselung des Wasserdampfs dar. Der Wasserdampf strömt aus dem Motor in einen externen Wärmetauscher und wird hier entthitzt (6->6'). Im linken T-s Diagramm ist dieser Schritt gestrichelt dargestellt, um auf die Wiederverwendung der abgeführten Wärme im weiteren Prozessverlauf hinzuweisen. Durch die Enthitzung befindet sich der Dampf nahe an seinem Sattdampfzustand und kann nun im Kondensator auskondensieren (6'->7). Während der erste Wärmetauscher genutzt wird, um die Wärme im Prozess wiederzuverwenden, ist der zweite notwendig, um den Dampf in einen flüssigen Zustand zu überführen, damit das dabei entstehende Kondensat mit einer Pumpe (7->8) auf den für den weiteren Prozess notwendigen Druck gebracht werden kann. Aus thermodynamischer Sicht kann der Kreisprozess nur geschlossen werden, wenn die während des Prozesses entstehende bzw. zugeführte Entropie abgeführt wird. Auch dies geschieht durch die Kondensation und Wärmeabfuhr von 6'->7. Von 8->9 wird dem Speisewasser Wärme zugeführt, wodurch es erst vorgewärmt, dann verdampft und letztendlich überhitzt wird. Das Einströmen in den Zylinder (9->1) ist wiederum als isenthalpe Drosselung modelliert und schließt den Kreisprozess. Eine detaillierte Darstellung der einzelnen Berechnungsschritte des Prozesses ist in [3] zu finden.

Die folgende Abbildung 5 zeigt den sich ergebenden Druck- und Temperaturverlauf im Zylinder aufgetragen über dem Volumen für einen Einzylinder-Forschungsmotor mit 0,5l Hubvolumen.

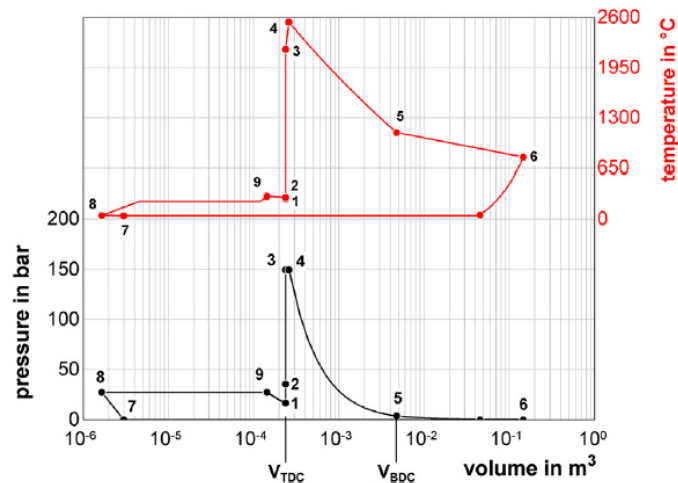


Abbildung 5: Berechnungsergebnisse des thermodynamischen Vergleichsmodells in Form des Druck- und Temperaturverlaufs im Zylinder. Die markierten Volumina bezeichnen den oberen Totpunkt (Top Dead Center) und den unteren Totpunkt (Bottom Dead Center).

Der dabei erreichte Maximaldruck orientiert sich an Drücken in modernen Dieselmotoren. Die maximale Temperatur liegt etwas höher als bei konventionellen Gasmotoren, wobei dort das Begrenzen der Temperatur im Hinblick auf die Limitierung der thermischen NO_x Produktion zurückzuführen ist.

Abbildung 6 zeigt die sich aus dem thermodynamischen Vergleichsmodell ergebenden Wirkungsgrade. Die unterschiedlichen Kurven für die Wirkungsgrade sind eine Konsequenz von verschiedenen Dampftemperaturen am Einlass des Motors. Die Dampftemperatur wurde in 100 K Schritten von 400 °C auf 900 °C erhöht, wobei ein Anstieg der Dampftemperatur auch zu einem Anstieg des Wirkungsgrades führt. Insgesamt lässt sich feststellen, dass effektive Wirkungsgrade von mehr als 50% mit dem vorgestellten motorischen Konzept erreicht werden können.

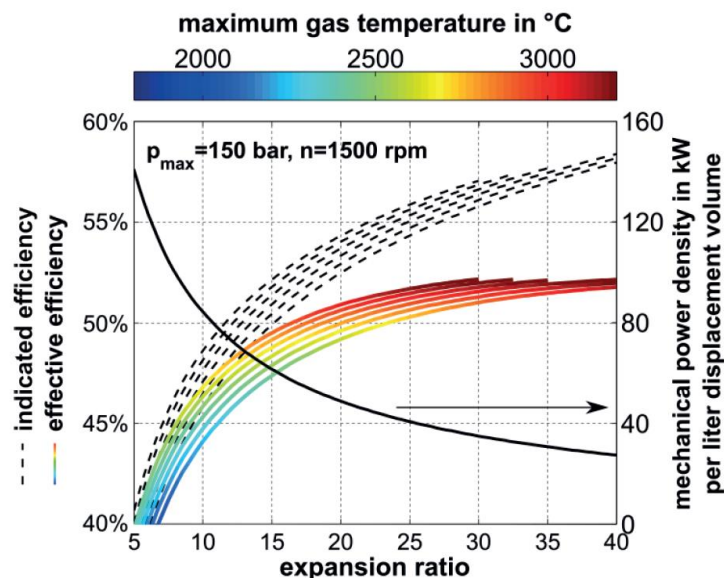


Abbildung 6: Darstellung des indizierten und effektiven Wirkungsgrad über dem Expansionsverhältnis. Bei der Berechnung wurde ein maximaler Druck von 150 bar eingehalten. Auf der rechten Ordinatenachse ist die spezifische Leistung des Motors aufgetragen, die durch die durchgehende schwarze Linie angegeben wird. Als zusätzlicher Parameter wird für den effektiven Wirkungsgrad die maximale Gastemperatur im Zylinder dargestellt.

6. QUASIDIMENSIONALES MODELL

Mit der quasi-dimensionalen Modellierung findet auch ein Übergang von der Konzeptphase zur Konstruktionsphase statt. Neben einer detaillierten Analyse des motorischen Prozesses sind damit beispielweise auch konstruktive Aussagen über die Gestaltung der Ein- und Auslässe des Motors und der Hubkurven der Ventile möglich. Hierzu wird in der Modellierung des Motors die Zeitabhängigkeit der entsprechenden Größen eingeführt, wobei dies anstelle der Zeit durch einen Kurbelwellenwinkel geschieht.

Bei der quasi-dimensionalen Modellierung kommt dem Verbrennungsmodell eine besondere Bedeutung zu. Die Verbrennung wurde im thermodynamischen Vergleichsmodell in Analogie zum Seiliger-Prozess als Kombination aus Gleichraum- und Gleichdruckverbrennung berechnet. Die Annahme, welcher Anteil als Gleichraum- bzw. Gleichdruckverbrennung stattfindet, kann mit einem entsprechenden Verbrennungsmodell verifiziert bzw. korrigiert werden. Weiterhin stellen die Wandwärmeverluste einen wesentlichen Verlustmechanismus für den Motor dar. Auch hier können im Rahmen der quasi-dimensionalen Modellierung fundierter Aussagen getroffen werden, da sie eine (quasi-)räumlich und zeitlich aufgelöste Temperaturverteilung im Zylinderinneren liefert.

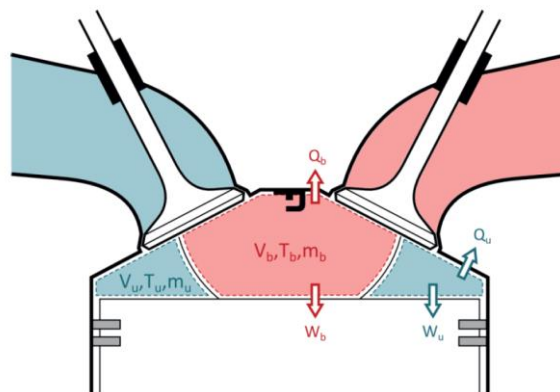


Abbildung 7: Zweizonenmodell zur Verbrennungsmodellierung. In rot ist der Bereich der Verbrennungsprodukte dargestellt, in blau der unverbrannte Teil der Ladung.

Für die Verbrennung wird ein Zweizonenmodell eingesetzt, welches in Abbildung 7 anschaulich dargestellt ist. Hierbei wird der Brennraum in eine Zone, bei der die Verbrennung abgeschlossen ist, und eine Zone mit unverbrannter Ladung unterteilt. Die Flammenausbreitung wird anhand der Grenzfläche zwischen beiden Zonen modelliert, welche einer Kugeloberfläche entspricht und sich von der Zündkerze als Kugelmittelpunkt ausbreitet. Erreicht die Grenzfläche die Zylinderwand oder die Kolbenoberseite, erlischt die Flamme entlang dieser Flächen und der Wärmeübergang an der Wandfläche erhöht sich durch die höheren Temperaturen der verbrannten Zone. Dabei bewegt sich die Kugeloberfläche mit der turbulenten Brenngeschwindigkeit in die unverbrannte Ladung hinein. Zwischen beiden Zonen befindet sich eine so dünne Reaktionsschicht, dass diese geometrisch nicht berücksichtigt werden muss. In dieser Reaktionsschicht findet die eigentliche Verbrennung statt. Dem Verhältnis der dabei auftretenden Turbulenz und der chemischen Kinetik wird mit einem turbulent entrainment model Rechnung getragen. Für die Zusammensetzung der Verbrennungsprodukte wird ein temperaturabhängiger chemischer Gleichgewichtszustand angenommen. Detailliertere Angaben über das verwendete Zweizonenmodell sind in [7] zu finden.

In der folgenden Abbildung 8 ist zu Validierungszwecken des quasi-dimensionalen Modells das Berechnungsergebnis der Simulation mit einer Messung eines Wasserstoff/Luft verbrennenden Motors bei 1500 U/min gegenübergestellt.

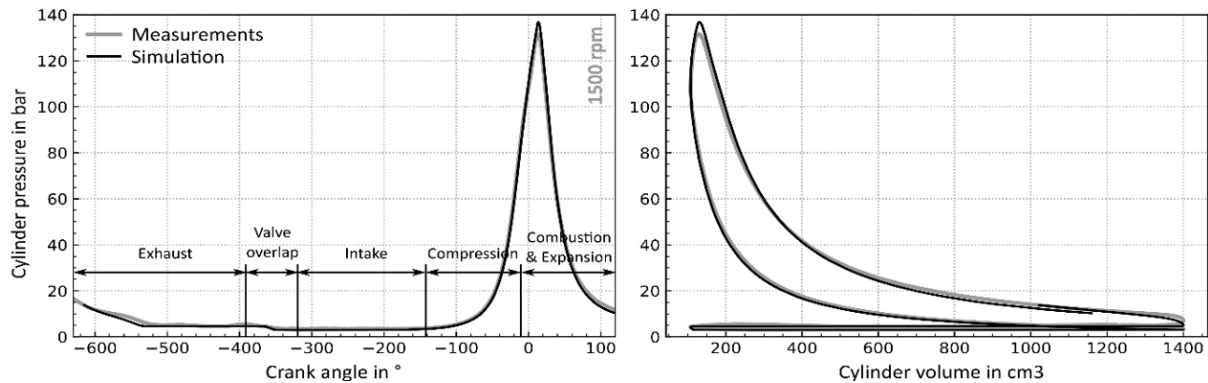


Abbildung 8: Berechnung des Druckverlaufs über einen Zyklus eines 1,3 l Wasserstoff/Luft verbrennenden Motors als Validierungsfall für das quasi-dimensionale Modell. Auf der linken Seite ist der Druckverlauf über den Kurbelwellenwinkel aufgetragen, auf der rechten Seite in Form eines p-V-Diagramms zu sehen.

Der Vergleich von Simulation und Experiment zeigt eine sehr gute Übereinstimmung. Für eine zum Validierungsfall vergleichbare Geometrie wurde eine Simulation des Prozesses in einem Wasserstoff und Sauerstoff verbrennenden Motor durchgeführt. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Abbildung 9 für ein vergleichsweise mageres Gemisch mit 69% Wasserdampf zusehen. Bei dieser Verdünnung mit Ballastgas kommt es zu vergleichbaren Verbrennungstemperaturen wie bei der Wasserstoff/Luft-Verbrennung. Für eine Steigerung der Effizienz sind fettere Gemische mit geringeren Anteilen an Wasserdampf jedoch vorteilhaft.

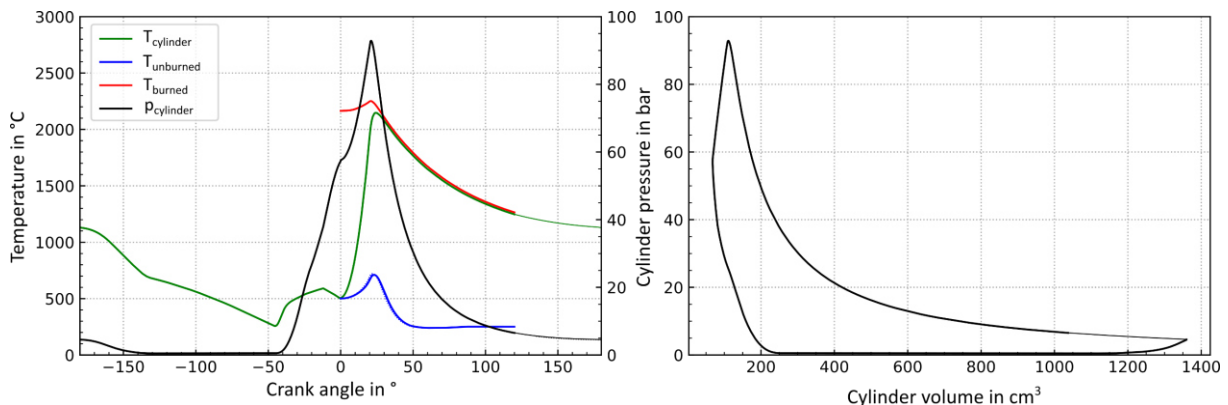


Abbildung 9: Temperaturverlauf über dem Kurbelwellenwinkel (links) und p-V-Diagramm (rechts).

Die Abbildung zeigt die Simulationsergebnisse nach 4 berechneten Zyklen. In Zyklus 1 startet die Rechnung mit theoretischen Startbedingungen, die aus numerischen Gründen gesetzt werden müssen. Bei einem geschlossenen Kreisprozess würden diese zum Abschluss des Zyklus wieder erreicht werden. Die Berechnungen zeigen, dass dafür 4 Zyklen notwendig sind, bei denen sich die Anfangs- und Endzustände des jeweiligen Zyklus leicht verändern bis dann im 4. Zyklus die Bedingung gleicher Start- und Endzustand erreicht wird. In der linken Darstellung sind über dem Kurbelwellenwinkel die mittlere Temperatur im Zylinder (grün) sowie die Temperatur der Zone mit den Verbrennungsprodukten (rot) und unverbrannter Ladung (blau) aufgetragen. Die beiden letzteren Temperaturen setzen bei 0° Kurbelwellenwinkel (KW) mit der Zündung der Verbrennung ein. Zu diesem Zeitpunkt ist die Temperatur der unverbrannten Ladung identisch mit der mittleren Temperatur im Zylinder. Diese steigt danach rasch an, um sich dann der Kurve der Temperatur der Verbrennungsprodukte anzunähern. Dieses Verhalten resultiert aus dem Umstand, dass bei der Mittelung die Massenanteile der verbrannten bzw.

unverbrannten Ladung eine Rolle spielen. Durch Fortschreiten der Verbrennung steigt der Massenanteil der verbrannten Ladung an und hat bei der Mittelung einen dementsprechend größeren Anteil. Das Ende der blauen und roten Temperaturkurven markiert das Verbrennungsende bei 98% umgesetzter Masse. Im Druckverlauf mit der zugehörigen rechten Ordinatenachse zeigt sich der Einfluss der Steuerzeiten sowie der Dampfzufuhr und der Verbrennung. Das Auslassventil öffnet bei -190° KW , wodurch sich im Zylinder ein deutliches Absinken des Druckes ergibt. Bei -48° KW wird das Einlassventil geöffnet. Im Gegensatz zu klassischen Saugmotoren steht der Dampf mit einem Druck von 25 bar am Einlass an, was zu einem Druckanstieg ab etwa -40° KW führt. Bei -24° KW schließt das Auslassventil, anschließend wird der Frischdampfdruck von 25 bar erreicht. Nach dem Schließen des Einlassventils bei -16° KW findet eine Nachverdichtung des Dampfs statt, bis dann durch Einsetzen der Verbrennung der maximale Zylinderdruck erreicht wird.

Der Vergleich des p-V-Diagramms des Wasserstoff/Sauerstoffmotors mit dem zugehörigen Diagramm des Validierungsfalls zeigt deutlich die unterschiedlichen Arten der Verdichtung. Während beim konventionellen Motor die Ladung durch den Kolben verdichtet wird und somit Verdichtungsarbeit aufgewendet werden muss, nutzt der Wasserstoff/Sauerstoffmotor an dieser Stelle den durch den externen Kreislauf bereitgestellten Dampf. Das p-V-Diagramm zeigt daher im Verdichtungsschritt eine deutlich größere eingeschlossene Fläche, was mit einer vergleichsweise größeren nutzbaren Arbeit des Prozesses einhergeht.

7. ZUSAMMENFASSUNG

Für das vorgestellte motorische Konzept eines Wasserstoffmotors, der anstelle von Luft mit Sauerstoff arbeitet, ist es notwendig, die Verbrennungsendtemperatur durch ein zusätzliches Ballastgas zu reduzieren. Als Ballastgas eignet sich aufgrund seiner spezifischen Eigenschaften Wasserdampf. Der Wasserdampf wird in einem externen Kreislauf geführt und gewährleistet so im Prozess eine Wärmerückgewinnung der Abgaswärme. Durch den Einsatz einer externen Pumpe ist es möglich, die Kompressionsarbeit zu reduzieren. Durch die Prozessführung können effektive Wirkungsgrade von mehr als 50% erreicht werden. Die vorgestellten Ergebnisse wurden dabei mit einem thermodynamischen Vergleichsmodell und einem quasi-dimensionalen Prozessmodell ermittelt. Während das thermodynamische Vergleichsmodell mit thermodynamischen Bilanzen arbeitet, wird im quasi-dimensionalen Modell der Prozess über den Kurbelwellenwinkel aufgelöst. Die Verbrennungssimulation findet dabei mit einem Zweizonenmodell statt.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] M. Sterner, I. Stadler: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Springer, 2014.
- [2] N. Swiczak, et. al., „Potentiale der Wasserstoff/Sauerstoff-Verbrennung zur Bereitstellung von Sekundenreserve in Dampfkraftwerken“, VGB Power Tech, 2020,12, S. 58-63, 2020.
- [3] J. Haller, T. Link, „Thermodynamic concept for an efficient zero-emission combustion of hydrogen and oxygen in stationary internal combustion engines with high power density“, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 44, S. 27374-27387, 2017.
- [4] R. Pischinger, M. Klell, T. Sams, Thermodynamik der Verbrennungskraftmaschine. Springer, 2009.
- [5] J. Heywood, Internal combustion engine fundamentals. McGraw-Hill, 1988.
- [6] J. Demuyne, M. De Paepe, H. Huisseune, R. Sierens, J. Vancoillie, and S. Verhelst, „On the applicability of empirical heat transfer models for hydrogen combustion engines“, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 36, No. 1, S. 975-984, 2011.
- [7] J. Haller, „Numerische Untersuchung der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff“, in Tagungsband der 4. RET.Con, Nordhausen, 2020, S. 44-56.

ADVANCED CONTROL METHODS IN RENEWABLE ENERGY

Mäkelä, M.¹, Immonen, S.²

¹ Metropolia University of Applied Sciences, Vantaa, Finland

² Afry Finland, Kouvola, Finland

ABSTRACT

Advanced control systems especially are needed in renewable energy production due to varying output power. In our green transition, in most countries, final energy for end users has to be produced from different sources, and often through numerous energy conversions. The production should be as emission-free as possible in order to avoid increasing global warming. The costs of energy producing facilities should be reasonable for the societies, otherwise we cannot expect high willingness to construct those facilities. The energy conversion facilities should work in an efficient and safe way. With advanced automation we are able to improve the efficiency and safety of energy production and usage. This article presents the status of the renewable energy scope in Finland and focuses on the potential of advanced control methods in energy consumption and production.

1. SCOPE OF ENERGY CONSUMPTION AND EMISSIONS IN FINLAND

In 2023 the total energy consumption in Finland was 1.32 million TJ, while 42 % was produced using renewable sources, 27 % using nuclear power, and 30 % using fossil sources (Figure 1). There was less than 1 % electricity import. The share of nuclear power increased significantly due to the start of the unit Olkiluoto 3 in 2023.

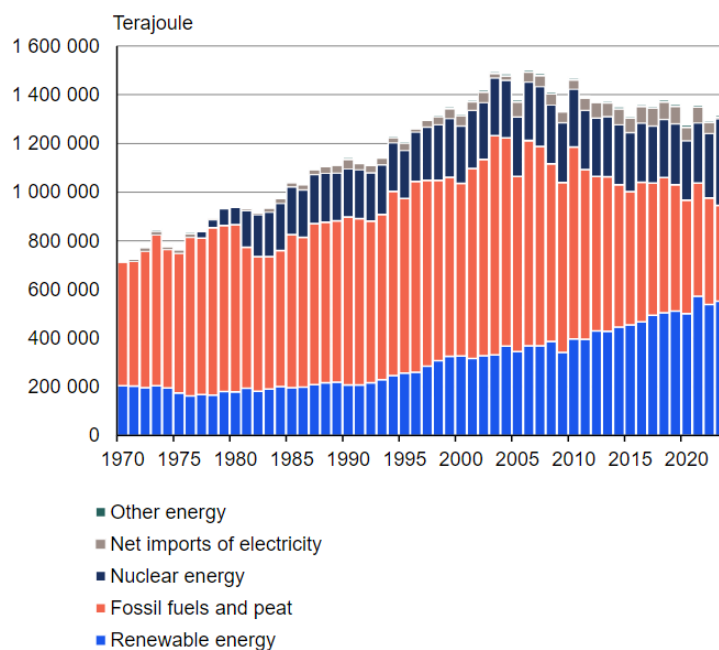


Figure 1: Total energy consumption by source in Finland in 1970-2023 [1].

31. Energie-Symposium

The final energy consumption by sectors covered 1.02 million TJ, with 44 % in industries, 28% in space heating, in 16 % transport, and in others 12 %. In the statistics, the other sectors include service and household, agriculture and construction energy usage. Thus, the energy efficiency in the production and consumption of final energy conversions, and minor emissions especially in industries and space heating are very significant. [1]

Finland has been able to reduce the carbon dioxide emissions during the last 20 years by increasing the use of renewable energy sources and by developing the combustion and CO₂ capture methods. The total greenhouse gas emissions have been decreasing significantly from about 80,000 tonnes to about 40,000 tonnes (Figure 2). Unfortunately, also the carbon gaps of the land use, land-use change and forestry (LULUCF) have been decreasing up to about the zero level. [2]

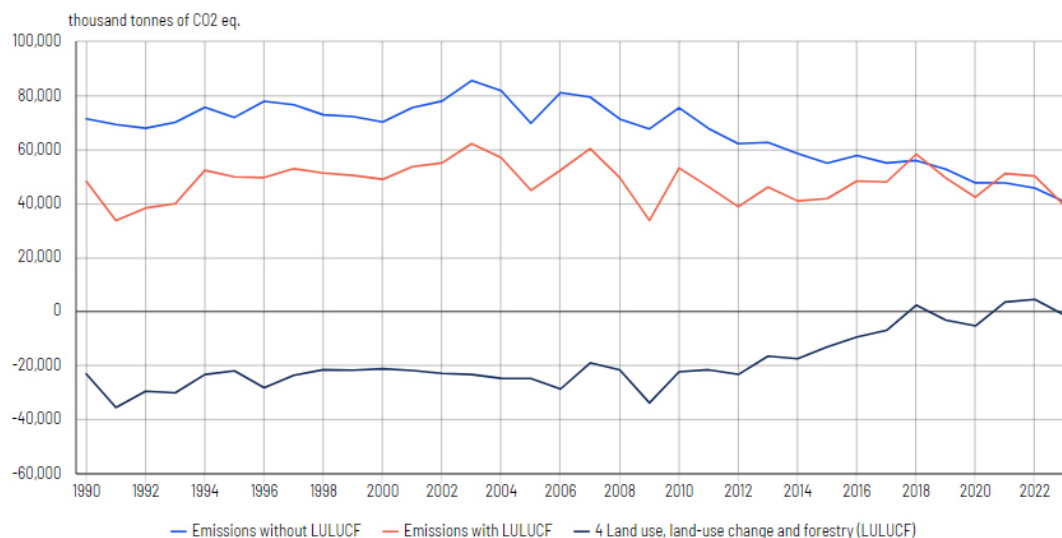


Figure 2: Total greenhouse emissions in Finland in 1990-2023 [2].

2. RENEWABLE ENERGY PRODUCTION AND ITS CHALLENGES IN FINLAND

The renewable energy production part (42 %) in 2023 included 28 % wood-based, 4 % wind, 4 % hydro, and 6 % other sources, computed from the total energy consumption. The main challenge in using renewable sources in Finland is the fact that the use of wood-based sources does not reduce carbon dioxide emissions but neither increase them.

The electricity consumption in 2023 totalled 80 TWh (0.29 million TJ), about 28 % of the total energy consumption. Most electricity in Finland was generated using renewable and other emission-free sources: hydro power 19 %, wind power 18 %, solar power 1 %, and emission-free nuclear power 41 % (Figure 3). The combined heat and power (CHP) with its fossil and renewable sources covered 17 % of the electricity consumption. The conventional condensing power covered 2 %, and only 2 % of electricity came from net imports. The wind energy production has been increasing significantly covering the peak capacity of 7300 MW in June, 2024, compared to the total de facto capacity of nuclear power 4200 MW.

31. Energie-Symposium

The main challenge in using increasing wind power is its fluctuating production. The constructed peak capacity is already rather high in Finland but the utilization in the electricity market could be higher.

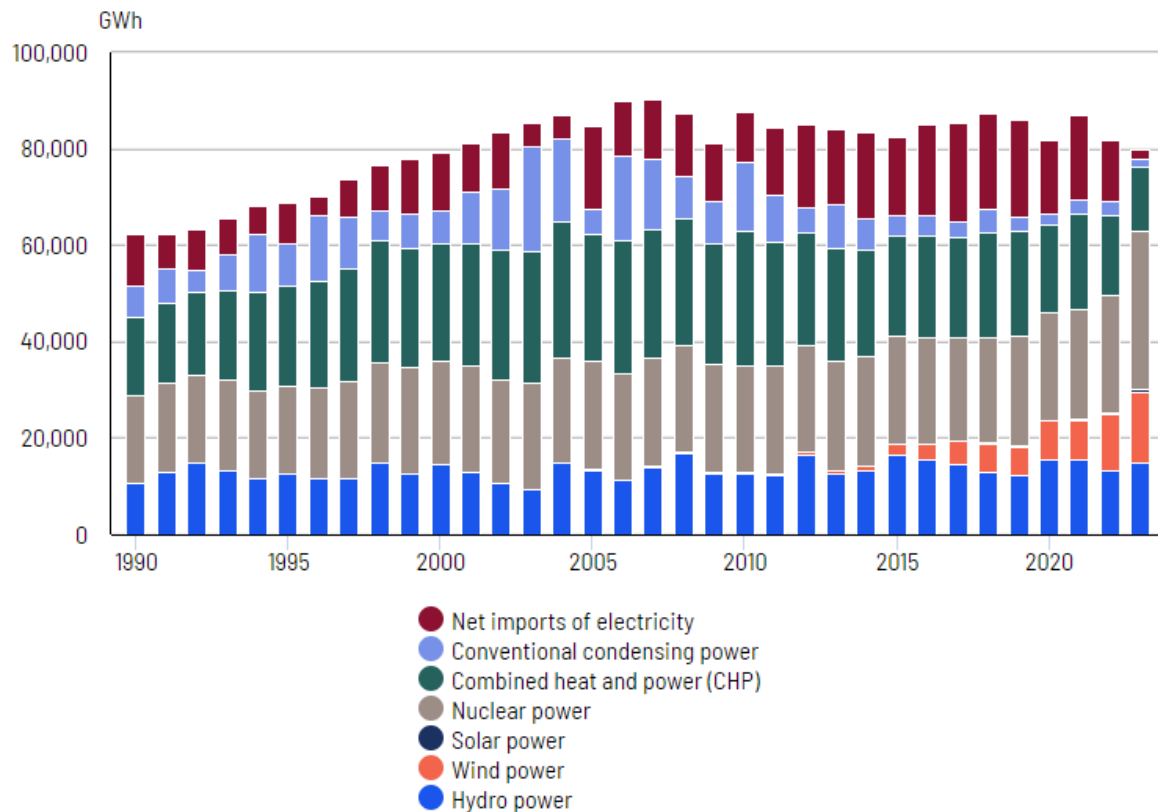


Figure 3: Total consumption of electricity in Finland by sources in 1990-2023 [3].

Neither the total energy consumption nor the electricity consumption has been increasing in Finland after 2007. The Finnish pulp and paper industries have had some structural changes. Also, more attention has been paid to the efficiency of space heating, and industrial and household devices.

3. CONTROL METHODS IN ELECTRICITY CONSUMPTION AND PRODUCTION

In power generation there is more and more increasing fluctuating wind and solar power in Finland. The part of traditional, well working centralized power production and reserve resources decrease in the green transition, and, at the same time, the flexibility of the national power system decreases. Thus, more reserves and control are needed in other resources.

There are different kinds of power production and flexibility resources (Figure 4). On the left side of the figure 4, main centralized resources are presented, and they include combined heat and power production (CHP), wind power, hydro power, thermal power production with nuclear and condensing power, grid management with its components and methods, and electricity import and export. On the right side of the figure 4, distributed resources are introduced, such as battery energy storages (BES), solar power (photo voltaic PV), heat pumps, and other heat, ventilation, air conditioning (HVAC) applications, and electric vehicle recharging and lighting. Electrically heated facilities and data centres can be regarded as both minor distributed and large centralized resources. [4]

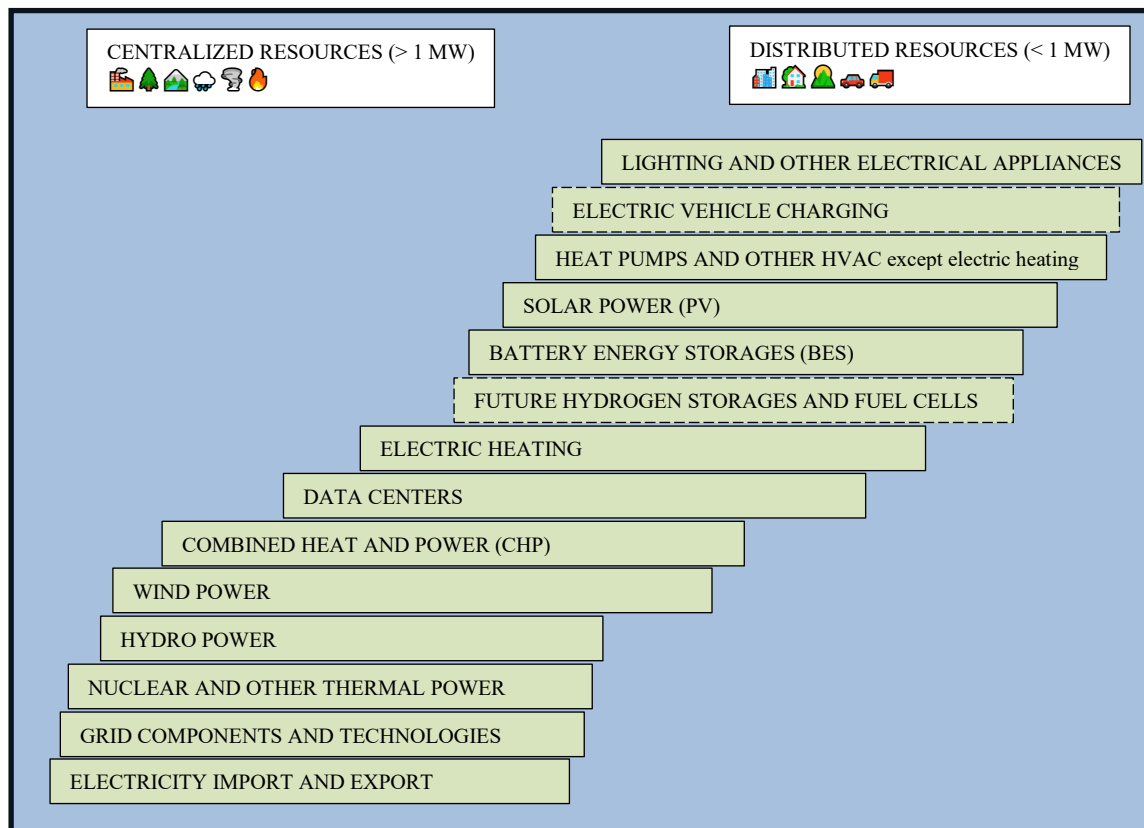


Figure 4: Electricity production and flexibility resources.

3.1 END-USER CONTROL IN ELECTRICITY CONSUMPTION

In 2023, only 16 % of the total Finnish energy consumption was used in transport which has been the long-term trend, although the distances are long and the public transport limited. In October 2024 about 10 % of all 3 million vehicles in Finland were rechargeable, 114 000 BEVs and 161 000 PHEVs [5]. The commissioning rate of rechargeable vehicles has been decreasing in 2024, like also in Sweden or Germany. Automobile industries, battery and recharger suppliers have been announcing challenging times. Consumers are wondering the role of transport electrification. During the last six years the driving distance of PHEVs has doubled due to the optimization of space, weight, consumption and cost. However, there are expectations regarding the faster development of technologies.

In Finland, private people and small companies are mostly electricity consumers, less producers. Private households may choose market-based or fixed-price electricity charging. The fixed-price contracts have been rather popular with their easiness. In addition, many consumer devices can be programmed to be used at night when the electricity consumption is generally low. The consumers may monitor their electricity consumption using the online applications provided by regional distribution supplier organizations (DSOs) and optimise their consumption ways as a part of consumption flexibility.

Solar power has been increasing in households and commercially, but it does not exceed 1 % of the annual electricity consumption, yet. Farmers are looking for new profits in hiring their agricultural lands to solar and wind farm companies if there is electrical transmission capacity enough in the neighbourhood. Solar power and solar thermal production can be monitored online using the

applications of suppliers, as well. Among private consumers, new-generation electricity meters are commonly in a commissioning phase. Since about 10 years it has been possible to get these new-generation meters if you have needed them. This meter technology allows both the buying and selling of electricity, and provides consumers and DSOs with additional services and control methods. Those projects are going on by DSOs in 2024-2028. The electricity prices for household customers have been rather low in 2021-2024 in Finland compared to the prices in other European countries (Figure 5). The presented average prices include electrical energy, transmission costs and taxes [6]. However, increased electricity prices have risen more interest in paying attention to energy consumption and savings.

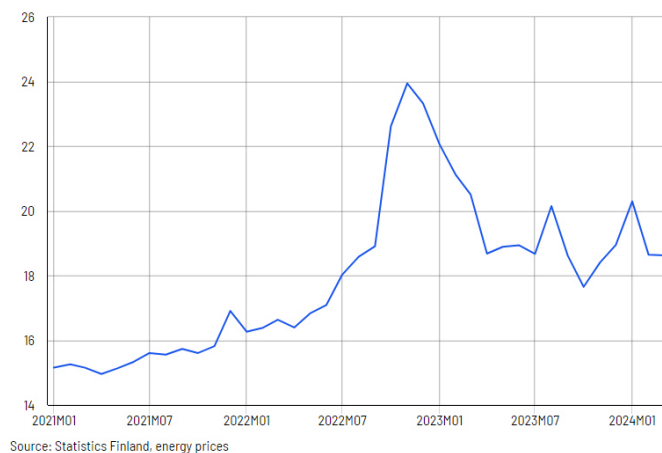


Figure 5: Development of household electricity prices in Finland in 2021-2024 [6].

3.2 CONTROL IN CENTRALIZED NETWORKS AND POWER PRODUCTION

In centralized energy production and networks there have been balancing markets and products for the compensation of load changes since a long time. Several automatic and manual control methods are used. The Finnish Transmission System Operator (TSO) Fingrid maintains and develops markets for reserves and balancing power. There are about 80 balancing service providers offering their reserve products in order to keep the networks in a balance. There are automatically activating frequency containment reserves (FCR-N, FCR-D) and automatic frequency restoration reserves (aFRR). In addition, these reserve products of power producers include fast frequency reserve (FFR), manual balancing energy market reserves (mFRR) and reserve power plants. Fingrid suggests that wind power companies should participate more in reserve activities. Some wind farms participate already in mFRR reserve activities. [7] Principally the control of output power in wind turbines can be implemented simply by controlling a rotor speed, blade pitch and generator speed but the automatic load coordination and optimization of wind farms as a flexibility resource may need development.

Some district heating and pulp industry companies offer their power plants to be the reserve power plants of Fingrid. Combustion-based CHP plants, and nuclear power plants are complicated processes with thousands of measurement and control tags. All subprocesses should be coordinated and work without disturbances. Industrial and district heating power plants have in their normal operation load changes due to sector coupling activities and weather changes, for example, which have to be managed by advanced control strategies. Multivariable, model predictive control (MPC) strategies are reported to be used in the production since a longer time. These methods utilise optimization computing, such as

31. Energie-Symposium

genetic algorithms in minimizing control errors, and predictive process models, for solving multivariable control tasks. New development steps are reported in a development project called Smartflex, Smart and Flexible Thermal Power Production in 2019-2021. Predictive process models can be created using artificial intelligence with effective learning algorithms. The process models are verified using a simulation software tool Apros by VTT and Fortum. [8]

The electricity market prices in Northern countries have been rather low compared to the prices in 2021 and 2022, and to the prices in other European countries. The average wholesale price of electricity in Finland in 2023 was 56 €/MWh (5.6 c/kWh), while the average price in other European countries was 97 €/MWh. The increased wind power production and the start-up of the nuclear power plant Olkiluoto 3 in Finland have lowered the average wholesale prices but there are more frequent changes in prices because of the varying wind production (Figure 6). Some additional price peaks have been appearing in September 2024 also due to some maintenance breaks in Finnish nuclear power plants. The Nordic electricity production compared to the other European production is based more on renewable and emission-free production than on fossil one, and thus less emission rights are needed. The Nordic intraday market will implement the desired 15-minute market time in 2024 and be ready for emerging European electricity markets in 2025.

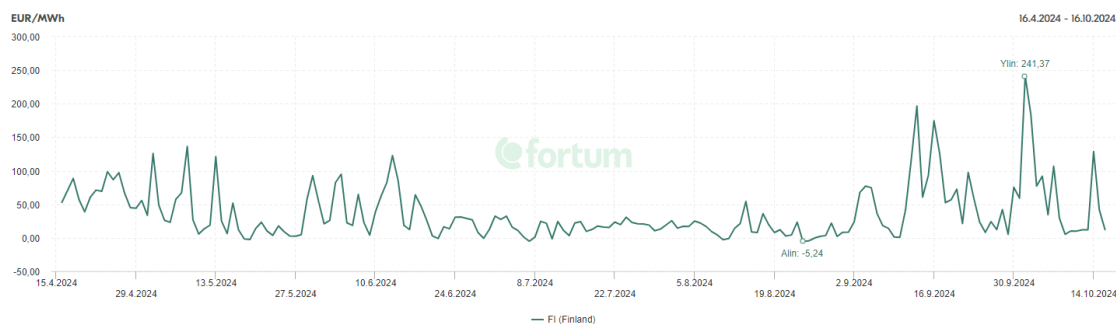


Figure 6: Development of Nord Pool wholesale electricity prices in 4/2022-10/2024 [9].

3.3 NEEDED FLEXIBILITY AND CONTROL OF DISTRIBUTED ELECTRICITY RESOURCES

The increased electricity production using wind power causes frequent variation in the electricity market. Both the market prices and final customer prices vary frequently, and more consumption flexibility resources are asked for. It has been suggested that distributed energy production and related resources could participate more in electricity flexibility activities.

It has been estimated that living activities, such as electric heating and recharging of electric vehicles, for example, could be used as electricity flexibility resources [4]. The total consumption of electricity in Finland is annually about 80 000 GWh. About 20 000 GWh of it is used in households, including about 10 000 GWh for electric heating and another 10 000 GWh for household appliances (Figure 7). Thus, the electric heating could roughly offer the power of 1 GW ($10\,000\text{ GWh} / (365 \cdot 24\text{ h})$) as a reserve. The highest electricity demand peaks are about 15 GW in the cold wintertime. It is also estimated that the future charging of electric vehicles could gradually cover another 1 GW, or even more, as reserves when electric vehicles are increasing. However, with possibly increasing electric vehicles, the consumption of electricity in Finland will be expected to increase significantly. [10]

31. Energie-Symposium

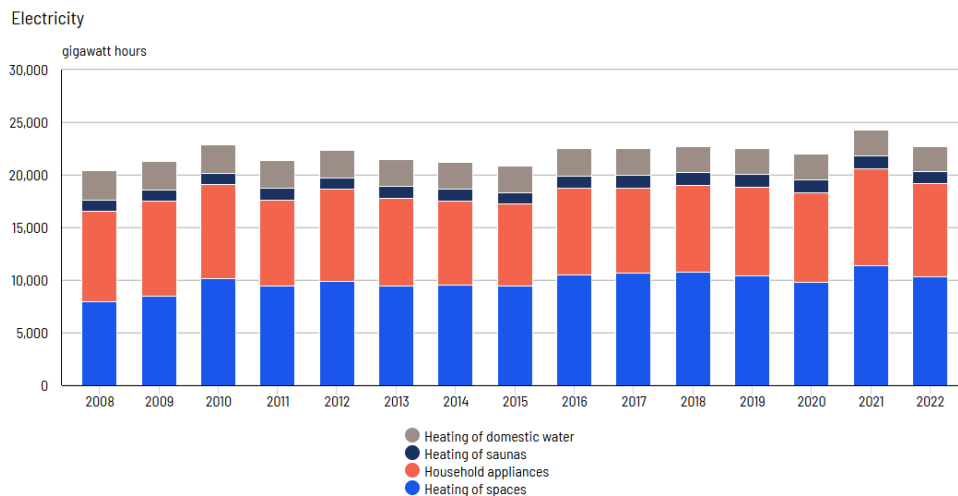


Figure 7: Electricity consumption in households in Finland, in 2008-2022 [11].

Private consumers don't take part in flexible reserve markets, yet, although solar and wind power systems have been increasing in households and small companies. The available electricity markets require high powers, and control methods have been mainly planned for now for large players. There are some progress steps in developing marketplaces and methods for distributed power production. University of Vaasa together with VTT Technical Research Centre of Finland have developed a marketplace, in a governmentally financed project Fleximar in 2019-2020. This marketplace prototype can already be used as an aggregator software tool for reserve markets, and in the energy optimization by local electricity communities. [12]

The usage of green hydrogen is expected to increase significantly in chemical industries, metal industries and transportation, for example. Hydrogen together with fuel cells could also be used as a flexibility resource for electricity but a needed infrastructure for storages should be built. The growth of wind power in Finland has been less during the last 12 months, with rather low electricity prices. There have been many hydrogen projects in a design phase, but some of them have been postponed or cancelled. It is estimated that Finland could principally produce 10 % of green hydrogen in Europe, in 2030. [13] [14]

4. CONCLUSIONS

With its 38 % renewable sources and 41 % emission-free nuclear power in 2023, Finland is now rather self-sufficient in electricity production. It is still possible to increase wind and solar power. The market and private consumer prices of electricity are now very varying, and this should be compensated by increasing consumption flexibility resources. In distributed energy production and resources, flexibility potential is estimated to be especially in electric heating, in future electric vehicle recharging and hydrogen storages.

5. BIBLIOGRAPHY

- [1] Statistics of Finland - Energy supply and consumption. Total energy consumption by source. Available 8.10.2024 in: https://stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia_en.html.
- [2] Statistics of Finland - Greenhouse gases. Total gas emissions excluding and including the LULUCF sector in 1990-2023. Available 8.10.2024 in: <https://stat.fi/en/publication/clmpw5zl2iw7w0bw1nfrnsg70>.
- [3] Statistics of Finland – Energy supply and consumption. Supplies and total consumption of electricity. Available 8.10.2024 in: <https://stat.fi/en/publication/cln2zc9wg8fgb0cut7vm9hil8>.
- [4] Simola, V., Quantification methods for the demand of flexibility, Master's Thesis, Helsinki, Aalto University, 2022. 126 p. Available 8.10.2024 in: <https://aaltodoc.aalto.fi/items/075fa180-10d7-4304-8024-417fa914260a>.
- [5] Statistics - Electric vehicles in traffic use, Helsinki, Autoalan tiedotuskeskus (Information centre of automobile businesses). Available 8.10.2024 in: https://www.aut.fi/en/statistics/vehicle_fleet/number_of_electric_vehicles.
- [6] Statistics of Finland - Development of electricity prices for household customers with annual consumption 5000-15000 kWh in 2021M01-2024M03. Available 16.10.2024: <https://stat.fi/en/publication/cln30q3ak4u260bvz7o001idt>.
- [7] Reserves and balancing power, Fingrid. Available 16.10.2024 in: https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/.
- [8] Tapani, A., Jegoroff, M., Sihvonen, T., Tekoälyä energiaprosessien jatkuvaan säätöön (Artificial intelligence for continuous control of energy processes), Automaatioväylä 02/2022, Helsinki, 2022. Pp. 24-25. Also available 16.10.2024 in: <https://www.vttresearch.com/en/news-and-ideas/smart-control-power-plants-support-growth-renewable-energy>.
- [9] Elspot prices - Finland, Nord Pool Spot, Lysaker, Norway. Available 16.10.2024 in: https://tools.euroland.com/tools/nordpool/?companycode=sf-fum&v=sf-fum_new&lang=fi-fi.
- [10] Forsman J., Närhi, J., Uimonen, H., Semkin, N., Miettinen, V., Toivola, S., Impact of carbon neutrality target to the power system (in Finnish), Helsinki, Prime Minister's Office. 142 s. Available 16.10.2024 in: [Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään \(valtioneuvosto.fi\)](https://www.hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään (valtioneuvosto.fi)).
- [11] Statistics of Finland - Energy consumption in households in 2008-2022. Electricity. Available 16.10.2024 in: [Energy consumption in households | Statistics Finland](https://stat.fi/en/publication/cln30q3ak4u260bvz7o001idt).
- [12] Käsälä, K., Tamminen, A., Alaraasakka, R., Sharma, D., Ruokonen, T., Kulutusjoustopuut uudet mahdollisuudet (Novel opportunities for consumption flexibility), Automaatioväylä 05/2022, Helsinki, 2022. Pp. 8-12. Also available 16.10.2024 in: <https://www.uwasa.fi/en/tutkimus/hankkeet/fleximar-novel-marketplace-energy-flexibility>.
- [13] Sivill, I., Bröckl, M., Semkin, N., Ruismäki, A., Pilpola, H., Laukkanen, O., Lehtinen, H., Takamäki, S., Vasara, P., Patrone, J., Vetytalous - Mahdollisuudet ja rajoitteet Hydrogen economy - Opportunities and limitations. Valtioneuvoston kanslia, Helsinki, 2022. ISBN pdf: 978-952-383-413-2. 234 p.
- [14] Valtioneuvoston periaatepäätös vedystä – Government resolution on hydrogen. Valtioneuvoston julkaisu – Publications of the Finnish Government 2023:17, Finnish Government, Helsinki, 2023. ISBN pdf: 978-952-383-990-8. 20 p. Available 16.10.2024 in: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-990-8>.

RENEWABLE ENERGIES IN BRAZIL – AN OVERVIEW

Meyer, Luiz H.¹; Cabral, Sérgio H.L. ; Almaguer, Hugo A.D. ¹; Mustafa, Thair I.A.H. ¹

¹ Regional University of Blumenau – FURB - Brazil

ABSTRACT

This article presents an overview of renewable energies in Brazil, compiled mainly from data made available by the Electric System National Operator – ONS, and Energetic Research Enterprise – EPE, and adapted. Brazilian electricity comes basically from renewable sources, where hydropower has about an 80% share of the demanded energy. Still, with growing population and industrial activity, new resources should be made available, mainly solar and wind power. The ongoing energetic transition is also highlighted, where dependence on fossil fuels should be reduced, thus also reducing greenhouse effects.

1. INTRODUCTION

Brazil has sought to expand alternative forms of electricity generation, in addition to the hydraulic source, and energy sources such as wind, solar and biomass are already being put into practice, which positions Brazil in a select group of world vanguards in the production of renewable and sustainable energy. The transition process to the use of renewable energy sources is not recent and already has a long trajectory. This energy transition is being gradual, shifting from the traditional hydropower to a more diverse renewable energy matrix. In addition, Brazil has a leadership in biofuels, such as ethanol from sugar cane, contributing to the decarbonization efforts. It is also important to mention that the government has put forward incentives for the use of renewable energy, through regulatory acts, increasing the use of solar power in houses, commerce and industry.

2. ENERGY RESOURCES

The energetic matrix composition, comparing the world and Brazilian one, is shown in Figure 1. The renewable energetic sources, including solar, wind, geothermal, hydro and biomass, results in about 15% of the total energy. The Brazilian renewable matrix, also considering sugar cane and firewood resources, gets a total amount of 47.4% of the total energy consumed.

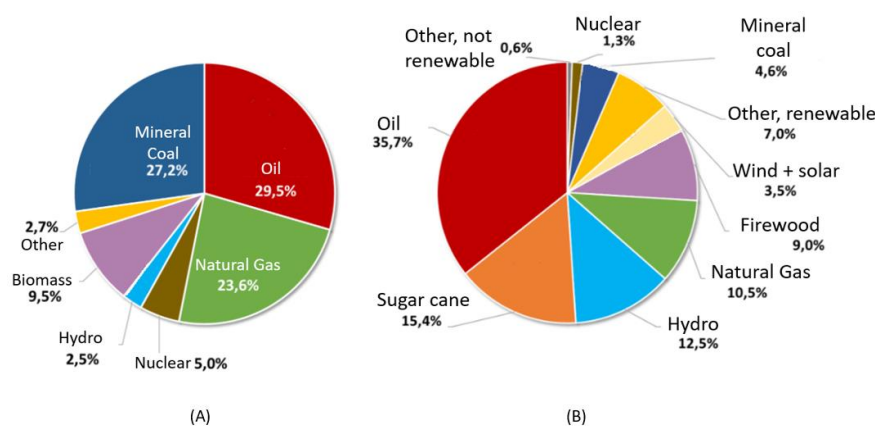


Figure 1: Energetic matrix for the world (A) and for Brazil (B).

a. EVOLUTION OF BRAZILIAN ENERGETIC MATRIX

The domestic production of oil increased by 12.6 % in 2023 reaching an average of 3.4 million barrels per day, of which 98 % are offshore. The State of Rio de Janeiro was responsible for the largest share: 85.6% of the annual amount. On the other hand, onshore production continues to be led by the State of Rio Grande do Norte, with 41.0% of the total onshore. On the consumption side, increases of 1.8% for fossil diesel oil and 6.9% for automotive gasoline were recorded. The transport sector accounted for 71% of the total energy consumption of fossil diesel oil. Figure 2 shows the primary production evolution.

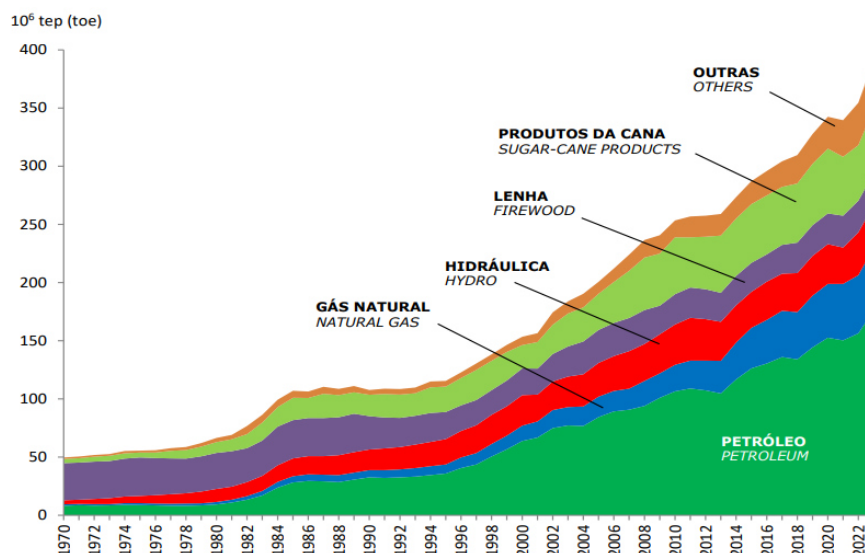


Figure 2: Evolution of the primary energy production in Brazil, from 1970 till 2023.

The average daily production for the year was 149.8 million m³/day, and the volume of imported natural gas was an average of 17.7 million m³/day. Thus, the natural gas share in the national energy matrix reached the level of 9.6%. Natural gas demand decreased by 6.1% over the previous year, mainly due to the reduction of natural gas electricity generation, which decreased by 11.4% compared to the previous year.

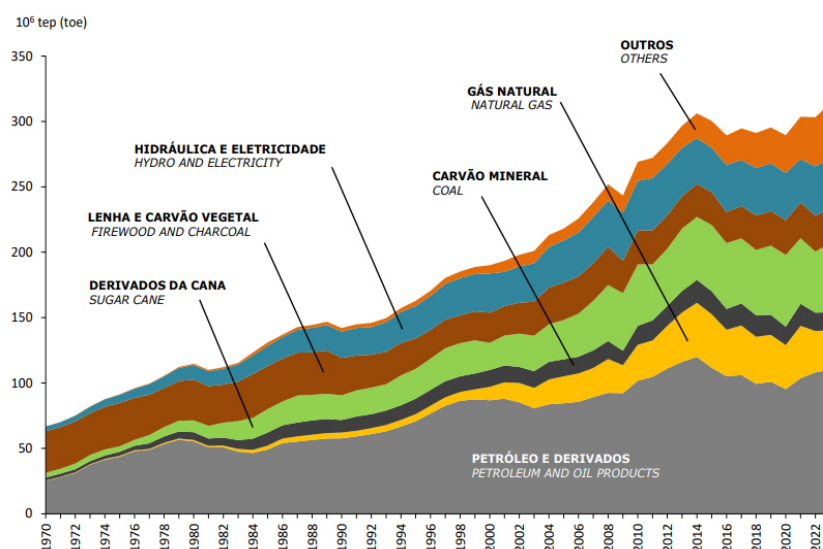


Figure 3: Total energy supply evolution in Brazil.

31. Energie-Symposium

The evolution of the dependence on external sources is shown in Figure 4.

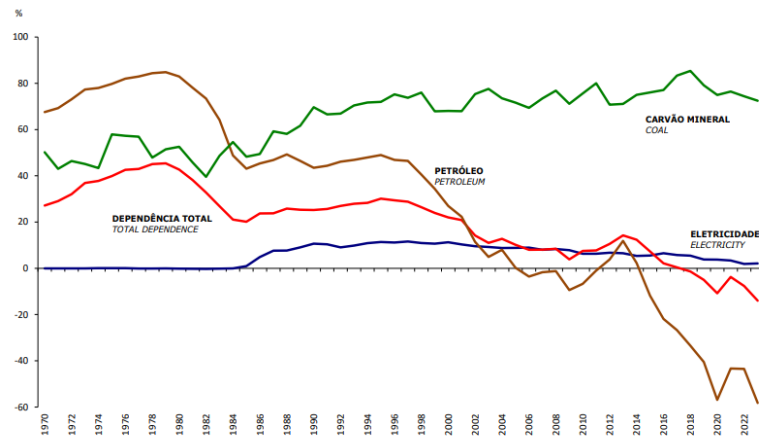


Figure 4: Evolution of the Brazilian dependence of external resources.

Most of the coal used in the metallurgical sector is imported, as internal resources are inadequate, and produce too many ashes. However, it is interesting to note that the “total dependence” line, shown in red, became negative in recent years, due to increased internal production of oil.

Figure 5 shows the energy sources and flow to the various Brazilian sectors. Transportation and industry accounts for about 60% of the energy consumption.

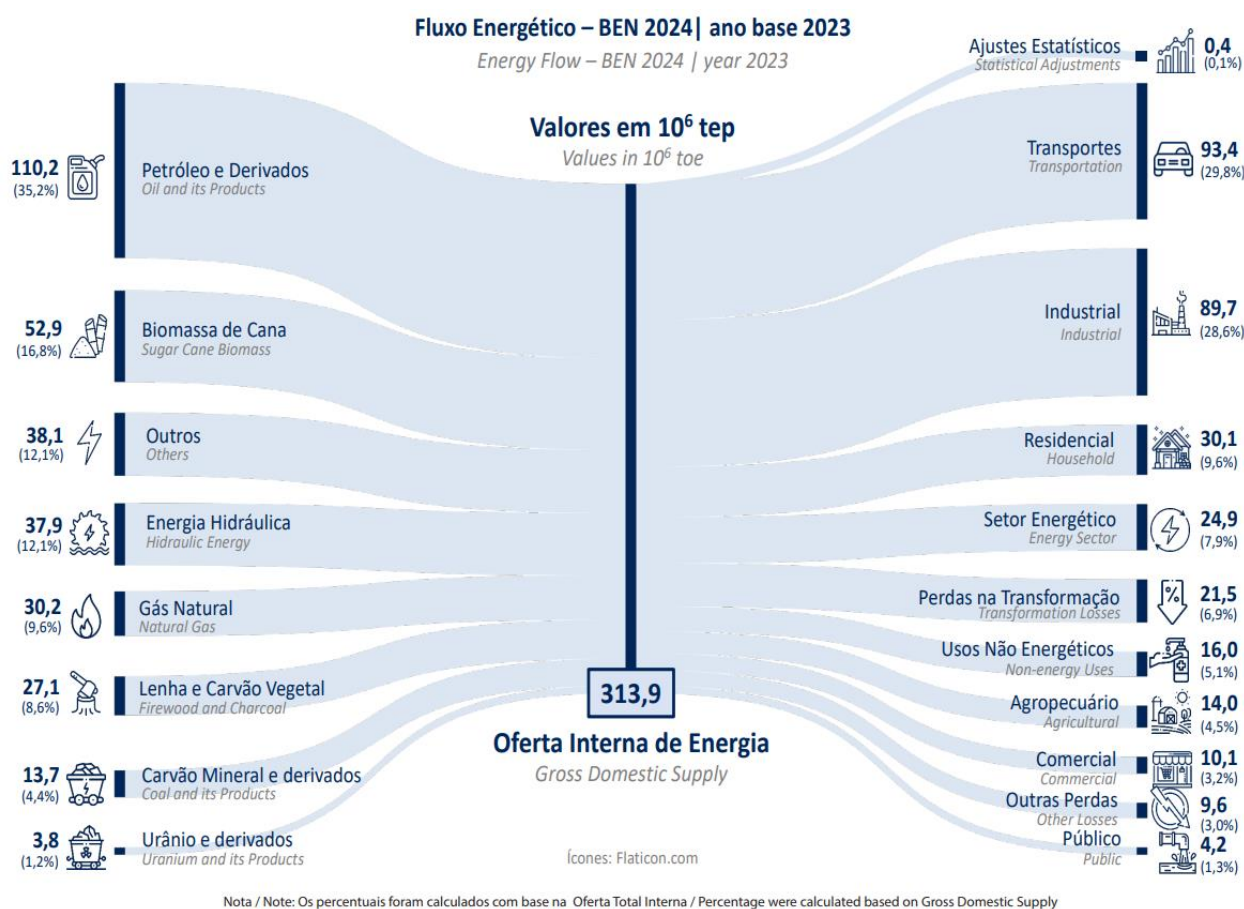


Figure 5: Energy flow diagram for the 2023 year.

3. ELECTRICITY RESOURCES

Hydropower is Brazil's dominant energy source, providing over 60% of the country's electricity. Brazil's extensive river systems, including the Amazon and Paraná, have facilitated the construction of large hydroelectric plants, such as the Itaipu Dam, one of the world's largest in energy generation capacity. This abundant resource has been key to Brazil's energy self-sufficiency. Brazil has enormous wind energy potential, especially in the northeastern and southern regions, where consistent winds provide favorable conditions. Over the past decade, Brazil's wind energy capacity has seen rapid growth, and today it stands as one of the top producers of wind power in Latin America. Wind energy is considered a vital complement to hydropower, especially during droughts or low water levels in reservoirs. Solar energy in Brazil is still in its early stages but holds immense promise. The country receives high levels of sunlight year-round, especially in the arid northeast, making it ideal for solar energy projects. As technology advances and costs decrease, solar energy is expected to play a larger role in Brazil's energy mix. Brazil is also a global leader in biomass energy, primarily from sugarcane ethanol and other agricultural residues. The ethanol industry, developed over decades, has transformed Brazil into one of the world's largest biofuel producers. Biomass energy is critical not only for electricity generation but also for reducing the country's reliance on fossil fuels in transportation.

a. THE TRANSMISSION SYSTEM

Brazil has a territorial area of about 8.5 million square meters, and is the 5th biggest country in the world, and has a population of 215 million, approximately. The challenge to integrate all its states, in terms of electricity availability, was a big task for the government, and that took some decades. Nowadays, still there are 212 isolated regions, mainly in Amazonia, that employ oil derivatives for electricity generation, but represents less than one percent of the demand. Nonetheless, connecting those regions to the main grid would have a great impact on the forests, and yet at a great cost. It is shown in Figure 6 the main electricity grid, above 230 kV.

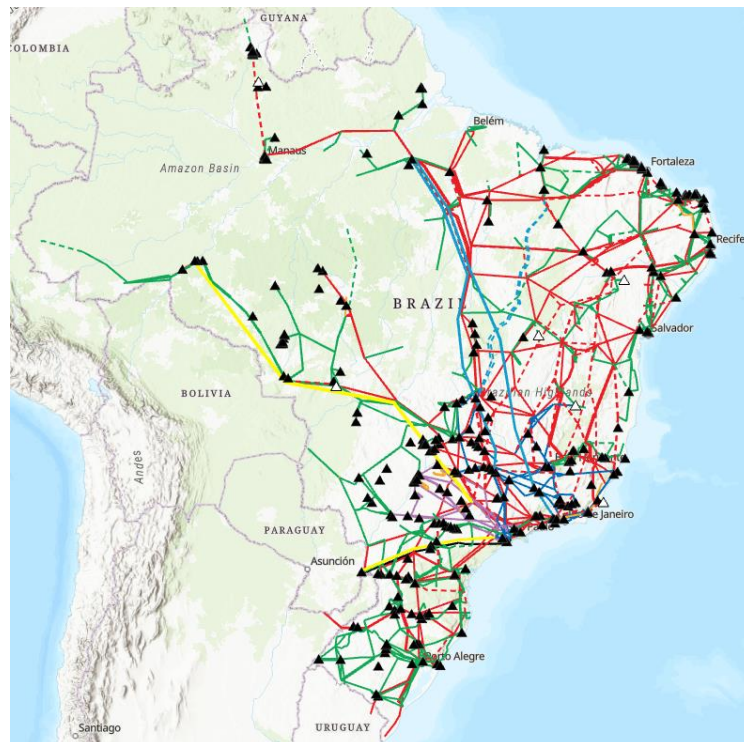


Figure 6: Generation stations and transmission network (>230 kV) of the Brazilian grid. Marked with triangles the power generation stations. Source: ONS [1].

Despite the large dominance of alternating current lines, there are 600kV and 800kV direct current lines. Some important numbers in this grid are shown in Table 1.

Table 1: Line lengths (km) for each rated voltage, in the transmission system.

Rated voltage (kV)	Total Length (km)
230	64,265
345	10,597
440	7,061
500 and 550	69,247
600	9,544
750	1,722
800	9,204

As seen in table 1, the grid is largely composed by 230 kV and 500/550 kV transmission lines, which spans a total length of 133,000 km, approximately.

b. POWER GENERATION (2023 DATA)

A. HYDRO

The power generation is mainly concentrated on hydropower, having about 50% of the total power capacity in Brazil. Today, new places capable of generating great amounts of energy have basically exhausted. What is seen though, is the great amount of small and medium size hydropower stations being constructed, to seize the available small hydropower potential.

B. THERMAL

There are several thermal power stations that are put to run whenever the security supply of energy is critical, basically due to water reservoir level fluctuation, as rain is not a guaranteed resource. Now and then the thermal power station runs, and reflects a rise in generation costs, thus increasing the bill for customers. The thermal power plants have about 18% of the total Brazilian installed capacity, and it includes gas (~7.2%), coal (~2.0%), oil (~1.5%) and biomass (~7.3%) thermal plants.

C. WIND POWER

Standing for about 13% of the installed capacity, the wind power is the source that is growing fastest in Brazil. The potential for wind power in the northeast region is very large, with strong and constant winds blowing there, and is responsible for around 84% of the total wind power in Brazil. That region concentrates most of the wind power generation in Brazil and there are many projects and constructions taking place. It is not surprising that Brazil occupies the sixth position for installed capacity of wind power, in the world.

D. SMALL DISTRIBUTED GENERATION

From the last 10 years, it has become very popular solar power panels installation over the house's roofs, all over the country, as it represents 12% of the total power capacity. With the premises that it pays back, in about five years, in average, residents are investing on it, turning the project, acquisition and installation of a small solar power station, a growing business.

E. SOLAR

Solar power generation stations are growing slower than wind power, standing for five percent of the total capacity in 2023. However, if summed with small-distributed generation, which is mainly solar, it will get 17% slice of the total generation capacity. Most of the solar stations are also being built in the northeast region, where sunlight is abundant, just below the equatorial line.

F. NUCLEAR

Nuclear power generation stations, Angra I and II, has less than 1% of the Brazilian installed capacity. It was built to acquire such technology, around the 70's decade. New projects were put aside as other resources were much more promising.

Those above cited are the main electricity generation sources, as summarized in Figure 7, for the 2023 year, while Figure 8 shows the electricity energy flow.

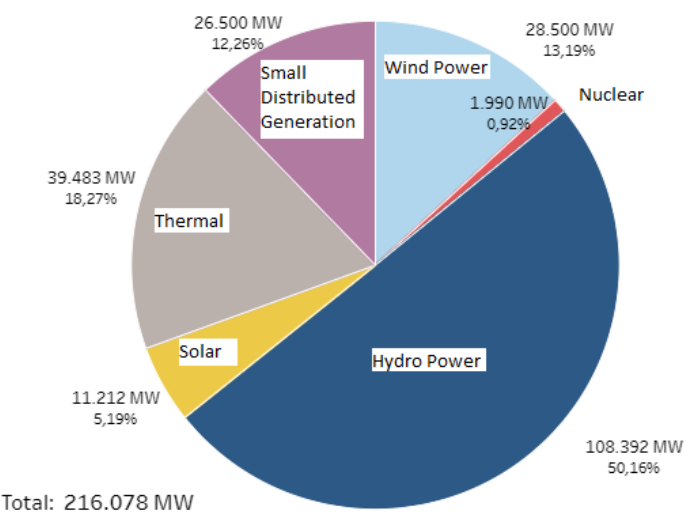


Figure 7: Installed capacity for the various power sources in the year 2023.

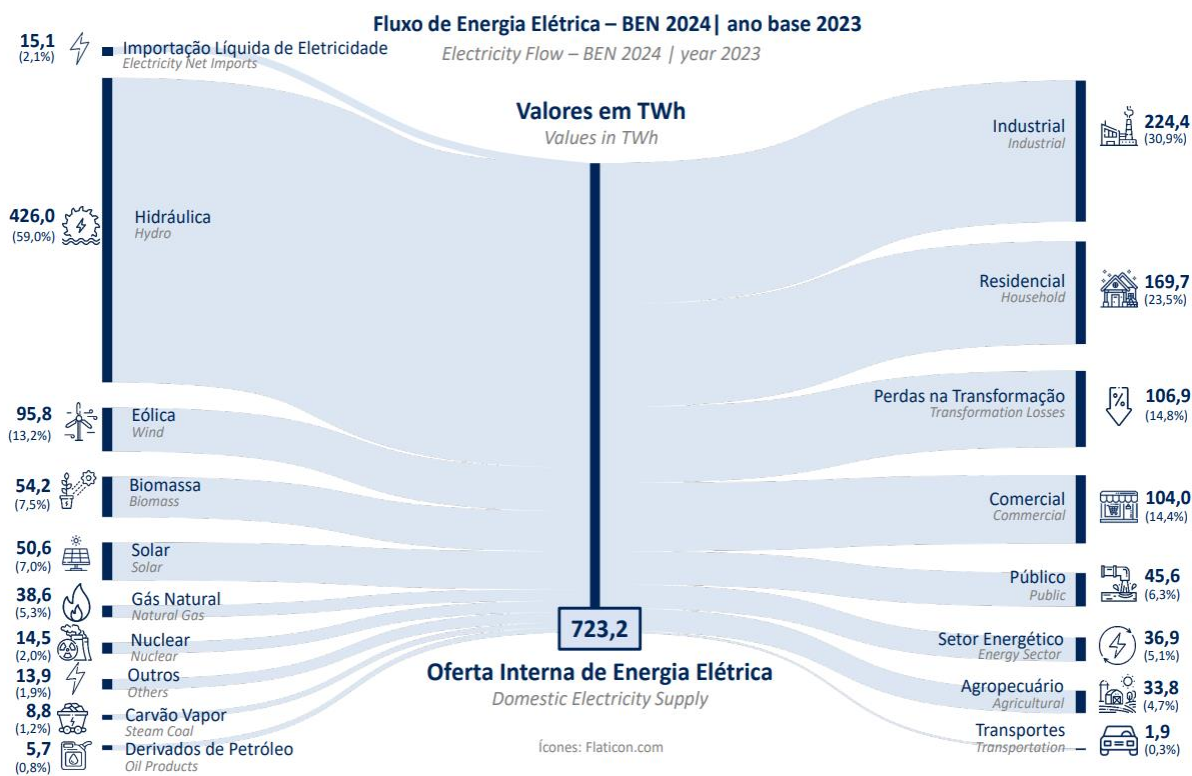


Figure 8: Electricity flow in Brazil, for the year 2023.

c. EVOLUTION OF POWER GENERATION

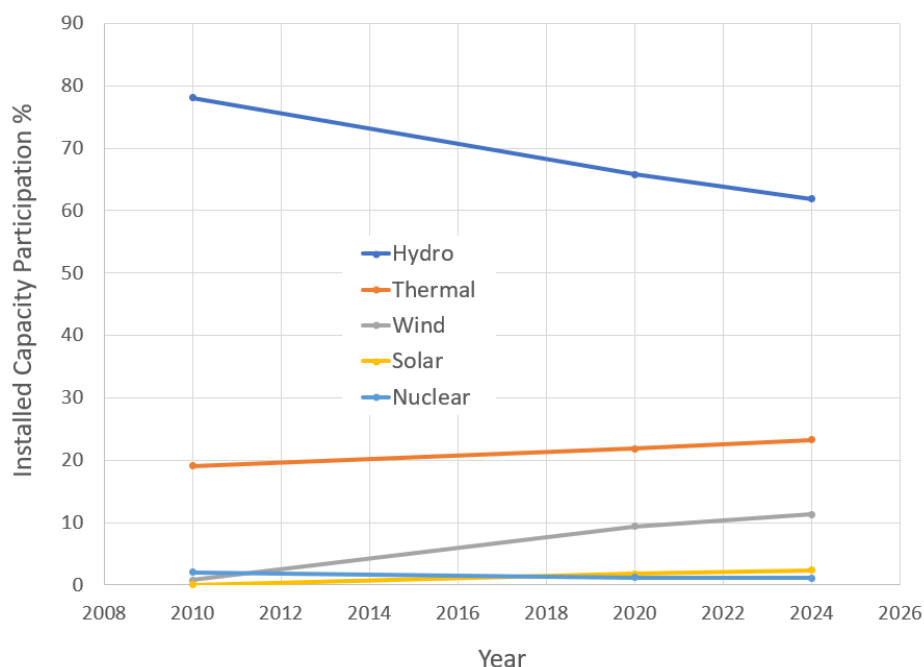


Figure 9: Installed capacity evolution from 2010 until 2024, including projected data for 2028.

4. FUTURE PERSPECTIVES

With year-round sun and wind and a coastline of 7,367 km, Brazil can become one of the world leaders in green hydrogen production thanks to its abundant wind and solar energy potential, an integrated, low-carbon electrical system, and an advantageous geographical position to reach Europe and the North American East Coast, in addition to a relevant domestic industry. This is the conclusion of a report by the consulting firm McKinsey that also points out some of the main challenges to overcome to become a leader in the world energy scenario.

For this promise to materialize, it is essential to build an electricity matrix with a sustainable character. In addition to a long-term view on the expansion of energy supply, socioeconomic, political and environmental assessments are necessary. This planning requires political support that, at the moment, has not materialized yet.

There are, however, two plans prepared to guide the expansion of energy supply: the Ten-Year Expansion Plan (PDE), aimed at surveying the growth estimate of the energy sector for a medium-term scenario, and the National Energy Plan (PNE), which makes this estimate over a long-term horizon.

The PNE 2050 provides strategies for the supply of complementary powers for moments when the electrical system needs complementation, preferably those that have sustainable characteristics, that is, with low emissions of gases that cause the greenhouse effect. In this scenario, flexible starting thermoelectric plants are the most competitive, however, they operate with natural gas and require the construction of gas pipelines.

31. Energie-Symposium

Prospects for the future

- Coexistence of the various energy sources:

The PNE estimates a hybrid matrix, in which renewable and non-renewable sources coexist. Currently, Brazil uses about 44.7% of energy from renewable sources. As for the electricity panorama, Brazil uses renewable sources in a total of 84.8% of the domestic supply of electricity, of which 65.2% are hydroelectric.

- Transition of the energy and electricity matrices to an increasingly renewable percentage:

The challenge includes the exchange of non-renewable energy sources for renewable and sustainable sources, added to the goal of reducing greenhouse gas emissions in the transformation of energy sources.

- Emergence of green hydrogen:

Hydrogen is the most abundant chemical element in nature, but it is also one of the most reactive. This means that it is difficult to find it on its own, and the most common is that it is composed of other substances, as happens in various gases and in water, which is the most common form and in which the separation of molecules by electrolysis is capable of generate green hydrogen.

Applications of fuel cells for the electrification of electric vehicles are being studied, and application in fixed power generation units for buildings. However, there are some difficulties in the implementation of this technology, related to the cost of production and transportation.

- Investments in renewable energy storage:

Technologies capable of storing electrical energy in chemical form in batteries and supercapacitors or storing energy for later transformation. For example, the chemical energy of gaseous hydrogen can be transformed into electrical energy through fuel cells; or the kinetic energy of flywheels can be transformed into electrical energy by means of generators connected to inertial loads.

- Popularization of ocean energy:

Considered a sustainable energy source, the energy of the oceans can be harnessed in several ways, whether by the energy contained in tidal flows, sea currents and waves, as well as in the thermal gradient (thermocline), salinity and marine biomass. Brazil has high potential in the north and northeast regions. However, the high cost of building a power plant and the lack of investments contribute to the fact that, in Brazil, we have only one prototype of a wave power plant, which was also the first in Latin America, installed on the breakwater of the Port of Pecém, in Ceará.

- Alternative biogas generation:

Urban solid waste deposited in landfills can be installed by rural producers on their properties. There is also the possibility of generating biofertilizer as a by-product of livestock, which can be used in crops.

- Measures to mitigate greenhouse gas emissions with energy actions:

Necessary initiatives such as the creation of inputs to encourage the reduction of consumption, proposals for alternatives to replace energy, and the disposal of waste for energy generation have moved from the level of ideas to concrete perspectives after COP 26, the United Nations Conference on Climate Change, held in 2021. There, the objective was defined to limit the increase in the global average temperature to a level below 2° C, which reduces risks and impacts on climate change on the planet.

REFERENCES

- [1] ONS - Operador Nacional do Sistema – Electricity National Operator: <https://www.ons.org.br/>
- [2] EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Energetic Research Enterprise: <https://www.epe.gov.br/>
- [3] SEBRAE – Serviço de Apoio às Pequenas e Micro Empresas – Support Service to the Micro and Small Industry : <https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/conheca-as-perspectivas-para-o-cenario-energetico-do-brasil,aa74dc24ab584810VgnVCM100000d701210aRCRD>

COMPREHENSIVE SIMULATION AND VALIDATION OF GREEN HYDROGEN VALUE CHAIN IN THE KONSTANZE PROJECT: FROM PRODUCTION TO END-USE

F. Mustapha¹, B. Groß¹, S. Fleming^{1,3}, M. Byrne^{1,3}, F. Kruchten², and M. Reinstädler²

¹ IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken (Germany)

² Robert Bosch GmbH, Berliner Straße 135, 66424 Homburg (Germany)

³ University of Galway, University Road, Galway, H91 TK33 (Ireland)

ABSTRACT

The aim of this paper is to emphasize the development and validation of a simulation model for the KoNSTanZE project [1]. This last project is specifically concerned on green hydrogen in the Bosch Homburg plant, in Germany, through its value chain. This green hydrogen is generated on site exclusively with renewable energy, and its several roles in industrial process, transport and energy supply through the so called eH₂Cycle. The model is holding critical elements such as hydrogen generation, industrial application in the hardening shop, a multi-stage storage system and distribution to mobility sectors via refuelling stations were meticulously modelled based on their physical characteristics and safety operational parameters. Besides, the simulation includes the thermodynamic of hydrogen and dynamic operational factors. To perform accuracy of the model and its subsequent analysis, the calibration and validation were based on data from the real plant which is monitored. The model was validated to ensure that it can reflect the real behaviour of the system in the various operations scenarios. This work provided a robust numerical model of eH₂Cycle for optimising green hydrogen application, which is aligning with the current strategies for industrial decarbonisation and enhancement of sustainable energy solutions.

1. INTRODUCTION

The current global challenge of decarbonization of the global economy in order to decrease greenhouse gas emissions has put a focus on the avenues which are potential renewable energy sources and carrier for industrial, transport and energy sector. Among these renewable energies (RE), green hydrogen or H₂ generated from RE resources has emerged as a viable candidate [2]. Indeed, through its entire value chain, when produced and used across various sectors, green hydrogen presents possibilities for reducing global carbon emission and directly driving the transition towards a cleaner energy system and carbon neutral. More specifically, hydrogen is viewed as the critical solution to address sectors that remain hard to electrify such as carbon-intensive industries or long-distance transport. To this end, the European Union has provided goals to deploy green hydrogen as part of the EU Hydrogen Strategy. This strategy expects hydrogen to enable the economic sector reach carbon neutrality by 2050.

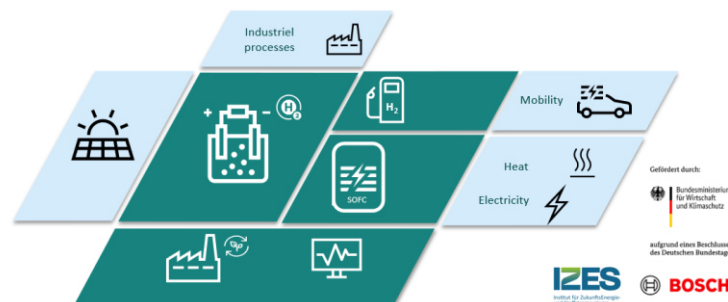


Figure 1: the KoNSTanZE project layout (Source: Robert Bosch GmbH)

In this purpose, the large-scale demonstration of such technologies is evident in the KoNSTanZE project, conducted at the Robert Bosch plant in Homburg, Germany. This project covers the entire value chain of green hydrogen, from the generation process through renewable power to its various utilisation. With the support of the German Federal Ministry of Economic Affairs and Climate Action (FKZ: 03EI3043A&B), the KoNSTanZE project is witnessing the commitment and aim of BOSCH for decarbonization of its industries. Moreover, this central system in which hydrogen is generated, stored, distributed and applied across various segments is called the eH₂Cycle. The green hydrogen is then used in industrial processes, for instance, the hardening shop, hence decreasing the carbon foot print of the plant. Moreover, this project comprises the integration of hydrogen in the mobility sector, through the refuelling stations that support different hydrogen-powered vehicles fleet. In fact, the logistic vehicles operating within the plant are powered by hydrogen. Additionally, one of the objectives of the project is the development of an accurate eH₂Cycle simulation model. It is worth mentioning that simulation modelling allows for a thorough analysis of multiple aspects of the entire hydrogen value chain, as it is highlighted by the recent research literature [3, 4]. Furthermore, this holistic approach underscores the project's ambition to cover the full spectrum of hydrogen utilization. The main goal of this paper is to introduce a highly accurate simulation model of the KoNSTanZE project, which incorporates key components such as the thermodynamics of hydrogen and its behaviour during production, storage, and distribution. The modelling is validated throughout the data collected through the monitored plant. This paper not only considers the technical and physical properties but also, asses the refuelling station under different weather conditions.

2. METHODOLOGY

The methodology for developing a highly accurate simulation model of the KoNSTanZE project is based on a systematic approach that includes the characterization, classification, and modelling of key components in the hydrogen value chain.

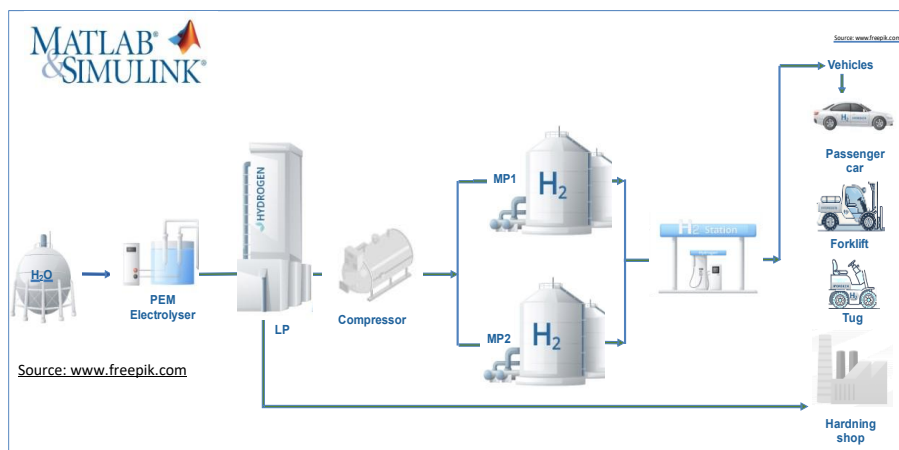


Figure 2: The components involved in the hydrogen model value chain

Figure 2 shows the components involved in this project and their connections. For the development of this model, MATLAB Simulink was used using MATLAB Simulink to in order to enables integrated multi-domains system and a complex dynamical interaction modelling [5], such as the time-dependent behaviours of pressure, temperature, and gas flow rates. In addition, Simulink provides robust tools for control system design and optimization. The table below listed all the components modelled and the adopted approach used for this work.

Table 1: Modelling Approaches and Functions of Key Components in KoNSTanZE Project

Component	Function	Modelling Approach
PEM Electrolyser	splits water into hydrogen and oxygen using electricity from renewable sources.	Model electrical input, efficiency, thermodynamic properties (temperature, pressure), and energy consumption using data from NIST for hydrogen properties.
Compressor	Increases hydrogen pressure for storage in mid-pressure vessels.	Simulate compression process, and thermal behaviour during compression. Using the technical data sheet from the supplier.
Low-Pressure (LP) and Mid-Pressure Vessels (MP1 & MP2)	Store hydrogen at different pressure levels for later use.	Model hydrogen state changes over time (Filling and emptying). Focus on, pressure dynamics, and energy conservation, model thermal insulation incorporating material properties of vessels.
Hydrogen Distribution	Distributes hydrogen to the hardening shop and refuelling station.	Simulate hydrogen flow dynamics and pressure losses during distribution, considering pipeline thermodynamics and fluid behaviour to ensure efficiency in distribution.
Hydrogen-Powered Vehicles (Passenger Car, Forklift, Trolley)	Vehicles operating in the plant, powered by hydrogen fuel.	Simulate onboard hydrogen storage and thermodynamics during operation, including the refuelling time.
Hardening Shop	Uses hydrogen for industrial processes	Modelled as a constant consumer with a constant mass flow rate out, that comes from the low-pressure vessel directly (See figure 2).

2.1 COMPONENT CHARACTERIZATION AND CLASSIFICATION

Table 2 presents the details of various components involved in hydrogen storage and distribution. Key parameters such as volume, initial pressure, maximal pressure, specific heat, and thermal conductivity are outlined for each component.

Table 2: Hydrogen Storage and Distribution Components of KoNSTanZE Project

Components	Volume (m ³)	Initial Pressure (bar)	Maximal Pressure (bar)	Specific Heat J/(kg.K)	Thermal Conductivity (W/m ² .K)
The Low-Pressure Vessel	100	50	40	1200	30
The Mid Pressure Vessels	1,2	50	500	470	42.6
The Passenger Car	0.1224	60	350	1200	300
The Forklift	0.074	35	350	1553.9	6.5
The Trolley	0.029	35	350	1155	6.5

The system includes two key components: an electrolyser and a hardening shop. The electrolyser uses Proton Exchange Membrane (PEM) technology, operating with a mass flow rate of 2.5 kg/h and producing hydrogen at an outlet pressure of 40 bar. The hardening shop is modelled as a constant consumer with a fixed mass flow rate of 600 g/h.

2.2 THERMODYNAMIC MODELLING AND NIST DATA INTEGRATION

The model obeys the laws of thermodynamics, ensuring the faithful representation of hydrogen's physical behaviour during production, compression, storage, and distribution. The hydrogen's state variables, including temperature, pressure, enthalpy, and entropy, are based on the National Institute of Standards and Technology [6].

2.3 OPERATIONAL CONDITIONS

The flowchart describes the work-flow for existing hydrogen refuelling station (See Figure 3), starting with an electrolyser delivering hydrogen at low pressure (20-40 bar). A check on a critical pressure limit is made. If the pressure exceeds the limit, the hydrogen is sent to a compressor, which increases the pressure and directs it to two medium-pressure vessels: The two Medium Pressure Vessels with pressure between 50-500 bar. A decision point is made when there is sufficient pressure within the medium-pressure vessels to perform a refuelling according to the SAE Protocol until in the vehicle reaches 350 bars. If this is not the case, the system goes back to pump from the dispenser. If the pressure is reached, the order goes to the compressor to continue the filling of the two medium pressure vessels, one by one, until the pressure max is reached. This SAE protocol guarantees a safe refuelling. Indeed, it determines the pressure ramp rate at the dispenser depending on the hydrogen temperature, the vehicle vessel's volume, its initial pressure, and the ambient temperature [7].

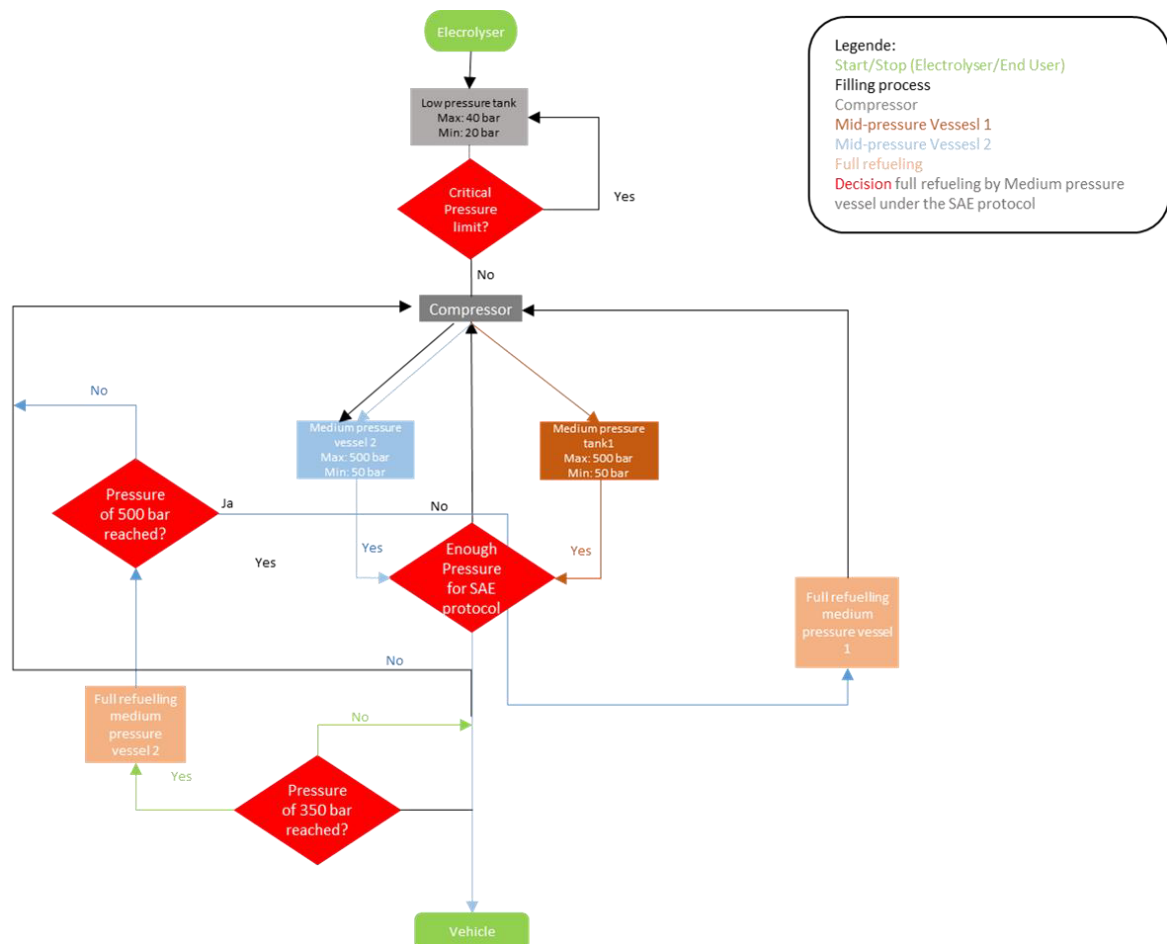


Figure 3: Hydrogen Refuelling Process Flow Diagram with Pressure Management

The accuracy of the simulation model is validated through real data gathered from the monitored plant. These data are compared through an iteration method to attain a high level of precision for the physical, thermal and chemical properties of the hydrogen as well as the components in the system.

3. VALIDATION PROCESS

In this case, a comparative approach was used through defined measures between real and simulated data to evaluate the efficiency of the model. In fact, validation process influential measure is the Mean Squared Error (MSE), Correlation Coefficient and R² figures. Ensuing metrics offered a vista of how the real dataset compared with the simulated one.

1. **Mean Squared Error (MSE):** The MSE measures the average of the squares of the differences between the real and simulated data. It gives an idea of the overall magnitude of the error.

$$\text{MSE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (1)$$

Where: y_i is out of real data point at index i , $\hat{y}_i$ is the simulated data point at index, and n represents number of data points.

2. **Correlation Coefficient (r):** The correlation coefficient quantifies how closely the points match on the scatter plot and the sign that shows whether real and simulated data are directly or inversely related. It lies between -1 and 1, nearer to 1 represents positive linear relationship whereas nearer to 0 there is no linear relationship.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})(\hat{y}_i - \bar{\hat{y}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{\hat{y}})^2}} \quad (2)$$

Where: $\bar{y}$ Mean of the real data, and $\bar{\hat{y}}$ is Mean of the simulated data.

3. **R-squared (R²):** is the coefficient of determination, is the proportion of the real data variability that can be explained by the variability from the simulated data. Indeed, if R² is close to 1, this indicates that the simulation explains most of the variance in the real data, while a negative or low R² suggests poor prediction. It is calculated as:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (3)$$

Where: The numerator represents the residual sum of squares (the error between real and simulated data). The denominator is the total sum of squares (variance of the real data).

These metrics represents a clear and defined accuracy indicator of a model, and highlight the deviation location between the simulation and reality [8]. The table below summarises up cited metrics for different components of the electrolyser, comparing real and simulated data for hydrogen production, energy consumption, and pressure behaviour (See Table 3).

Table3: Performance Metrics and Statistical Validation for KoNSTanZE Components

Component	Metrics	<i>MSE</i>	<i>r</i>	<i>R</i> ²
Electrolyser	Mass of H ₂	13.7901	0.99981	0.99495
	Energy consumed	5699.4237	0.99979	0.99945
Mid-Pressure Vessel 1	Pressure	317.1198	0.99712	0.92749
Mid-Pressure Vessel 2		33.1112	0.99869	0.99291
Passenger car		138.5319	0.97098	0.62173

Figure 4 emphasises the electrolyser's performance, particularly hydrogen mass produces and its associated energy consumption. The mass of H₂ produced exhibited a high correlation. In addition, the electrolyser energy consumption shows excellent accuracy. This suggests that the simulation model is highly reliable in predicting the amount of hydrogen produced in real-world scenarios.

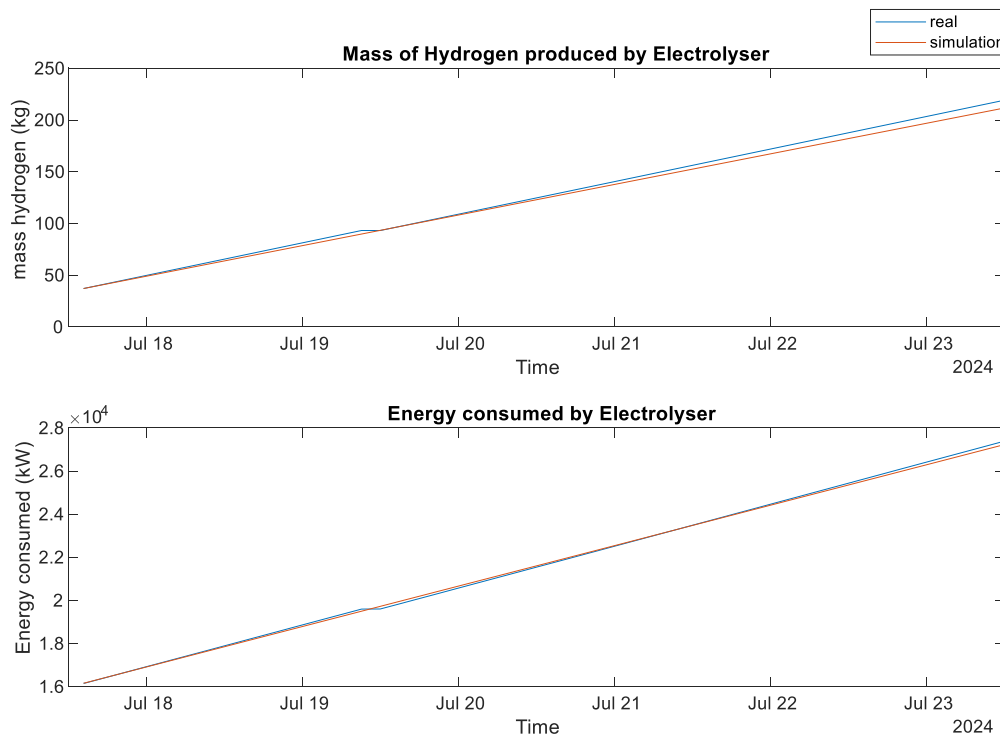


Figure 4: Comparison of Real and Simulated Data of The Electrolyser

The level of correlation achieved by the simulation was generally very high for both pressure variables, but pressure into mid-pressure vessel 2 demonstrated an outstanding result. This implies that pressure behaviour in the system is well captured by the model. However, the pressure into mid-pressure vessel 1 had a higher MSE. This is attributed to an initial pressure difference in the simulation, which is due to a stop in filling in the real data, as observed in the figures. Despite this discrepancy, the model still exhibits strong predictive capabilities.

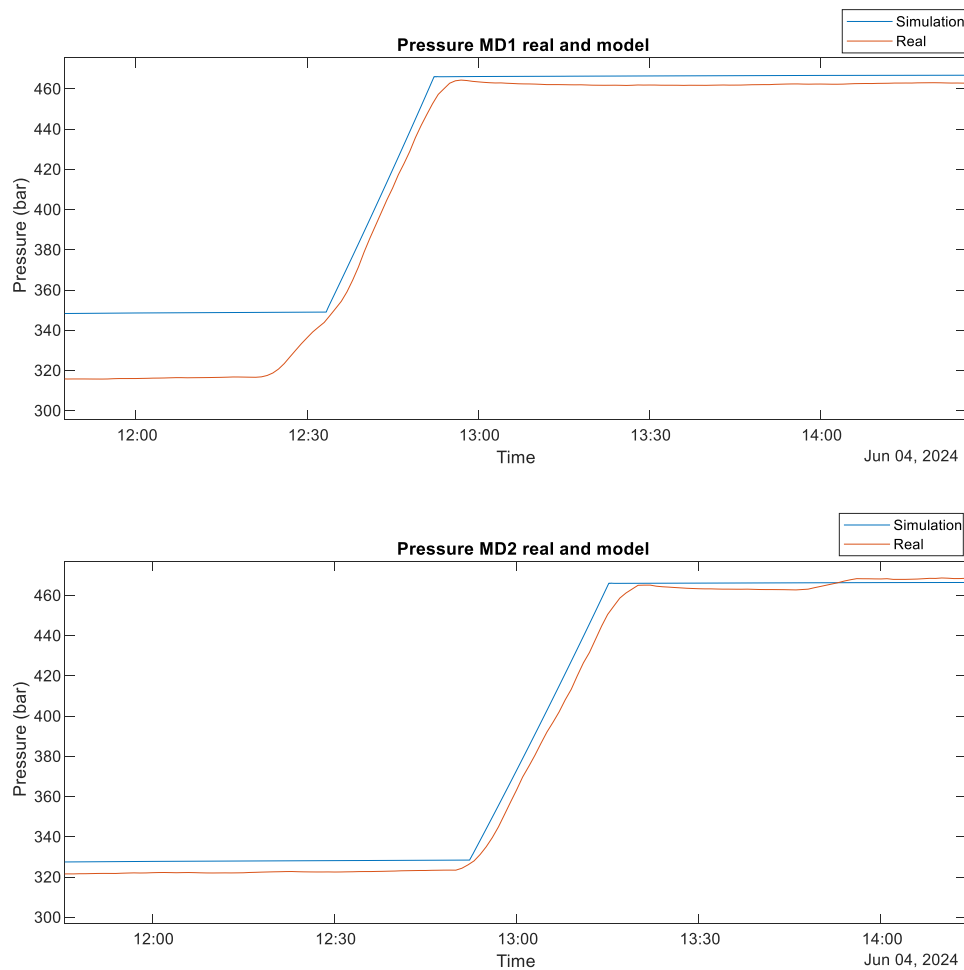


Figure 5: Comparison of Real and Simulated Pressure Profiles for Mid-Pressure Vessels Over Time

The passenger car's MSE of 138.5319 reflects the fact that there is a consistent offset (approximately 10 bar) between the real and simulated pressure data (See Figure 6), particularly in the early stages. While this impacts the absolute error calculation, as in the validation of the mid-pressure vessel. Due to the difficulty in capturing the initial pressure of the final consumer vessel. Mainly, Figure 6 shows the overall trend of the pressure increase in the simulation, which closely aligns with the real data after this initial deviation.

Therefore, although the MSE, the model still provides a reasonable approximation, particularly for the pressure ramp that is managed by the SAE protocol. The primary issue lies in the starting offset, which, if corrected, would reduce the MSE significantly.

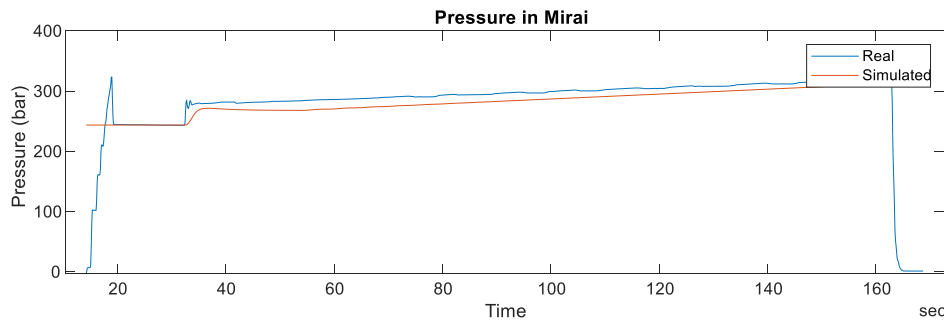


Figure 6: Comparison of Real and Simulated Pressure Profiles for Passenger Car Vessels over Time

4. CONCLUSION

The current research work demonstrates a detailed simulation and validation of the KoNSTanZE project located at the Bosch Homburg plant, with emphasis on the entirety of green hydrogen value chain. The developed simulation model in MATLAB Simulink has been reliable in establishing the significant components of hydrogen production, storage as well as distribution. The critical components specified as PEM electrolyser and storage vessels and hydrogen-powered vehicles and applications in the hardening shop were simulated with focus on the thermodynamics and function. For data validation of the model, information was collected in real-time monitoring. The process of validation applied widely-accepted performance criteria of Mean Squared Error, correlation coefficient (r), and coefficient of determination (R^2) to indicate high accuracy of the model in hydrogen generation, energy utilisation, and in pressure variations of storage and distribution lines. It must be noted some inconsistencies were observed. The first instance such as variation in the refuelling pressure of the vehicles. However, the disparities were not very large as to have a major impact on the evaluation capability of the model. In the long run, the simulation model notwithstanding, is a diverse platform for the green hydrogen value chain optimality hence scenario analysis and operations interferences. As part of the EU Hydrogen Strategy on industrial decarbonisation and the integration of hydrogen into the mobility sector, the KoNSTanZE project is conceived. Thus, this validated model also has a great research perspective in the future, as it can be applied and developed in other industrial and mobility sectors for contributing to the creation of the new, cleaner energy system of the world.

The future work will be dedicated to modelling of the remaining components, such as the bottling filling station and the mobile refueler. This extended model will help to global transformation towards more sustainable energy mix by elaborating hydrogen applications in industrial and transportation segments.

5. BIBLIOGRAPHY

- [1] "KoNSTanZE – Kombinierte Nutzung von regenerativ hergestelltem Wasserstoff in den Sektoren Verkehr/Transport, Produktion und Energie im industriellen Umfeld mit dem Ziel der Entwicklung und mittelfristigen Etablierung CO₂ neutraler Produktionsstandorte," [Online]. Available: <http://www.projekt-konstanze.de>.
- [2] J. Rey, F. Segura and J. M. Andújar, "Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework," *energies*, vol. 16, no. 17, p. 6222, 2023.

- [3] M. Hugo, F. Ana Cristina, F. T. Senhorinha and T. José Carlos, "Green Hydrogen Value Chain: Modelling of a PV Power Plant Integrated with H₂ Production for Industry Application," *energies*, vol. 17, no. 6, p. 1414, 2024.
- [4] J. Riera, R. Lima and O. Knio, "A review of hydrogen production and supply chain modeling and optimization," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 37, pp. 13731-13755, 2023.
- [5] W. Yongli, H. Tianliang, Y. Pengjun, L. Weichao and M. Songhua, "Study on the construction theory of digital twin mechanism model for mechatronics equipment," *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 131, pp. 5383-5401, 2022.
- [6] N. Ashby, T. P. Heavner, S. R. Jefferts, T. E. Parker, A. G. Radnaev and Y. O. Dudin, "Testing Local Position Invariance with Four Cesium-Fountain Primary Frequency Standards and Four NIST Hydrogen Masers.," *Physical Review Letters*, vol. 98, no. 7, p. 070802, 2007.
- [7] K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi and E. Gupta, "Impact of hydrogen SAE J2601 fueling methods on fueling time of light-duty fuel cell electric vehicles," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 26, pp. 16675-16685, 2017.
- [8] S. Meduri and J. Nandanavanam, "Prediction of hydrogen uptake of metal organic frameworks using explainable machine learning," *Energy and AI*, vol. 12, p. 100230, 2023.

WINDGISKI – ENTWICKLUNG EINES KI-BASIERTEN GEOINFORMATIONSSYSTEMS ALS ENTSCHEIDUNGSHILFE BEI DER ERMITTLUNG VON GEEIGNETEN FLÄCHEN FÜR DIE WINDENERGIE

Carsten Fichter¹, Sandra Peters-Erjawetz²

¹ fkwind/Hochschule Bremerhaven, An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

² fkwind/Hochschule Bremerhaven, An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

ABSTRACT

Ziel des interdisziplinären Projektes WindGISKI ist es, Informationen für potentielle Windenergieflächen zentral in einem Geoinformationssystem (GIS) darzustellen. Hierzu wird die Flächengüte ermittelt, welche Aussagen sowohl über die Eignung für einen Ausbau der Windenergie als auch über potentielle Konflikte gibt. Somit können potentielle Hemmnisse, welche möglicherweise zu einer Verzögerung des Windparkprojekts führen, frühzeitig benannt und ebenso können Gunstfaktoren erkannt werden, welche sich förderlich auf eine Umsetzung auswirken. Die gegenwärtige und die geplante Bodennutzung von Flächen werden in Raumordnungsplänen oder Flächennutzungsplänen dargestellt. In diesen werden potentielle Windenergieflächen ausgewiesen. Die vorliegenden Flächen erlauben jedoch keine Aussage darüber, ob es weitere Kriterien gibt, welche die Flächenentwicklung verzögern. Diese sind beispielsweise die Einstellung der Bevölkerung gegenüber Windenergie vor Ort, etc.. Sinnvollerweise werden im Rahmen des Projektes weitere, beispielsweise sozialwissenschaftliche Merkmale, in solchen GIS-Karten Systemen ergänzt, um mögliche Konfliktrisiken rechtzeitig zu erkennen und einen angemessenen Umgang damit zu ermöglichen. Hierzu hat sich ein interdisziplinäres Team aus Ingenieur-, Umwelt-, Sozial- und Informatikwissenschaften in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft gebildet. Durch diese Zusammenarbeit ist es möglich, die Themen Technik, Umwelt und Artenschutz, soziale Aspekte und Künstliche Intelligenz zu vereinen.

1. EINLEITUNG

Eine der Hauptfragen, welche sich das Projekt WindGISKI stellt, besteht darin, mit welchen Informationen eine potenzielle Windenergiefläche beaufschlagt werden muss, um eine möglichst reibungsfreie Realisierung von Windenergieprojekten zu erzielen. In diesem Sinne handelt es sich bei dem zu entwickelnden KI-Tool um eine von Menschen geschaffene Anwendung bzw. Entscheidungshilfe, derer sich der Planungsträger zur Unterstützung bedient. Im besten Fall wird den Planenden jeweils eine Auswahl an geeigneten Flächen ausgegeben, aus denen nach sorgfältiger, fachgerechter Abwägung die, für den konkreten Planungsraum, am besten geeignete ausgewählt werden kann.

Die Windenergie hat in den letzten Jahrzehnten eine rasante Entwicklung durchlaufen. Allerdings gab und gibt es auch immer wieder Kritik und Widerstand gegen den Ausbau der Windenergie. Insbesondere der Landschaftsschutz und der Naturschutz spielen eine Rolle, da Windparks oft in ländlichen Gebieten errichtet werden und Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt haben können. Trotz dieser Herausforderungen wird der Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland weiter vorangetrieben und es werden neue Flächen für den Bau von Windparks ausgewiesen bzw. benötigt. Im Projekt WindGISKI werden u.a. Merkmale und Ziele für die Windenergieflächenbewertung untersucht, wobei die Merkmale Auskunft darüber geben, welche Parameter sich auf eine Fläche auswirken, während die Ziele aus Sicht der Projektentwicklung betrachtet werden, woraus wiederum eine Flächengüte abgeleitet wird. Anhand der im Projekt identifizierten Flächenmerkmale und Zielgrößen wird der Handlungsbedarf im Rahmen des Planungsprozesses von Windenergieanlagen abgeleitet.

2. ERMITTLUNG UND BEWERTUNG VON MERKMALEN UND ZIELGRÖßEN

Merkmale werden durch die Eigenschaften von Flächen für Windenergieanlagen definiert, die möglicherweise einen positiven oder negativen Einfluss auf die Güte einer Fläche für Windenergieanlagen haben. Die zu ermittelnden Zielgrößen beschreiben die Eignung einer Fläche für die Errichtung von Windenergieanlagen(-parks), mit Blick auf das Hauptziel der Realisierung.

Um das vorrangige Ziel, die Realisierung von Windenergieanlagen, abschätzen bzw. bewerten zu können, werden die ermittelten Merkmale aufgeteilt und den beiden Teilzielgrößen

Flächengüte: bezogen auf Merkmale zu gegebenen Beschaffenheiten einer Fläche, wie Windhöffigkeit, Topografie, Natur- und Artenvorkommen, Hanglage und Ausrichtung zur Hauptwindrichtung, etc. und Durchführbarkeit: bezogen auf Merkmale zur Umsetzung von Vorhaben/Projektzielen, wie Größe und Art des Windparks, politische Situation, Wirtschaftliche Strukturen, anliegende Infrastrukturen, etc. zugeordnet. Die Definition der Hauptzielgröße „Realisierung“ ist bewusst einfach und offen gehalten, damit im Zuge der Ermittlung und Bewertung bzw. Gewichtung der Merkmale die verschiedenen Interessen mit einfließen können.

Die Ermittlung und Bewertung von Merkmalen und Zielgrößen erfolgte schrittweise über die Durchführung einer Literaturrecherche, semistrukturierter Experten*innen-Interviews, Online-Interviews mit Experten*innen sowie abschließender Befragung mit Mitgliedern aus dem Projektbeirat zur Reflexion und Absicherung der Ergebnisse. Mit den Experteninterviews sind, bedingt durch den geringen Stichprobenumfang, keine repräsentativen Ergebnisse und keine statistischen Auswertungen generalisierbar. Die Ergebnisse aus den semistrukturierten Interviews sind deskriptiv sowie interpretativ, geben detaillierte Einblicke in das Forschungsthema und lassen richtungsweisende Schlussfolgerungen zu.

Nach der Abbildung dieser Merkmale werden diese bewertet. Diese Bewertung bildet die Grundlage für die Beschreibung der Flächengüte von potentiellen Windenergieflächen und Durchführbarkeit von Vorhaben zum Ausbau der Windenergie. Die ermittelten Datensätze werden genutzt, um ein Deep Learning Modell zu trainieren. Dieses Deep-Learning Modell spricht Flächenempfehlungen hinsichtlich der Flächengüte für ein 50 x 50 m großes GIS-Karten-Raster auf Bundesebene aus.

Beispielhaft sind Abbildung die Ergebnisse zum Einfluss der Merkmale aus der Kategorie „Soziale Faktoren“ dargelegt, welche sich tendenziell positiv (als Gunstkriterium) oder negativ (als Störkriterium) oder gar nicht auf die Flächengüte auswirken können.

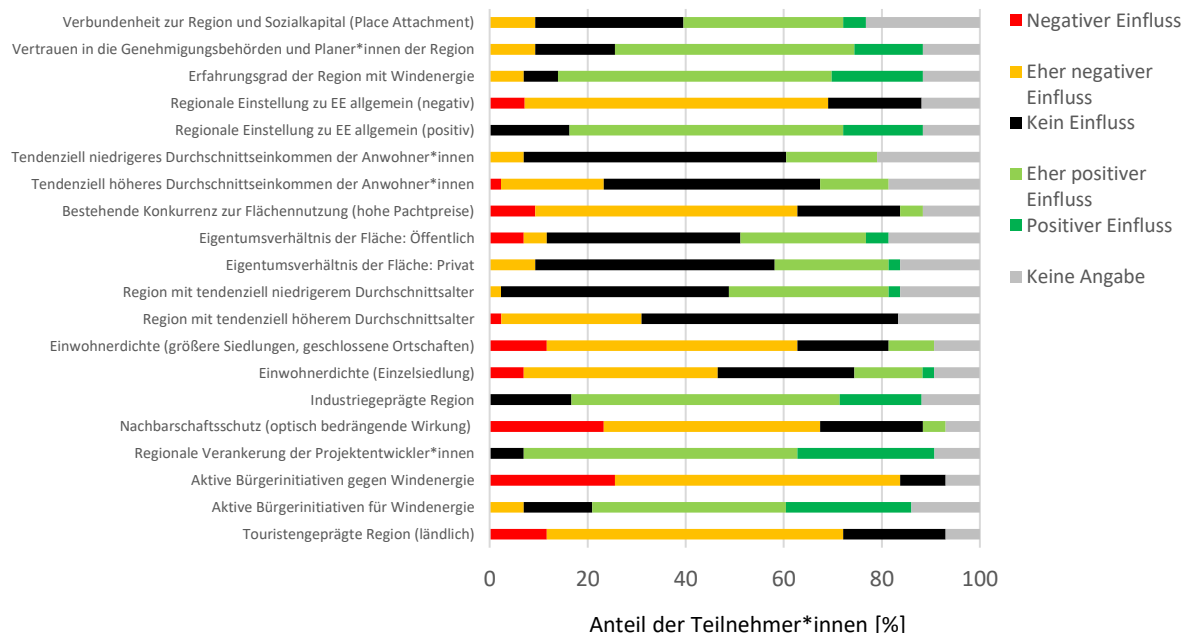


Abbildung 1: Einfluss der Merkmale zur Merkmalskategorie "Soziale Faktoren" auf die Flächengüte (n=45 Interview-Teilnehmende)

3. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Für die Erreichung der Klimaziele ist der Ausbau von Windenergie und deswegen auch die Ausweisung von geeigneten Flächen von zentraler Bedeutung.

Das Ziel im Projekt WindGISKI besteht darin, eine effiziente und unterstützende Flächenidentifikation von Potenzialflächen für Windenergie-Projekte automatisiert zu ermöglichen. Dafür wird im Rahmen des Projektes ein Geoinformationssystem (GIS) entwickelt, welches mit Hilfe von Künstlicher Intelligenz (KI) Flächen bewertet und somit die Erfolgsaussichten eines Windenergie-Projektes systematisch vorhersagt. Demnach wird nicht nur betrachtet, wo es Platz für den Bau von neuen Windenergieanlagen gibt, sondern auch, welche Hemmnisse und Gunstkriterien mit dieser Potenzialfläche einhergehen.

4. PARTNER*INNEN DES PROJEKTES WINDGISKI

- Institut für Statik und Dynamik der Leibniz Universität Hannover
- Institut für Integrierte Produktion Hannover (IPH) gGmbH
- Institut für Sozialwissenschaften (UOL) der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Nefino GmbH
- LEE Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen | Bremen e.V.
- ARSU-Arbeitsgruppe für regionale Struktur-und Umweltforschung GmbH
- Institut für Informationsverarbeitung der Leibniz Universität Hannover
- fk-wind: Institut für Windenergie der Hochschule Bremerhaven

5. PROJEKTTRÄGER UND PROJEKTFÖRDERER

- Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

KONZEPT ZUR PROJEKTIERUNG EINES H₂-HUBS FÜR SCHIFFE

Axel Rafoth¹, Stefan Bleeck¹

¹ Hochschule Wismar, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Bereich Seefahrt, Anlagentechnik und Logistik, Warnemünde

ABSTRACT

For using hydrogen in given ships of the worldwide fleet, it's not possible to change all engine types but a new operational usage of conventional diesel engines using alternative fuels may help.

Before we start to discuss of the need of hydrogen hubs and hydrogen injection for ships, lets introduce this topic by facts visible for all the world. The seaborne trade has a fraction of estimated about 80 percent of goods of the world-wide trading. About 90000 ships we can find at sea with a weight of more than 100tons [1]. Additionally, there are many different tasks carried out at sea like deep sea mining, fishing, science, windfarm installation and maintenance and others.

Our research topic incorporates investigations about routes, fuel consumption and other ship properties applied for a wide range of vessel-types to find suitable fields of Hydrogen application. By this work, investigations about fuel opportunities for ships showed, that not all vessels can be operated by hydrogen. Methanol is a very important future fuel for long distance travelling, also ammonia and hydrocarbons like "eDiesel" or "eHFO" may be discussed for future seafaring from today's point of view. But this multifuel approach is difficult to operate by fuel cells without additional apparatus for cracking, reforming and so on. A simple way to apply high efficient Hydrogen is to operate with conventional diesel engine able to be refurbished with multifuel injectors to reduce space consumption in the cylinder head.

1. EINLEITUNG

In der heutigen Zeit werden ca. 80 Prozent der Güter des weltweiten Handels auf dem Seeweg transportiert. Das entspricht einem Energieverbrauch von 3% weltweit. Aber nicht nur die Handelsschiffe auch die Wasserfahrzeuge für andere Tätigkeiten auf dem Meer wie Bergbau, Fischerei, Forschung- und Überwachung bis hin zur Installation und Wartung von Windparks haben einen CO₂-Fussabdruck, welche im Gegensatz zu Handels- und Passagierschiffen nicht so einfach reduziert werden kann. Die Tatsache, dass zur Ausübung der Tätigkeiten auf den Meeren und Ozeanen in 2020 ca. 98140 [1] Schiffe mit 100 gross tons und mehr registriert waren und nach BIMCO in 2020 ein Wachstum von ca. 6,4% bis 2025 prognostiziert wird [2], besteht dringender Handlungsbedarf zur Senkung der CO₂-Emmissionen und das bereits auch bei jüngeren Schiffen der Bestandsflotte. Laut Global Maritime Forum kommen Schiffe zwischen 0-5 Jahren, aber auch zwischen 5-10Jahren für ein Retrofit in Betracht [3]. Bei der IMO geht man davon aus, dass das ca. ein Drittel bis die Hälfte der heutigen Bestandsflotte betroffen ist.

Die heutigen Ansätze zur Erreichung der Emissionsschutzziele des EXXI-Index der IMO konzentrieren sich auf neue Technologien wie Brennstoffzellen, Batterien sowie alternative grüne Kraftstoffe wie Methanol, Ammoniak und Wasserstoff. Aber gerade für die Bestandsflotte ist ein Retrofit bestehender Dieselmotoren sehr von Bedeutung, weshalb an der Hochschule Wismar, am Bereich Seefahrt, Anlagentechnik und Logistik neben anderen Projekten weltweit, die Eindüsung von Wasserstoff in einen bestehenden konventionellen Dieselmotor untersucht wird.

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Forschungstätigkeit nicht nur an einem Motor zur Nutzung des Wasserstoffs auf Schiffen gearbeitet. Es wurden Untersuchungen über die mögliche Reichweite von Schiffen, der Speicherbarkeit sowie der Anwendbarkeit von Wasserstoff und alternativen Kraftstoffen auf Schiffen durchgeführt. Nicht zuletzt ergaben die Forschungsergebnisse, welche Schiffe mit

Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak betrieben werden können. Aus diesen Ergebnissen und der Betrachtung der Seefahrtsrouten der Schiffe konnten Häfen identifiziert werden, welche als Hub für Wasserstoff oder einem alternativen Energieträger ausgebaut werden müssten, um die betrachteten Routen befahren zu können.

2. EVALUIERUNG DES BEDARFES ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE

Die Bedarfsermittlung basiert in diesen Untersuchungen auf eigens entwickelten strukturierten Abläufen, von der Datenakquise, der Datenbereitstellung, der Datenaufbereitung, der Modellierung auf Systemebene, das Schiff bis zur Berechnung von unbekannten Schifffdaten anhand einfacher Ansätze. Der strukturelle Ablauf wurde als Konzept dokumentiert, welches nachfolgend vorgestellt wird.

Begonnen wurde mit einer Recherche der Basisdaten eines Schiffes, wie Länge, Breite, Tiefgang, Maschinenleistung, maximale Geschwindigkeit u.a. Daten zu den Propellern wie Fortschrittsgrad, Schubbeiwert, Drehmomentenbeiwert, Freifahrtwirkungsgrad als auch zum Schiff selbst, wie der Blockkoeffizient, Wasserlinienkoeffizient, Mittschiffskoeffizient oder der Prismatische Koeffizient standen öffentlich nicht zur Verfügung. Aus diesen Gründen wurde beispielsweise Tiefgang und Breite als Projektionsfläche für die Widerstandsbeiwerte anstelle der genaueren Hauptspantfläche, welche man u.a. aus den (schiffbaulichen) Koeffizienten erhält, genutzt. Die Modellierung wurde daraufhin so gestaltet, dass

- Die Berechnung so genau wie möglich erfolgt.
- Die Berechnung konservative Ergebnisse erzielt.

Letzterer Punkt bedeutet nicht zuletzt, dass die Energieverbräuche etwas höher ausfallen, als die realen Werte, sodass mit einem leicht gehobenen Kraftstoffbedarf der Schiffe gerechnet wird, welcher in den Hubs bereitzustellen ist. Diese höhere Marge kann als Reserve interpretiert werden.

Ein Schiff besitzt einen :

- Reibungswiderstand (viscous drag)
- Druckwiderstand (Formwiderstand) (pressure drag/ hull resistance)
- Wellenwiderstand (wave resistance)
- Interferenzwiderstand (interference drag)

Der Interferenzwiderstand, z.B. bei einem Katamaran wurde vernachlässigt. Für Katamarane wurde die zweifache Strömungswiderstandskraft angesetzt, was den Strömungswiderstand etwas zu groß bestimmt. Zur Bestimmung des Strömungswiderstandes wurde der Strömungswiderstandskoeffizient c_w genutzt. Die aus der Widerstandskraft abgeleitete Leistung bei kontanter Fahrt ergibt sich dann zu :

$$P_{\text{Freifahrt}} = \frac{\rho}{2} c_w A u_{\text{travel}}^3 = P_{\text{maneuver phase } k} \quad (1)$$

$k = 1, 2, \dots, N$ und bedeutet beispielsweise Freifahrt, Beschleunigen, Verzögern u.a. Manöver eines Trips. Der Strömungswiderstandskoeffizient (drag coefficient) c_w wurde mithilfe des Ansatzes für die Fläche :

$$A = \text{beam}_{\text{ship}} \cdot \text{draught}_{\text{ship}} \quad (2)$$

sowie $\rho \approx 1000 \text{ kg/m}^3$ für Wasser als auch der maximalen Geschwindigkeit des Schiffes rechnerisch geschätzt. Die Werte der Geschwindigkeit waren in m/s umzurechnen sowie die maximale Antriebsleistung (actuating power) durfte nicht überschritten werden ! Der Strömungswiderstand der Luft wurde vernachlässigt. Für ruhende Luft (Flaute) ist der Luftströmungswiderstand durch die Parametrierung, was einem Kalibriervorgang entspricht, im c_w -Wert enthalten.

Die zur Freifahrt erforderliche Energie ergibt sich aus Leistung aus Formel (1) bei Reisegeschwindigkeit über die Fahrzeit t_{travel} . Die Koeffizienten des Schiffes bleiben nun konstant.

$$E_{\text{Freifahrt}} = P_{\text{Freifahrt}} \cdot t_{\text{travel}} \quad (3)$$

31. Energie-Symposium

Gemäß dem Ablaufschemata ist für diese Fahrtsituation der Wirkungsgrad, welcher für die Fahrt konstant angenommen werden kann, zu berücksichtigen. $n = 1, 2, \dots, M$ ist dabei der mathematische und programmtechnische Identifier für ein Manöver, sodass verallgemeinert für ein Manöver, in diesem Fall die Freifahrt, gilt :

$$E_{\text{maneuver } n} = E_{\text{Freifahrt}} \eta = \frac{E_{\text{Freifahrt}}}{\eta_{\text{Freifahrt}}} \quad (4)$$

Dasselbe Vorgehen kann nun auch für jedes andere Manöver genutzt werden, beispielsweise die Beschleunigung, das aktive Bremsen, An- und Ablegemanöver, Dynamic Positioning – Manöver.

Mithilfe der Endgeschwindigkeit und einer geschätzten Beschleunigungszeit t_a wurden Beschleunigung a , Schubkraft F_a , Weg s , Leistung P_a sowie die dazu erforderliche Energie E_a für eine konstante Beschleunigungsphase mithilfe einschlägiger physikalischer Methoden bestimmt. Gleichmaßen kann das aktive Bremsen modelliert werden. Die Modellierung der komplexen Manöver wie beispielsweise das An- und Ablegen kann durch Aufspaltung und Berechnung einzelner Manöverphasen k erfolgen. Die Manöverphasen beinhalten beispielsweise konstantes Beschleunigen auch Querfahrt, konstante Fahrt auch Querfahrt sowie konstantes aktives Verzögern.

Alle Manöverphasen werden im Anschluss mit einem Wirkungsgrad dividiert und energetisch summiert, um den Energiebedarf eines Manövers abzuschätzen. Die Energiebedarfe eines jeden Manövers werden schließlich über alle Manöver eines Trips summiert.

Nun stellt sich die Frage nach dem Stromverbrauch an Board, welcher stattfindet und geliefert werden muss, während das Schiff fährt, vor Anker oder im Hafen liegt. Der Energieverbrauch für den Schiffsbetrieb E_{SBT} wurde grob geschätzt, so kann man, wenn man den Verbrauch nicht genau kennt, diesen aus der Generatorleistung rechnerisch schätzen. Man kann auch mit der maximalen Leistung rechnen, in diesem Fall werden die Ergebnisse zu groß ausfallen, gegenüber den Verbrauchsdaten aus dem regulären Bordbetrieb. Als Wirkungsgrad wurde ein typischer Wirkungsgrad eines Generatorsatzes angesetzt.

$$E_{\text{fuel SBT}} = \frac{E_{\text{SBT}}}{\eta_{\text{SBT}}} \quad (6)$$

Zusammen mit der Energie für einen Trip erhält man allgemein Formel (7) für den Energieverbrauch einer Reise.

$$E_{\text{journey}} = \sum_{l=1}^K E_{\text{trip } l} + E_{\text{fuel SBT}} \quad (7)$$

Konkret für eine Reise einer Ostseefähre mit ca. 2 Stunden Hafenaufenthalt ergibt sich aus (7) :

$$E_{\text{journey}} = E_{\text{fuel Trip+2h Port}} = E_{\text{trip } l} + \frac{E_{\text{fuel SBT}}}{24h} \cdot (t_{\text{Trip}} + 2h) \quad (8)$$

Nach dem beschriebenen Prinzip lassen sich auch Reisen mit komplexen Manövern berechnen. Dieses Prinzip nutzt Reiseroute und Schiff als Parameter, sodass der Kern dieser Vorgehensweise auf alle Schiffe und Reiserouten bzw. Arbeitsaufträge prinzipiell anwendbar ist, sofern die erforderlichen Daten vorliegen. Der Kern der Vorgehensweise kann vereinfacht durch die Abbildungen 1 bis 3 repräsentiert werden.

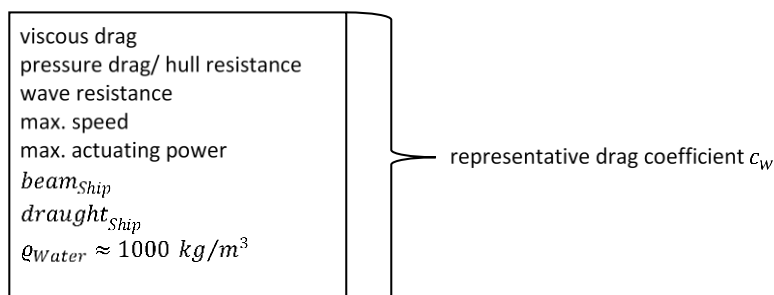


Abbildung 1: Parameter zur Bestimmung des repräsentativen Widerstandskoeffizienten.

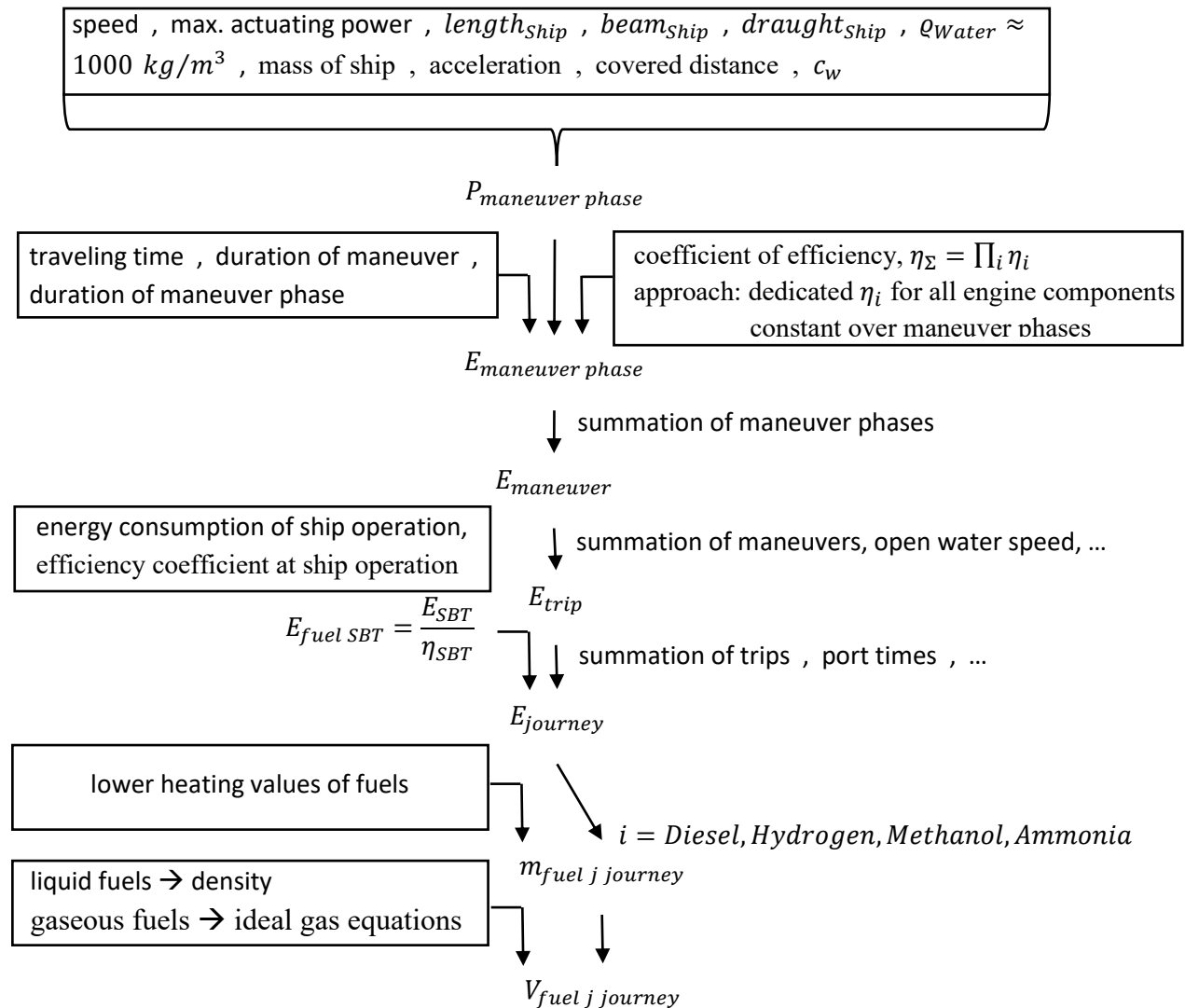


Abbildung 2: Schemata zur Evaluierung des Energieverbrauches von Schiffen und Ableitung von Masse und Volumen des Kraftstoffverbrauches.

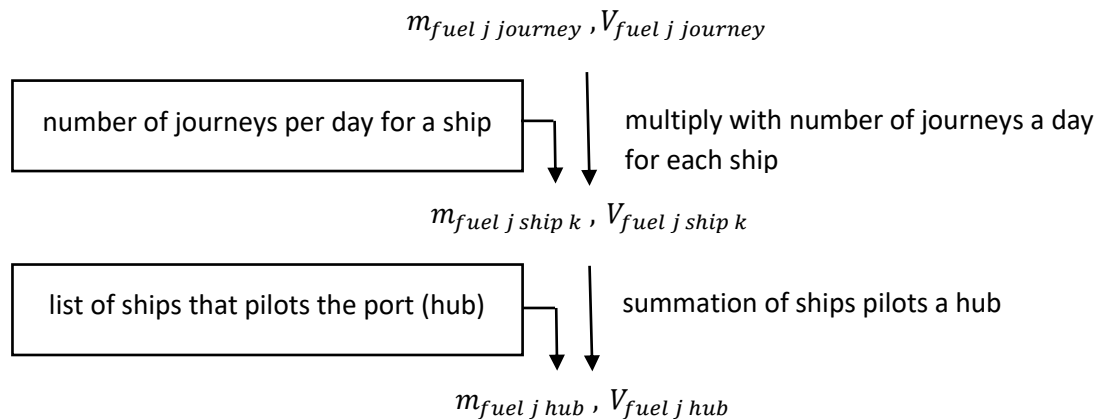


Abbildung 3: Schemata zur Abschätzung des Kraftstoffbedarfes für ein Hub.

3. ERSTE ERGEBNISSE DER EVALUIERUNG DES BEDARFES ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE

Mithilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methode zur Bestimmung der Energie- und Kraftstoffmengen wurde anhand der vorliegenden Daten die restlichen Parameter der Schiffe und auch der Reisedaten berechnet oder notfalls rechnerisch geschätzt.

Man erhält bei der Betrachtung die Volumen- und Massenverhältnisse der alternativen Kraftstoffe in Bezug zu Diesel siehe Abbildung 4 und 5. Dabei zeigt sich, dass Diesel die höchste gravimetrische Energiedichte neben Wasserstoff besitzt, wobei letzterer bei der volumetrischen Dichte deutlich schlechter abschneidet. Die Modellierung muss diese Werte zur Gegenprobe abbilden können, was die hier angewandte Modellierung nach Abbildung 4 und 5 tut. Volumetrisch zählt Diesel zu den Kraftstoffen mit höchstem Energiegehalt. Hierbei wird deutlich, dass bei dem Einsatz alternativer Kraftstoffe bei gleichem Tankvolumen, einem Schiffsparameter in der Modellierung, geringere Energiemengen zur Verfügung stehen, was bedeutet, dass öfter getankt bzw. gebunkert werden muss. Damit einhergehend können nur kürzere Strecken zurückgelegt werden. Diese Zusammenhänge wurden für Fahren sowie andere Schiffe untersucht und in Excel als Schiffsrumpf/-routenvariante vs. alternativer Kraftstoff dargestellt. Ziel ist die Aussage ob der Einsatz von Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak die entsprechenden Reisen möglich macht oder ob die mitgeführte Energiemenge nicht ausreichend ist. Bei Fahren, Passagierschiffen und ggf. Arbeitsschiffen ist Ammoniak aufgrund seiner Giftigkeit nicht bzw. nur bedingt seemännisch vertretbar, bezogen auf die Sicherheit und die beschränkten Möglichkeiten auf See im Havariefall.

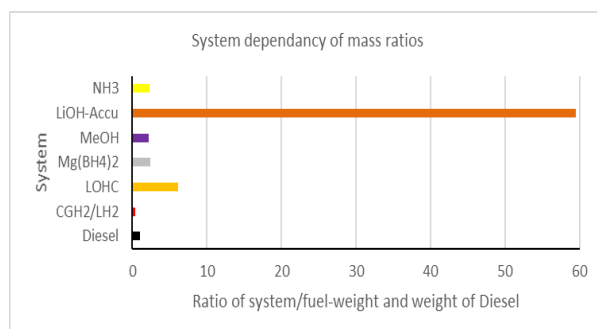


Abbildung 4: Darstellung des Massebedarfes unterschiedlicher Kraftstoffe bzw. Speicherkonzepte in Bezug zu Diesel.

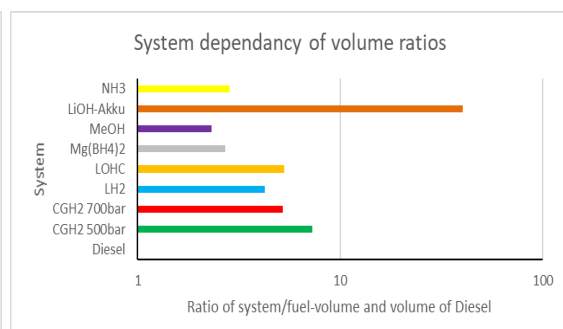


Abbildung 5: Darstellung des Raumbedarfes unterschiedlicher Kraftstoffe bzw. Speicherkonzepte in Bezug zu Diesel.

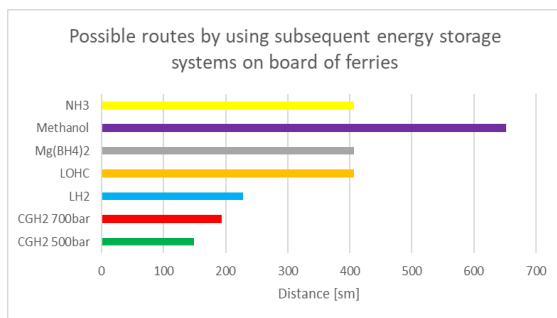


Abbildung 6: Derzeitige Einsatzmöglichkeiten alternativer Energiespeichersysteme für die untersuchten Fährlinien

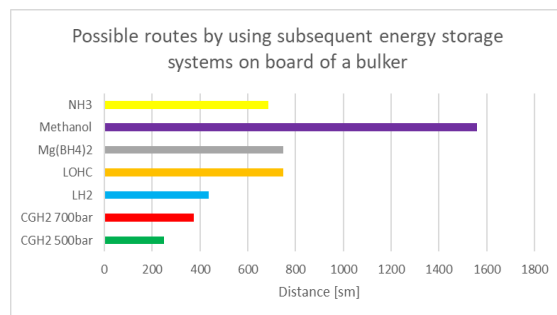


Abbildung 7: Mögliche Distanzen für ein Bulk

Zur Erstellung der Machbarkeitsmatrizen sind Matrizen mit der jeweiligen Reichweite für ein Schiff auf einer spezifischen Route für unterschiedliche Kraftstoffe essentiell. Aus diesen können insbesondere bei Fähren, deren Routen konstant und öffentlich bekannt sind, einfach die maximalen Wegstrecken, welche mit einem alternativen Kraftstoff zurückgelegt werden können, abgelesen werden. Die graphische Darstellung dieser Werte erfolgt in Abbildung 6.

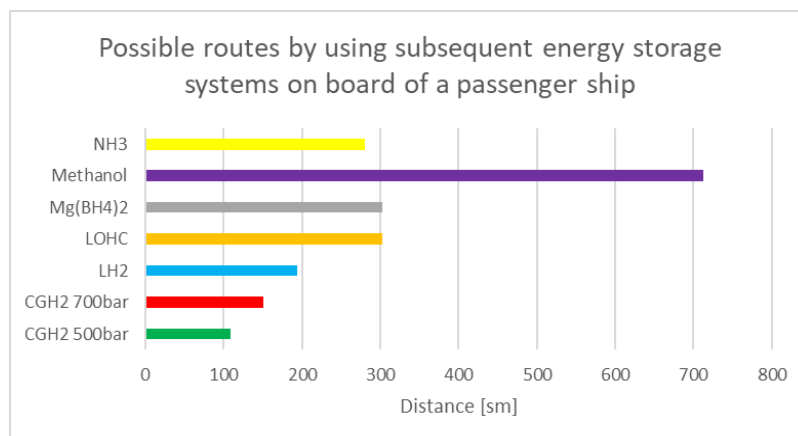


Abbildung 8: Reichweiten für ein mit 9 Knoten reisendes Passagierschiff

Neben den Bedarfen einzelner Schiffe, Abbildung 7 und 8 können auch für Schiffstypen, z.B. Fähren, Aussagen über die mögliche Reichweite getätigt werden, siehe Abbildung 6. Obwohl viele Daten geschätzt werden mussten kann man eine Tendenz erkennen, welche Schiffe für Wasserstoff, Methanol, Ammoniak oder e-fuels geeignet sind. Exaktere Datenwerte würden zu einer genaueren Entscheidungsgrundlage und exaktere Zahlenwerte führen.

4. ABSCHÄTZUNG DES BUNKERBEDARFES IN AUSGEWÄHLTEN HÄFEN

Aus den erworbenen Datensätzen zu den Verbräuchen der Schiffe auf ihren jeweiligen Routen kann man nun erforderliche Bunkerorte abschätzen, indem man die Länge der Reiseroute mit der möglichen Reichweite ins Verhältnis setzt. Dabei wurde ca. 1/3 der Reichweite als Reserve eingeplant. So erhält man nicht nur eine Machbarkeitsmatrix bezüglich Schiffe und Kraftstoffart, man kann auch die Notwendigkeit des Bunkerns im jeweiligen Zielhafen bestimmen. Mit Hilfe der benötigten Menge an Kraftstoff je Schiff ergibt sich bei Summierung über alle Schiffe, welche einen bestimmten Hafen ansteuern, die zur Verfügung zu stellende Kraftstoffmenge. Die Werte für Methanol und Wasserstoff sind in Tabelle 1 gelistet.

Tab. 1: Übersicht der Bevorratung von alternativen Kraftstoffen für ausgewählte deutsche Seehäfen (Ostsee in blau).

Hafen	$m_{H_2}[t/d]$	$V_{MeOH}[m^3/d]$
Rostock	51	7775
Sassnitz	36	263
Hamburg	/	70929
Cuxhaven	4	2366
Bremerhaven	/	66409
JadeWeserPort Wilhelmshaven	/	7716
Travemünde	96	4637
Kiel	18	3174
Puttgarden	23	/
Σ German Baltic Sea	224	15849
Σ	228	163269

5. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurden die Verbräuche von Schiffen und der sich daraus resultierenden Beträge an alternativen Kraftstoffen in verschiedenen Häfen rechnerisch geschätzt.

Die Kraftstoffbedarfe wurden anhand einer Modellierung auf Systemebene, das Schiff, mit einschlägigen physikalisch -technischen Methoden rechnerisch geschätzt. Der Begriff Schätzung muss verwendet werden, da nicht vollumfänglich genaue Daten zum Schiff, deren Antriebe und deren Verbrauch an Strom und Wärme vorlagen und mit Wahrscheinlichkeiten gekoppelt sind. Die Berechnung kann jedoch strukturell durch ein Schema erfolgen. Exaktere Daten als Eingangswerte würden zu einer genaueren Entscheidungsgrundlage und exaktere Zahlenwerte führen.

Aus den rechnerisch geschätzten Datensätzen konnten die Reichweiten verschiedener alternativer Kraftstoffe pro Schiff bestimmt werden, als auch für Schiffstypen, in diesem Fall von Fähren. Die erforderliche Bunkermenge an Wasserstoff beläuft sich auf ca. 228 Tonnen/Tag für alle betrachteten Seehäfen unter den gegebenen Szenarios. An der Ostsee sind allein 224 Tonnen/Tag erforderlich, da die vielen vorhandenen und relativ kurzen Fährverbindungen mit Wasserstoff betrieben werden könnten. Im Bereich Methanol kehrt sich die Situation um. Aufgrund der großen Häfen an der Nordsee mit Verbindungen über den gesamten Globus (lange Routen) ist Methanol eher geeignet als Wasserstoff. Insgesamt wurde ein Bedarf von ca. 163269 m³/Tag für alle Seehäfen geschätzt. Die Umwandlungsmöglichkeiten der e-fuels zeigt das folgende Bild.

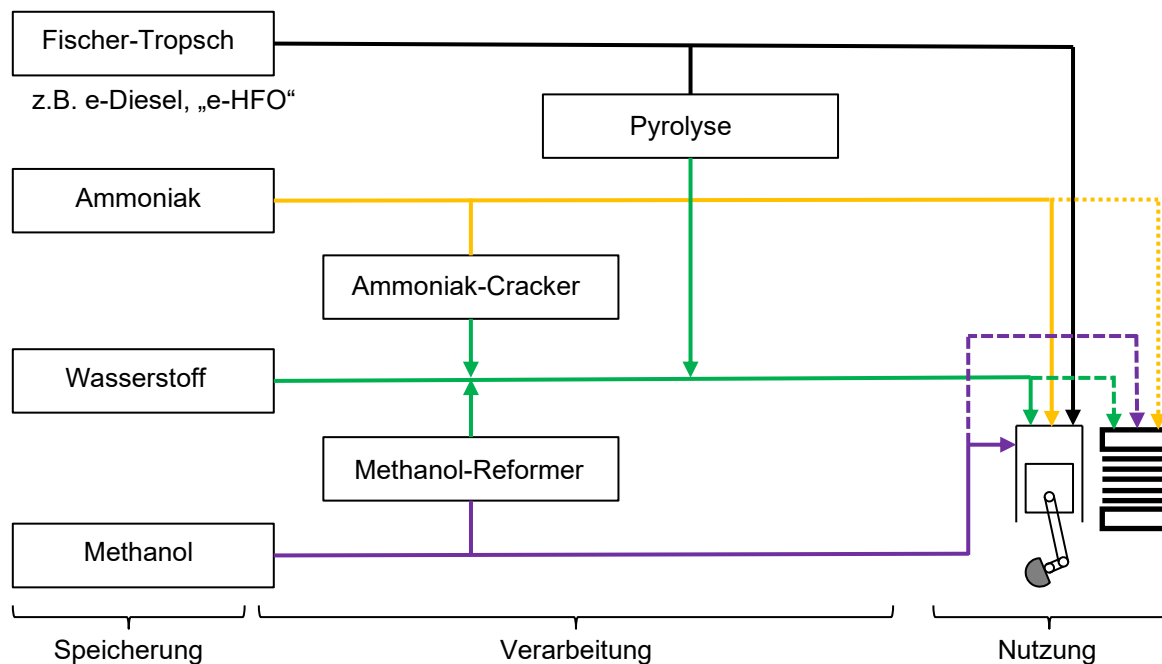


Abbildung 9: Ausgewählte Möglichkeiten für den zukünftigen Schiffsbetrieb.

Aus den Ergebnissen ist ferner ableitbar, dass

- nicht alle Schiffe mit allen alternativen Kraftstoffen fahren können. Bei Ammoniak spielt das Thema Sicherheit und Maßnahmen im Havariefall eine besondere Bedeutung.
- für viele mittlere und kleine Schiffe bei großer erforderlicher Reichweite e-fuels essentiell sein werden. Das bedeutet neben grünem Methanol „e-Diesel“ oder auch Paraffinrückstände der Fischer-Tropsch-Synthese, man könnte diese als „e-HFO“ klassifizieren.
- auch bei großen Schiffen und großer erforderlicher Reichweite oder hoher Arbeitsleistung werden grüner Methanol sowie e-fuels wie „e-Diesel“ oder „e-HFO“ eingesetzt werden müssen.

Allerdings ist der energetische Aufwand diese e-fuels herzustellen ca. 3 mal so hoch wie die direkte H₂ Einspritzung. Die Nutzung von Brennstoffzellen wäre noch um weiteres effizienter.

Das führt letztendlich zum Schluss, dass die Antriebsanlage Multi-Fuel-tauglich sein muss. Dazu müssen entweder Dieselmotoren als „multi-fuel-tauglich“ um- bzw. ausgerüstet werden oder besondere Maßnahmen und Umbauten sind für den Einsatz von Brennstoffzellen erforderlich. Insbesondere für e-Diesel bietet sich der Dieselmotor an, in welchem aber auch durch entsprechende Peripherie und Injektoren Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak genutzt werden kann, wie Abbildung 9 schematisch zeigt. Steht ausreichend Methanol oder Ammoniak oder Wasserstoff durch große Tanks, Reformer, Cracker oder Pyrolyse zur Verfügung kann der Dieselmotor durch eine Brennstoffzelle ersetzt werden.

Aus den genannten Gründen sieht ein favorisiertes Konzept vor, in bestehende Dieselmotoren Wasserstoff parallel einzublasen. Für einen prinzipiellen Nachweis wurde ein Forschungsmotor als Demonstrator-Objekt für die parallele Nutzung von Wasserstoff ertüchtigt, um zu zeigen, dass Diesel und Wasserstoff symbiotisch genutzt werden können. Der Motor ist bereits mit einer direkten Einspritzung in den Ansaugkanal, aber auch mit einer HD-Einspritzung von Wasserstoff in die laufende Verbrennung nach Diesel-Zündung gelaufen. Beispielhaft der gemessene Verlauf des Verbrennungsdruckes für verschiedene Wasserstoffzumischungen, Abbildung 10. Der Verlauf „theor“ stellt die Schleppkurve dar, d.h. ohne Verbrennung. Im dual-fuel-Betrieb weicht der maximale Druckwert kaum von den maximalen Druckwerten des Dieselmotors ab. Das bedeutet, dass bei richtiger Verbrennungsführung konventionelle Dieselmotoren mit Wasserstoff im dual-fuel-Betrieb betrieben werden können.

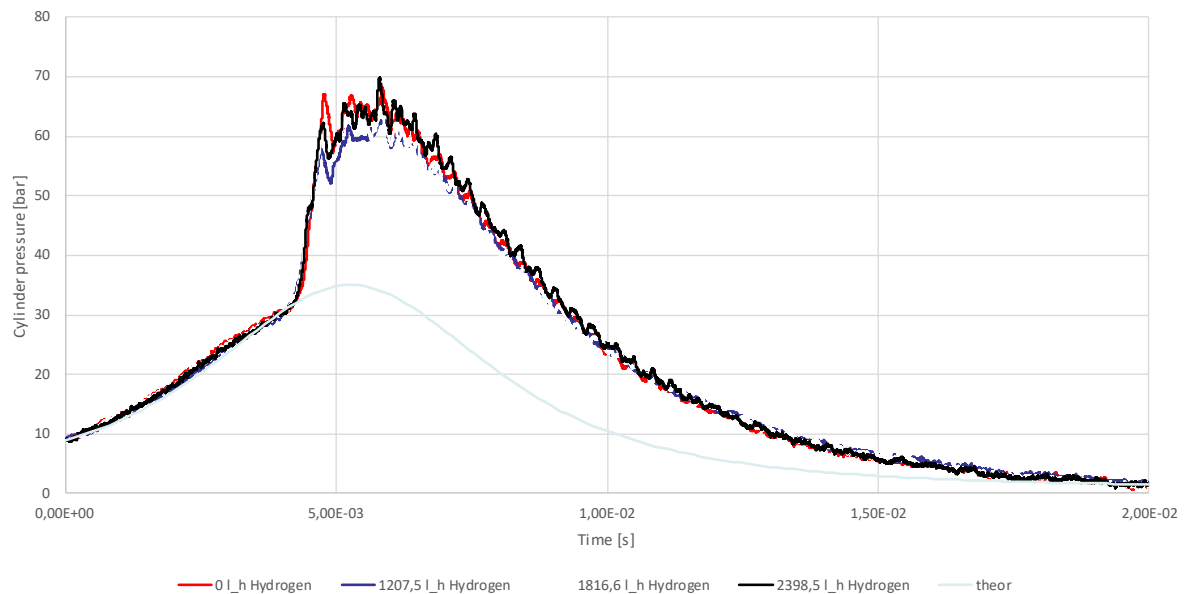


Abbildung 10 : Zylinderdruckverläufe bei Zumischung verschiedener Wasserstoffmengen.

Die Erfolge dieses Vorhabens und die vorher dargestellte Analyse der Schiffe untermauern damit die Nutzbarkeit von Wasserstoff an Bord existierender Schiffe.

6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] United Nations, MARITIME TRANSPORT SERVICES AND INFRASTRUCTURE SUPPLY , United Nations Conference on Trade and Development, UNCTAD, New York : 2020. last download: https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020ch2_en.pdf , 30.08.2023
- [2] Baltic and International Maritime Council (BIMCO), WORLD FLEET TO GROW BY 6.4% OVER THE COMING FIVE YEARS, DOWN FROM 7.4% IN PREVIOUS 5 YEARS, Copenhagen : BIMCO, 2021. last download: https://www.bimco.org/news/market_analysis/2021/20210624-world_fleet_to_grow_by_slower_in_next_5_years , 30.08.2023
- [3] Stamatis Bourboulis, Randall Krantz, Lara Mouftier: Alternative fuels , Retrofitting ship engines , Fuel and energy, Global Maritime Forum, 2022, last download: <https://globalmaritimeforum.org/insight/alternative-fuels-retrofitting-ship-engines/> , 08.10.2024

IN-SITU UNTERSUCHUNG VON KOSTENGÜNSTIGEN MATERIALKOMBINATION IN EINEM SKALIERBAREN TESTSYSTEM BASIEREND AUF DER HYDRAULISCHEN VERPRESSUNG VON EINZELZELLEN FÜR DIE AEM-WASSERELEKTROLYSE

Ulrich Rost¹, Norbert Kazamer^{1,2}, Razieh Karimi¹, Maximilian Cieluch², Marvin Kämper¹, Philipp Neuhaus¹, Jeffrey Roth^{1,2}, Florian Wirkert², Michael Brodmann²

¹ ProPuls GmbH, Bergmannsglückstraße 41-43, D-45896, Gelsenkirchen

² Westfälische Hochschule Gelsenkirchen Bocholt Recklinghausen, Neidenburger Straße 43, D-45897, Gelsenkirchen

ABSTRACT

In dieser Arbeit wird eine Laborstudie zur Untersuchung von kostengünstigen Materialien für die Anion Exchange Membrane Wasserelektrolyse (AEMWE) vorgestellt. Sie soll als Grundlage für die spätere Hochskalierung und die Demonstration der Technologie im industrienahen Maßstab zur Produktion von grünem Wasserstoff (und Sauerstoff) aus Strom und Wasser herangezogen werden. Für die experimentelle Untersuchung wurden ein Laborprüfstand sowie eine neuartige AEMWE-Testzelle basierend auf der hydraulischen Verpressung von Einzelzellen entwickelt und aufgebaut. Es wurden Testzellen mit kommerziell verfügbaren Materialien für die Testung ausgewählt, um den späteren Aufbau eines Demonstrators vorzubereiten. Es wurden Polarisationskennlinien bei unterschiedlichen Membrankonditionierungszeiten aufgenommen, um die Leistungsfähigkeit der untersuchten Materialien zu bewerten und potenzielle Komponenten für den Demonstrator auszuwählen. Die Ergebnisse der Laborstudie sowie Handlungsanweisungen für die Präparation der Materialien werden hier präsentiert.

1. EINLEITUNG

Im Rahmen der dringend notwendigen Energiewende wird die membranbasierte Wasserelektrolyse als eine vielversprechende Technologie diskutiert, um die Speicherung von regenerativer Energie in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab zu erreichen. Aufgrund des hochdynamischen Verhaltens der Polymerelektrolytmembran-Wasserelektrolyse (PEMWE) erscheinen Netzausgleichsleistungen wie die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in Zeiten geringer elektrischer Nachfrage denkbar, wobei ein Elektrolyseur-Betrieb bei bis zu 100 bar z.B. die Hochdruck-Wasserstoffproduktion zur direkten Einspeisung in Pipelines oder großvolumig Speicher ermöglichen kann [1,2]. Aufgrund der sauren Umgebung in den Zellen eines entsprechenden Elektrolyseur-Stapels ist ein wesentlicher Nachteil von PEMWE der Bedarf an kritischen Rohstoffen (CRM) wie Platin, Iridium und Titan [3]. Aufgrund der hohen Kosten für die PEMWE werden mit Hilfe von standardisierten Labortests zurzeit weltweit Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt, um potenzielle Materialien oder Materialkombinationen zu erforschen, mit denen CRMs deutlich reduziert werden können, und die Konkurrenzfähigkeit gegenüber etablierten Methoden zur Wasserstoffherstellung zu erhöhen [4].

Als kostengünstige Alternative zu PEMWE gilt die Anionen-Austausch-Membran (AEM, engl. Anion Exchange Membrane) Wasserelektrolyse (WE). Durch den Einsatz unedler Metallelektroden sowie unkritischen Membranmaterialien kann perspektivisch grüner Wasserstoff zu geringeren Kosten (im Vergleich zu PEMWE) erzeugt werden [5]. Für den Aufbau der Elektroden wird Edelstahl und/oder Nickel favorisiert, da diese Werkstoffe aufgrund ihrer elektrochemischen Aktivität und der

Korrosionsstabilität in alkalischen Umgebungen vielversprechend sind [6]. Die katalytische Wirkung von Nickel ist weitgehend auf die Bildung von Nickeloxiden und -hydroxiden auf seiner Oberfläche unter alkalischen Bedingungen zurückzuführen, welche die Reaktionskinetik der Sauerstoffentwicklungsreaktion auf der Anode verbessern [7]. Darüber hinaus ist Nickel kommerziell in großen Mengen erhältlich und seine geringen Kosten im Vergleich zu Edelmetallen wie Platin oder Iridium machen es zu einer attraktiven Option für die großtechnische Wasserstofferzeugung mittels AEMWE. Als Elektrodenmaterial für die Kathode, an der die Wasserstoffentwicklungsreaktion stattfindet, kann teilweise auch Graphit eingesetzt werden, ein Werkstoff, der auch hochverfügbar und kostengünstig ist. Edelmetallfreie Katalysatoren können auf der AEMWE-Kathode eingesetzt werden, allerdings sind diese noch nicht so effektiv wie üblicherweise verwendete Platinkatalysatoren. Aufgrund der Neuheit dieses technologischen Ansatzes weist die Materialforschung und Systementwicklung für AEMWE noch ein erhebliches Entwicklungs- und Optimierungspotential aus, um wettbewerbsfähige Produkte mit hoher Haltbarkeit zu entwickeln.

In dieser Arbeit stellen wir einen kürzlich realisierten AEMWE-Laborprüfstand vor, in dem eine neuartige Testzelle auf der Basis der hydraulischen Verpressung betrieben wird [8]. Die neue Methode zur Testung von AEMWE Komponenten, die in [9] zuvor für die PEMWE erläutert wurde, wurde hierbei angewendet, um die Probleme hinsichtlich der Reproduzierbarkeit von typischen Testvorrichtungen mit mechanischer Verspannung zu überwinden. Die wesentlichen Konstruktionsmerkmale und Hauptfunktionen des genutzten AEMWE-Prüfstands sowie der Testzelle werden hier dargestellt. Des Weiteren werden die in diesem Prüfstand unter homogenen Betriebsbedingungen getesteten Materialien (Membranen sowie Elektroden) beschrieben sowie entsprechende Vorbehandlungsmethoden zur Präparation der Testzellen erklärt. Die durchgeführten Tests und deren Ergebnisse werden in dieser Arbeit vorgestellt und dienen der schrittweisen Identifikation von geeigneten Materialien zum Aufbau eines AEMWE-Prototyps im industrienahen Maßstab.

2. KONSTRUKTIVER ANSATZ DES PRÜFSTANDS UND DER TESTZELLE

Der realisierte Prüfstand für die in dieser Arbeit durchgeführten AEMWE-Experimente ist eine Weiterentwicklung vorheriger PEMWE-Aktivitäten (vgl. Abbildung 1 links). Das angewendete Testzellendesign auf Basis der hydraulischen Verpressung [10–12] wurde initial für PEM-Brennstoffzellen [13] entwickelt und ebenfalls später für die PEMWE [9] und letztlich für AEMWE angepasst, um insbesondere die Performance von Aktivmaterialien experimentell zu ermitteln. Die speziell für diese Art Testzellen adaptierte Testumgebung ist in einen Anoden- und einen Kathodenkreislauf unterteilt, wobei eine Kalilaugenlösung (KOH) mit einer Konzentration von einem Mol pro Liter Wasser (1 M) als Prozessmedium, das mittels korrosionsbeständiger Pumpen zirkuliert, in beiden Kreisen verwendet wird. Während des Betriebs der AEMWE-Zelle bzw. während der Produktion der Gase, Wasserstoff und Sauerstoff, wird das Wasser auf der Kathodenseite kontinuierlich verbraucht, wobei die eingebrachte Menge an KOH, die u.a. der Ionenleitfähigkeit in den Elektrodenstrukturen dient, konstant bleibt. Die beiden Prozesskreise sind miteinander verbunden, um die Konzentration der Prozessmedien durch Flüssigkeitspendelung auf der Anode sowie auf der Kathode auszugleichen, wobei die produzierten Gase am Auslass der beiden Gas-Wasser-Abscheider getrennt voneinander aus dem Prozess geführt werden. Um zu verhindern, dass der erzeugte Wasserstoff und Sauerstoff in den Prozess zurückfließen, sind Rückschlagventile vorgesehen. Ein ausreichend großvolumiges Verbindungsrohr für die Vermischung von Anoden- und Kathodenmedium, das zwischen dem anodischen und dem kathodischen Gas-Wasser-Abscheider die Verbindung zwischen den Flüssigkeiten des jeweiligen Prozesszweigs herstellt, ist so angebracht, dass ein Eindringen von produzierten Gasen in das Verbindungsstück durch die über den Verbindungsstücken stehende Flüssigkeitssäule verhindert wird. Mittels ex-geschützter Sensoren wird überwacht, ob der notwendige Mindestfüllstand eingehalten wird,

um die Gastrennung zu gewährleisten und damit die Bildung eines explosionsfähigen Gasgemisches zu verhindern. Eine regelbare Nachfüllpumpe fügt im Betrieb die verbrauchte Wassermenge wieder zu, um die Konzentration des Prozessmediums bei 1 M KOH zu halten. Sowohl im Anoden- als auch im Kathodenkreislauf sind verschiedene Sensoren für Durchfluss, Temperatur und Druck zur Überwachung und Aufzeichnung der Betriebsparameter installiert. Entsprechende Sicherheitsfunktionen des Prüfstands schützen das Gerät und die installierte Testzelle vor zu hohen Temperaturen oder Drücken. Über eine integrierte Druckregelung kann der Anpressdruck, der auf die Zelle und die Aktivkomponenten wirkt, eingestellt werden.



Abbildung 1: (links) Ein Fotografie des AEMWE-Laborprüfstands an der Westfälische Hochschule und (rechts) Fotografie eines AEMWE-Testsystems auf Basis der hydraulischen Verpressung von Einzelzellen

3. TESTZELLEN BASIEREND AUF DER HYDRAULISCHEN VERPRESSUNG

Das verwendete AEMWE-Testsystem, welches in Abbildung (rechts) dargestellt ist, besteht in dieser Studie aus einer funktionskonzipierten Zelle, die einen einfachen und schnellen Austausch der wichtigsten Aktivkomponenten wie Polplatten (PPs), anodische poröse Transportschichten (PTLs), kathodische Gasdiffusionsschichten (GDLs) und katalysatorbeschichtete Elektroden (CCSs) ermöglicht. Diese Komponenten sind in einem zweiteiligen Zellrahmen angeordnet: einem anodischen und einem kathodischen Halbrahmen (vgl. Abbildung 2). Die CCSs sind zwischen diesen beiden Hälften positioniert, so dass ein direkter Kontakt sowohl mit der PTL als auch mit der GDL gewährleistet ist, die in ihre jeweiligen Halbrahmen integriert sind. Um das alkalische Prozessmedium zu und von den aktiven Bereichen auf beiden Seiten des CCS zu leiten, ist in den Halbrahmen ein Kanal- und Dichtungssystem integriert. Eine Dichtung aus Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk (EPDM) wird verwendet, um Leckagen

zur Umgebung sowie innerhalb der Zelle zu verhindern. Polyetheretherketon (PEEK) wurde aufgrund seiner hohen Beständigkeit gegenüber den Prozessmedien und den erzeugten Wasserstoff- und Sauerstoffgasen als Material für den Zellenrahmen ausgewählt. Nach dem Zusammenbau der Komponenten muss die Testzelle innerhalb des Testsystems eingespannt werden, um die Kontaktwiderstände zwischen den aktiven Elementen zu verringern. Zu diesem Zweck wird die Zelle in einer flexiblen Tasche aus EPDM untergebracht, welches bis zu einer Temperatur von etwa 130 °C thermisch stabil und somit für die typischen Betriebsbedingungen der AEMWE geeignet ist. [14]. Die EPDM-Tasche, in die die Testzelle eingeschoben wird, wird dann von einem Druckgehäuse eingefasst, das mit einem Hydraulikmedium (z.B. Leitungswasser) gefüllt ist. Durch die Erhöhung des Druckniveaus des Hydraulikmediums werden Kompressionskräfte durch die flexible Tasche gleichmäßig auf die AEMWE-Zelle ausgeübt, wodurch eine homogene Verpressung über der aktiven Zelloberfläche gewährleistet wird. Das Druckgehäuse ist für einen Druck von bis zu 20 bar ausgelegt und wurde auf Dichtigkeit bis zu 30 bar getestet. Eine homogene Druckverteilung wurde mittels druckempfindlicher Folien vom Typ Prescale LLLW und LLW von Fuji für die realisierte AEMWE-Testzelle nachgewiesen.

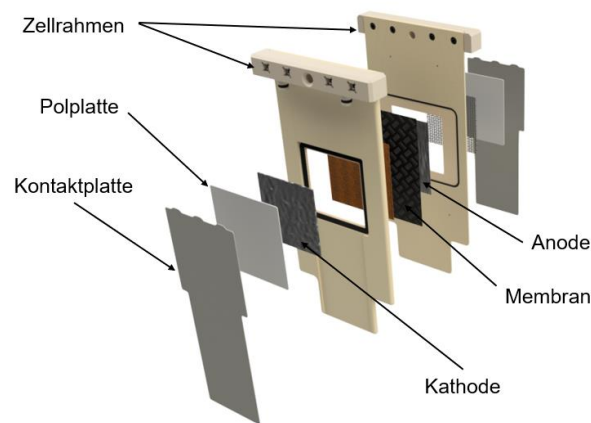


Abbildung 2: Explosionszeichnung der auf der hydraulischen Verpressung basierenden Zelle

4. MATERIALIEN

Die Verwendung von Elektrodensystemen mit Gradientenstruktur, bei der die Porengröße und die Porosität innerhalb der Elektrode teilweise deutlich variiert, ist für die optimale Leistung und Lebensdauer der AEMWE unerlässlich. In Abbildung 3a ist das Bild eines Querschnitts einer der für diese Arbeit verwendeten Materialkonfiguration dargestellt. Das hier zu sehende, hierarchisch strukturierte Elektrodensystem bietet dabei mehrere Vorteile. Bei der AEMWE werden im Betrieb Hydroxidionen (OH^-) von der Kathode durch die Membran zur Anode transportiert [17,18]. An der Schnittstelle von der Membran zur Elektrode muss daher eine große Austauschfläche vorhanden sein. Eine Gradientenstruktur in den Elektroden, bei der die Porosität bzw. die Katalysatorverteilung über die Elektrodentiefe variiert wird, verbessert dabei den Hydroxidionen-, den Massen- als auch den Ladungstransfer. An der Oberfläche der Elektrodenstrukturen sorgt eine höhere Katalysatorkonzentration für eine hohe Reaktionskinetik. Tiefer in der Elektrode tragen große Poren dazu bei, Gasblasen (Wasserstoff oder Sauerstoff), die sich während der Elektrolyse bilden, und Wassermoleküle zu transportieren [19]. Dieses Design maximiert die aktive Oberfläche für Reaktionen,

minimiert die ohmschen Verluste und verbessert die Gesamteffizienz des Systems, insbesondere bei hohen Stromdichten, bei denen gleichmäßige Reaktionsraten entscheidend sind.

Für die Versuche dieser Studie wurde die Anodenseite jeweils vollständig aus Nickelkomponenten aufgebaut. Da die Prozessmedienverteilung im Inneren des Anoden-Elektrodenraums durch eine offene PTL-Struktur erreicht wird, ist die Nickel-Polplatte flach und es ist keine typische Kanalstruktur (Flow-Field) erforderlich. Um das PTL mit der Polplatte zu kontaktieren wurde ein Streckmetall aus Nickel mit einer Aufbauhöhe von ca. 1,0 mm verwendet. Für die Anode wurden Nickelvliese vom Typ 2Ni30-050 und 2Ni18-025 von Bekeart verwendet. Die PTLs weisen eine Dicke von 0,5 mm bzw. 0,25 mm und eine Porosität von etwa 60 % auf. Abbildung 3b zeigt eine mikroskopische Aufnahme des Nickelvlieses Typ 2Ni30-050, wobei eine Nickel-Faserstruktur mit großen Poren klar erkennbar ist. Als AEM wurde eine Sustainion X37-50 von Dioxide Materials verwendet. Die Membran wurde nach den Anweisungen des Herstellers in Kalilauge bei 60 °C aktiviert. Das Material wurde nach der Aktivierung durch Lagern in KOH in einem benetzten Zustand gehalten, um die OH⁻ Leitfähigkeit der Membran bis zum Einbau zu erhalten. Die Kathodenkatalysatorschicht wurde mit einem Pt/C-Katalysator vom Typ HiSPEC 4000 von Johnson Matthey auf unterschiedliche GDL-Typen von Freudenberg präpariert. Hierzu wurde eine Tinte, die Ionomer, Katalysator, DI-Wasser und Isopropanol enthält, nach dem Rezept von Wang et al. [15] mittels einer Ultraschall-Sprühvorrichtung auf die GDL aufgetragen, um eine Beladung von 0,4 mg_{Pt}/cm² zu erreichen. Eine Ansammlung von Katalysatorpartikeln ist in der Mikrostudie in Abbildung 3c zu sehen. Für die hier vorgestellten Experimente wurden zwei verschiedene GDL-Typen verwendet, E20, welches speziell für die Anwendung in der Elektrolyse designt ist, und H23C8, welches typischerweise in der Brennstoffzellen-Technik verwendet wird, aber aufgrund einer mikroporösen Deckschicht und der sich daraus ergebenden Glättung der Oberfläche ideal für die Präparation von Katalysatorschichten geeignet ist. Eine weitere GDL mit einer Höhe von 1,5 mm war Bestandteil der Elektrodenstruktur auf der Kathode. Als Polplatte auf der Kathode wurde ebenfalls ein flaches Nickelblech verwendet. Für diese Arbeit wurden ausschließlich Materialien und Elektrodenkomponenten verwendet, die im Maßstab 200 cm² kommerziell erhältlich sind, um der zukünftig geplanten Hochskalierung Vorschub zu leisten.

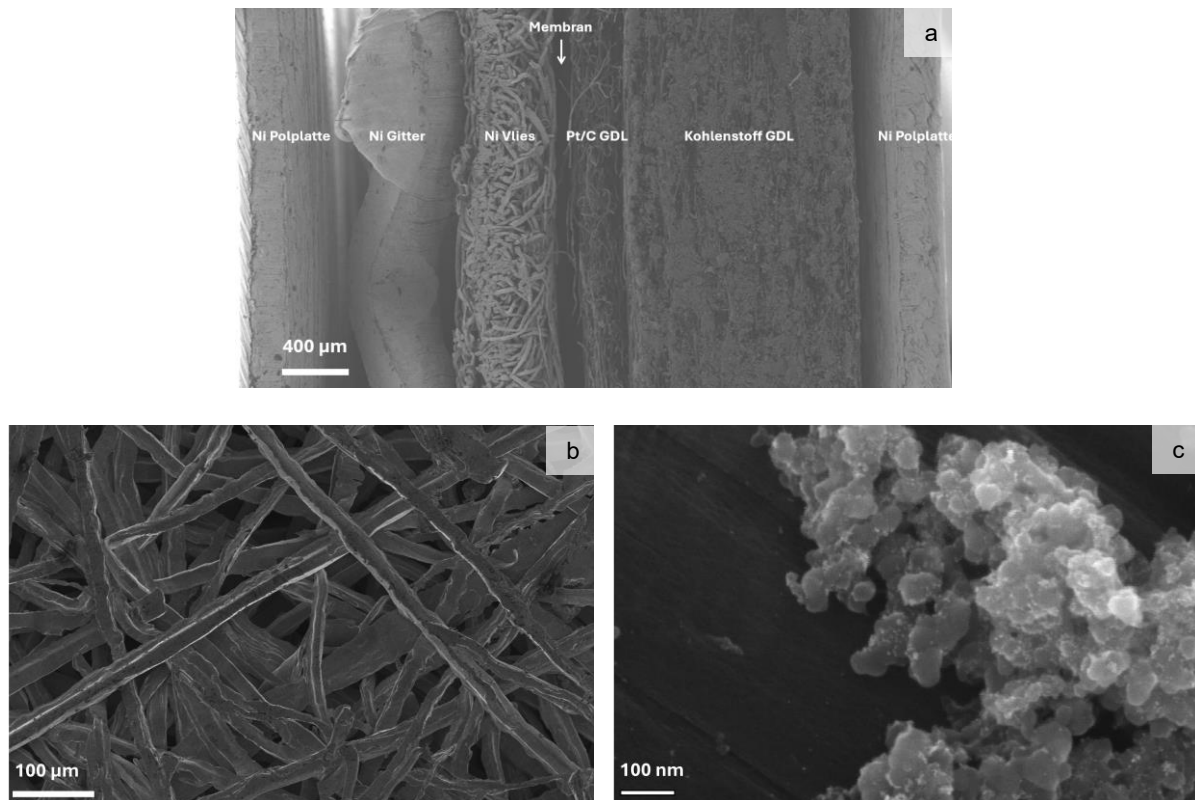


Abbildung 3: (a) Querschnitt der zu prüfende AEM-Zellkonfiguration, (b) Top-View Mikrografien der verwendeten Ni-Vlies Anode und (c) Teil der Kathodenkatalysatorschicht

5. IN-SITU UNTERSUCHUNGEN

Die aktive Fläche der in dieser Arbeit getesteten AEMWE-Zellen betrug 4,0 cm². Die elektrochemische Aktivität der verwendeten Komponenten wurde in-situ durch Polarisations-Kennlinien ermittelt. Die Testzelle wurde hierbei schrittweise mit Strom beaufschlagt, wobei auch Wasserstoff und Sauerstoff produziert wurden, und die sich einstellende Zellspannung gemessen. Die Polarisationskurven wurden in dieser Studie für jede Testzelle in Anlehnung an ein Standardprotokoll für die Niedertemperatur-Elektrolyse aufgezeichnet [16]. Die Tests wurden bei 60 °C Prozessmedientemperatur und einer Durchflussrate von 50 ml/min durchgeführt. Der Hydraulikdruck wurde jeweils auf 8,0 bar eingestellt.

Zur Inbetriebnahme einer AEMWE-Zelle wird diese zunächst für eine bestimmte Zeit, bei einer sehr geringen Belastung bei geringen Strömen betrieben. Dabei laufen die Pumpen kontinuierlich weiter und die Zelle wird auf Betriebstemperatur gehalten. Um den Einfluss der Vorkonditionierung zu verdeutlichen, wurden mehrere Testzellen in der Materialkombination 2Ni030-050/X37-50/E20 assembliert und unterschiedlich lange (16 h, 30 h und 100 h) in Betrieb genommen. In Abbildung 4 sind die Polarisationskennlinien von drei Zellen dargestellt, die jeweils unmittelbar nach der Vorkonditionierung aufgenommen wurden.

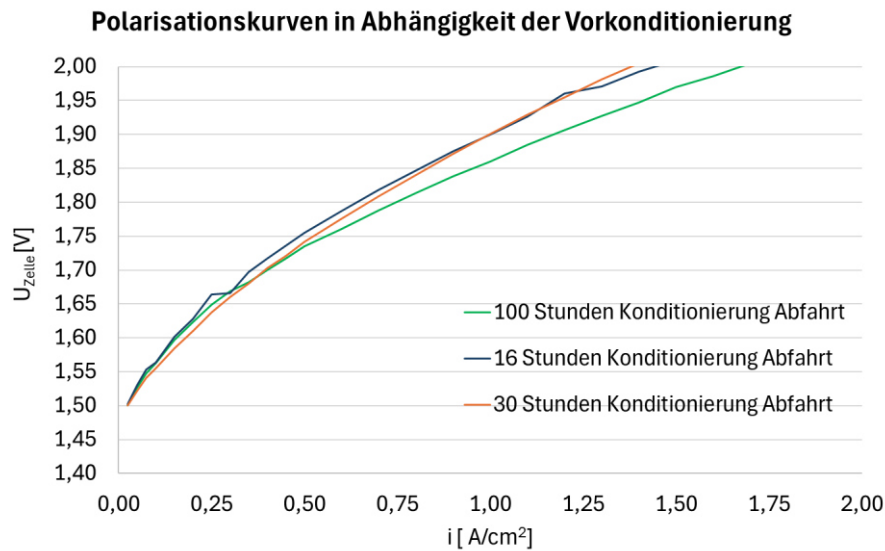


Abbildung 4: Polarisationskurven von AEMWE-Testzellen in Abhängigkeit der Dauer der Vorkonditionierung bei einer aufgeprägten Stromdichte von 0,1 A/cm², 50 ml/min Prozessmediendurchfluss und 60 °C Medien- und Zelltemperatur

Die Polarisationskurven zeigen ein für die AEMWE typisches Verhalten, bei dem die Spannung mit der Stromdichte zunimmt. Der Vergleich der Abfahrtszyklen für verschiedene Konditionierungszeiten zeigt eine Effizienzverbesserung nach längerer Konditionierung. Die 100-Stunden-Kurve zeigt eine deutlich geringere Spannung bei höheren Stromdichten im Vergleich zu den 16- und 30-Stunden-Tests, was auf eine Stabilisierung des elektrochemischen Prozesses im Laufe der Zeit hinweist. Das Ergebnis deutet darauf hin, dass eine längere Konditionierung den ohmschen Widerstand der Zelle reduziert sowie die Grenzfläche zwischen der Elektrode und der Membran verbessert, und verdeutlicht die Wichtigkeit der Vorkonditionierung. Des Weiteren wurden Polarisationskurven von AEMWE-Testzellen mit unterschiedlichen Materialkombinationen aufgenommen und miteinander verglichen.

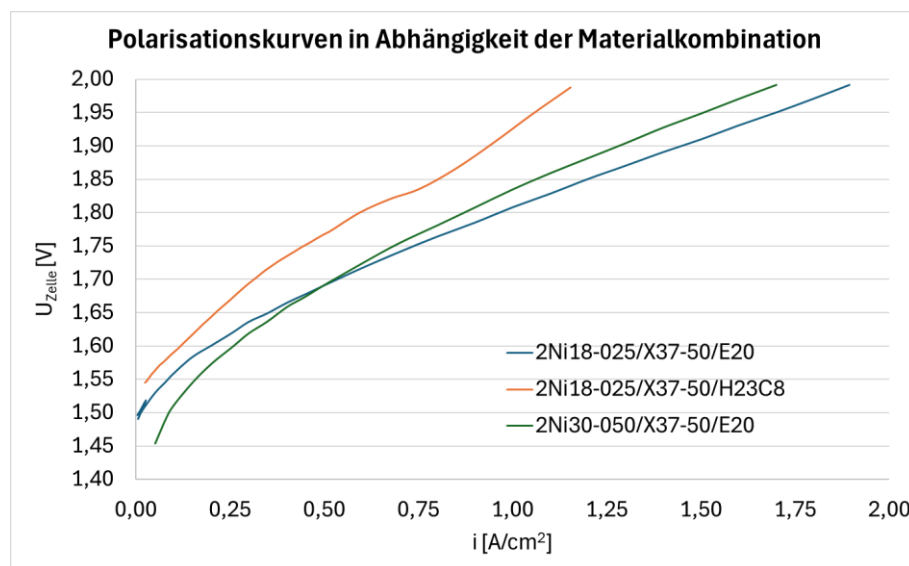


Abbildung 5: Polarisationskurven in Abhängigkeit der Materialkombination

In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass das für Brennstoffzellenanwendungen gut geeignete GDL-Material H23C8 bei der Verwendung als Träger der Kathodenkatalysatorschicht in den hier beschriebenen AEMWE-Testzellen und bei den gewählten Betriebsbedingungen dieser Arbeit im Vergleich zur ebenfalls untersuchten GDL vom Typ E20 zu höheren Verlusten führt bzw. man bei gleicher Zellspannung eine geringere Stromdichte aufprägen kann. Im Vergleich der beiden untersuchten Nickel-PTL konnte festgestellt werden, dass Zellen, in die das Material 2Ni18-025 integriert wurde, gegenüber den Zellen mit 2Ni30-050 einen geringeren ohmschen Widerstand aufweisen. So konnte mit der in dieser Arbeit optimierten Materialkombination bei einer Zellspannung in Höhe von etwa 1,85 V eine eingeprägte Stromdichte in Höhe von 1,2 A/cm² gemessen werden. Des Weiteren wurden sehr hohe Stromdichten in Höhe von 2 A/cm², 3 A/cm² und 4 A/cm² auf die AEMWE-Testzelle mit der optimierten Materialkombination aufgeprägt und die entsprechende Zellspannung gemessen. Die Messergebnisse können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 1: Zellspannungen einer AEMWE-Zelle auf Basis der hydraulischen Verpressung bei ausgesuchten Stromdichten ab 2 A/cm²

i 2Ni18-025/X37-50/E20 [A/cm ²]	2,00	3,00	4,00
Zellspannung [V]	2,01	2,19	2,36

Zellspannungen jenseits von 2,0 V werden in industriell eingesetzten Elektrolyseuren in der Regel vermieden, da bei gleichbleibender Gasproduktionsrate der Wirkungsgrad mit steigender Spannung abnimmt. Allerdings folgt die gemessene Zellspannung auch bei hohen Strömen einem linearen Trend, woraus geschlossen werden kann, dass der Massentransport bis zu einer Stromdichte von 4 A/cm² keinen signifikanten Effekt auf die Performance der untersuchten AEMWE-Zelle auf Basis der hydraulischen Verpressung hat.

6. ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Arbeit wurde eine AEMWE-Technologie beschrieben, die auf kommerziell verfügbaren Komponenten basiert, die auch in größeren Dimensionen, wie sie für ein zukünftiges Hochskalieren der Technologie benötigt werden, verfügbar sind. Vergleicht man die heute bereits etablierte PEMWE mit den Ergebnissen dieser Studie, stellt man bei gleicher Zellspannung eine reduzierte Stromdichte fest. Während in einer vorherigen Studie mit PEMWE-Testzellen auf Basis der hydraulischen Verpressung unter Verwendung kommerziell verfügbarer Komponenten 2,0 A/cm² bei einer Zellspannung in Höhe von etwa 1,85 V beobachtet wurden [7], konnten in dieser Arbeit bis zu 1,2 A/cm² bei der gleichen Spannung ermittelt werden. Allerdings konnte die Zellspannung mit der verwendeten AEMWE-Materialkombination gegenüber einer vorherigen AEMWE-Studie durch Austausch insbesondere der Anodenkomponenten sowie durch Einsatz eines neuen Membrantyps um etwa 200 mV reduziert werden [6], ohne z.B. eine Oberflächenoptimierung durch Edelmetalleinsatz auf der Anode, durch eine nachträgliche Beschichtung oder durch eine Nanostrukturierung z.B. der PTL auf der Anode durchzuführen. Entsprechende Optimierungen der Oberfläche weisen ein hohes Potential auf, die aktive Oberfläche zu vergrößern und damit die Stromdichte positiv zu beeinflussen. Beschichtungen mit alternativen Katalysatornanopartikeln können überdies die elektrochemische Aktivität und ebenso die Stromdichte bei gleicher Zellspannung weiter erhöhen. Diese Maßnahmen sollen in zukünftigen Studien untersucht werden, um die Leistungsfähigkeit der AEMWE bei deutlichen Kostenvorteilen weiter an die PEMWE heranzuführen.

Ein weiterer entscheidender Vorteil der präsentierten AEMWE-Technologie ist die hydraulische Zellverpressung, die eine homogene Verteilung der mechanischen Kräfte und einen besseren Kontakt zwischen den Zellkomponenten gewährleistet. Dies erleichtert auch das Gasmanagement, verringert die ohmschen Verluste und sorgt für eine gleichmäßige Wärmeverteilung in der Zelle, wodurch Hotspots reduziert und die Haltbarkeit der Zelle insgesamt erhöht wird. Mit diesem Ansatz werden häufige Probleme sowohl in PEMWE- als auch in AEMWE-Systemen adressiert, bei denen die klassische mechanische Verpressung der Zellen eine ungleichmäßige Zellanpressung zu verringerter Leistung und Verschleiß der Komponenten führen kann. Somit zeigt die hier vorgestellte Technologie das Potenzial für eine hohe Effizienz, Langlebigkeit und Kosteneffizienz für Elektrolyseanwendungen.

Der entwickelte Testaufbau, welcher einen neuartigen Einzelzell-Kompressionsansatz verwendet, bietet eine reproduzierbare und flexible Plattform zur Bewertung des Potenzials von AEMWE-Materialien. Die erfolgreiche Identifizierung von Komponenten, die ein günstiges elektrochemisches Verhalten zeigten, wie anhand der Polarisationskurven belegt, bildet die Grundlage für den Ausbau zu industriellen Demonstrationen. Darüber hinaus zeigt der hydraulische Verpressungsansatz deutliche Vorteile bei der Sicherstellung eines gleichmäßigen reproduzierbaren mechanischen Kontakts zwischen den Zellkomponenten, was ein zukünftiges Hochskalieren der Technologie z.B. auf 200 cm² oder darüber hinaus deutlich begünstigt.

Die Studie bewertete ebenfalls den Einfluss der Konditionierungszeit auf die Zelleistung. Nach verlängerten Konditionierungszeiten konnten Leistungsverbesserungen beobachtet werden, wobei der 100-Stunden-Test bei höheren Stromdichten niedrigere Spannungen ergab als die anderen Tests. Diese Leistungssteigerung deutet auf die Stabilisierung der elektrochemischen Prozesse und eine verbesserte Grenzflächenausbildung zwischen Membran und Elektrode im Laufe der Zeit hin. Die in den Tests verwendete hierarchische Elektrodenstruktur, die ein gradientenartiges Design aufweist, trug zusätzlich zur Effizienz des Systems bei. Dieses Design ermöglicht einen effizienten Massen- und Ladungstransfer sowie ein optimiertes Gasmanagement, was zu einer stabileren Leistung bei hohen Stromdichten führt. Darüber hinaus gewährleistete die hydraulische Kompression einen gleichmäßigen mechanischen Kontakt zwischen den Zellkomponenten, minimierte ohmsche Verluste und stellte eine gleichbleibende Leistung über die gesamte aktive Zelle sicher.

DANKSAGUNGEN

Die in diesem Bericht vorgestellten Ergebnisse wurden u.a. im Rahmen der beiden laufenden Vorhaben „GE-Prof“ (Förderkennzeichen: 03FHP231B) und „AEMruhr“ (Förderkennzeichen: 13FH01621A) erarbeitet und mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin und bei den Autoren. Die Autorin und die Autoren bedanken sich bei Frau Mathilda Reboul und Herrn Marcel Peichert für ihre Unterstützung bei der Durchführung der experimentellen Arbeiten.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Müller-Dollinger, A. *et al.* (2023). Balanced high pressure PEM electrolysis in batch process up to 110 bar: Test bench development and electrochemical analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.220>.
- [2] Stiber, S. *et al.* (2021). Porous Transport Layers for Proton Exchange Membrane Electrolysis Under Extreme Conditions of Current Density, Temperature, and Pressure. *Advanced Energy Materials*. <https://doi.org/10.1002/aenm.202100630>.
- [3] Carmo, M. *et al.* (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.

- [4] Bender, G. *et al.* (2019). Initial approaches in benchmarking and round robin testing for proton exchange membrane water electrolyzers. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.074>.
- [5] Henkensmeier, D. *et al.* (2020). Overview: State-of-the Art Commercial Membranes for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis. *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage*. <https://doi.org/10.1115/1.4047963>.
- [6] Cossar, E. *et al.* (2022). Nickel-based anodes in anion exchange membrane water electrolysis: a review. *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*. <https://doi.org/10.1002/jctb.7094>.
- [7] López-Fernández, E. *et al.* (2020). Chemistry and Electrocatalytic Activity of Nanostructured Nickel Electrodes for Water Electrolysis. *ACS Catalysis*. <https://doi.org/10.1021/acscatal.0c00856>.
- [8] Rost, U. *et al.* (2023). A Novel Alkaline Electrolyte Membrane Water Electrolysis Test Bench for Material Screenings and Component Analyses.
- [9] Rost, U. *et al.* (2022). A novel advanced test system for polymer electrolyte membrane water electrolysis based on hydraulic cell compression. *Fuel Cells*. <https://doi.org/10.1002/fuce.202200068>.
- [10] Brodmann, M. *et al.* (2018). WO/2018/001543 - VORRICHTUNG ZUR ENERGIEUMWANDLUNG, INSBESONDERE BRENNSTOFFZELLE ODER ELEKTROLYSEUR. PCT/EP2017/000667, issued Jun. 8, 2018.
- [11] Brodmann, M. *et al.* (2018). Vorrichtung zur energieumwandlung, insbesondere brennstoffzelle oder elektrolyseur. World Intellectual Property Organization WO2018001543A1, filed Jun. 8, 2017 and issued Jan. 4, 2018.
- [12] Brodmann, M. *et al.* (2017). Vorrichtung zur Energieumwandlung, insbesondere Brennstoffzelle oder Elektrolyseur. Germany DE102016007739A1, filed Jun. 27, 2016 and issued Dec. 28, 2017.
- [13] Rost, U. *et al.* (2016). A cost-effective PEM Fuel Cell test system based on hydraulic cell compression with optimized platinum catalyst loading.
- [14] Wang, R. *et al.* (2020). Effect of Thermal Aging on Breakdown Strength of Epdm Rubber. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/768/6/062091>.
- [15] Wang, L. *et al.* (2017). Highly active anode electrocatalysts derived from electrochemical leaching of Ru from metallic Ir_{0.7}Ru_{0.3} for proton exchange membrane electrolyzers. *Nano Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2017.02.045>.
- [16] Tsotridis, G. and Pilenga, A. (2021). EU harmonised protocols for testing of low temperature water electrolyzers. *European Commission: Brussels, Belgium*.

DIE ENTWICKLUNG EINES SPHÄRISCHEN SCROLLEXPANDERS

*Christin Rothe^{*1}, Thomas Link¹*

¹ Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

* Kontakt: christin.rothe@hs-nordhausen.de, Tel.: +49 3631 420-839

ABSTRACT

Scrollexpander werden u. a. in ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle) eingesetzt und dort beispielsweise zur Elektrifizierung von industriellen Abwärmeströmen genutzt. Ihre Anwendung im Hochtemperaturbereich über 250 °C stellt auf Grund konstruktiver Zusammenhänge aktuell eine Herausforderung dar. Vor diesem Hintergrund wird ein sphärischer Scrollexpander entwickelt, dessen Spiralen auf sphärisch gekrümmten anstelle der klassisch planaren Trägerplatten angeordnet sind. Eine solche Geometrie ermöglicht den Einsatz eines Wellrohrs und damit die hermetische Trennung zwischen dem Lagerraum und dem Arbeitsmedium, wodurch eine Überhitzung der Lagerstellen verhindert und der Anwendungsbereich entsprechend erweitert werden kann. Die vorliegende Arbeit gibt einen Überblick über die Inhalte des aktuellen Entwicklungsabschnitts und verdeutlicht anhand von zwei Beispielen die für eine Überführung in die Praxis erforderliche Verknüpfung von mathematischen, konstruktiven, fertigungstechnischen sowie anwendungsspezifischen Aspekten.

1. EINLEITUNG

Themen wie die Energie- und Ressourceneffizienz sowie der Begriff der Versorgungssicherheit gewinnen im industriellen Sektor zunehmend an Bedeutung. Die Entwicklung hin zu einer klimafreundlicheren Zukunft wird dabei nicht zuletzt von politischer Seite forciert. Dies verdeutlichen insbesondere der ‚Green Deal‘ [1] und das damit verbundene Maßnahmenpaket ‚Fit for 55‘ [2] auf europäischer sowie das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) [3] oder das im November 2023 in Kraft getretene Energieeffizienz-Gesetz (EnEfG) [4] auf nationaler Ebene. Letzteres verpflichtet Unternehmen, deren Jahresenergieverbrauch höher als 7,5 GWh ist, zur Einführung eines Energie- und Umweltmanagementsystems [5]. Neben den klimapolitisch vorgegebenen Zielsetzungen und Regularien haben auch die weltpolitischen Geschehnisse der vergangenen Jahre, damit einhergehende Energiepreisschwankungen und Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit zu einem Umdenken in weiten Teilen der Industrie geführt. Möglichkeiten den Transformationsprozess zu forcieren werden fokussiert, aktiver vorangetrieben sowie Plattformen für einen brancheninternen und -übergreifenden Austausch geschaffen. Ein Beispiel hierfür ist die Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke, der bundesweit bereits über 3.000 Unternehmen angehören, die in mehr als 400 Netzwerken organisiert sind [6]. Good Practise Projekte zeigen auch die von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) begleiteten Leuchtturmprojekte [7] sowie die dabei entstandenen Leitfäden [8, 9] auf. Letztere gehen u. a. auf die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten von Abwärmeströmen ein, wobei der Einsatz eines Organic Rankine Cycles (ORC) als eine mögliche Option benannt wird. Eine in [10] durchgeführte Marktanalyse ergibt, dass die Anzahl weltweit installierter ORC-Anlagen zur Abwärmenutzung im Zeitraum von 2016 bis 2020 um ca. 200 % zunahm und die installierte Leistung gleichzeitig um ca. 36 % anstieg. Die genannte Veröffentlichung [10] zeigt auch, dass dieses Einsatzgebiet insbesondere für energieintensive Unternehmen, wie die Metall- oder Glasindustrie, von Interesse ist und ORC-Anlagen im Allgemeinen eine zunehmende Präsenz verzeichnen.

Im Unterschied zum klassischen Rankine-Cycle wird im ORC-Prozess ein organisches Arbeitsmedium eingesetzt, welches die Nutzung von Wärmequellen mit einem u. a. für Abgase charakteristischen Temperaturniveau von etwa 80-350 °C ermöglicht [11]. Für die kontrollierte Expansion des Arbeitsmediums

kommen heute oftmals planare Scrollexpander zum Einsatz, mit welchen ähnlich einer Turbine eine Elektrifizierung der Abwärmeströme realisierbar ist. Konstruktiv bedingt wird ihr Einsatz v. a. bei Hochtemperaturanwendungen über 250 °C als derzeit erschwert bis nicht umsetzbar eingestuft [12]. Dies ist als technische Herausforderung anzusehen, da verschiedene Veröffentlichungen [13, 14] insbesondere den besagten Hochtemperaturbereich als jenen mit einem unterschätzten sowie derzeit weitestgehend ungenutzten Potential bewerten. Genau vor diesem Hintergrund findet aktuell die Entwicklung eines neuen Konstruktionsansatzes statt. Der im Folgenden vorgestellte sphärische Scrollexpander hat zum Ziel, ein im Vergleich zum klassisch planaren System verbessertes Thermomanagement im Bereich der Hochtemperaturanwendungen sowie eine damit verbundene Erschließung vom Marktpotentialen zu ermöglichen.

2. GEOMETRIE KLASSISCH PLANARER SCROLLEXPANDER

Scrollexpander gehören zu der Familie der Verdrängermaschinen und sind weiterhin der Untergruppe der orbitierenden Systeme zuzuordnen. Ihr Grunddesign zeichnet sich der Abbildung 1 folgend durch zwei identische, allerdings um 180° phasenverschobene Spiralelemente aus, die während der Montage entsprechend ineinandergesetzt werden. Die geometrische Beschreibung der mitunter auch als Stege bzw. Scrolls bezeichneten Spiralkörper erfolgt an Hand von Spiralkurven sowie einer vorzugebenden Stegbreite δ_{Wall} und Steghöhe h_s . Bei der klassischen Bauweise sind sie jeweils mit einer planaren Trägerplatte verbunden.

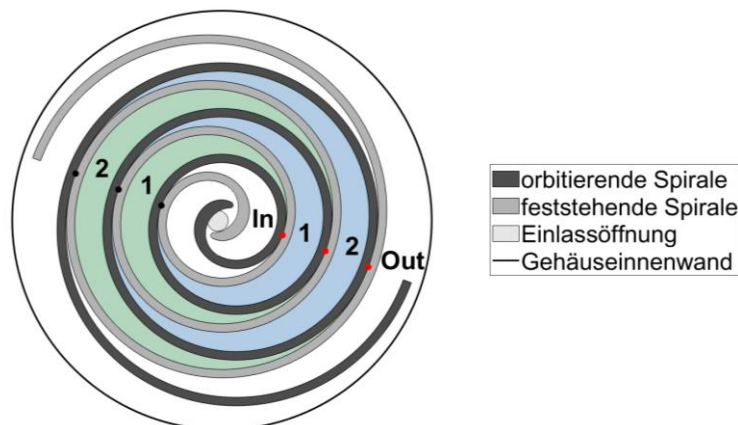


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines planaren Scrollexpanders mit nummerierten (Teil)Expansionskammern sowie Einlassöffnung (In) und Auslassbereich (Out)

Ein Spiralkörper ist über die Trägerplatte fest mit dem Gehäuse des Expanders verbunden und bewegt sich während des Betriebs entsprechend nicht, weshalb er auch als feststehende Spirale bezeichnet wird. Der zweite, auch als orbitierende Spirale titulierte, Spiralkörper ist exzentrisch gelagert und führt während des Betriebs eine Orbitationsbewegung aus. Letztere folgt bei der klassischen und am Markt etablierten Konstruktion einem aus dem Auslegungsprozess hervorgehenden Orbitationskreis, anhand dessen die Position der orbitierenden Spirale mit Hilfe des sogenannten Orbitationswinkels θ beschrieben wird. Bei einer technisch funktionsfähigen Scrollgeometrie müssen stets Berührungspunkte zwischen der feststehenden und orbitierenden Spirale existieren, die sich der Orbitationsbewegung folgend kontinuierlich weiterbewegen. Wie die Abbildung 1 verdeutlicht, begrenzen sie jeweils in sich abgeschlossene, sichelförmige Teilexpansionskammern und ermöglichen somit eine von innen nach außen gehende, kontrollierte Expansion des im Zentrum der Geometrie einströmenden Arbeitsmediums. Die Expansionskammern werden jeweils von zwei symmetrisch zueinander liegenden Teilexpansionskammern gebildet, wobei die Nummerierung von innen nach außen aufsteigend erfolgt. Für den Auslegungsprozess weiterhin charakteristische Größen bilden das Schluckvolumen V_{Schluck} und das

Volumenverhältnis R_V . Ersteres beschreibt das kleinste während einer 360°-Orbitation auftretende Expansionskammervolumen. Wird dieses in Relation zum größten gesetzt, ergibt sich das Volumenverhältnis R_V des jeweils untersuchten Scrolldesigns.

3. HINTERGRUND DER ENTWICKLUNG EINES SPHÄRISCHEN SCROLLEXPANDERS

In Bezug auf die Anwendung im Hochtemperaturbereich über 250 °C besteht ein wesentlicher Nachteil der klassisch planaren Scrollexpander in ihrem Thermomanagement. Die Ursache dafür ist in der heute am Markt etablierten Konstruktionsweise begründet, bei welcher sich die Bauteile des für die Kinematik verantwortlichen Getriebes in unmittelbarer Nähe zu dem mit Arbeitsmedium beaufschlagten Arbeitsraum befinden. Diese thermische Kopplung beider Bereiche hat zur Folge, dass die maximal realisierbare Austrittstemperatur des Arbeitsmediums aus dem Expander maßgeblich durch die thermische Beständigkeit des Schmiermittels limitiert wird. Eine aktive Kühlung des Scrollexpanders würde zu Effizienzeinbußen führen, wodurch sein Einsatz, beispielsweise in einer ORC-Anlage zur Erschließung bestehender Potentiale im Hochtemperaturbereich, derzeit eingeschränkt ist [12]. Das zentrale Ziel der hier vorgestellten Entwicklung besteht nun darin, das Thermomanagement durch die räumliche Trennung des Lager- und Arbeitsraums zu verbessern und somit das Anwendungsgebiet entsprechend zu erweitern. Dies soll durch ein flexibles Wellrohr, das mit dem feststehenden Gehäuse auf der einen und der orbitierenden Spirale bzw. Trägerplatte auf der anderen Seite verbunden ist, realisiert werden. Bei einer Verbindung dieses Ansatzes mit dem klassisch planaren Scrollexpanderdesign würde eine laterale Verformung des Wellrohrs resultieren. Angesichts der damit einhergehenden strukturellen Beanspruchungen wäre das Erreichen der Dauerfestigkeit erschwert und wenn, dann nur unter Infragestellung der Rentabilität möglich. Um den Wellrohransatz nutzen, auftretende mechanische Beanspruchungen jedoch möglichst reduzieren zu können, wurde eine abstrakter gedachte Scrollgeometrie entwickelt. Wie die Abbildung 2 exemplarisch zeigt, sind die Scrollspiralen des sphärischen Scrollexpanders nicht auf klassisch planaren, sondern sphärisch gekrümmten Trägerplatten angeordnet. Aus Gründen der Übersicht ist in der Darstellung lediglich die orbitierende und nicht die feststehende Trägerplatte dargestellt.

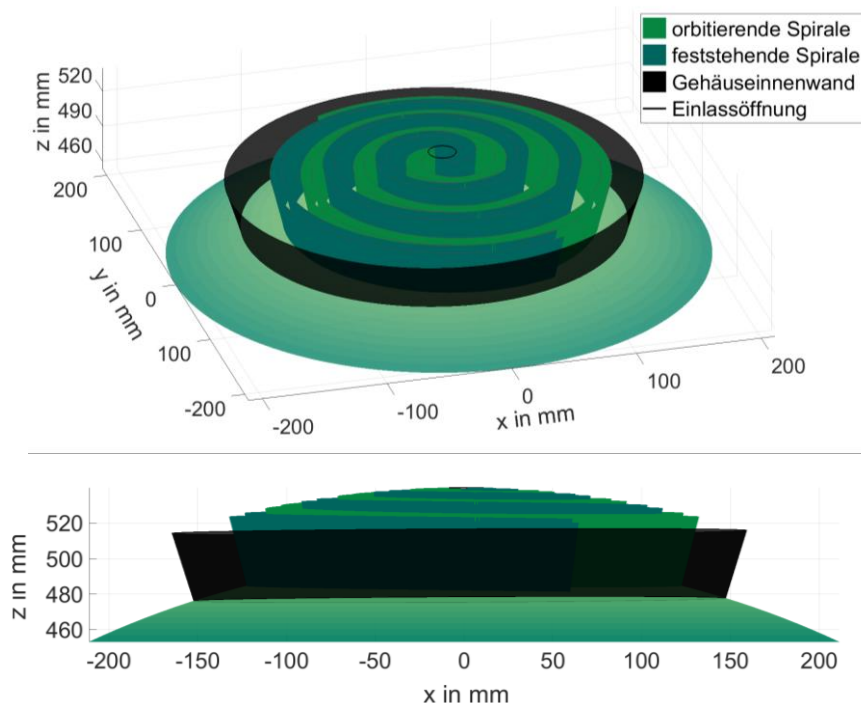


Abbildung 2: Beispielfhafte Scrollspiralegeometrie eines sphärischen Scrollexpanders in der Schräg- (oben) und Seitenansicht (unten)

Auf der Grundlage einer solchen Ausführung kann die Orbitationsbewegung konstruktiv so gestaltet werden, dass ein entsprechend montiertes Wellrohr lediglich eine angulare, einwertige Verformung erfährt. Durchgeführte Untersuchungen haben ergeben, dass seine mechanischen Belastungen im Vergleich zur lateralen Verformung gesenkt, die Dauerfestigkeit erreicht und somit eine aus ökonomischen Gesichtspunkten notwendige Lebenszeit des Wellrohrs realisierbar wird. Die Gesamtentwicklung des sphärischen Scrollexpanders soll schließlich ein im Vergleich zur konventionellen Konstruktion verbessertes Thermomanagement bereitstellen und eine entsprechende Erweiterung ihres Anwendungsfeldes, insbesondere auf dem Gebiet der Hochtemperatur-ORC-Anlagen ermöglichen.

4. ÜBERBLICK ÜBER DIE ENTWICKLUNGSPHASEN

Die nachfolgend gezeigten Entwicklungsphasen haben zur Aufgabe, den bis dato theoretischen Konstruktionsansatz erstmals in die Praxis zu überführen und zu erproben. Wie die farblichen Markierungen in der Abbildung 3 verdeutlichen, unterteilt sich dieser Prozess in die drei Hauptbereiche:

- (1) Modellierung und Auslegung (grün),
- (2) Konstruktion, Fertigung, Montage (blau),
- (3) erste praktische Erprobungen des Konzepts im Labormaßstab (rosa).

Die dargestellte Struktur hat die Aufgabe, einen Überblick über den grundlegenden Ablauf zu geben. Aus Gründen der Übersicht sind dabei nicht alle detaillierten Arbeitsschritte und -themen aufgeführt, sondern es werden vielmehr die Hauptpunkte sowie exemplarische Teilaspekte aufgezeigt.

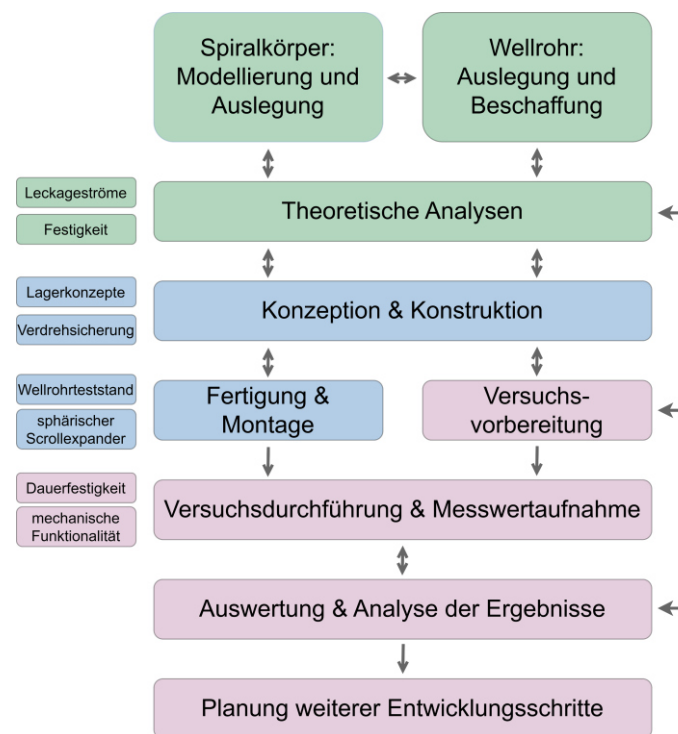


Abbildung 3: Überblicksartige Struktur der ersten Entwicklungsphasen

Den Anfang bildet die Entwicklung eines Algorithmus, der die mathematische Modellierung von Scrollspiralen auf sphärisch gekrümmten Trägerplatten ermöglicht. Parallel dazu gilt es, ein für die spätere Anwendung geeignetes und auf dem Markt verfügbares Wellrohr auszulegen. Bei beiden Teilgebieten ist es erforderlich, die Effizienz und Umsetzbarkeit betreffende erste Teilbetrachtungen durchzuführen. Für den Designprozess der Scrollspiralen können hierbei das Verhalten der Leckageströme und für die Wellrohrauslegung die notwendigen Festigkeitsanalysen beispielhaft benannt werden. Während der

Phase der konstruktiven Umsetzung werden die in vorangegangenen Schritten bereitgestellten Geometrie- sowie Wellrohrdaten genutzt, um auf ihnen basierend den sphärischen Scrollexpander einschließlich der gesamten Peripherie zu konstruieren. Diesbezüglich muss ein besonderer Fokus auf der Entwicklung des Antriebs- und Lagerkonzepts liegen, da es einen essentiellen Beitrag zur erfolgreichen technischen Realisierung des Gesamtvorhabens leistet. Mit dem Ziel, die mechanische Funktionalität des sphärischen Scrollexpanders und die Dauerfestigkeit des Wellrohrs in einem ersten Schritt unabhängig voneinander prüfen zu können, werden für das konstruierte Gesamtsystem zwei Teststände konzipiert. Auf diese wird im Abschnitt 7 näher eingegangen. Eine auf die jeweiligen Untersuchungsschwerpunkte abgestimmte messtechnische Planung und damit einhergehende Erfassung relevanter physikalischer Größen ermöglicht eine zielgerichtete Durchführung und Auswertung der Laborversuche. Anhand der Ergebnisse können schließlich Optimierungspotentiale identifiziert und entsprechend bei der Planung weiterführender Entwicklungsschritte des sphärischen Scrollexpanders miteinbezogen werden.

Um eine Überführung theoretischer Modelle in eine praxistaugliche Anwendung zu realisieren, sind, wie auch in Abbildung 3 dargestellt, fortlaufende Interaktionen zwischen den einzelnen beschriebenen Teilgebieten notwendig. Im Folgenden soll daher ein Einblick in ausgewählte Teilaspekte gegeben werden, die während der bisherigen Expanderentwicklung zur Verknüpfung der einzelnen Themenschwerpunkte und dem Erarbeiten von anwendungsbezogenen Lösungsansätzen beigetragen haben.

5. ZUSAMMENHÄNGE GEOMETRISCHER MODELLIERUNGSGRÖßEN UND IHRE VISUALISIERUNG

Die geometrische Auslegung der Scrollspiralen mündet nicht nur im finalen Design, sondern entscheidet letztlich auch über wesentliche für die Scrollexpandertechnologie charakteristische Größen. Als Beispiele können hier das in Abschnitt 2 erläuterte Schluckvolumen V_{Schluck} sowie Volumenverhältnis R_V angeführt werden. Beide Größen sind v. a. für die Auslegung und Simulation einer ORC-Anlage relevant und anzustrebende Zielbereiche werden nicht selten von den technischen Konfigurationen einer bestehenden Anlage vorgegeben. Innerhalb der mathematischen Modellierung bilden sie allerdings Ausgabewerte, da zunächst eine Geometrie auf der Grundlage der mathematischen Inputparameter modelliert und anschließend eine 360°-Orbitation berechnet werden muss, um eine entsprechende Aussage über die besagten anwendungsspezifischen Größen vornehmen zu können. Folglich wird es notwendig, die geometrischen Zusammenhänge zwischen den mathematischen Eingabewerten und den anwendungsspezifischen Ausgabewerten zu erarbeiten, um sie verknüpfen sowie das Modell letztlich entsprechend bestehender Vorgaben beeinflussen zu können.

Wie bereits in [15] von der Autorenschaft erläutert, muss vor der Generierung der Scrollspiralen des sphärischen Scrollexpanders eine planare Ausgangsgeometrie modelliert werden, welche den Ausgangspunkt für die sich anschließende Projektion auf die sphärisch gekrümmten Trägerplatten bildet. Die Berechnung ersterer basiert dabei auf einem rein mathematischen Modell, im vorliegenden Fall jenem nach Gravesen und Henriksen [16], welches es um anwendungsspezifische sowie fertigungstechnische Bezüge zu erweitern gilt. Im Rahmen des letztlich zu realisierenden Auslegungsprozesses wurden hier Designebenen als unterstützende Komponenten entwickelt. Für ihre Erstellung ist ein erster Datensatz erforderlich, der für die jeweilige Anwendung zulässige Geometrien beinhaltet und seinerseits aus der Festlegung von geeigneten Randbedingungen sowie daraus folgenden Gültigkeitsbereichen der Eingabeparameter resultiert. Auf Grundlage der durch den Datensatz bereitgestellten Parametersätze können die jeweils bestehenden geometrischen Abhängigkeiten anhand von Interpolationsgleichungen analytisch abgebildet, als Designebenen visualisiert und für eine anwendungsspezifische Auslegung entsprechend genutzt werden. Die nachfolgende Erläuterung soll mit Hilfe des in Abbildung 4 dargestellten Designebenenbeispiels sowohl einen Einblick in mögliche Randbedingungen als auch in die vielschichtigen geometrischen Wechselbeziehungen geben.

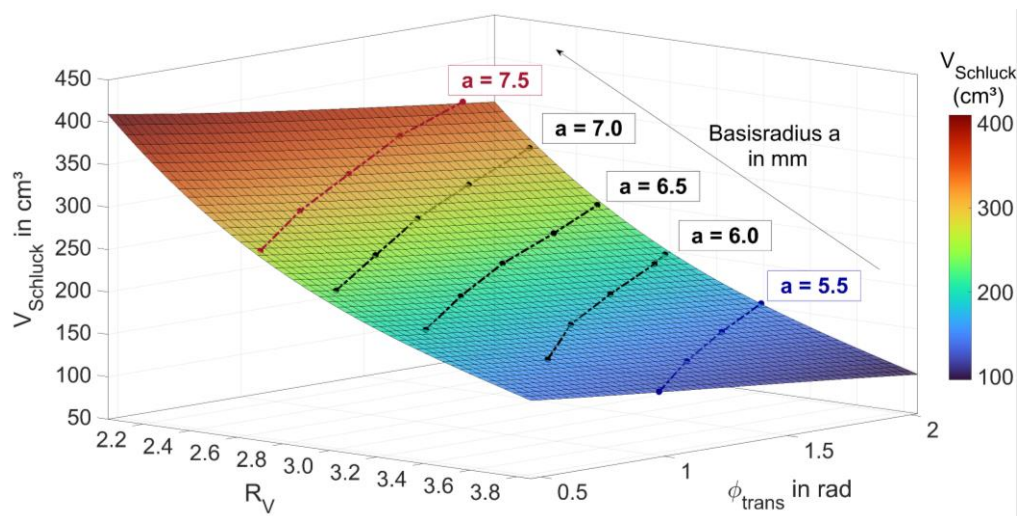


Abbildung 4: Exemplarische Designebene einer planaren Ausgangsgeometrie mit konstanter Stegbreite δ_{Wall}

Die hier vorliegende Designebene zeigt die Beziehung zwischen dem Übergangswinkel ϕ_{trans} , dem Volumenverhältnis R_V und dem Schluckvolumen V_{Schluck} , gibt gleichzeitig aber auch Aufschluss über die Bedeutung des Basisradius a . Dieser sowie der Übergangswinkel ϕ_{trans} sind dabei vorzugebende geometrische Eingabeparameter der Modellierung. Den Erläuterungen in [15] folgend, liegt der mathematische Ursprung einer Scrollspirale mit konstanter Stegbreite δ_{Wall} in der Evolvente eines Kreises, wobei der Evolventenkoeffizient alias Basisradius a ($a > 0$ mm) einen maßgeblichen Einfluss auf ihre Gestalt hat. Ein Anstieg seines Betrags a hat die Streckung und eine Senkung entsprechend die Stauchung eines Spiraldesigns zur Folge. Die Außen- und Innenwand der jeweiligen Scrollspirale müssen im Zentrum der Scrollgeometrie miteinander verbunden werden, wobei in Hinblick auf Drossелеffekte auch strömungsmechanische Aspekte zu berücksichtigen sind. Die in Abbildung 1 bzw. Abbildung 2 gezeigten Modellierungen nutzen hier das Spitzenkriterium 'Two Arcs Only' [17], welches zwei tangential ineinander übergehende Kreisbögen als Spiralaabschluss vorsieht. Der Übergangswinkel ϕ_{trans} ($\phi_{\text{trans}} > 0^\circ$) entscheidet darüber, an welchem Punkt der eigentlichen Spiralgeometrie diese sogenannte Spitzengeometrie ansetzt. Je niedriger sein Betrag ϕ_{trans} gewählt wird, desto kleiner sind die Radien der Kreisbögen und desto kompakter ist die Spitzengeometrie. Wie die Abbildung 4 zeigt, resultiert die Wahl eines im Vergleich kompakteren Spitzendesigns bei sonst identischer Geometrie in einem größeren Volumenverhältnis R_V , jedoch verminderten Schluckvolumen V_{Schluck} . Dabei besteht das Risiko einer asymmetrischen Expansion. Diese tritt auf, wenn sich im Zentrum neue Berührungspunkte zwischen den Scrollspiralen ausbilden, folglich eine neue Expansionskammer entsteht, diese jedoch auf einer Scrollhalbseite zunächst noch mit der Einlassöffnung verbunden ist. Auf Grund des dadurch bedingten ungleichmäßigen Einströmens von Arbeitsmedium beginnt der Expansionsprozess in den ersten beiden Teilexpansionskammern nicht gleichzeitig, sodass die Effizienz des Expanders nachteilig beeinflusst wird.

Im Gegensatz zum Basisradius a sowie Übergangswinkel ϕ_{trans} stellen das ebenfalls in der Abbildung 4 enthaltene Schluckvolumen V_{Schluck} und Volumenverhältnis R_V , wie eingangs erwähnt, Ausgabewerte der mathematischen Modellierung dar. Ihre Bedeutung wurde bereits im Abschnitt 2 erläutert. Ein im Vergleich gestrecktes Spiraldesigns hat eine Steigung des Schluckvolumens V_{Schluck} , allerdings eine Senkung des innerhalb des Bauraums realisierbaren Volumenverhältnisses R_V zur Folge. Umgekehrt kann durch eine Stauchung, d.h. einen kleineren Basisradius a , das Volumenverhältnis R_V zu Lasten des Schluckvolumens V_{Schluck} erhöht werden. Eine Aufgabe im Auslegungsprozess besteht folglich

darin, ein die Anforderungen und Vorgaben der Anwendung berücksichtigendes Gültigkeitsintervall für den Basisradius a festzulegen. Im Beispiel der Abbildung 4 lautet dieses $5,5 \text{ mm} \leq a \leq 7,5 \text{ mm}$. Geometrien mit identischem Basisradius a sind dabei miteinander verbunden, wobei jeder einzelne Punkt auf der Ebene ein bestimmtes Scrolldesign des generierten Datensatzes repräsentiert. Die obere, hier rote, und die untere, hier blaue Linie begrenzen folglich den Ebenenbereich, auf welchem sich alle für die jeweilige Anwendung zulässigen Designs befinden. Je nachdem, wo eine Geometrie lokalisiert ist, birgt sie unterschiedliche Vor- und Nachteile. Bei konstanter Stegbreite δ_{Wall} hängt der Orbitalradius R direkt von dem Basisradius a ab. An der unteren zulässigen Intervallgrenze, hier bei $a_{\text{min}} = 5,5 \text{ mm}$, ist er im Gesamtvergleich dabei immer am kleinsten. Aus konstruktiven Gesichtspunkten existiert oftmals ein für die mechanische Umsetzbarkeit mindestens notwendiger Orbitalradius R_{min} , dessen Vorgabe entsprechend der geltenden mathematischen Zusammenhänge die Festlegung der unteren Intervallgrenze ermöglicht. Durch das im Gesamtvergleich gestauchte Spiraldesign steigt bei diesen Geometrien jedoch das Risiko einer bereits beschriebenen asymmetrischen Expansion, die ihrerseits ein Ausschlusskriterium darstellen sollte. Demgegenüber besteht für Designs an der oberen Intervallgrenze a_{max} , im vorliegenden Beispiel bei $a = 7,5 \text{ mm}$, das Risiko von Orbitalpositionen θ mit fehlenden Expansionskammern. Grund dafür ist die im Vergleich zur vorherigen Ausführung gestreckte Scrollgeometrie. Durch eine zunehmende Streckung wird die realisierbare Windungszahl auf Grund eines zumeist begrenzten Bauraums reduziert, sodass die maximale Anzahl an gleichzeitig existierenden Expansionskammern und ihr jeweiliger Anteil an der 360° -Orbitalion vermindert wird. Designs ohne bestehende Expansionskammern sind technisch unzulässig und den jeweiligen anwendungsspezifischen und/oder fertigungstechnischen Vorgaben folgend von einer weiteren Betrachtung auszuschließen, woraus eine entsprechende Begrenzung der oberen Intervallgrenze a_{max} resultiert. Neben einer solchen Veranschaulichung der zwischen Ein- und Ausgabeparametern bestehenden geometrischen Zusammenhänge sind v. a. ihre analytischen Beschreibungen, auf welche im vorliegenden Text nicht detailliert eingegangen wird, von Relevanz. Durch ihre Integration in die ursprüngliche mathematische Modellierung ist eine gezielte Verbindung der rein mathematischen Parameter mit den anwendungsspezifischen bzw. fertigungstechnischen Forderungen realisierbar. Dies ist v. a. in Bezug auf die Entwicklung des sphärischen Scrollexpanders vorteilhaft, da eine automatisierte sowie individuell abgestimmte Auslegung bzw. Anpassung der planaren Ausgangsgeometrie ermöglicht wird.

6. AUSWIRKUNGEN EINES VERÄNDERTEN VERDREHWINKELS

Angesichts der im Vergleich zum klassischen Design komplexeren Spiralgeometrie des sphärischen Scrollexpanders gilt es, neue Montagekonzepte zu erarbeiten und konstruktive Lösungen für diese zu entwickeln. Eine Herausforderung bildet dabei die um 180° zueinander versetzte Positionierung der beiden Scrollspiralen. Trotz hochpräziser Fertigungsverfahren sind überlagernde Effekte auftretender Fertigungstoleranzen, z. B. im Bereich der Spiralkörper und der Lagerungen, zu erwarten, wodurch die Montage der Scrollspiralen mit der mathematisch optimalen Verdrehung von $\kappa_{\text{opt}} = 180^\circ$ erschwert wird. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen einer entsprechenden Zusatzmodellierung die geometrischen Folgen einer abweichenden Verdrehung mathematisch untersucht und unter technischen Gesichtspunkten beurteilt. Die Grundlage bildet dabei die planare Ausgangsgeometrie eines sphärischen Scrollexpanders, da die dort zu beobachtenden Auswirkungen infolge des in [15] beschriebenen Modellierungsverfahrens entsprechend auf die sphärische Geometrie übertragbar sind. Die Koordinaten der planaren Scrollspiralen sowie der Orbitalradius R sind aus der mathematischen Modellierung bekannt. Die ideale Orbitalbewegung mit Berührungspunkten, wie sie beispielsweise in der Abbildung 1 gezeigt werden, kann demzufolge abgebildet und als Referenz herangezogen werden. Um ebenfalls die Auswirkungen einer davon abweichenden Montage der orbitierenden und feststehenden Spirale untersuchen zu können, wird der modifizierte Verdrehwinkel $\kappa_{\text{modi}} \neq \kappa_{\text{opt}}$ eingeführt. Die betragsmäßige Differenz aus jenem und dem anzustrebenden Optimum $\kappa_{\text{opt}} = 180^\circ$ entspricht der jeweiligen

Abweichung des Verdrehwinkels $\Delta\kappa = |\kappa_{\text{opt}} - \kappa_{\text{modi}}|$. Die Scrollspiralen sind weiterhin geometrisch identisch, nun allerdings um einen Verdrehwinkel $\kappa_{\text{modi}} \neq \kappa_{\text{opt}}$ phasenverschoben. Für die mathematische Abbildung dieses Sachverhalts kann demzufolge die feststehende Spirale mit ihrer im Koordinatensystem fixierten Position herangezogen werden. Die sie beschreibenden Koordinaten, welche aus der vorangegangenen mathematischen Modellierung der Scrollspiralen bekannt sind, werden dabei um den modifizierten Verdrehwinkel κ_{modi} im Koordinatensystem gedreht. Anschließend muss diese transformierte Spiralposition entsprechend der in [15] aufgeführten geometrischen Zusammenhänge eines Scrollexpanders vertikal und horizontal an der eigentlichen feststehenden Spirale ausgerichtet werden. Die sich ergebende Spiralposition repräsentiert die Lage der orbitierenden Spirale im Fall eines modifizierten Verdrehwinkels κ_{modi} . Durch eine zusätzliche Hinterlegung des während der mathematischen Modellierung ermittelten Orbitationsradius R kann die modifizierte Anordnung für eine 360°-Orbitation untersucht werden. In der Abbildung 5 wird diese für die in Abbildung 1 gezeigte planare Ausgangsgeometrie gezeigt, wobei ein vom anzustrebenden Wert $\kappa_{\text{opt}} = 180^\circ$ abweichender Verdrehwinkel $\kappa_{\text{modi}} = 165^\circ$ hinterlegt ist. Die nach der realen Montage ggf. bestehende Differenz der Verdrehwinkel $\Delta\kappa = |\kappa_{\text{opt}} - \kappa_{\text{modi}}|$ ist deutlich kleiner zu erwarten und wird sich voraussichtlich im Zehntelgradbereich bewegen. Mit dem Ziel einer entsprechenden Veranschaulichung der Folgen einer solchen Geometrieänderung wurde im vorliegenden Beispiel der Abbildung 5 jedoch bewusst eine betragsmäßig höhere Abweichung gewählt.

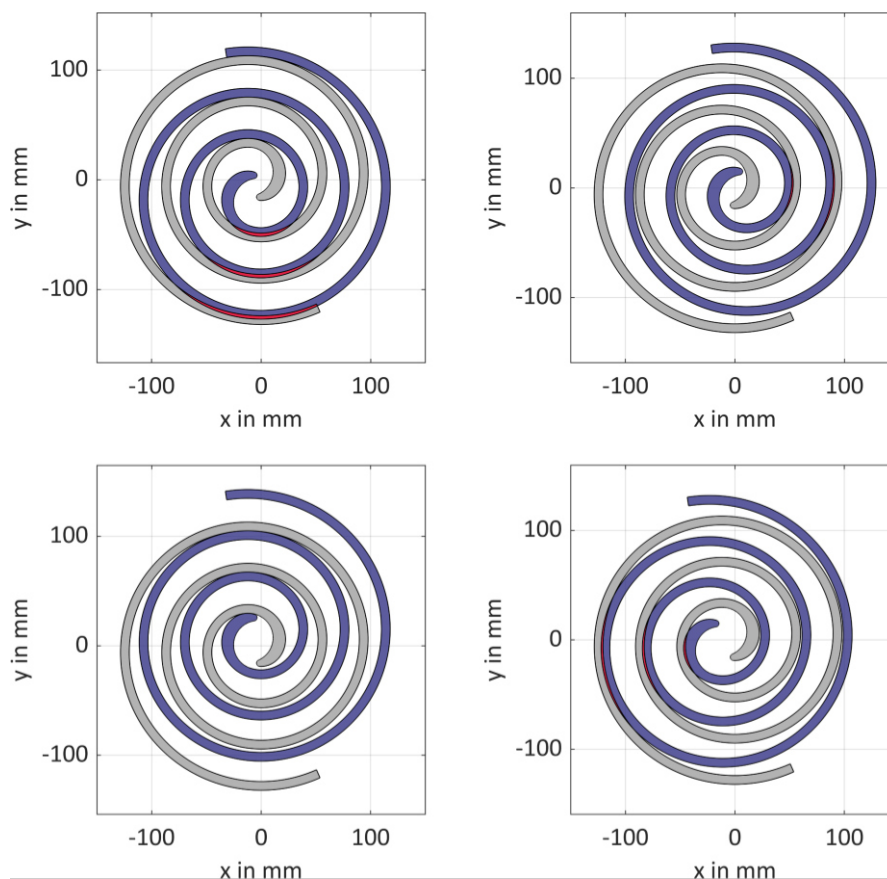


Abbildung 5: Planare Ausgangsgeometrie, jedoch mit einem modifizierten Verdrehwinkel $\kappa_{\text{modi}} = 165^\circ$ zwischen den Spiralen; Darstellung der Orbitationspositionen $\theta = 0^\circ$ (oben links), $\theta = 90^\circ$ (oben rechts), $\theta = 180^\circ$ (unten links), $\theta = 270^\circ$ (unten rechts)

Wie in der Abbildung 5 dargestellt, treten durch die Hinterlegung eines modifizierten Verdrehwinkels κ_{modi} rot dargestellte Schnittflächen zwischen dem feststehenden und orbitierenden Spiralkörper auf. Bei einem Vergleich der verschiedenen aufgezeigten Orbitationspositionen θ wird deutlich, dass die Überlagerung beider Spiralgrundflächen während einer 360°-Orbitation nicht konstant ist, sondern sich drehwinkelabhängig ändert. Durchgeführte Untersuchungen haben ergeben, dass im Fall eines vom idealen Betrag abweichenden Verdrehwinkels $\kappa_{\text{modi}} \neq \kappa_{\text{opt}}$ immer ein solches Verhalten zu beobachten ist. Die radial gemessene Breite einer Überlagerungsfläche, d. h. das Maß der Überlappung, nimmt dabei linear mit der Abweichung des Verdrehwinkels $\Delta\kappa = |\kappa_{\text{opt}} - \kappa_{\text{modi}}|$ zu. Gleiches gilt für die Ausprägung der tangentialen Spalten, welche sich gemäß Abbildung 5 auf der gegenüberliegenden Scrollhalbseite anstelle der Berührungspunkte ausprägen. Die Ursache für die beschriebenen geometrischen Effekte liegt in der durch die modifizierte Verdrehung bedingten Verschiebung der Geometriezentren und der damit einhergehenden Aufhebung der für den Scrollexpander essentiellen Symmetrie zwischen den beiden Spiralkörpern begründet. Auf der feststehenden und orbitierenden Spirale existierende Punkte gleichen Anstiegs sind im Gegensatz zu einem Verdrehwinkel $\kappa_{\text{opt}} = 180^\circ$ nun nicht mehr aneinander ausgerichtet. Wie in Abbildung 5 dargestellt, resultiert ein asymmetrisches Orbitationsverhalten, wodurch das in Abschnitt 2 geforderte Kriterium nach sich im Betrieb kontinuierlich weiterbewegenden Berührungspunkten nicht erfüllt werden kann. Damit sind auch die für eine effiziente Expansion notwendigen in sich abgeschlossenen (Teil-)Expansionskammern nicht mehr gewährleistet, sodass je nach Höhe der Abweichung $\Delta\kappa$ die Funktionalität des Scrollexpanders in Frage gestellt ist. Bei Übertragung der vorangegangenen theoretischen Betrachtungen auf die Praxis, signalisiert eine Überlagerung der Spiralgrundflächen eine Kollision beider Spiralkörper. Mit einer Zunahme der Überlagerungsflächen in der Theorie ist der Betrieb der Scrollmaschine sogar als zunehmend kritisch zu bewerten, da sich mit ihr das Risiko einer gegenseitigen Blockade der Scrollspiralen erhöht. In diesem Fall wäre der Scrollexpander in der Praxis nicht anwendbar. Die zudem beschriebenen tangentialen Spalten führen auf Grund dadurch begünstigter Ausgleichsströmungen zwischen benachbarten Expansionskammern zu erhöhten tangentialen Leakageströmen. Mit anwachsender Spaltbreite verhindern sie, wie oben beschrieben, zunehmend die kontrollierte Expansion des Arbeitsmediums und stellen somit ebenfalls den ordnungsgemäßen Betrieb in Frage. Zusammengefasst sind mit einem vom anzustrebenden Verdrehwinkel $\kappa_{\text{opt}} = 180^\circ$ abweichenden Betrag sowohl energetische als auch ökonomische Defizite verbunden. Auf Grund der weitreichenden Folgen sollte ein modifizierter Verdrehwinkel κ_{modi} weitestgehend vermieden werden. Durch die gezielte Verknüpfung der hier überblicksartig dargestellten mathematischen Untersuchungen mit den kinematischen Besonderheiten des entwickelten Lagerkonzepts konnte im Rahmen der Entwicklung des sphärischen Scrollexpanders eine konstruktive Lösung erarbeitet werden, die dem Montageprozess einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Verfügung stellt. Nach aktuellem Kenntnisstand können die oben genannten Effekte durch die dadurch ermöglichte präzise Spiralpositionierung weitestgehend vermieden werden.

7. ERSTE PRAKTISCHE TESTS IM LABOR

Vorangegangene Erläuterungen haben gezeigt, dass Verknüpfungen mathematischer, fertigungstechnischer, konstruktiver sowie anwendungsspezifischer Belange einen wesentlichen Schritt bei der Entwicklung des sphärischen Scrollexpanders darstellen. Sie haben schließlich die Konstruktion eines ersten Prototyps ermöglicht. Um die einzelnen Forschungsschwerpunkte zunächst getrennt voneinander untersuchen und ggf. Rückschlüsse ziehen zu können, wurden für die beginnende praktische Erprobung zwei Teststände entworfen. Der erste hat zum Ziel, die Eignung des im Entwicklungsprozess ausgelegten Wellrohrs zu prüfen. Dafür wurde eine Mechanik entworfen, die die späteren im sphärischen Scrollexpander auftretenden Belastungen nachempfunden, wodurch die Dauerfestigkeit des Wellrohrs entsprechend geprüft werden kann. Das untere Ende ist dabei fest mit der Konstruktion verbunden und die Gegenseite führt eine mit dem ausgelegten sphärischen Scrollexpander über-

einstimmende Orbitationsbewegung aus. Da bei diesem Teststand die Eignung des Wellrohrs im Fokus steht, erfolgt der mechanische Antrieb im Gegensatz zur späteren Anwendung mittels eines Elektromotors. Das Ziel der Testreihe besteht darin, die bis zum ersten Defekt durchlaufene Lastwechselzahl zu ermitteln, demzufolge das Erreichen der Dauerfestigkeit zu prüfen und die Eignung der verbauten Lagerung zu bewerten. Letztlich können somit Rückschlüsse auf die zu erwartende Lebenszeit des Wellrohrs gezogen werden. Für die messtechnische Auswertung sind entsprechend ein Drehzahlsensor, ein Schwingungssensor sowie in den Lagerstellen eingeführte Temperatursensoren am Versuchsstand verbaut. Alle Messergebnisse werden während des Langzeittests über ein erstelltes LabVIEW-Programm [18] ausgewertet, visualisiert, aufgezeichnet und überwacht. Bis jetzt konnten bereits mehr als 50 Millionen Lastwechsel ohne Bruchstellen am Wellrohr realisiert werden. Auch die Lagertemperaturen befinden sich auf einem jeweils konstanten Temperaturniveau und übersteigen derzeit für das untere Lager 65 °C und für das obere Lager 80 °C nicht. Sonstige Auffälligkeiten, die auf mögliche Schände hinweisen könnten, sind ebenfalls noch nicht aufgetreten. Bei den bis jetzt durchgeführten Belastungstests zeichnet sich eine Eignung der Wellrohrkonstruktion für die Anwendung im sphärischen Scrollexpander ab. Eine diesbezüglich endgültige Beurteilung kann jedoch erst nach Abschluss und vollständiger Auswertung der Laborversuche erfolgen.

Der zweite Teststand konzentriert sich demgegenüber auf die mechanische Funktion des sphärischen Scrollexpanders. Bis auf das Wellrohr, dessen Eignung wie beschrieben zunächst separat geprüft wird, bildet dieser Versuchsstand den Aufbau des entwickelten Prototyps gesamtheitlich ab. Demzufolge werden sowohl die Fertigung als auch die Montage durchlaufen. Insbesondere die Fertigung der auf sphärisch gekrümmten Trägerplatten befindlichen Scrollspiralen sowie das eigens für sie entwickelte Montagekonzept können somit erstmals erprobt werden. Beim geplanten Versuch wird der Scrollexpander zunächst durch von einem Kompressor zur Verfügung gestellte Druckluft angetrieben und das dadurch generierte Drehmoment über die Welle auf eine Pendelmaschine übertragen. Mit dem Arbeitsmedium Luft und einem damit verbundenen vergleichsweise niedrigen Temperatur- und Druckniveau wird ein sicherer Rahmen für eine erste Prüfung des Lager- und Antriebskonzepts sowie der Konstruktion im Allgemeinen bereitgestellt. Eine messtechnische Auswertung soll auch hier eine entsprechende Beurteilung ermöglichen und potentielle Optimierungspotentiale auf dem weiteren Weg zur ORC-Anwendung darlegen. Aktuell befindet sich der zweite Prüfstand in der Endmontage.

8. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Konzept des sphärischen Scrollexpanders hat zum Ziel, auch den ORC-Hochtemperaturbereich mit der Scrollexpandertechnologie zu erschließen. Innerhalb des vorgestellten Entwicklungsabschnitts wird das theoretische Konzept weiterentwickelt und somit eine erste praktische Erprobung realisiert. Um dieses Ziel erreichen zu können, kommt ein dreigeteiltes Vorgehen aus Modellierung, Konstruktion/Montage sowie Laborversuchen zum Einsatz. Die vorliegende Veröffentlichung hat dabei anhand der Designebenen einen Einblick in die geometrischen Abhängigkeiten gegeben. Erst durch den Einbezug aller genannter Teilbereiche ist hier eine mathematisch korrekte, gleichzeitig aber auch fertigungstechnisch umsetzbare und anwendungsspezifisch ausgerichtete Modellierung der Scrollspiralen möglich. Das Beispiel eines von 180° abweichenden Verdrehwinkels zwischen den Spiralkörpern verdeutlicht zudem, wie bei der Konstruktion auftretende Fragestellungen, mathematisch aufgearbeitet wurden und ihre Ergebnisse letztlich u. a. zur Entwicklung eines angepassten Montagekonzepts beigetragen haben. In der Gesamtheit konnte durch solche Prozesse ein erster Prototyp des sphärischen Scrollexpanders konstruiert werden. Parallel zu dem aktuell stattfindenden Festigkeitstest des Wellrohrs wird auch sein erster mechanischer Funktionstest vorbereitet. Die durchgeführten Untersuchungen und Messungen sollen letztlich als Ausgangspunkt für die Planung der weiteren Entwicklungsschritte dienen.

9. DANKSAGUNG

Der Beitrag ist im Rahmen des kooperativen Forschungsprojekts „Entwicklung einer sphärischen Scrollmaschine für die primäre Anwendung als Expandermaschine in einer ORC-Anlage“ und in Zusammenarbeit mit der FELLA Maschinenbau GmbH entstanden. Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Europäische Kommission, *The European Green Deal*, 2019.
- [2] Europäische Kommission, *'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality*, 2021.
- [3] Deutscher Bundestag, *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*, 2024.
- [4] Deutscher Bundestag, *Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland 1 (Energieeffizienzgesetz): EnEfG*, 2023.
- [5] Presse- und Informationsstelle der Bundesregierung. "Energieeffizienz- Gesetz: Öffentliche Hand wird Vorbild beim Energiesparen." Zugriff am: 15. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energieeffizienzgesetz-2184812>
- [6] Geschäftsstelle der Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke. "Botschafter der Initiative." Zugriff am: 12. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.effizienznetzwerke.org/initiative/botschafter-der-initiative/>
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). "Leuchttürme CO₂-Einsparung in der Industrie." Zugriff am: 1. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.dena.de/projekte/projekte/projektarchiv/leuchttuerme-co2-einsparung-in-der-industrie/>
- [8] "Leitfaden: Systematische Energieeffizienz steigern und CO₂-Emissionen senken in der Glasindustrie," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Mai. 2023. Zugriff am: 16. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/LEITFADEN_Systematisch_Energieeffizienz_steigern_und_CO2-Emissionen_senken_in_der_Glasindustrie.pdf
- [9] "Leitfaden: Systematische Energieeffizienz steigern und CO₂-Emissionen senken in der Kunststoffindustrie," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Feb. 2022. Zugriff am: 16. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Leitfaden_Kunststoffindustrie.pdf
- [10] C. Wieland, C. Schiffler, F. Dawo und M. Astolfi, "The organic Rankine cycle power systems market: Recent developments and future perspectives," *Applied Thermal Engineering*, Jg. 224, S. 119980, 2023, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.119980.
- [11] M. Preißinger, "Thermoökonomische Bewertung des Organic Rankine Cycles bei der Stromerzeugung aus industrieller Abwärme," Dissertation, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Universität Bayreuth, Bayreuth, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/id/eprint/23151/>
- [12] E. Macchi und M. Astolfi, *Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems: Technologies and Applications* (Woodhead Publishing series in energy number 107). Elsevier Science, 2017.
- [13] E. Jochem, "ORC-Anlage als Abwärme nutzende Anlagen zur Stromerzeugung: FuE-Bedarf, Hemmnisse und Empfehlungen: ein Statuspapier," Karlsruhe, Jan. 2022. Zugriff am: 9. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://irees.de/wp-content/uploads/2022/06/IREES_EDUARD-Bewertung-ORC_final.pdf
- [14] Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik (IPM), Institut für Demoskopie Allensbach (IfD) und Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (izes gGmbH), Hg., "Abschlussbericht des Verbundvorhabens: Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf," Freiburg, Feb. 2019, doi: 10.2314/KXP:1671432053.
- [15] C. Rothe und T. Link, "Mathematische Modellierung und konstruktiver Entwurf eines sphärischen Scrollexpanders einer ORC-Anlage zur elektrischen Nutzung industrieller Abwärme," in *REGWA 30. Energie-Symposium (Tagungsband)*, S. 166–176. Zugriff am: 12. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: www.hochschule-stralsund.de/storages/hs-

- stralsund/IRES/Dokumente/REGWA_Tagungsbaende/Tagungsband_2023.pdf
- [16] J. Gravesen und C. Henriksen, "The Geometry of the Scroll Compressor," *SIAM Rev.*, Jg. 43, Nr. 1, S. 113–126, 2001, doi: 10.1137/S0036144599362121.
 - [17] S. Emhardt, G. Tian und J. Chew, "A review of scroll expander geometries and their performance," *Applied Thermal Engineering*, Jg. 141, S. 1020–1034, 2018, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.06.045.
 - [18] LabVIEW. National Instruments Corporation. Zugriff am: 15. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ni.com/de/shop/labview.html>

UTILIZATION OF GROUND ENERGY IN HEATING AND COOLING

T. Juusola, H. Sarvelainen, M. Kuosa, E. Tuliniemi, T. Korpela, S. Rahiala

South-Eastern Finland University of Applied Sciences

ABSTRACT

The ground temperature is almost constant throughout the year, which allows utilizing energy in heating and cooling solutions. In winter, the ground can be a source of heat and correspondingly, in summer it can be used for cooling. Small-scale energy storage is also possible in the summer. This paper presents three preliminary works on utilizing of ground thermal energy, which have been carried out in the Kymenlaakso region, in southern Finland.

The first study included air preheating with underground pipes. The air flow supported the evaporator of the air-water heat pump of a detached house by preheating it with a system of four parallel underground pipes. The second modelled earth-air heat exchangers into the building's ventilating systems. The third work examined the utilization of ground in water cooling systems for fish farms. Heat pumps are usually the easiest way to transfer heat at low temperatures. These studies show that transferring thermal energy, even without heat pumps, is possible. Research work is ongoing regarding these topics. The work includes tests and calculations that give information on the ground's energy potential.

1. INTRODUCTION

Air temperature varies greatly in Finland during the year. The closer the temperature is measured from the ground level, the more it affects the temperature of the ground. Ground temperature also varies deeper in the ground but stays more constant as the depth increases. The ground temperature is practically always 5 °C when the depth exceeds 10 m (Figure 1).

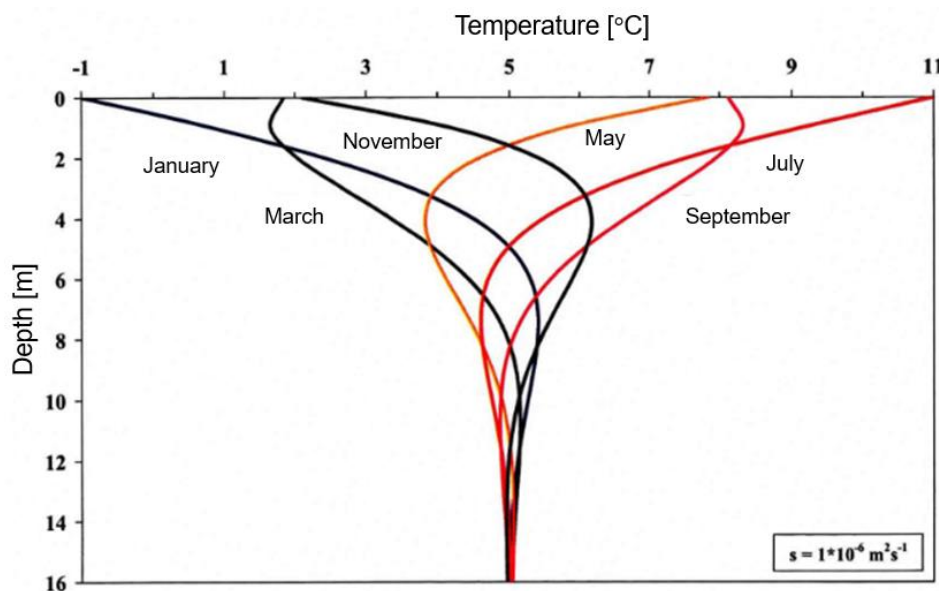


Figure 1: Ground temperature at different depths throughout the year [1]

Temperatures can also be viewed as a function of time. In Figure 2, the solid red line represents ground temperature at a depth of 2 m, the dashed blue line represents air temperature, and the dashed red line represents ground temperature at a depth of 12 m. This figure also shows constant temperature at a depth of 12 m.

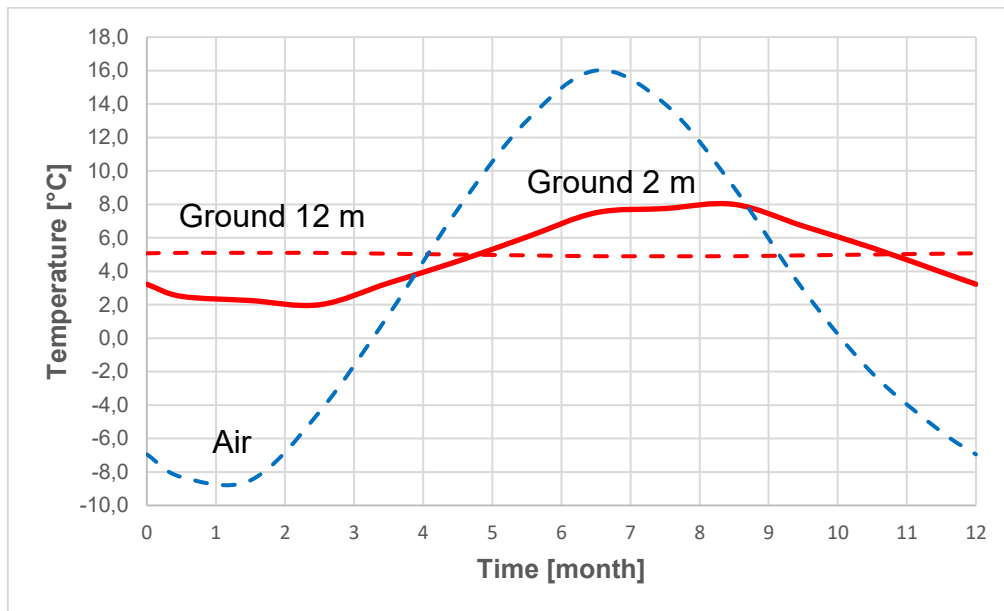


Figure 2: Temperatures as a function of time

These figures show there is almost always a temperature difference between the air and the ground and this difference is enough for heat transfer. Heat pumps can be used but are not necessary in every solution.

2. AIR-TO-WATER HEAT PUMP EVAPORATOR SUPPORTED WITH AIR PREHEATING WITH UNDERGROUND PIPES

Air preheating with ground pipes was studied in cold conditions in Finland. The aim was to heat outdoor air in an underground pipe using the heat from the ground during the heating season. Outdoor air was blown into the underground duct to heat it. The ground temperature raised the air temperature until the preheated air was directed to the evaporator of the air-to-water heat pump's outdoor unit in the house's wall (Figure 2). The idea was inspired by an unusually high increase in the SPOT price of electricity in 2022, with the aim of cutting the electricity consumption of the air-source heat pump in the winter of 2022–2023 and in the future [2].

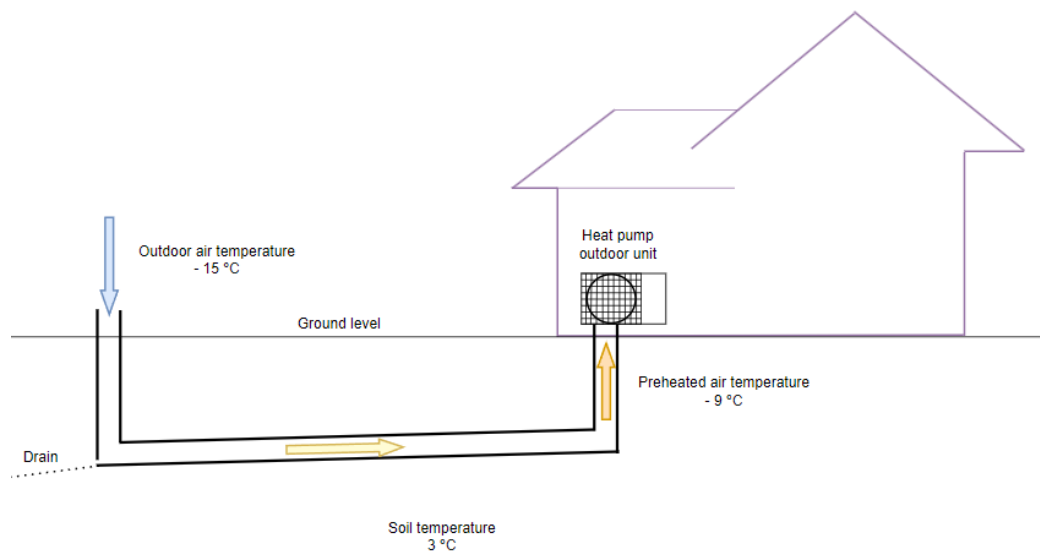


Figure 3: Operation principle of ground pipes with air-to-water heat pump

The lack of knowledge of similar implementations posed challenges to the system's design. The key design questions were whether the pipe material would affect the heat transfer from the ground, the distance between the pipes to maximize heat gain without taking up too much space on the site, the thermal interference between pipes, the number and the appropriate diameter of pipes, how deep the pipes should be dug, and which would provide sufficient air flow for the heat pump. Another important design question was the correct mixing ratio for directing air to the evaporator. Should all the air be taken from the ground, or should there be a mix of outdoor and preheated air?

Scientific references concerning geothermal heat pump implementations were sought. In horizontal geothermal circuits, the distance between pipe runs is about 1.5 m [3]. The installation depth of the underground pipe channel was influenced by the maximum depth of the frost line in the site area (60 cm) and the cost of excavation. The soil temperature varies cyclically from 0 to 15 m depth in different months. At greater depths, the variation in soil temperature disappears. In winter, the soil temperature is about 3 °C at a depth of 2 m. [1] This value was used in the design calculation.

The required airflow was determined from the manuals of the different air-to-water heat pumps. The received air flow from the heat pump manufacturers indicated the maximum air flow through the outdoor unit. For the 9 kW outdoor unit of the case site, a value of 1.28 m³/s was found. The fan was equipped with a frequency converter to adjust (reduce) the air flow through the cell. Once a better understanding of the air volume was obtained, the number and diameters of the pipes were dimensioned using Excel modelling.

The heating power obtained from the ground increases as the temperature difference between the outdoor air and the ground increases. Figure 4 shows air-to-water heat pumps performance values at different outdoor temperatures with air preheating by ground pipe (orange line) and without air preheating (blue line). The COP-values increase proportionally the most when the outdoor temperatures are lower (at their lowest) (Figure 4). The system would not provide any heating power when the outside temperature rises above the ground temperature of 3 °C.

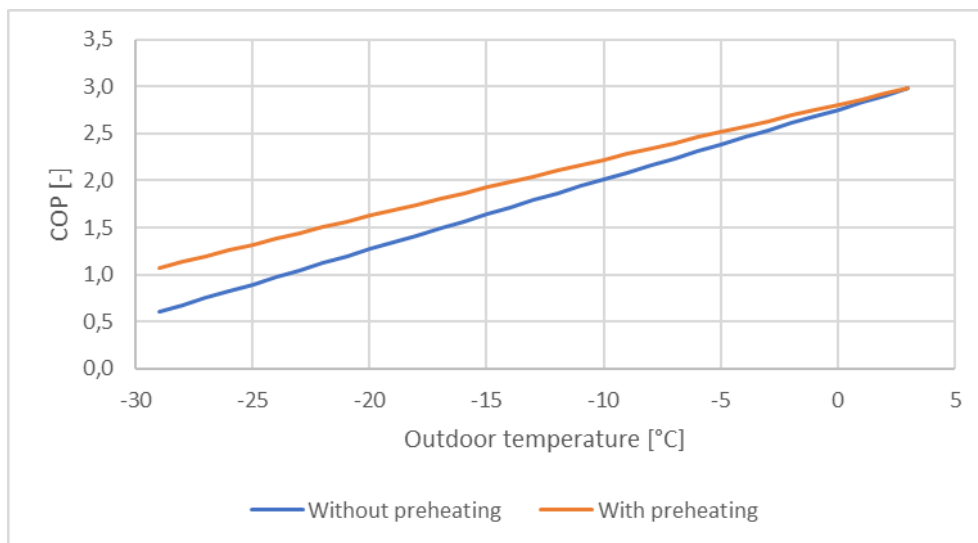


Figure 4: The effect of air preheating by ground pipe to air-to-water heat pumps coefficient of performance values in different evaporator air temperatures

Four 12-metre-long fibreglass pipes were installed side by side about one meter apart. The pipes had an inner diameter of 20 cm and were placed in sandy loam soil at a depth of about 1.5 m (Figure 3). The underground pipes must be installed so that the moisture formed in the pipes can be directed into the drain. The ductwork needs a rise angle of a few degrees from the inlet to the outlet to direct the moisture to the sewer. Properly designed, the moisture problem can be reduced.

The system could heat the outdoor air better than expected for several months in winter and assist the 9 kW air-to-water heat pump in cutting electricity consumption during severe frosts. It was noted, among other things, that the frequency with which the heat pump's evaporator had to be defrosted was reduced compared to the previous situation. The indicative experiment can be described as successful, suggesting that more similar systems could be implemented.

3. GROUND-AIR HEAT EXCHANGER IN THE BUILDING'S VENTILATION SYSTEM

In the second phase, ground pipe systems were theoretically tested for the buildings' ventilation systems. For example, the preliminary study focused on heating and cooling the buildings' ventilating air using ground heat instead of district heating and separate cooling.

Alternative ventilation was considered in the single-family houses (building volume 450 m³) and apartment buildings (5000 m³) that could make up the block. In a preliminary review, *an annual outdoor mean temperature (+4°C) was assumed for the ground and pipe wall temperatures* [4], and the equations of [5] were used to size the ground pipes. The model does not consider the exact heat conduction from the pipe to the soil, but the pipe wall temperature is assumed to remain at the constant soil temperature [5].

The pipes were sized as district heating pipes at an outdoor temperature of -29°C, resulting in pipe lengths of 25 m (inner diameter of the pipe 130 mm) for the single-family house and 110 m (420 mm) for the apartment building. The selected air velocity in the pipe was 5 m/s [6]. Notably, the air theoretically warmed and cooled in rather short ground pipes for the studied buildings.

31. Energie-Symposium

In addition to the ground pipe, an outdoor fresh air heat exchanger was added to the system model after the ground pipe location, which was heated or cooled by air from the pipe (Figure 5). This heat exchanger allows the ground pipe to be used to heat or cool the fresh, clean outdoor air entering the buildings when no air from the ground pipe is introduced into the building. A heat recovery unit (HRU) will achieve the final adjustment of the air temperature entering the building and auxiliary electric heating might fine-tune the air temperature.

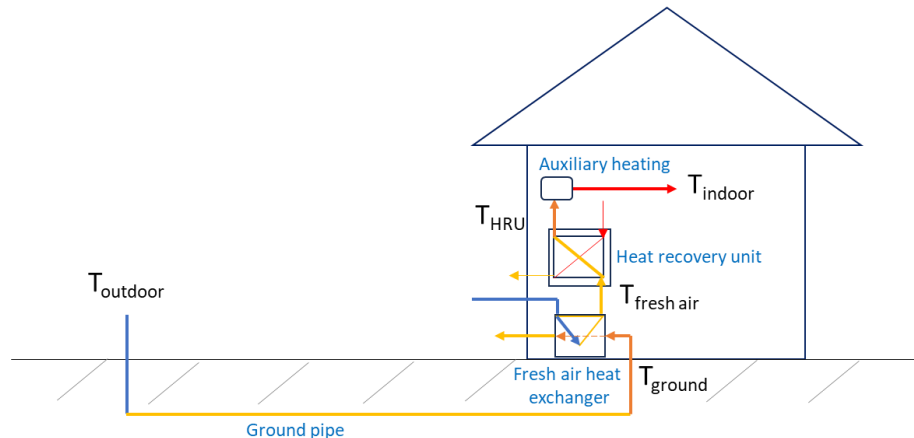


Figure 5: Alternative ventilation system (compared to the traditional ones) consisting of ground pipe, fresh air heat exchanger, heat recovery unit, and auxiliary heating

Figure 6 shows how the proposed ground pipe effectively dampens outdoor air temperature variations [4, Mikkeli Finland temperatures 2021]. The ground pipe provides almost constant air temperatures (red) at different outdoor temperatures (blue). The calculated air temperatures from the fresh air exchanger (green), the temperatures after HRU (purple), and the temperatures entering the rooms (light blue) are also presented.

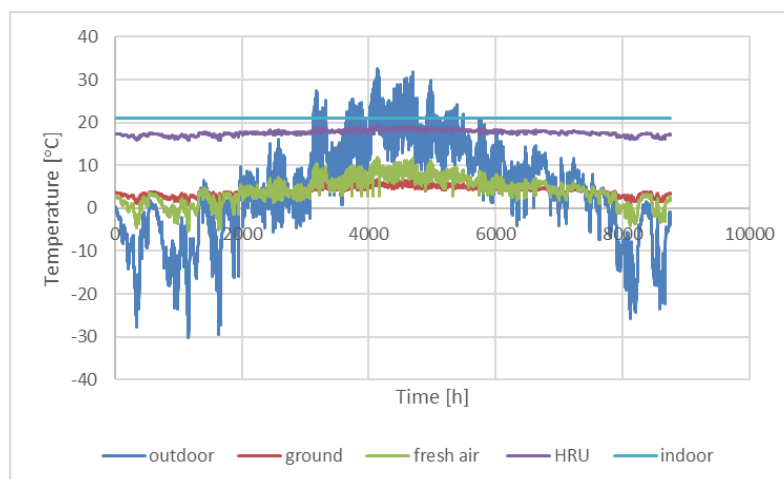


Figure 6: Annual air temperatures: outdoor (blue), after the ground pipe (red), the fresh air heat exchanger (green), the heat recovery unit (purple), and after the auxiliary heating (light blue)

In the model, positive temperatures came from the ground pipe (red) when the outdoor temperatures ranged from about -30°C to +30°C. In general, heat exchangers can be dimensioned so the desired

temperature levels are realized. In cold or warm outdoor air, the final temperature of the air in the ground pipe approaches the ground temperature, either from the cold or warm side.

Heat conduction into the building and ventilation losses can have a positive or negative sign, depending on whether the outdoor temperature is lower or higher than the indoor temperature. Air is also heated or cooled in the ground, depending on the difference between the ground and outdoor air temperatures. Heat recovery by HRU and auxiliary electric heating always had a positive sign, i.e. heat the air entering the building after the outdoor temperature has already been compensated for by the ground pipe and the fresh air exchanger (Figure 6). Table 1 presents the annual energy shares of the heating and cooling of ventilation air with ground pipes in single-family houses and apartment buildings. The amount of heating is less than that of cooling – at around 93% of the amount of cooling.

Table 1: Energy shares heating and cooling of ventilation air with ground pipes in single-family houses and apartment buildings

	Heating, MWh	Cooling, MWh
Single-family house	2.84	3.05
Apartment building	31.58	33.58

Pumping air in the pipe and auxiliary heating it using electric resistance, the COP (heat flux from or to the ground / [air pumping power + auxiliary heating]) ranged from 0 to 13.5 (i.e. heating 0–5.8 and cooling 0–13.5). The COP was zero when the outdoor air and the ground temperatures were equal (+4 °C). The auxiliary electric loads were ordered at 300 W for single-family houses and 3000 W for apartment buildings. An optimistic value of 0.8 was chosen as the heat recovery efficiency for the fresh air heat exchanger and the HRU [7]. The proposed system could supply clean air to the building, replacing, for example, the need for district heating in ventilation, which accounts for about 40% of the heating energy used in the buildings [8], [9]. The novelty of the survey is to offer year-round heating and cooling of ventilation air with the same equipment.

4. WATER COOLING SYSTEM IN FISH FARMING

The fish farm is beside the river. Normally, about 20 m³/h of river water is brought into the fish pool. However, sometimes, the water in the river warms up too much, harming the well-being of the fish. Cooling water from the adjacent river could be recycled into the pool via an underground pipe (Figure 7).

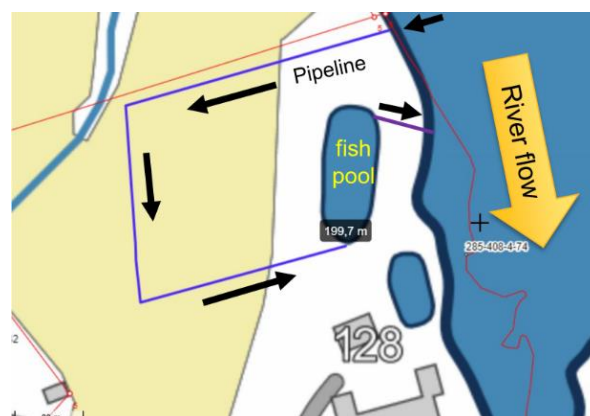


Figure 7: Fish pool, ground pipe, and water from the adjacent river

An interesting question is how the heat transfer of water flow in the ground pipe differs from the air case. The W/m values of heat transfer from the ground to water in pipes are known to be small (e.g., 30–90 W/m). When water flows in a pipe, the *temperature of the pipe wall is assumed to be the same as the temperature of the water at that point* (not the outdoor air mean temperature as in the case of airflow in the ground pipe). In this case, thermal resistance results from convective heat transfer from water to the inner surface of the pipe wall, conduction through the pipe wall, and conduction from the outer surface of the pipe to the ground [10], [11].

Cooling the fish pool is a challenging task. Preliminary energy balances were first written for the pool and the water in the underground pipe coming into the pool. On a summer day, heat radiates from the sun into the pool, part of the heat is evaporated from the water's surface, and a small share is conducted to the bottom. If the cooler water from the ground pipe enters the pool, it could cool the pool before being delivered back to the river. A complete energy balance could enable the relevant cooling water mass flow rate. Hence, the required dimensions of the piping from the river to the pool could be assessed.

The well-being of the fish requires a water temperature of about 17°C. In summer in Finland, the temperature of the ground is about 8°C. The temperature of the Kymi River in Kotka, Finland, can sometimes be around 25°C [12]. If that river's water temperature is cooled in an underground pipe to about 15°C, the following preliminary results would be obtained (Table 2). Thus, the cooling water flow of 7.92 m³/h (< 20 m³/h) was received for the pool area of 507 m². The heat conduction to the ground was assumed to be within a radius of 1 m from the centre of the pipe.

Table 2: Cooling of the fish pool with river water through an underground pipe

Number of pipes	Inner diameter, mm	Cooling in pipe, W/m	Pipe length, m
1	500	53	1 736
4	250	50	460

5. SUMMARY

Energy availability and pricing may be unpredictable in the future. New types of energy-efficient energy solutions combined with self-sufficient energy production provide security against future challenges. Utilizing the ground's thermal is an interesting and simple way because the energy is near the place of use. The techniques needed to transfer heat are also quite simple and easy to implement.

Air temperature affects temperature variations in the ground. Temperature fluctuations between the air and the ground enable heat transfer. The cases utilizing this temperature difference for heating and cooling were examined as follows: the assisted operation of the air-to-water heat pump evaporator, preheating or cooling the ventilation air of the buildings, and the cooling of the fish pool. Thus, the ground heating reduced the heat pump's electricity consumption during severe frost in Finland's cold conditions. In buildings' heating systems, ground pipe was calculated to effectively dampen the outdoor air temperature variations and preheat or cool the incoming ventilating air. However, cooling the fish farm's pool water with water from the adjacent river by ground initially led to large pipe lengths.

Utilizing the ground for heating or cooling is particularly suitable for locations that require low energy expenditure. However, pipe length can be an issue for larger applications (with water flow) such as the fish pool, where the required cooling load is large. The first and second cases in the study also enable demand-side flexibility for electricity consumption that could be expanded on a larger scale.

The authors thank all partners of the energy-smart urban environment project at South-Eastern Finland University of Applied Sciences. The European Union co-funded the project, and the Regional Council of Kymenlaakso granted the funding.

6. BIBLIOGRAPHY

- [1] N. Leppävaara, Geophysical and geological factors in the utilization of ground heat, University of Oulu, Department of Physical Sciences, master's thesis, 2008 (in Finnish).
- [2] T. Juusola, Improving the operation of the air to water heat pump by utilizing the heat energy of the soil, South-Eastern Finland University of Applied Sciences, bachelor's thesis, 2023 (in Finnish).
- [3] T. Kettunen, Geothermal heat pump, Motiva Oy, 2024. WWW-document, available (in Finnish) at: Maalämpöpumppu - Motiva
- [4] Finnish Meteorological Institute, <https://en.ilmatieteenlaitos.fi/> [accessed March 26, 2024]
- [5] T. S. Bisoniya, Design of earth-air heat exchanger system, *Geothermal Energy* (2015) 3:18 DOI 10.1186/s40517-015-0036-2.
- [6] T. S. Bisoniya, A. Kumar, P. Baredar, Energy metrics of earth-air heat exchanger system for hot and dry climatic conditions of India, *Energy and Buildings* 86 (2015) 214-221.
- [7] Renewable Energy Hub, Heat Recovery System Efficiencies, <https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/heat-recovery-systems-information/heat-recovery-system-efficiencies> [accessed June 17, 2024]
- [8] H. Li, L. Ni, G. Liu, Z. Zhao, Y. Yao, Feasibility study on applications of an earth-air heat exchanger (EAHE) for preheating fresh air in severe cold regions, *Renewable Energy* 133 (2019) 1268-1284.
- [9] T. Korpela, M. Kuosa, H. Sarvelainen, E. Tuliniemi, P. Kiviranta, K. Tallinen, H-K. Koponen, Waste heat recovery potential in residential apartment buildings in Finland's Kymenlaakso region by using mechanical exhaust air ventilation and heat pumps, *International Journal of Thermofluids* 13 (2022) 100127, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666202721000641?via%3Dihub>
- [10] V. P. Isachenko, V. A. Osipova, A. S. Sukomel, *Heat transfer*, Mir Publishers, Moscow, 1987.
- [11] F. P. Incropera & D. P. DeWitt, *Fundamentals of heat and mass transfer*, Wiley & Sons, 1996.
- [12] <https://wwwi2.ymparisto.fi/i2/14/q1410651y/wqfi.html> [accessed January 11, 2024]

WASSERSTOFF, QUO VADIS? – WOHIN BEWEGT SICH DIE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT?

Christoph Schunke

envyze GmbH, Hannover

Wasserstoff ist der Energieträger der Zukunft – dabei sind sich (fast) alle Akteure der Energiewirtschaft einig. Zu welchen Anteilen und welchen Mengenverhältnissen in den einzelnen Sektoren – darüber herrscht nach wie vor Spekulation. Nichtsdestotrotz werden seit dem Beginn des Wasserstoff-Hypes gegen 2020 noch immer viele Projekte angekündigt, Interessensbekundungen verlautbart und Kooperationen geschmiedet. Dennoch macht sich an einigen Stellen innerhalb der Branche die Ernüchterung breit. Zum Stand Juli 2024 gibt es gerade einmal etwa 157 MW Elektrolyseur-Erzeugungsleistung in Deutschland; das sind lediglich 1,5 % der geplanten 10 GW, die laut H2-Strategie hierzulande bis 2030 entstehen sollen.¹ Die Welle der Euphorie scheint - langsam, aber sicher - über ihren Scheitelpunkt hinweg und geradewegs in das Tal der Enttäuschungen unterwegs zu sein, wenn man sich an den Hype Cycles von Gartner orientiert. Die Meldungen von Rückschlägen und Aufgaben sind rar gesät – oft nicht, weil alles problemlos läuft, sondern weil Misserfolge hierzulande oft selten kommuniziert werden. Doch gerade aus diesen ließen sich wertvolle Erkenntnisse für das Gelingen des Wasserstoffhochlaufs und der Energiewende insgesamt ableiten.

WASSERSTOFFPROJEKTE – LICHT UND SCHATTEN

Laut Wasserstoffkompass waren in Deutschland zum Veröffentlichungszeitpunkt Mai 2024 163 Elektrolyse-Projekte in Bau oder in Planung. Wie auch bei vielen anderen infrastrukturellen Großprojekten weichen die tatsächlichen Kosten teilweise deutlich von den geplanten Geldern ab. Entweder tragen Projektentwickler und spätere Betreiber und Abnehmer des Wasserstoffs gemeinsam die Kosten, sodass eine Realisierung trotzdem möglich wird – wie etwa im Beispiel des Energieparks Bad Lauchstädt dessen Investitionskosten um 50% gestiegen sind. Oder aber die realen Kosten lassen eine Projektumsetzung nicht mehr zu. Diesem Schicksal musste sich beispielsweise die geplante Elektrolyse im Klärwerk Herrenhausen in Hannover oder aber das 30 MW-Projekt „Westküste 100“ in Heide ergeben.² Die Gründe für diese Kostenexplosionen sind mannigfaltig, lassen sich aber im Wesentlichen auf eine hohe Inflationsrate insbesondere in den USA und Europa zurückführen. Anstatt einer CAPEX-Reduktion für Elektrolyseure von etwa 10% pro Jahr, wie zahlreiche Prognosen annahmen, stiegen die Kosten seit 2022 um etwa 57%.³ Die nun eh schon oft knapp kalkulierten

¹ Für gerade mal 0,3 GW ist zudem eine FID (final investment decision – Finale Investitionsentscheidung) getroffen. (QUELLE NWR 21.06.2024)

² Bad Lauchstädt: <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/aktuelles-downloads/aktuelles/energiepark-bad-lauchstaedt-geht-in-die-umsetzung/>
Herrenhausen: <https://taz.de/Elektrolyse-in-Klaerwerk-gescheitert!/5987546/>
Westküste 100: <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Gruener-Wasserstoff-Raffinerie-Heide-bricht-Vorreiter-Projekt-ab,wasserstoff480.html>

³ <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/cost-of-electrolysers-for-green-hydrogen-production-is-rising-instead-of-falling-bnef/2-1-1607220>

Projekte haben hierdurch nun noch höhere Kostenrisiken zu tragen. Einige Akteure schrauben daher bereits ihre Erwartungen und Ambitionen im Wasserstoffsektor zurück. Das australische Bergbauunternehmen Fortescue gab kürzlich bekannt, den Plan, sich zu einem globalen Wasserstoffversorger zu transformieren, deutlich einzukürzen und über 700 Jobs zu streichen.⁴ Auch der dänische Konzern Ørsted verschlankte sein Projektportfolio drastisch. Im August 2024 kündigte das Unternehmen an, das Projekt „FlagshipONE“ einzustellen – das größte seiner Art in Europa zur Herstellung von E-Methanol. Hierfür war bereits die finale Investitionsentscheidung gefallen, europäische Fördergelder zugesagt und sogar der erste Spatenstich gesetzt. Die Entscheidung zur Einstellung des 70MW-Vorhabens kostet den Konzern nun rund 44 Millionen Euro an Entschädigungszahlungen – neben weiteren 200 Millionen Euro, die bereits in das Projekt geflossen sind.⁵ Erst ein halbes Jahr zuvor gab Ørsted COO James Henry an, dass seiner Meinung nach lediglich 5% aller angekündigten Wasserstoffprojekte realisiert würden.⁶ Zusätzlich zu den Kostensteigerungen ist der fehlende Markt ein wesentlicher Hinderungsgrund für die Realisierung von Projekten. Die derzeitige Marktphase ist vor allem von regionalen Wasserstoff-Clustern mit einer geringen bis mittleren Zahl an Akteuren geprägt. Das Risiko des Ausfalls einzelner Teilnehmer ist dabei groß, da es oftmals keine Substitutionsmöglichkeit gibt. Weiterhin können Projekte in diesen Clustern häufig nur aufgrund der Vereinbarung langfristiger Wasserstoff-Abnahmeverträge (Hydrogen Purchase Agreements – HPA) umgesetzt werden, damit H₂-Produzenten entsprechende Sicherheiten für die Investitionsprojekte haben. Doch gerade langfristige HPA schrecken potenzielle Abnehmer ab – denn sobald ein überregionaler Wasserstoffmarkt entsteht und Netze sowie Speicher sukzessive verfügbar werden, geraten Abnahmeverträge ob günstigerer Marktpreise voraussichtlich unter Druck. Somit bleiben Abnehmer zurückhaltend, wenn es um die Unterzeichnung bindender Vereinbarungen geht – wie etwa im Fall des gescheiterten Elektrolyse-Projekts in Hannover.⁷

FINANZIERUNG FEHLANZEIGE – HERAUSFORDERUNGEN FÜR BANKEN UND VERSICHERUNGEN

Für die Projektentwickler ebenfalls herausfordernd, ist die finanzielle Absicherung der Wasserstoffprojekte. Die millionenschweren Investitionen in Anlagen und Infrastruktur sind jedoch in den wenigsten Fällen ohne weitere Geldgeber zu stemmen. Hierbei sind Kredite, Bürgschaften oder die Reduktion des erforderlichen Kapitals über Förderungen häufig Mittel der Wahl. Für Banken und Versicherungen stellen jedoch gerade die recht jungen und vergleichsweise unerprobten Technologien der Wasserstoffprojekte ein Risiko dar. Zudem ist, wie oben beschrieben, die Ausfallsicherheit in regionalen Clustern mit direkt voneinander abhängigen Lieferbeziehungen für kaum ein Kreditinstitut ausreichend. Entgegen den ersten Projekten von erneuerbaren Energienanlagen existiert bei der Wasserstoffproduktion keine gesetzliche Einspeisevergütung, noch ist Wasserstoff so universell in ein

⁴ <https://www.hydrogenfuelnews.com/fortescue-green-hydrogen-jobs/8565905/>

⁵ <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/081524-orsted-scraps-swedish-flagshipone-e-methanol-project-under-development>

⁶ <https://www.hydrogeninsight.com/production/-reality-check-hydrogen-developers-walk-back-large-scale-ambitions-this-decade/2-1-1524707>

⁷ <https://www.hydrogeninsight.com/production/-no-firm-customers-failed-hydrogen-project-leaves-10m-hole-in-city-s-accounts-amid-spiralling-costs/2-1-1692595>

vorhandenes Netz integrierbar, wie dies im Fall von elektrischer Energie der Fall ist. Entsprechend zurückhalten sind die Banken, wenn es um die Vergabe von Projektkrediten in diesem Bereich geht. Viele Projekte bedürfen aus diesem Grund andere Kapitalquellen. Zahlreiche Großprojekte von industriellen Schwergewichten werden dabei zu großem Anteil eigenfinanziert – eine ausreichende Liquidität vorausgesetzt. Für kleinere Projekte bleibt ob der dennoch hohen Investitionssummen im Millionenbereich der Rückgriff auf Privatinvestoren und Fonds sowie die erfolgreiche Beteiligung an Förderprogrammen. Die Möglichkeiten, die die Förderlandschaft bietet, sind dabei mannigfaltig aber häufig komplex. Nach dem weiter unten erläuterten Förderstopp im Mobilitätsbereich für Wasserstoff, verbleiben neben einzelnen Landesförderungen die übergreifenden Bundes- und EU-Programme. Auf deutscher Ebene erregten dabei vor allem die sogenannten „Klimaschutzverträge“ (KSV), als Differenzkostenverträge Aufmerksamkeit, da sie den Betrieb der Anlagen mit berücksichtigen und entsprechend fördern – jedoch nicht ausschließlich Wasserstoffprojekte. In der ersten Runde der KSV wurden im Juli 2024 jedoch lediglich 17 Gebote abgegeben.⁸ Mit einem Gesamtvolumen von über 5,3 Mrd. Euro war diese Pilotrunde dennoch 25% überzeichnet, sodass davon auszugehen ist, dass deutlich weniger Projekte einen finalen Förderzuschlag erhalten. Dies zeigt einerseits den massiven Bedarf an finanziellen Mitteln für Dekarbonisierungsprojekte, andererseits die hohen Förderanforderungen an das Projekt sowie den Teilnahmeprozess. Das zweite vielversprechende Programm ist der Fördermechanismus der EU Hydrogen Bank. Auch hierbei handelt es sich um einen Betriebskostenzuschuss je produziertem Kilogramm Wasserstoff. In der ersten Runde, die im April 2024 stattfand, bekamen sieben Projekte einen Zuschlag für ihr Gebot – keines davon aus Deutschland. Die bezuschlagten Projekte hatten allesamt Zuschüsse von weniger als 0,50 Euro je Kilogramm geboten. Die deutschen Projekte gaben hingegen im Schnitt die dreifache Summe als Gebotspreis an, ein Indiz für die vergleichsweise hohe Produktionskosten hierzulande.⁹

HERSTELLER ZWISCHEN FEHLENDEN BESTELLUNGEN UND TECHNOLOGISCHEN UNWÄGBARKEITEN

Unsicherheiten treffen jedoch nicht nur Projektentwickler, deren Business Cases auf Kante genäht sind oder Banken, die solche Projekte finanzieren wollen. Auch die Hersteller von Anlagen zur Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff stehen vor den Herausforderungen bei der Skalierung der Technologie. Die in vielen Fällen noch immer auf Manufakturebene hergestellten Elektrolyseure lassen durch einzelne Großprojekte im zwei bis dreistelligen MW-Bereich nur wenig Raum für Lerneffekte und Optimierung, auch wenn die Produktionskapazität einzelner Hersteller dadurch hoch ausgelastet ist und Kapazitäten weiter aufgebaut werden. Fehler werden unter anderem dadurch zuweilen erst beim Kunden im Betrieb entdeckt und führen zu Verzögerungen in der Inbetriebnahme oder in der Wasserstoffproduktion. „Wir haben gemerkt, dass die Technologie noch nicht so reif ist, wie erwartet“, erläuterte beispielsweise Jacob Krogsgaard, CEO des dänischen Wasserstoffunternehmens Everfuel

⁸ <https://legal.pwc.de/de/news/fachbeitraege/klimaschutzvertrage-eine-erste-bilanz-und-der-start-des-naechsten-vorbereitenden-verfahrens>

⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en

im ersten Quartal 2024¹⁰, deren Produktionsstart ihrer 20 MW Anlage in Dänemark aufgrund von Dichtungsproblemen verzögert wurde. Auch das weltgrößte H₂-Projekt des chinesischen Unternehmens Sinopec läuft aufgrund technischer Probleme voraussichtlich bis weit in das Jahr 2025 nur auf 20% der angestrebten Leistung und auch Cummins rief Ende 2023 Elektrolyseure aufgrund technischer Defekte zurück, wodurch das erste Wasserstoffprojekt Südeuropas auf Mallorca für mehr als ein Jahr die Produktion einstellen musste.¹¹ Kostensteigerungen und Unternehmensrisiken machen unterdessen auch vor den Elektrolyseurherstellern nicht halt. Als Reaktion auf den schwächelnden europäischen Wasserstoffhochlauf verlagert Enapter die Montage seiner Geräte vom nordrhein-westfälischen Saerbeck nach China.¹² Zugleich zeichnet sich eine massive Überkapazität bei den Elektrolyseur-Herstellern ab, die auf Bestellungen der Projektierer warten. BloombergNEF berichtet, dass Ende 2023 eine weltweite Jahresproduktionskapazität von 31,7 GW vorhanden gewesen sei – das 17-fache dessen, was im Jahr 2023 ausgeliefert wurde und sieben Mal mehr als für 2024 erwartet wird. Wie lange die Hersteller, die Investitionen in ihre Produktionskapazitäten vorschießen können, ehe Bestellungen in signifikanter Größenordnung getätigt werden, bleibt indes abzuwarten.¹³ Einige namenhafte Hersteller wie NEL Asa, Plug Power, Ballard Power, ITM Power aber auch die deutsche Thyssenkrupp Nucera verzeichnen bereits enttäuschende Zahlen oder gar Verluste für die ersten drei Quartale 2024.¹⁴

IMPORTE GESUCHT – WASSERSTOFF VON AUßERHALB

Unterstützend zu den inländischen Wasserstoff-Produktionen soll allerdings ein wesentlicher Teil des Bedarfs durch Importe gedeckt werden. Das BMWK geht von einer Importquote von 50 – 70 % aus. Erst im Juli 2024 verabschiedete daher die Bundesregierung ihre H₂-Importstrategie. Wie schwierig es allerdings ist, Anbieter für Wasserstoff oder seine Derivate zu finden, die über reine symbolische Partnerschaften und Interessenserklärungen hinaus gehen, zeigten die ersten Auktionen der deutschen

¹⁰ <https://www.hydrogeninsight.com/production/hydrogen-technology-across-electrolysers-distribution-and-refuelling-is-not-as-mature-as-we-expected-on-ipo-everfuel-ceo/2-1-1608114>

¹¹ Everfuel: <https://www.everfuel.com/news/everfuel-hysynergy-update/>
Sinopec: <https://energynews.biz/sinopecs-kuqa-green-hydrogen-project-faces-prolonged-challenges/>
Cummins: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-worlds-largest-green-hydrogen-project-has-major-problems-due-to-its-chinese-electrolysers-bnef/2-1-1566679>
<https://www.hydrogeninsight.com/production/southern-europes-first-green-hydrogen-project-has-been-out-of-action-for-more-than-a-year-due-to-electrolyser-fault/2-1-1499134>

¹² Enapter: <https://www.wn.de/muensterland/kreis-steinfurt/saerbeck/enapter-verlegt-montage-nach-china-2992655>

¹³ <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/severe-overcapacity-the-global-supply-of-electrolysers-far-outstrips-demand-from-green-hydrogen-projects-bnef/2-1-1618327>

¹⁴ Nel Asa: <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/18277254-wasserstoff-aktie-talfahrt-nel-asa-schwache-earnings-quartalsverlust-verdoppelt>
Plug Power: <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/18359997-erwartungen-verfehlt-plug-powers-quartalsverlust-vergrault-anleger-aktie-talfahrt>
Ballard Power: <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/18369901-wasserstoff-aktien-nel-plug-power-ballard-power-enttaeuscht-zahlen>
ITM Power: <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/electrolyser-maker-itms-annual-loss-shrinks-on-the-back-of-stricter-green-hydrogen-strategy/2-1-1693235>
Thyssenkrupp nucera: <https://www.wallstreet-online.de/nachricht/18373852-wasserstoff-aktie-thyssenkrupp-nucera-unsicherheit-wasserstoffmarkt-bremst-wachstum>

Importplattform H2 Global. In der Ausschreibungsrunde für grünes Ammoniak gab am Ende nur ein einziger Bieter ein finales, verbindliches Gebot ab, was die Systematik eines Gebotsverfahrens ad absurdum führte, zumal der Liefertermin von ursprünglich 2025 auf 2027 bereits verschoben wurde.¹⁵ Für aus Wasserstoff hergestelltem synthetischem Flugbenzin (e-SAF) fand sich indes überhaupt kein Bieter, sodass die Ausschreibung Mitte Juli 2024 zurückgezogen wurde.¹⁶ Gründe hierfür sind ähnlich denen der Hürden für die heimische Produktion. Anlagen zur Herstellung großer Mengen Wasserstoff, Ammoniak-Cracker oder Fischer-Tropsch-Reaktoren müssen erst kapitalintensiv errichtet werden bevor noch ein einziges Molekül Deutschland erreicht. Potenzielle Investoren fordern hier die Absicherung durch langfristige Lieferverträge hoher Mengen. Die jedoch durch die Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung angestrebte Diversifizierung der Einfuhrquellen wird Mengen einzelner Lieferanten jedoch unter jene für signifikanten Skaleneffekte erforderliche Volumina drücken, was sich wiederum in den Kosten widerspiegeln wird.¹⁷ Ein weiterer wesentlicher Aspekt der Importdiskussion, der in der deutschen Debatte häufig vernachlässigt wird, ist die Eigenversorgung der Exportnationen. Eine Studie des Wuppertal-Instituts von August 2024 zeigt, dass derzeit kein europäisches Land über substantielle H2-Erzeugungsprojekte verfügt.¹⁸ Die einzelnen Länderziele lägen meist hinter den deutschen Zielen zurück und fokussierten zunächst die heimischen Märkte. Importe nach Deutschland bis 2030 seien, wenn überhaupt, nur aus den Nordseeregionen zu erwarten. Pläne, wonach insbesondere Norwegen blauen Wasserstoff aus fossilem Erdgas anstrebt nach Deutschland zu exportieren, wurden im September 2024 allerdings durch die Absage des Equinor-Konzerns an eine deutsch-norwegische Wasserstoff-Pipeline zunichte gemacht.¹⁹ Und auch die geplante Pipeline von Dänemark nach Deutschland verzögert nach Verlautbarungen des dänischen Betreibers Energinet im Oktober 2024 ihren Start um drei Jahre, sodass nur nun ein Beginn der Lieferungen frühestens 2031 beginnen können.²⁰ Dass es daher tatsächliche möglich sein wird bis zum Zieljahr 2030 eine funktionierende Importwirtschaft zu etablieren, scheint daher immer weniger realistisch.

UNSICHERE ANWENDUNGEN DURCH ELEKTRIFIZIERUNGSAKTIVITÄTEN

Die Bereitstellung durch inländische Produktion, aber auch über Importe, hakt, wie oben beschrieben, noch an zahlreichen Stellen. Doch das oft zitierte „Henne-Ei-Problem“ wird auch auf der Anwendungsseite immanent. Seit Beginn des Wasserstoffhypes um 2020 ist etwa der Einsatz von H2 im Transportsektor hoch umstritten. Insbesondere im PKW-Bereich ist die Antriebskonkurrenz durch batterieelektrische Fahrzeuge hoch und der Entwicklungsvorsprung gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen enorm. Das Bundesministerium für Verkehr und Digitales unter der Leitung von Volker Wissing hat dennoch zahlreiche Projekte im Bereich der H2-Tankstellen und Beschaffung von Fahrzeugen und Bussen gefördert. Anfang 2024 wurden hier durch Recherchen von Lobbycontrol Anschuldigungen wegen Vetternwirtschaft laut.²¹ Das BMVD stoppte daraufhin sämtliche Förderprogramme und fror die Fördertöpfe bis auf weiteres ein. Im Laufe des Jahres wurde zudem das

¹⁵ <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/auktion-von-h2-global-deutschlands-erster-wasserstoff-durchbruch/29895092.html>

¹⁶ <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/h2-global-findet-keine-bieter-fuer-gruenes-flugbenzin>

¹⁷ <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/dem-wasserstoffimport-fehlt-das-geld>

¹⁸ <https://wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/8685>

¹⁹ <https://www.hydrogeninsight.com/production/planned-hydrogen-pipeline-between-norway-and-germany-scrapped-by-equinor/2-1-1713642>

²⁰ <https://www.hydrogeninsight.com/production/far-from-ideal-denmark-delays-2bn-hydrogen-pipeline-to-germany-by-three-years/2-1-1721421>

²¹ <https://www.lobbycontrol.de/aus-der-lobbywelt/bonhoff-das-wasserstoff-lobbynetzwirk-im-verkehrsministerium-113681/>

31. Energie-Symposium

eigene Wasserstoff-Referat im Verkehrsministerium aufgelöst.²² Schlussendlich wurde der Geschäftsführer der bundeseigenen nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) Kurt-Christoph von Knobelsdorff Ende August 2024 abberufen. Seine Nachfolgerin kündigte Anfang September 2024 einen Strategiewechsel an, wodurch die NOW einen neuen Fokus auf Elektromobilität setzen wird²³ - Allesamt politische Querelen, die der Entwicklung der jungen und fragilen Wasserstoffwirtschaft nicht gerade zuträglich sind.

Doch auch die Projekte, die umgesetzt wurden, sind nicht unbedingt von Erfolg für das Element Wasserstoff gekrönt. So hat sich die niedersächsische Landesnahverkehrsgesellschaft LNVG nach einer Testphase eines Wasserstoffzugs – aus Kostengründen - gegen die Brennstoffzellenvariante entschieden und bestellt nun über 100 akkubetriebene Züge.²⁴ Ähnlich entschied sich die Stadt Wiesbaden, die bereits 10 wasserstoffbetriebene Busse sowie eine H2-Tankstelle in Betrieb genommen hatte, diese jedoch nach gut einem Jahr wieder verkaufte um sich auf weniger verschiedene Antriebskonzepte konzentrieren zu können und sich perspektivisch Elektrobussen zuzuwenden.²⁵ Auch im Bereich der PKW sprechen die Zulassungszahlen für sich. Trotz etwas mehr als 100 Wasserstofftankstellen in Deutschland gibt es kaum sogenannte FCEVs (Fuel Cell Electric Vehicles) auf den Straßen. So fanden sich nach der Statistik der Neuzulassungen des Kraftfahrtbundesamts unter den 404 zugelassenen wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen im Jahr 2023 in Deutschland lediglich 263 PKW und die erste Hälfte des Jahres 2024 verzeichnet nur 62 neue Personenkraftwagen mit Brennstoffzelle.²⁶ Die geringe Zahl der tankenden H2-Fahrzeuge zehrt unterdessen an der Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Tankstellen. Betreiber H2 Mobility schloss zwischen Anfang und Mitte 2024 drei ihrer Tankstellen mit der Folge, dass Rheinland-Pfalz nun ganz ohne Füllstation ist.²⁷ Ähnliche Schritte hatten bereits Everfuel für zahlreiche Tankstellen in Skandinavien im September 2023²⁸ und Shell für alle Wasserstofftankstellen in Kalifornien und Großbritannien angekündigt.²⁹ Die geringe Nachfrage im Verkehrssektor trifft auch die Hersteller von Füllstationen, sogenannter HRS (Hydrogen Refuelling Stations). Sowohl das französische Wasserstoffunternehmen McPhy als auch der britische Player ITM stießen im Juli 2024 ihre verlustreichen HRS-Sparten ab.³⁰

²² <https://background.tagesspiegel.de/verkehr-und-smart-mobility/briefing/verkehrsministerium-loest-wasserstoff-referat-auf>

²³ <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/strategische-neuausrichtung-bei-der-now-gmbh/>

²⁴ https://www.mw.niedersachsen.de/startseite/uber_uns/presse/presseinformationen/102-neue-akku-triebzeuge-fur-niedersachsen-lnvg-bereitet-ausschreibung-noch-fur-2023-vor-224133.html

²⁵ <https://www.hessenschau.de/wirtschaft/wiesbaden-schafft-wasserstoffbusse-ab---und-kauft-dieselbusse-v4,wasserstoff-busse-wiesbaden-100.html>

²⁶ https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html

²⁷ <https://www.electrive.net/2024/03/26/h2-mobility-schliesst-drei-wasserstoff-tankstellen-dauerhaft/>

²⁸ <https://hydrogen-central.com/everfuel-decided-restructure-hydrogen-station-network-due-current-immature-hydrogen-mobility-market-and-technology-closing-refuelling-stations/>

²⁹ <https://www.electrive.net/2024/02/12/shell-schliesst-h2-tankstellen-fuer-pkw-in-kalifornien/>

³⁰ <https://www.hydrogeninsight.com/transport/mcphy-finalises-sale-of-its-hydrogen-refuelling-business-to-become-pure-play-electrolyser-maker/2-1-1679269>

Im Mobilitätssektor hat Wasserstoff demnach einen nach wie vor schweren Stand. Auch die wasserstoffbasierte Stromspeicherung, etwa zur Netzstabilisation oder längere Pufferreserve, sind in Deutschland nach der Anpassung der Kraftwerksstrategie im Februar durch das BMWK wieder in weitere Ferne gerückt. Zwar waren die Ausschreibungen nach § 39o EEG bereits skizziert und angekündigt, wurden aus Kostengründen jedoch vom Bundeswirtschaftsministerium verworfen. Andere Anwendungen scheinen an vielen Stellen wirtschaftlicher zu sein – doch auch diese sind von der gesamten Wasserstoffbranche abhängig. Die sogenannten „no-regret“ Anwendungen, also solche, deren Einsatz man nicht bereuen wird, finden sich beispielsweise in der Chemieindustrie, die bereits heute große Mengen fossil-erzeugten Wasserstoff verbraucht oder auch in der Stahlherstellung. Das Potenzial des H₂-Einsatzes in den industriellen Sektoren ist dabei enorm. Übereinstimmend rechnen verschiedene Szenario-Studien damit, dass bis 2030 ca. Dreiviertel des deutschlandweiten Wasserstoffverbrauchs auf diese energieintensiven Unternehmen fallen wird. Damit das Potenzial ausgeschöpft werden kann, bedarf es allerdings der Bereitstellung der erforderlichen großen Mengen an Wasserstoff sowie neuen, H₂-Ready Anlagen. Erzverarbeiter treffen beispielsweise die Marktunsicherheit und der schleppender Hochlauf besonders, denn die Umstellung auf wasserstoffbasierte Produktionsverfahren erfordern neben den Prozessanpassungen hohe Investitionen in spezielle Direktreduktionsanlagen. Die Gefahr wächst, dass die neuen Anlagen stehen, aber kein Wasserstoff für den Betrieb da ist. Ein Lichtblick: In den meisten Fällen können die Direktreduktionsanlagen auch mit Erdgas betrieben werden.

(K)EINE KLARE WASSERSTOFF-GESETZGEBUNG

Dass technologische Entwicklungen wie im Falle des Wasserstoffs ihren gesetzlichen Leitplanken voraus sind, ist auch aus vielen weiteren Branchen bekannt. Im Falle des Sektorenkopplers Wasserstoffs und der Wandlung elektrischer Energie in gasförmige Moleküle und ggf. wieder zurück, wird die Gesetzgebung in ihrem Spartendenken vor besondere Herausforderungen gestellt. Sektorenkopplung ist zwar nicht gänzlich neu im legislativen Prozess, doch geschieht der Wasserstoffhochlauf an allen Stellen der Wertschöpfungskette gleichzeitig und jeder Akteur fordert gesetzliche Vorgaben zur Absicherung der geplanten Projekte. Wasserstoff-Erzeuger kämpften bis vor Kurzem mit genehmigungsregulatorischen Auflagen, die jeden Elektrolyseur-Container mit einem Chemie-Werk gleichsetzten. Gleichzeitig ist der Stromeinkauf für diese Anlagen durch situations- und standortbezogen spezifische Stromkostenbestandteile hochgradig komplex. Für den H₂-Transport wurde zwar im Sommer 2024 das Wasserstoff-Kernnetz beschlossen, doch auch hier fordern insbesondere lokale, bisher nicht angeschlossene, oder durch Umplanungen ausgeschlossene Akteure immer wieder Neuplanungen, um sich einen Zugang zum zukünftigen Wasserstoffmarkt zu sichern.³¹

Größere Unsicherheiten bestehen jedoch nach wie vor auf der Anwendungsseite für Wasserstoff. Zwar existiert schon lange die sogenannte „Farbenlehre“ (grauer, blauer, grüner Wasserstoff etc.), doch fehlt

³¹ Vgl. <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Ueberraschendes-Aus-MV-verliert-Anschluss-im-Wasserstoff-Kernnetz,wasserstoff530.html> und <https://www.zfk.de/energie/gas/eins-fordert-anbindung-von-chemnitz-an-das-wasserstoff-kernnetz>

bislang sowohl eine übergreifende Definition als auch eine einheitlich Zertifizierungsmöglichkeit. Für den Mobilitätsbereich hatte die EU Mitte 2023 nach fast 2 Jahren Verzögerung Vorgaben zu erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs gemacht – mit weitreichenden Folgen für die Stromversorgung von grünen Wasserstoffprojekten. Im Laufe des Jahres 2024 werden indes detaillierte Regelungen zur Berechnung der Lebenszyklusemissionen von Wasserstoff erwartet. Erste Studien zur Lebenszyklusanalyse legen nahe, dass die Einhaltung der von der EU bereits gesetzten Taxonomie-Grenzwerte maßgeblich vom Betriebskonzept der Elektrolyse und vom Stromursprung abhängen. Nach einer nature Studie aus Juni 2024 ließen sich die EU-Vorgaben zu den Wasserstoff-Vorkettenemissionen ausschließlich mit Wind- aber nicht Photovoltaikstrom sowie unter der Voraussetzung, dass der H₂-Transport ohne Pipeline oder Schiff erfolgt, erreichen.³² All das sind weitere implizierte Unsicherheiten, im ohnehin noch fragilen Wasserstoffmarkt.

DIE RICHTIGEN SCHLÜSSE ZIEHEN

Die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa hat sich als weitaus komplexer und ressourcenintensiver herausgestellt, als ursprünglich erhofft. Um den Hochlauf dennoch erfolgreich zu gestalten, gilt es, die richtigen Lehren aus den bisherigen Entwicklungen und auch Rückschlägen zu ziehen. An erster Stelle steht die Notwendigkeit, mehr Realismus zu wagen. Projekte unter allen Umständen „wirtschaftlich“ zu rechnen, erhöht unter Umständen das Risiko in späteren Projektphasen. Ein „Fail-fast“-Ansatz kann hier für einen zügigen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft sinnvoll sein: Projekte, die wirtschaftlich oder technologisch nicht tragfähig sind, sollten frühzeitig gestoppt werden, um Ressourcen für erfolgversprechendere Alternativen freizugeben – auch wenn vermeintliche Prestige-Gewinne damit erreichbar wären.

Die Finanzierung und Risikoverteilung müssen ebenfalls neu gedacht werden. Statt einzelne Akteure allein den Risiken auszusetzen, sollten Konsortien geschaffen werden, die die Lasten aber auch die Gewinne entlang der gesamten Wertschöpfungskette teilen. Dies könnte zu einer Reduzierung der Gesamtkosten führen und die Marktunsicherheiten abfedern. Wichtig ist dabei vor allem, sich von der Illusion kurzfristiger Gewinne zu verabschieden. Ähnlich wie bei anderen infrastrukturellen Projekten werden sich Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur erst langfristig auszahlen. Gleichzeitig muss der Staat eine größere Rolle spielen, um über entsprechende Fördermodelle – wie Betriebskostenförderungen ähnlich dem EEG im Bereich des erneuerbaren Stroms – die nötigen Anreize für den Ausbau zu schaffen.

Ebenso wichtig ist die genaue Prüfung, für welche Anwendungen Wasserstoff tatsächlich die beste Lösung darstellt. Batterietechnologien machen insbesondere im Mobilitätssektor rasante Fortschritte, was die Konkurrenz zu wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen weiter verstärkt. Gleiches gilt für den Wärmesektor, in dem die Elektrifizierung ebenfalls schnell voranschreitet. Die „no-regret“ Anwendungen

³² <https://www.nature.com/articles/s41560-024-01563-1>

scheinen aktuell die sichersten Abnehmer von Wasserstoff zu sein, d.h. überall wo Wasserstoff als Molekül und nicht als Energieträger benötigt wird.

Ein weiterer zentraler Punkt ist die Frage der Nachhaltigkeit von Wasserstoff, insbesondere im Hinblick auf blauen Wasserstoff. Jüngste Untersuchungen zeigen, dass blauer Wasserstoff in vielen Fällen nicht die erhoffte klimafreundliche Alternative darstellt. Studien weisen darauf hin, dass die Emissionen, die durch die Nutzung fossiler Brennstoffe und die Speicherung von CO₂ entstehen, oft unterschätzt werden.³³ Die IEEFA argumentiert, dass blauer Wasserstoff nicht nur erhebliche Mengen an CO₂-Emissionen verursacht, sondern auch die Gefahr von „Lock-ins“ birgt, da er langfristig Abhängigkeiten von fossilen Brennstoffen verstärken könnte.³⁴ Zudem zeigen neue Studien, dass Wasserstoff selbst als Gas ein noch potenteres Treibhausgas ist, als bisher angenommen, was das Klimaschädigungspotenzial bei Leckagen während Produktion, Transport, Speicherung oder Nutzung deutlich erhöht.³⁵ Eine präzise Berechnung der Lebenszyklusemissionen von Wasserstoff ist daher unerlässlich.³⁶ Um diesen Unsicherheiten zu begegnen, sollte der Fokus verstärkt auf grünem Wasserstoff liegen, dessen Produktion aus erneuerbaren Energien in der Regel wesentlich geringere Emissionen verursacht.

Letztlich geht es darum, die Wasserstoffwertschöpfungskette an den richtigen Stellen zu öffnen und strategisch zu fördern. Wo bringt Wasserstoff den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen? Die Antwort könnte in der Kombination von inländischer Produktion und gezielten Importen liegen – etwa in der Stahlindustrie, wo auch importierter Eisenschwamm verarbeitet werden könnte. Für eine wirklich ökologisch nachhaltige Zukunft stellt sich daher die Frage, welche industrielle Wertschöpfung noch in Deutschland stattfinden sollte. Deutschland hat, selbst im europäischen Vergleich, hohe Wasserstoffgestehungskosten, die – sollten die industriellen Prozesse auf H₂ umstellen – einen Wettbewerbsnachteil darstellen und den Industriestandort Deutschland damit unattraktiv werden lässt. Es gilt daher den Nachteil entweder durch staatliche Unterstützung auszugleichen oder ihn mit seinen Konsequenzen hinzunehmen.

Insgesamt zeigt sich, die Herausforderungen sind zahlreich, aber mit der richtigen Strategie und den passenden Rahmenbedingungen kann Wasserstoff dennoch ein wesentlicher Baustein der Energiewende werden.

³³ <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ese3.956>

³⁴ <https://ieefa.org/resources/blue-hydrogen-not-clean-not-low-carbon-not-solution>

³⁵ <https://www.hydrogeninsight.com/analysis/hydrogen-is-a-more-potent-greenhouse-gas-than-previously-reported-new-study-reveals/2-1-1463495>

³⁶ <https://www.hydrogeninsight.com/production/blue-hydrogen-could-be-beneficial-or-disastrous-for-the-climate-depending-on-how-accurately-lifecycle-emissions-are-measured/2-1-1601621>

EINFLUSS DES PYROLYSEGASES IN DER SYNTHESE VON CoNiFe-OXIDEN AUF DEREN KATALYTISCHE LEISTUNG HINSICHTLICH DER ALKALISCHEN WASSEROXIDATION (OER)

A.-E. Surkus

Leibniz-Institut für Katalyse, Albert-Einstein-Str. 29A, 18059 Rostock, Germany

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Wasserelektrolyse unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen ist eine der vielversprechendsten Strategien zur Erreichung einer kohlenstoffneutralen Wirtschaft.[1] Die Wasserelektrolyse ist ein effektiver Wasserspaltungsprozess, der aus zwei Halbzellenreaktionen besteht, der Wasserstoffentwicklungsreaktion (HER) an der Kathode und der Sauerstoffentwicklungsreaktion (OER) an der Anode. Obwohl der Wasserstoff als Wertschöpfungsprodukt an der Kathode erzeugt wird, spielt die anodische Reaktion aufgrund des Mehrfach-Elektronentransfers eine wichtige Rolle bei der Bestimmung der Reaktionskinetik des gesamten Wasserspaltungsprozesses.[2] Daher ist die Entwicklung kostengünstiger und hochaktiver OER-Elektrokatalysatoren einer der Schlüssel zur weiteren Verbesserung der Gesamteffizienz der Wasserelektrolyse. Unter den verschiedenen Wasserelektrolysetechnologien wird die alkalische Wasserelektrolyse (AWE) seit vielen Jahrzehnten kommerziell genutzt und steht für die Wasserstoffproduktion im mittleren Maßstab und die Verwendung von Nichtedelmetallen als Elektrokatalysatoren.[3]

Für die alkalische OER wurden trimetallische Oxide (CoNiFe-Oxide) synthetisiert, die in verschiedenen Atmosphären pyrolysiert wurden; dabei kamen zum Einsatz sauerstoffreiches (A; Luft), sauerstoffarmes (M; 1 Vol% Luft in Argon) bzw. sauerstofffreies (H; 5 Vol% H₂ in Argon) Pyrolysegas. Das CoNiFe (2:2:1)/M, das unter einer sauerstoffarmen Atmosphäre (M) behandelt wurde, zeigt in 1 M KOH die beste Leistung mit einer Überspannung von 291 mV bei 10 mA cm⁻²_{geo} und einer Massenaktivität bei 1,56 V (vs. RHE) von ~345 A g⁻¹_{Katalysator}. Darüber hinaus zeigt CoNiFe (2:2:1)/M eine ausgezeichnete Stabilität im OER-Prozess für mindestens 50 Stunden bei 100 mA cm⁻²_{geo} im Labormaßstab und ~75 Stunden bei 400 mA cm⁻² in einem alkalischen Elektrolyseur. Damit steht nunmehr eine einfache und effektive Methode zur Synthese von OER-Katalysatoren für die alkalische Wasseroxidation zur Verfügung.

REFERENZEN:

- [1] T. Yusaf, M. Laimon, W. Alrefae, K. Kadirgama, D. Ramasamy, M. Kamal and B. Yousif, Appl. Sci., 2022, 12, 17.
- [3] Q. Liang, G. Brocks and A. Bieberle-Hütter, JPhys Energy, 2021, 3, 026001.
- [4] Y. D. Zi-You Yu, Xing-Yu Feng, Xingxing Yu, Min-Rui Gao and Shu-Hong Yu, Adv. Mater., 2021, 33.

THE SOCIAL/SOCIETAL IMPACT OF ENERGY TRANSITION – THE ROLE OF LOCAL ENERGY COMMUNITIES

Dr. Ir. Wim H. Timmerman, Hanze

University of Applied Sciences Groningen

INTRODUCTION

Energy transition is a subject facing lots of discussion, both in the political arena as in society. The Paris agreement has set a landmark to reduce green house gas emissions worldwide in order to keep global warming well below 2 degrees Celsius (UNFCCC, 2015). Many countries committed to this agreement but unfortunately, commitment does not imply legal obligation. Energy transition, moving away from fossil fuels towards renewable resources, is part of policies that are needed to realize this change. It is a global challenge that impacts all levels in society, from industries to local households. All levels are needed to realize the set goals. Realising energy transition is not straightforward, it can be seen as a wicked problem: it's complex where no single solution is available.

PESTEL – A MULTI-DISCIPLINARY APPROACH

PESTEL is a framework that can be used to investigate wicked problems from various perspectives: Political, Economic, Social, Ecological and Law/regulations (Witcher et al., 2010). Each perspective sheds light on the complexity of energy transition, where the various perspectives have to be balanced to come to a solution that is widely accepted. Many times, energy transition projects are approached from a single standpoint. Technology is an important enabler, and yes, financial viability is indispensable, but these factors alone are no guarantee for success when for instance citizens are not included, leading to resistance. Therefore, a multi-level, multi-disciplinary approach is needed.

LOCAL ENERGY COMMUNITIES

In many countries, local energy communities emerged. Local energy communities are characterised by having involved processes of project development that are to some degree local and collective in nature, and/or having beneficial outcomes (economic and social) that are also, to some degree, local and collective (Walker & Cass, 2007). In the Netherlands alone there are 705 citizen initiated energy collectives, covering 86% of all the municipalities (Schwenke et al., 2023). They aim to stimulate and support their fellow citizens, by organising collective energy savings projects and realising local energy generation both on individual premises but also on a larger scale (i.e. solar parks, wind parks). But also the social component plays an important role. Many of these initiatives are legally organised in the form of a cooperative, where each member has an equal vote on what happens within the cooperative. By giving people a voice, they become active participants, thus democratizing the energy system.

CHALLENGES FACING ENERGY COMMUNITIES

But as initiatives grow, realising more and bigger projects, they are also faced with the complexities of the energy system. Knowledge and expertise is needed on a wide range of areas, such as laws and regulations, technical issues, financial and economic challenges and, last but not least, social and societal barriers: how to convince people to participate (Timmerman, 2017). Local focus is inherent to a relatively limited size, while for example large scale is a necessary precondition for a successful business case. But scaling up has the risk of losing local identity and branding. As most initiatives are initiated and run by volunteers, the necessary step forward to professionalization might cause frictions,

which is one of the growth pains that local energy communities are facing.

LOCAL ENERGY COMMUNITIES – THE NEXT STEPS

At the Hanze University of Applied Sciences Groningen (HUAS), these challenges are being addressed in various research projects, with and for the local initiatives. A long term research project looks into the development of active citizen participation in local energy initiatives in the three northern provinces of the Netherlands (Schoor et al., 2024). The goal is to develop an engagement strategy to enhance local participation that leads communities to more successful and impactful sustainable energy practices. Further research focuses on how local communities can deploy new services in the energy market place, thus empowering their members and fostering their role and position in the energy sector. How can citizen optimally profit from locally generated sustainable energy (i.e. peer-to-peer energy trading, reduced energy tariffs for people in energy poverty)? How can blockchain technology facilitate peer-to-peer, cost-price based energy trading? What is the business case for a cooperative aggregator by offering flexibility services to the energy market place (i.e. balance market, congestion market)? How can neighbourhood battery systems support the network operator in preventing congestion in the distribution network? What role can hydrogen play when grid congestion is a bottleneck for feeding in locally generated electricity? What are legal bottlenecks that are hindering the roll-out of such services, and how can these bottlenecks be resolved?

Many questions that need to be resolved to bring local energy communities to a next step, thus accelerating energy transition at a local level.

REFERENCES

- Schoor, T. van der, Pierie, F., Timmerman, W.H. (2024). Innovative solutions for local energy systems, a transdisciplinary approach. "Rassegna Italiana di Sociologia, Rivista trimestrale fondata da Camillo Pellizzi" 2/2024, pp. 343-368, doi: 10.1423/114123
- Schwenke, A.M., Graaff, J. de, Popma, A.M., Meijer, W. Lokale Energie Monitor 2022. (n.d.). HIER. <https://www.hier.nu/LEM2022>.
- Timmerman, W. H. (2017). Facilitating the growth of local energy communities.
- UNFCCC (2015). Adoption of the Paris Agreement. Paris: United Nations Framework Convention on Climate Change.
- Walker, G., & Cass, N. (2007). Carbon reduction, 'the public' and renewable energy: engaging with socio-technical configurations. *Area*, 39(4), 458-469.
- Witcher, BJ & Chau, VS (2010). *Strategic Management Principles and Practice*, Cengage Learning EMEA, United Kingdom.

ÜBERGREIFENDE SEKTORKOPPLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN DURCH METHANISIERUNG VON WASSERSTOFF MIT CO₂ AUS BIOGASANLAGEN

Martin Szeimies, Thies Langmaack, Hinrich Uellendahl

Hochschule Flensburg | University of Applied Sciences

Kanzleistr. 91-93, 24943 Flensburg, hinrich.uellendahl@hs-flensburg.de

ABSTRACT

Seit Anfang 2023 ist an der Hochschule Flensburg das „Testlabor Sektorkopplung – Power-to-Fuels-and-Chemicals“ in Betrieb. Im Testlabor können die Prozesse der Biogaserzeugung, der katalytischen Methanisierung von CO₂ des Biogases mit grünem Wasserstoff sowie der Gärrestaufbereitung einzeln und ihre Kopplung im Pilotmaßstab getestet und weiterentwickelt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes „BiogasReal“ wurde in den vergangenen 2 Jahren einerseits der Biogasprozess für Reststoffe aus der Landwirtschaft und andererseits die katalytische Methanisierung von CO₂ des im Biogasprozess gebildeten Biogases optimiert. In den letzten Versuchsreihen zur Methanisierung wurden unter Verwendung von Nickel-Katalysator eine Temperatur von 230°C, ein Druck von 9,5 bar, ein Gasstrom von 4,5 L- H₂/h und 4,0 L-Biogas/h als optimale Betriebsparameter identifiziert, um den höchsten Umsatz zu Methan zu erreichen. Hierbei konnte ein Methangehalt von 93,2% im Produktgas erzielt werden.

1. EINLEITUNG

In Schleswig-Holstein werden jährlich ca. 1800 GWh Windstrom zu den Zeiten abgeregelt, in denen die Stromerzeugung über dem regionalen Bedarf liegt und weder über die bestehenden Netzleitungen abgeführt noch gespeichert werden kann. Auch mit dem geplanten Ausbau der Windenergie in den kommenden Jahrzehnten wird selbst bei einem verstärkten Netzausbau die Stromproduktion häufig über dem Verbrauch liegen und damit die Einrichtung von entsprechenden Speicherkapazitäten notwendig sein. Als Alternative zu Batteriespeichern eignet sich die Speicherung des Stroms als grüner Wasserstoff durch Nutzung des Stromes zur Erzeugung von Wasserstoff mittels der Elektrolyse von Wasser. Die Speicherung und Nutzung von Wasserstoff bedürfen allerdings einer neuen Infrastruktur, die aufgrund von Materialanforderungen und höheren Kompressionsdrücken aufwendig und energieintensiv ist. Daher bietet sich die direkte Umwandlung des Wasserstoffs in andere Energieträger durch eine Power-to-X (PtX) Technologie an, die in bestehender Infrastruktur gespeichert und genutzt werden können. Die einfachste PtX Technologie ist hierfür die Synthese von Wasserstoff und CO₂ zu Methan, welches in die bestehende Erdgas-Infrastruktur eingeleitet werden kann. Dieser Methanisierungsprozess hat in Verbindung mit der Biogaserzeugung in Biogasanlagen drei synergistische Effekte:

- Biogas enthält bis zu 50 vol% CO₂ nicht fossilen Ursprungs, welches in konzentrierter Form für die Synthese von CO₂-neutralen Brennstoffen verwendet werden kann.
- Das entstandene Methan ist der an Biogasanlagen bereits im Biogas enthaltene Energieträger, wodurch es direkt an die in Biogasanlagen bestehende Infrastruktur verwendet werden kann.
- Der Methanisierungsprozess von CO₂ des Biogases und Wasserstoff ersetzt gleichzeitig die herkömmliche Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und erhöht den Biomethanertrag von Biogasanlagen ohne zusätzlichen Einsatz von Biomassesubstraten.

31. Energie-Symposium

Diese Kopplung von regenerativer Stromerzeugung aus Wind und PV mit Biogasanlagen ist insbesondere für Schleswig-Holstein interessant, wo an vielen Standorten von Windkraftanlagen auch Biogasanlagen vorhanden sind [1]. Ebenso ist diese Kopplung für die Betreiber von Windkraft- und Biogasanlagen gleichermaßen von Vorteil, um einerseits den Strom zu nutzen und andererseits den Methanertrag zu erhöhen und die Kosten der Biogasaufbereitung zu senken.

Um die technische Kopplung von regenerativer Strom- und Biogasproduktion näher zu erforschen und weiterzuentwickeln, wurde an der Hochschule Flensburg das Testlabor Sektorkopplung errichtet. Das Testlabor beinhaltet eine Biogasanlage im Pilot-Maßstab, einen Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung, einen Methanisierungs-Teststand sowie verschiedene Prozesse zur Gärrestaufbereitung (Abb. 1). Um eine fluktuierende Strom- und damit Wasserstoff Produktion mit der kontinuierlichen Biogasproduktion zu koppeln, sind ein druckloser Biogasspeicher und ein Druckspeicher (<16 bar) für Biogas installiert, während der Elektrolyseur den Wasserstoff bedarfsabhängig bei einem Druck von 10 bar liefert.



Abbildung 1: Testlabor Sektorkopplung – Power-to-Fuels-and-Chemicals (P2FC) der Hochschule Flensburg mit Biogas-Pilotanlage (oben links), Biogas- und Methan-Gasspeicher (oben rechts) sowie Teststand der katalytischen Methanisierung (unten)

Im Rahmen des Projekts „Optimierung der Umstellung von Biogasanlagen auf Reststoffe aus der Landwirtschaft (Biogas ReaL)“ wird derzeit neben der Ertragsoptimierung des Biogasprozess basierend auf Gülle und anderen landwirtschaftlichen Reststoffen der Prozess der katalytischen Methanisierung

weiterentwickelt. Zur Optimierung der Methanisierung werden im Testlabor Sektorkopplung die Prozessparameter (Temperatur, Druck, Verweilzeit) und die Auswahl und Beschaffenheit von verschiedenen Katalysatoren für einen möglichst effizienten und kostengünstigen Methanisierungsprozess ermittelt.

2. KATALYTISCHE METHANISIERUNG VON CO₂ UND WASSERSTOFF

Die Methanisierung von CO₂ und Wasserstoff wird im Testlabor Sektorkopplung chemisch-katalytisch gemäß der Sabatier-Reaktion (1) durchgeführt:



Der Teststand zur Methanisierung (Abb. 1 unten) besteht aus einem Rohrreaktor in einem Heizmantel, in den entweder Reingase oder das von der Biogasanlage erzeugte Biogasgemisch eingeleitet werden können. Bei früheren Versuchen mit Reingasen konnten in einem Rohrreaktor mit einem Katalysator-Füllvolumen von 11 cm³ bei Verwendung von Nickel-Katalysator und Prozessbedingungen von 200°C, 10 bar, einem Gas-Zustrom von 1,1 mL/s mit einem Gasvolumenverhältnis von H₂:CO₂ von 6:1 und von CH₄:CO₂ von 1,5:1 eine CO₂ Umsetzung von 99,6% CO₂ mit einer Methankonzentration von 98,9% im Abgas erzielt werden [2].

Im Rahmen des BiogasReaL Projektes wurden verschiedene Versuchsreihen durchgeführt, um den Prozess der katalytischen Methanisierung unter Verwendung des in der Pilot-Biogasanlage produzierten Biogases zu optimieren. Hierzu wurden einerseits die Prozessparameter (Temperatur, Druck, Gasstrom) variiert, andererseits verschiedene Katalysatormaterialien und -ausführungen sowie ein Rohrreaktor mit 2-fachem Durchmesser verwendet.

Nach zahlreichen Vorversuchen wurden die Prozessparameter in den folgenden Bereichen:

- Temperatur: 200-400°C
- Druck: 1,0-9,5 bar
- Gasstrom: H₂: 0,5-10,0 L/h, Biogas: 0,5-7,5 L/h

Die Versuchsreihen zur Identifizierung der optimalen Prozessparameter wurden auf Basis der statistischen Versuchsplanung (Design of Experiments, DoE) durchgeführt.

3. ERGEBNISSE

Der höchste Umsatz von H₂ und CO₂ zu Methan wurde unter den folgenden Prozessbedingungen erreicht:

- Temperatur: 230°C
- Druck: 9,5 bar
- Gasstrom: H₂: 4,5 L/h, Biogas: 4,0 L/h

Unter diesen Prozessbedingungen wurde eine Methankonzentration im Produktgas von 93,2 vol% erreicht. Der nicht umgesetzte Anteil von H₂ und CO₂ betrug 1,0 vol% bzw. 3,7 vol%. Damit liegt der Umsatz zu Methan nur 2,8 vol% unter dem Umsatz, der in früheren Versuchen mit Reingasen erreicht wurde [2].

In nachfolgenden Versuchsreihen soll der Methanertrag weiter erhöht und der dynamische Betrieb der Methanisierung in Verbindung mit fluktuierender Strom- bzw. Wasserstoffherzeugung getestet werden.

4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Jürgensen, L., Ehimen, E.A., Born, J., and Holm-Nielsen, J.B. (2014): Methanation potential: Suitable catalyst and optimized process conditions. *Biomass and Bioenergy* 66, 126-147. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.02.032>
- [2] Boggula, R.R., Fischer, D., Casaretto, R. and Born, J. (2020): Methanation potential: Suitable catalyst and optimized process conditions. *Biomass and Bioenergy* 133, 105447. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105447>

5. FÖRDERUNG

Die Einrichtung des Testlabors Sektorkopplung wurde als Investitionsprojekt „Testlabor Sektorkopplung Power-to-Fuels and Chemicals: Biogas: und Energiespeichertechnologie“ durch die Europäische Union – Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE), den Bund und das Land Schleswig-Holstein gefördert.

Das Projekt „Optimierung der Umstellung von Biogasanlagen auf Reststoffe aus der Landwirtschaft (BiogasReal)“ wird gefördert durch das Förderprogramm „HWT Energie und Klimaschutz“ der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH, <https://www.eksh.org/projekte/hwt-energie-klimaschutz#>).

BESCHREIBUNG DER VERLUSTE VON WÄRMESPEICHERN IN DER SIMULATIONSUMGEBUNG OEMOF MIT HILFE EINES ZWEI-SCHICHTEN-SPEICHERMODELLS

Jonathan Wenzel¹, Christoph Schmidt¹, Thomas Link¹

¹ Institut für Regenerative Energietechnik/Hochschule Nordhausen, Nordhausen

ABSTRACT

Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien kommt es in Zukunft zu einer steigenden Diskrepanz zwischen Angebot und Bedarf von Energie. Eine Möglichkeit, diese Diskrepanz abzubauen ist der Einsatz von Energiespeichern. Thermische Energiespeicher können Lastspitzen aus dem Stromnetz aufnehmen und somit indirekt zur Lastregulierung beitragen. Wärmespeicher werden in unterschiedlichen Größenordnungen im Energiesystem eingesetzt. Saisonale Wärmespeicher dienen dazu, Energie aus erneuerbaren Energien aus den ertragreichen Sommermonaten bis in den Winter zu speichern. Bei Stadtwerken kommen zusätzlich Wärmespeicher zum Einsatz, welche tägliche Energieschwankungen aus dem Fernwärmesystem ausgleichen können. Im Wohnungsbau werden zudem Pufferspeicher im Heizungssystem der Gebäude eingesetzt.

Zur Abbildung von Energiesystemen mit derartigen Speichern kann die Modellierungsumgebung oemof (open energy modelling framework) verwendet werden. In diesem Paper soll ein Modell zur Bereitstellung eines Zwei-Zonen-Wärmespeichers in oemof erläutert werden. Die berechneten Wärmeverluste werden mit realen Anlagendaten abgeglichen. Für saisonale Wärmespeicher in Erdbecken-Bauform findet eine Modellanpassung statt. Mit Hilfe des Modells und der Anpassung ist es möglich, Wärmespeicher realistischer in Energiesystemen abzubilden. Die Modellanpassung soll in die oemof.thermal library implementiert werden.

1. EINLEITUNG

Wärmespeicher finden Anwendung, um Wärmeangebot und -nachfrage miteinander zu vereinen, sowie wenn eine „Energieverschwendung“ verhindert oder ein Energieüberschuss konserviert werden soll [1].

Wärmespeicher können nach physikalischem Funktionsprinzip, Bauart und Dauer der Speicherung unterschieden werden.

Beim Funktionsprinzip kann zwischen sensiblen Wärmespeichern, welche die Wärme durch eine Veränderung der Speichermediumtemperatur speichern, latenten Wärmespeichern, welche Wärme im Phasenwechsel des Speichermediums speichern und thermochemischen Wärmespeichern, welche die Wärme in Form einer reversiblen chemischen Reaktion speichern, unterschieden werden. Sensible Wärmespeicher sind in der Praxis am erprobtesten, weshalb der Fokus auf diese gelegt wird [1].

Sensible Wärmespeicher können in 4 Bauformen unterteilt werden. Die häufigsten Bauformen sind die des Tankwärmespeichers (TTES) und des Beckenwärmespeichers (PTES). TTES sind zylindrische Stahl- oder Betontanks, welche mit einem Speichermedium befüllt sind und sowohl vergraben als auch unvergraben eingesetzt werden können. Häufig wird die gesamte Mantelfläche isoliert. PTES sind beispielsweise Erdgruben, welche mit einem Speichermedium befüllt sind. Diese sind mit einem gut isolierten Deckel abgedeckt; gegen Erdreich wird häufig nur vor einem Wasserverlust geschützt. Weniger häufig verwendet werden Aquiferspeicher (ATES) und Bohrlochspeicher (BTES) [1].

Wärmespeicher können Wärme entweder über einen kurzen Zeitraum, also über Stunden oder einige Tage speichern, um Last- und Angebotsschwankungen zu überwinden, oder über einen langen Zeitraum, also über mehrere Monate, um Wärme vom Sommer in den Winter zu übertragen [1].

Um Wärmespeicher korrekt in einem Energiesystemmodell abzubilden, ist die Modellierung der Wärmeverluste notwendig. In diesem Paper sollen die Wärmeverluste sensibler Wärmespeicher in Tank- oder Beckenbauart modelliert und mit Wärmeverlusten realer Speicher verglichen werden.

2. STARTIFIED STORAGE MODELL VON OEMOF

Die Modellierungsumgebung oemof [2] stellt zur Modellierung von Wärmespeichern ein 2-Zonen-Modell [3] zur Verfügung. Das Modell bildet einen Zylinder der Höhe h und des Durchmessers d ab, welcher in 2 Temperaturzonen (eine warme und eine kalte) unterteilt ist. Die Zonen sind perfekt voneinander getrennt. Eine schematische Darstellung kann Abbildung 1 entnommen werden. Die Temperatur der Zonen entspricht den jeweiligen Temperaturen der Einspeisung und Entnahme. Ein Befüllen oder Entladen des Speichers hat zur Folge, dass sich die Grenzschicht zwischen warmem und kaltem Speicherinhalt verschiebt. Auf der kalten bzw. warmen Seite des Speichers verbleibt beim Be bzw. Entladen jeweils ein Restvolumen, welches ein Be- bzw. Entladelimit darstellt, welches in Abbildung 1 gestrichelt angedeutet ist. Materialeigenschaften und U-Werte werden als konstant über den gesamten Speicher angenommen. Dem Modell müssen die Geometrien und Materialeigenschaften als auch ein Umgebungstemperaturprofil vorgegeben werden. Im Falle eines (teil-)vergrabenen Speichers wird die Erdtemperatur der Umgebungstemperatur gleichgesetzt.

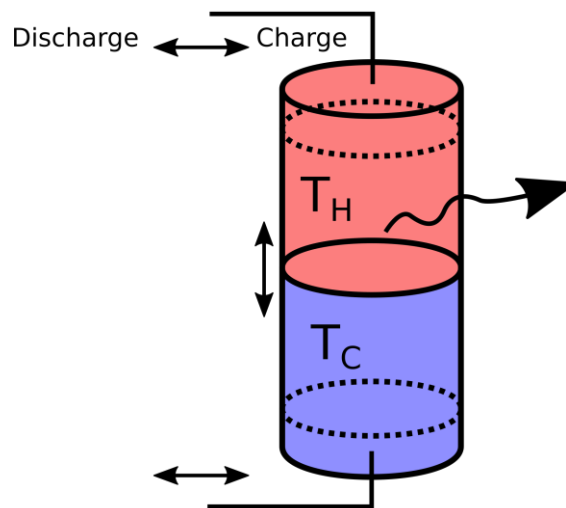


Abbildung 1: Schematische Darstellung des oemof-Speichers. Die gepunkteten Linien stellen die Totzonen dar [3]

Die eingespeicherte Wärmeenergie kann mittels Formel (1) für jeden Zeitpunkt t berechnet werden.

$$Q_t = Q_{t-1} \cdot (1 - \beta) - Q_N \cdot \gamma - \delta + \dot{Q}_{in,t} \cdot \eta_{in} \cdot \Delta t - \frac{\dot{Q}_{out,t}}{\eta_{out}} \cdot \Delta t \quad (1)$$

Dabei ist Q_t der Speicherinhalt zu einem beliebigen Zeitpunkt t , Q_{t-1} der Speicherinhalt zum vorherigen Zeitpunkt, Q_N die Speichernennkapazität, $\dot{Q}_{in,t}$ und $\dot{Q}_{out,t}$ die Einspeise- bzw. Entladeleistung zum Zeitpunkt t mit ihren jeweiligen Wirkungsgraden η_{in} und η_{out} . β , γ und δ sind Verlustparameter, welche mittels Formel (2) bis (4) berechnet werden:

$$\beta = U \cdot \frac{4}{d \cdot \rho \cdot c} \cdot \Delta t \quad (2)$$

$$\gamma = U \cdot \frac{4}{d \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{HC}} \cdot \Delta T_{C0} \cdot \Delta t \quad (3)$$

$$\delta = U \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot (\Delta T_{H0} + \Delta T_{C0}) \cdot \Delta t \quad (4)$$

Dabei ist U der U-Wert der Außenhülle, d der innere Durchmesser, ρ die Dichte des Speichermediums mit dessen Wärmekapazität c, T_H die heiße, T_C die kalte Speichermediumtemperatur und T_0 die Außentemperatur. ΔT_{HC} ist die Temperaturdifferenz zwischen der warmen und der kalten Speichertemperatur, ΔT_{C0} die Temperaturdifferenz zwischen kalter Speichertemperatur und Umgebungstemperatur und ΔT_{H0} die Temperaturdifferenz zwischen warmer Speichertemperatur und Umgebungstemperatur. β und γ beschreiben die Wärmeverluste durch den Zylindermantel, während δ die Verluste durch Boden und Deckel beschreibt.

Die Wärmeverluste je Zeitschritt Δt werden laut Formel (5) berechnet.

$$Q_{\text{loss},t} = Q_{t-1} \cdot \beta + Q_N \cdot \gamma + \delta \quad (5)$$

3. VALIDIERUNG DER MODELLIERUNGSDATEN MITTELS REALER SPEICHER

Das oemof-Modell wurde daraufhin untersucht, wie sich die berechneten Wärmeverluste gegenüber realen Wärmeverlusten verhalten und ob Anpassungen vorgenommen werden müssen. Hierfür wurden Speicher aus allen 3 Größenkategorien modelliert und die berechneten und realen Wärmeverluste diskutiert. Im Folgenden werden das Vorgehen und die Ergebnisse dieser Modellierungen behandelt.

3.1 TAG-NACHT-WÄRMESPEICHER ZUR TRINKWASSERERWÄRMUNG UND HEIZUNGSUNTERSTÜTZUNG IN WOHNGEBÄUDEN

Als reales Beispiel dienen 3 Pufferspeicher in verschiedenen Volumenausführungen [4]-[6]. Die nötigen Daten wurden den jeweiligen Produktdatenblättern entnommen. Die Wärmeverluste beziehen sich jeweils auf den Bereitschafts-Wärmeverlust, welcher in Tabelle für die jeweiligen Speicher dargestellt ist. Die Modellierung orientierte sich an DIN EN 12879 [7] und DIN V 18599-5 [8]. Hierbei wurde jede der Speichergrößen aus [4]-[6] modelliert.

Tabelle 1: Bereitschaftswärmeverluste in kWh/d je Speichervolumen; Vergleich Datenblatt ([4]-[6]) und den modellierten Verlusten

Solarbayer, Speichervolumen I		500	800	1000	1500
Bereitschafts-Wärmeverluste in kWh/d	Datenblatt	2,26	2,59	2,80	3,61
	berechnet	1,55	2,09	2,43	3,10
Bosch B-M, Speichervolumen I		500	750	1000	1300
Bereitschafts-Wärmeverluste in kWh/d	Datenblatt	1,98	2,20	2,50	2,80
	berechnet	1,13	1,32	1,70	2,00
Bosch B-ER, Speichervolumen I		500	750	1000	/
Bereitschafts-Wärmeverluste in kWh/d	Datenblatt	1,92	1,90	2,40	/
	berechnet	1,13	1,32	1,70	/

Da im Modell keine freien Parameter vorliegen, wird keine Anpassung vorgenommen. Die Abweichungen belaufen sich auf einen Bereich zwischen 13% und 40% und können aus der Annahme einer perfekten Schichtung stammen.

3.2 TAG-NACHT-WÄRMESPEICHER IN WÄRMENETZEN AM BEISPIEL DER STADTWERKE ERFURT

Als reales Beispiel dient einer der beiden in Betrieb befindlichen Tag-Nacht-Wärmespeicher in Tankbauart der Stadtwerke Erfurt (SWE). Von den SWE wurden Konstruktionsdaten beigesteuert [9]. Zur Betriebsweise wurde folgende Aussage getroffen: „Der Speicher befand sich vor einigen Jahren für mehrere Monate außer Betrieb (...) und war zur halben Kapazität beladen. Ein Wärmeverlust war anhand der Speichertemperatur praktisch nicht ablesbar.“; zudem weist der Speicher keine deutliche Temperatur-Zonung auf [9].

Mit diesen Daten wurde der Speicher modelliert. Als Außentemperatur wurde ein Datensatz von Meteonorm [10] für ein Durchschnittsjahr in Erfurt verwendet; die Modellierungszeit betrug 92 Tage (mehrere Monate) im Frühling/Sommer.

Abbildung 2 stellt das Ergebnis dar. Es treten Wärmeverluste auf, wodurch der Speicherfüllstand kontinuierlich abnimmt. Über die Modellierungszeit sank der Füllstand jedoch nur von 50 % auf 42 %, also um 8 %. Die Aussage der „kaum messbaren Wärmeverluste“ wurde bestätigt und kann auf eine sehr gute thermische Isolierung zurückgeführt werden.

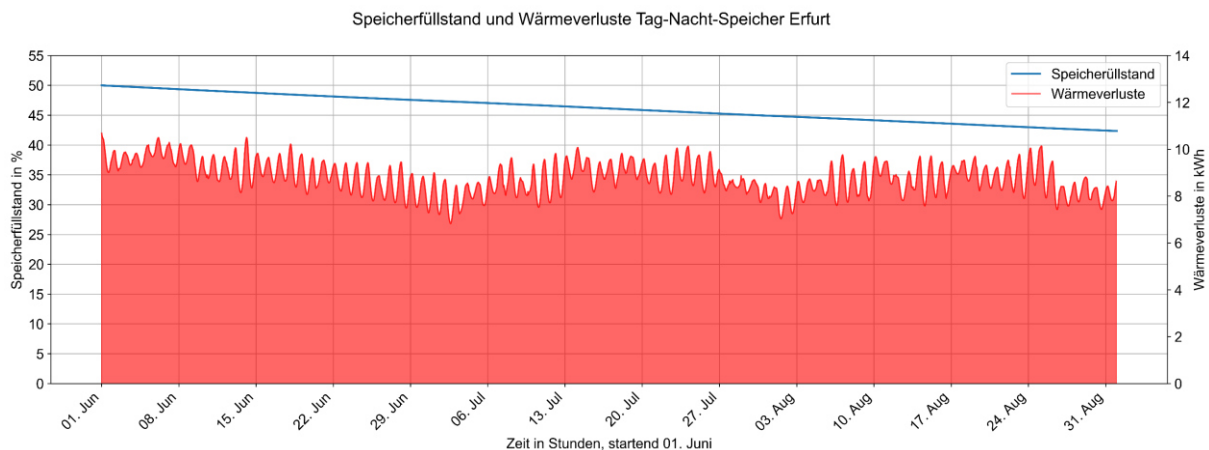


Abbildung 2: Speicherfüllstand und Wärmeverluste des Wärmespeichers SWE

3.3 SAISONALE SPEICHER AM BEISPIEL DÄNISCHER PTES

Als reales Beispiel dienen 2 Erdbeckenspeicher in Dänemark: in Dronninglund [11] mit einem Volumen von 60.000 m³ und in Marstal [12] mit einem Volumen von 75.000 m³. Die Geometrie der Erdbeckenspeicher entspricht der eines umgedrehten Pyramidenstumpfes, weshalb im Vergleich zum Modell (Zylinder) Abweichungen und entsprechende Korrekturen erwartet wurden.

Die initiale Modellierung und Korrektur wurde mittels des Speichers in Dronninglund durchgeführt; der Speicher in Marstal diente der Überprüfung der Ergebnisse. Die Modellierung erfolgt jeweils über denselben Zeitraum des entsprechenden Berichts [11] bzw. [12].

Folgende Eingangsparameter wurden vorgegeben:

- Volumen, jährliche Wärmeverluste, monatliche Einspeise-/Entladeleistung laut den jeweiligen Berichten ([11], [12])
- Temperaturniveaus laut [13]
- Speichergeometrien und Isolierung: Dronninglund [14], Marstal ([15], [16])
- Monatsmitteltemperaturen [17], diese wurden für den gesamten Betrachtungszeitraum verwendet
- da die Erdbecken (teil)vergraben sind, wird zudem eine Bodentemperatur laut [18] angesetzt
- η_{in} und η_{out} wurden mit 95% angenommen
- [11] legt den Einsatz einer Wärmepumpe nahe, welches in [14] bestätigt wird. Diese arbeitet mit einem COP = 1,67. [14] gibt an, dass die Wärmepumpe von November bis Februar in Betrieb ist. In einem Abgleich mit dem Speicherfüllstandsverlauf aus [11] wurde festgelegt, dass die Wärmepumpe ab einem Speicherfüllstand < 35 % der Speichernennkapazität verwendet wird.

Die jährlichen Wärmeverluste sind in Tabelle 2 dargestellt. Für das Jahr 2017 weisen die realen Wärmeverluste beider Speicher eine deutliche Abweichung im Vergleich zu den anderen Jahren auf. [11] führt für Dronninglund als Grund eine intensivere Nutzung der Wärmepumpe und damit verbunden niedrigeren Speichertemperaturen an. [12] führt als Grund eine Durchfeuchtung der Deckelisolierung an. Die erwarteten Speicherverluste belaufen sich für Dronninglund auf ca. 1600 MWh/a und für Marstal auf ca. 2400 MWh/a [19].

In einem ersten Schritt wurde aus dem Pyramidenstumpf ein Zylinder gleichen Volumens erstellt. Dabei wurde darauf geachtet, dass die Oberfläche des Zylinders minimal ist, um die Oberflächenverluste zu minimieren. Die Isolierung wurde ähnlich zur Isolierung des Speichers der SWE gewählt. In Bezug auf

31. Energie-Symposium

das oemof-Modell wurde die Bodentemperatur der Umgebungstemperatur gleichgesetzt. Initialisiert wurde die Modellierung mit dem ersten Füllstandswert des Berichtes [11].

Das Ergebnis der Speichermodellierung des Zylinders ist in Abbildung 3 dargestellt. Der Füllstand weicht nach oben deutlich ab. Die Wärmeverluste sind, wie in Tabelle 2 dargestellt, zu gering.

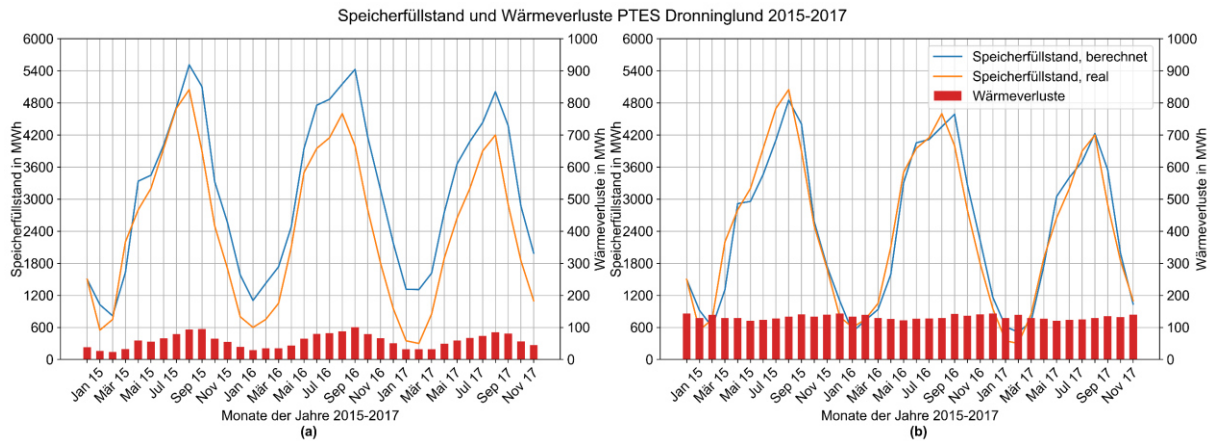


Abbildung 3: Speicherfüllstand und Wärmeverluste des Speichers in Dronninglund, (a) als Zylinder, (b) als Pyramidenstumpf

Tabelle 2: Wärmeverluste der Speicher in Dronninglund und Marstal, 2015-2017, real ([11], [12]) und modelliert

	2015			2016			2017		
	Wärmeverlust te real [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Zylinder [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Pyramide [MWh/a]	Wärmeverlust te real [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Zylinder [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Pyramide [MWh/a]	Wärmeverlust te real [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Zylinder [MWh/a]	Wärmeverlust te berechnet Pyramide [MWh/a]
Dronninglund	1275	690	1552	1046	742	1560	388	664	1529
Marstal	2624	/	2421	2424	/	2436	4155	/	2441

Folgend sollte das Modell angepasst werden. In einem ersten Schritt wurden die Verlustformeln des oemof-Modells untersucht.

Hierbei ergeben sich mit $Q_N = V_{\text{zyl}} \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{\text{HC}}$ und $Q_{t-1} = V_{\text{H,zyl-1}} \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{\text{HC}}$, wobei V_{zyl} das Zylindervolumen ist und $V_{\text{H,zyl-1}}$ das Volumen des Zylinders zum vorherigen Zeitpunkt, welches warmes Wasser beinhaltet, folgende angepassten Verlustgleichungen:

$$\beta \cdot Q_{t-1} = U \cdot \frac{4}{d \cdot \rho \cdot c} \cdot \Delta t \cdot V_{\text{H,zyl-1}} \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{\text{HC}} = A_{\text{M,H}} \cdot U_{\text{M}} \cdot \Delta T_{\text{HC}} \cdot \Delta t \quad (6)$$

$$\gamma \cdot Q_N = U \cdot \frac{4}{d \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{\text{HC}}} \cdot \Delta T_{\text{C0}} \cdot \Delta t \cdot V_{\text{zyl}} \cdot \rho \cdot c \cdot \Delta T_{\text{HC}} = A_{\text{M}} \cdot U_{\text{M}} \cdot \Delta T_{\text{C0}} \cdot \Delta t \quad (7)$$

Dabei ist A_{M} die Mantelfläche und $A_{\text{M,H}}$ die Mantelfläche, welche den warmen Speicheranteil umgibt. U_{M} ist der U-Wert des Mantels. Für δ ergibt sich folgende Gleichung:

$$\delta = U \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot (\Delta T_{\text{H0}} + \Delta T_{\text{C0}}) \cdot \Delta t = \Delta t \cdot (U_{\text{top}} \cdot A_{\text{top}} \cdot \Delta T_{\text{H0}} + U_{\text{bot}} \cdot A_{\text{bot}} \cdot \Delta T_{\text{C0}}) \quad (8)$$

Dabei ist U_{top} bzw. U_{bot} der U-Wert der Deckel- bzw. Bodenfläche A_{top} bzw. A_{bot} .

31. Energie-Symposium

Damit können die Verlustgleichungen ebenso auf andere Geometrien übertragen werden. Der Speicher in Dronninglund, als auch der in Marstal, sind als Pyramidenstumpf konstruiert. Dementsprechend musste A_M und $A_{M,H}$ für einen Pyramidenstumpf, also für die Trapezflächen, bestimmt werden:

$$A_M = \left(2 \cdot a_1 + 2 \cdot b_1 - 4 \cdot \frac{h}{\tan(\alpha)} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{h}{\tan(\alpha)} \right)^2 + h^2} \quad (9)$$

$$A_{M,H} = \left(2 \cdot a_1 + 2 \cdot b_1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{hot}}}{\tan(\alpha)} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{h_{\text{hot}}}{\tan(\alpha)} \right)^2 + h^2} \quad (10)$$

Dabei sind a_1 und b_1 die Seitenlängen der Deckelfläche, h die Höhe des Pyramidenstumpfes, α der Neigungswinkel des Mantels bzw. der Böschungswinkel des Speichers und h_{hot} die Höhe des warmen Speichervolumens, siehe Abbildung 4.

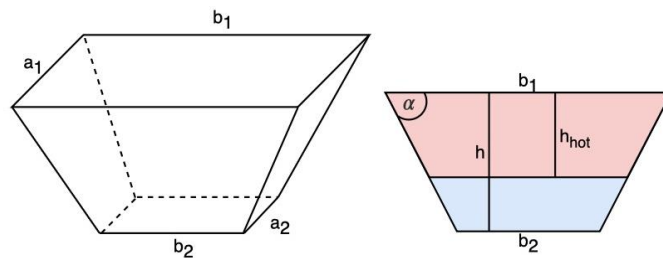


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Pyramidenstumpfes (rechts) und einer Seitenfläche mit Schichtung des Speichermediums (links)

a_1 , b_1 , h und α sind konstante Werte; h_{hot} muss für jeden Zeitschritt aus dem Füllstand und dem damit verbundenen Warmwasservolumen V_{H-1} des vorherigen Zeitschrittes berechnet werden. Dafür ergibt sich folgende Gleichung sechsten Grades:

$$0 = a \cdot h^6 + b \cdot h^5 + c \cdot h^4 + d \cdot h^3 + e \cdot h^2 + f \cdot h + g \quad (11)$$

Dabei gilt: $a = \frac{16}{\tan(\alpha)^4}$, $b = -\frac{16 \cdot (a_1 + b_1)}{\tan(\alpha)^3}$, $c = \frac{12 \cdot a_1 \cdot b_1 + 4 \cdot (a_1 + b_1)^2}{\tan(\alpha)^2}$, $d = \frac{2 \cdot a_1^2 \cdot b_1 + 2 \cdot a_1 \cdot b_1^2 - 8 \cdot a_1 \cdot b_1 \cdot (a_1 + b_1)}{\tan(\alpha)}$, $e = \frac{12 \cdot V_{H-1} \cdot (a_1 + b_1)}{\tan(\alpha)} + 3 \cdot a_1^2 \cdot b_1^2$, $f = 12 \cdot V_{H-1} \cdot a_1 \cdot b_1$ und $g = 9 \cdot V_{H-1}^2$.

Die Lösung dieser Gleichung liefert 4 komplexe und 2 reelle Lösungen. h_{hot} ist diese der reellen Lösungen, welche V_{H-1} als Lösung der Volumengleichung für Pyramidenstümpfe als Lösung hat. Damit ergibt sich die Verlustformel für Pyramidenstümpfe laut Gleichung 12:

$$\begin{aligned} Q_{\text{loss}} = & U_M \cdot \Delta T_{H0} \cdot \Delta t \cdot \left(2 \cdot a_1 + 2 \cdot b_1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{hot}}}{\tan(\alpha)} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{h_{\text{hot}}}{\tan(\alpha)} \right)^2 + h^2} \\ & + U_M \cdot \Delta T_{C0} \cdot \Delta t \cdot \left(2 \cdot a_1 + 2 \cdot b_1 - 4 \cdot \frac{h}{\tan(\alpha)} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{h}{\tan(\alpha)} \right)^2 + h^2} \\ & + \Delta t \cdot (U_{\text{top}} \cdot a_1 \cdot b_1 \cdot \Delta T_{H0} + U_{\text{bot}} \cdot a_2 \cdot b_2 \cdot \Delta T_{C0}) \end{aligned} \quad (12)$$

Dabei sind a_2 und b_2 die Seitenlängen der Bodenfläche.

Mittels dieser Anpassung wurde der Speicher erneut modelliert. Der Füllstandsverlauf wich stark ab und die Wärmeverluste waren deutlich zu groß. Nach einer Überprüfung der Eingangsvariablen fiel auf, dass die Isolierung gegen Erdreich nur aus einer dünnen Folie bestand, welche zum Ziel hat, das

Speichermedium im Speicher zu halten. Entsprechend ist die isolierende Wirkung nur minimal. Folgend wurde entschieden, auch dem den Speicher umgebenden Erdreich eine isolierende Wirkung zuzuschreiben. Empirisch wurde die Isolierstärke des Erdreichs auf 3,5 m um den Speicher bestimmt.

Das Ergebnis des Speicherfüllstandsverlaufs und der Wärmeverluste kann Abbildung 3 und Tabelle 2 entnommen werden. Berechneter und realer Verlauf sind annähernd deckungsgleich, die Verluste sind höher als real, entsprechen dennoch den oben genannten erwarteten Verlusten.

Das angepasste Modell wurde auch auf den Speicher in Marstal angewendet. Die Ergebnisse können Abbildung 5 und Tabelle 2 entnommen werden. Der Speicherfüllstand kann nicht mit einem realen Verlauf verglichen werden, da dieser in [12] fehlt. Die Wärmeverluste entsprechen annähernd den realen und decken sich mit den oben genannten erwarteten Verlusten.

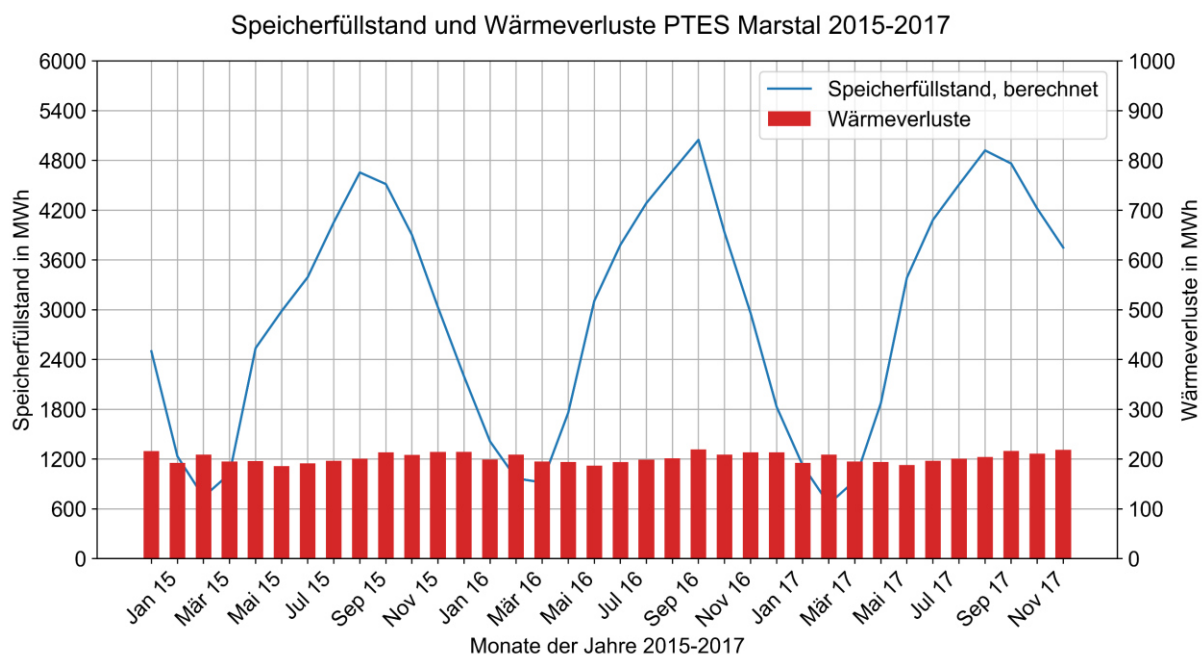


Abbildung 5: Speicherfüllstand und Wärmeverluste des Speichers in Marstal

4. ZUSAMMENFASSUNG

Es konnte gezeigt werden, dass das 2-Zonen-SpeichermodeLL von oemof für zylindrische Speicher angewendet werden kann.

Für saisonale Speicher in PTES-Bauform und der Geometrie eines Pyramidenstumpfes wurde eine Anpassung des Modells auf Pyramidengeometrie vorgestellt. Diese Anpassung soll in einem nächsten Schritt als eigenes Modul in die oemof.thermal library aufgenommen werden.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Guelpa, E.; Verda, V.: *Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review*. Applied Energy 252, 2019
- [2] Hilpert, S. et al.: *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*. Energy Strategy Reviews, Vol. 22, pp. 16-25, 2018

31. Energie-Symposium

- [3] Oemof developer group Revision: *Stratified thermal storage*. Online: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/stratified_thermal_storage.html, Abrufdatum: 07.08.2024
- [4] Solarbayer: *Schichtleit-Pufferspeicher SLS*. Online: <https://www.solarbayer.de/de/produkte/speichertechnik/schichtleit-pufferspeicher-sls/>, Abrufdatum: 18.06.2024
- [5] Bosch: *Stora B 500/750/1000/1300-6 M*. Online: <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/ocs/wohngeshaeude/stora-b-500-750-1000-1300-6-m-854569-p/>, Abrufdatum: 18.06.2024
- [6] Bosch: *Stora B 500/750/1000-6 ER*. Online: <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/ocs/wohngeshaeude/stora-b-500-750-1000-6-er-854570-p/>, Abrufdatum: 18.06.2024
- [7] Deutsches Institut für Normung: *DIN EN 12879 - Bestimmung für mittelbar beheizte, unbelüftete (geschlossene) Speicher-Wassererwärmer – Anhang B*, Mai 2020
- [8] Deutsches Institut für Normung: *DIN V 18599-5 - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 5: Endenergiebedarf von Heizsystemen*, September 2018
- [9] Stadtwerke Erfurt – Konstruktionsdaten der Tag-Nacht-Wärmespeicher, persönliche Kommunikation, Juni 2024
- [10] Meteonorm, Online: <https://meteonorm.com>
- [11] Winterscheid, C.: *Dronninglund District Heating Monitoring Data Evaluation for The Years 2015-2017*, Stuttgart, 31.05.2019
- [12] Winterscheid, C.: *Marstal District Heating Monitoring Data Evaluation for The Years 2015-2017*, Stuttgart, 28.05.2019
- [13] Danish Energy Agency: *long term storage and solar district heating: A presentation of the Danish pit and borehole thermal energy storages in Brædstrup, Marstal, Dronninglund and Gram*
- [14] Sifnaios, I. et al.; *Dronninglund water pit thermal energy storage dataset*, Solar Energy 251, 2023
- [15] Dannemand, A. et al.: *Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating*, Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris 2013
- [16] Vang Jensen, M.: *Seasonal pit heat storages - Guidelines for materials & construction*, Dezember 2014
- [17] Klimanormaler for Danmark, Online: <https://www.dmi.dk/vejrkarkiv/normaler-danmark>, Abrufdatum: 01.10.2024
- [18] National Cooperative Soil Survey: Soil series Denmark, Online: https://soilseries.sc.egov.usda.gov/OSD_Docs/D/Denmark.html, Abrufdatum: 17.10.2024
- [19] solarthermalworld.org: *Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m³* Online: <https://solar-thermalworld.org/news/seasonal-pit-heat-storage-cost-benchmark-30-eurm3/>, Abrufdatum: 17.10.2024

EXPERIMENTELLE UNTERSUCHUNGEN DER EFFEKTIVITÄT VON PV-MODULEN AUF SCHIFFEN, DIE MIT UNTERSCHIEDLICHER WASSERMENGEN ÜBERFLUTET WERDEN

Wojciech Zeńczak, Zbigniew Zapałowicz

West Pomeranian University of Technology, Szczecin,

Faculty of Maritime Technology and Transport,

Department of Thermal Technology and Safety Engineering,

Al. Piastów Ave, PL 71-065 Szczecin, Poland

ABSTRACT

Die Annahme von Änderungen an der Strategie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (THG) durch die Internationale Seeschiffahrtsorganisation (IMO) im Juli 2023 bedeutet, dass Schiffe diese nach 2050 nicht mehr ausstoßen dürfen. In dieser Situation erlangen alternativen Kraftstoffen und allen Technologien der Ausnutzung von erneuerbarer Energiequellen auf Schiffen, einschließlich der Photovoltaik, eine besondere Bedeutung. Das sind gerade die Maßnahmen, die den Verbrauch von fossiler Brennstoffe reduzieren. Da die Effizienz von PV-Modulen jedoch mit steigender Temperatur abnimmt, empfiehlt es sich, sie zu kühlen.

Eine der einfachsten und kostengünstigsten Möglichkeiten, sie zu kühlen, ist die Nutzung natürlicher Kühlung bei zunehmenden Meereswellen und Überflutung von Photovoltaikmodulen bedeckte Schiffsdecks mit Seewasser. Die Überschwemmung der Decks mit Wasser hat einen sehr stochastischen Charakter und hängt vor allem vom Wetter und dem Schiffskurs ab. Die Autoren führten eine Reihe von Experimenten an einem Teststand durch, bei denen verschiedene Situationen auf See simuliert wurden. Einige der Ergebnisse wurden bereits veröffentlicht.

In diesem Artikel werden die restlichen Forschungsergebnisse zum Einfluss der Überflutung von PV-Modulen mit unterschiedlicher Wassermengen auf deren Effizienz vorgestellt.

1. EINLEITUNG

Die Überarbeitung der aktuellen IMO-Strategie zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG) bedeutet eine vollständige Dekarbonisierung der Schifffahrt bis 2050. Dieses Ziel bedeutet jedoch mehr als nur die Reduzierung der Emissionen auf dem Schiff selbst (Tank-to-Wake), sondern umfasst auch den Prozess der Rohstoffgewinnung, Kraftstoffproduktion, Transport, Lagerung und das Bunkern des Schiffes (Well-to-Tank). Dieser umfassende Ansatz, bekannt als Well-to-Wake, betrifft die Reduzierung der Treibhausgasemissionen über den gesamten Kraftstofflebenszyklus. Eine grundlegende Rolle spielt die Verbesserung des Energieumwandlungsprozesses auf dem Schiff selbst und die schrittweise Reduzierung und schließlich die Beseitigung der Verbrennung fossiler Brennstoffe auf dem Schiff.

Eine Möglichkeit, den Kraftstoffverbrauch auf Schiffen zu senken, besteht darin, die Stromerzeugung auf Schiffen durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen zu unterstützen [1,2,3,4,5]. Aufgrund der geringen Leistungsdichte dieser Energiequelle kann der Strombedarf von Seeschiffen jedoch nicht vollständig gedeckt werden. Ein weiteres ungünstiges Merkmal, das ihre Einbindung in das Energiesystem des Schiffes einschränkt, ist die Abnahme des Wirkungsgrades mit zunehmender Temperatur. Wie aus eigenen Untersuchungen der Autoren hervorgeht, erreicht die Temperatur der Module bei günstigen Sonnenbedingungen etwa 60°C [6]. Der Rückgang der Moduleffizienz führt zu einem Leistungsverlust. Die Momentanleistung des PV-Moduls in Abhängigkeit von seiner Temperatur kann aus der folgenden Formel ermittelt werden:

$$P_{M,t_M} = P_{M,STC} \left[1 + \left(C_{P,t_M} / 100 \right) \cdot (t_{STC} - t_M) \right] \cdot (G / 1000) \quad (1)$$

wobei:

P_{M,t_M} - Modulleistung bei Temperatur $t_M, ^\circ\text{C}$

$P_{M,STC}$ - Modulleistung unter STC Bedingungen, W

G - Strahlungsintensität, W/m^2 ,

C_{P,t_M} - Prozentualer Leistungsverlustfaktor.

Daher werden PV-Module auf Seeschiffen unter Meeresbedingungen nur als unterstützende Energiequelle betrachtet. Eine gewisse Verbesserung der Effizienz von PV-Modulen (mehr Leistung) wird durch deren Kühlung erreicht. Wenn ein Schiff auf welliger See fährt, ist oft das gesamte Hauptdeck mit Wasser überflutet. Dieses Phänomen tritt vor allem auf Schiffen mit niedrigen Bordwänden auf, wie zum Beispiel Massengutfrachtern oder Tankern. Wenn PV-Module daher auf überfluteten Schiffsdecks platziert würden, würden sie gekühlt. Diese Abkühlung erfolgt jedoch nur zufällig und periodisch, abhängig von den Wetterbedingungen.

Der Vorteil eines solchen natürlichen Kühlphänomens gegenüber fortschrittlicheren Kühlsystemen, z. B. mit Zwangsumlauf des Kühlwassers, liegt in der Einfachheit der Lösung und den fehlenden Kosten. Ziel dieser Arbeit war es, experimentell die Verbesserung der Effektivität in Form von Leistungsgewinnen von PV-Modulen abzuschätzen, wenn die Schiffsoberflächen mit darauf montierten PV-Modulen zyklisch mit verschiedenen Meerwassermengen geflutet werden.

2. FORSCHUNGSSTAND

Experimentelle Untersuchungen wurden auf dem in Abb.1 dargestellten Prüfstand durchgeführt.

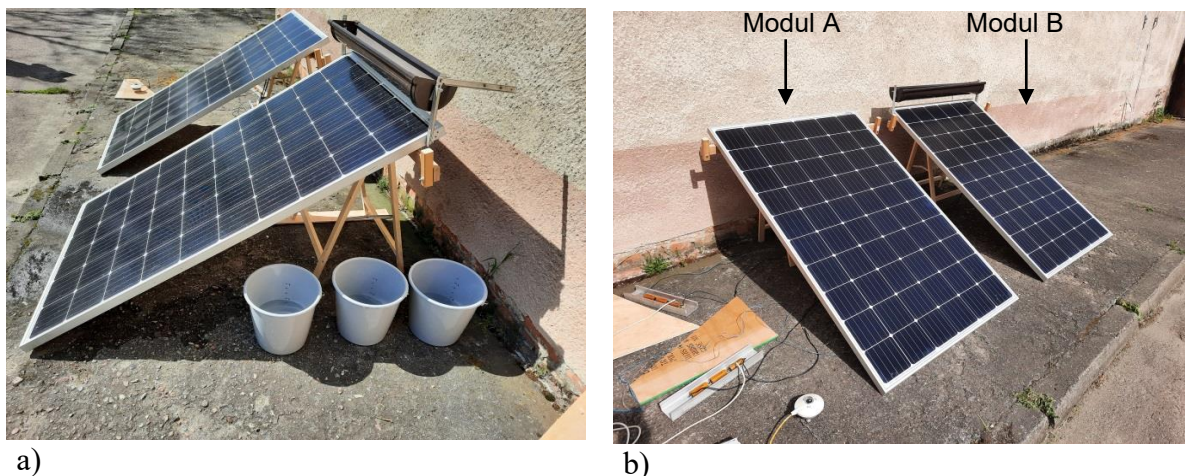


Abbildung 1: Prüfstandsansicht [7]

- a) Eimer mit vorher abgemessener Wassermenge und eine schwenkbare Rinne**
- b) Pyranometer und Widerstände die PV Module belasten**

Für die Tests wurden zwei PV-Module vom Typ SV60M.5-305 der Firma Selfa GE S.A. (Abb. 1) verwendet. Der Neigungswinkel der PV-Module zur Horizontalen betrug $29,4^\circ$. Beide PV-Module wurden zuvor in einem Labor (Laboratorio Kiwa Cermet Italia S.p.A) in Cormano, Italien) getestet. Dort wurden ihre Parameter genau bestimmt. Unter STC-Bedingungen betrugen ihre maximalen Leistungen $302,68\text{W}_p$ und $308,59\text{W}_p$. Die Nettofläche jedes PV-Moduls betrug $1,5072\text{m}^2$. Jedes Modul wurde mit einem Widerstand von 11Ω belastet. Am Rahmen des PV-Moduls mit geringerer Nennleistung (Modul B) wird eine schwenkbare Rinne mit Hebel befestigt, die die gesamte Breite des Moduls abdeckt. Das

maximale Fassungsvermögen der Rinne betrug 6 dm^3 . Während der Versuche wurde die Rinne je nach Versuchsart mit zyklisch abgemessenen Wassermengen von 1 bis 3 dm^3 gefüllt. Das zweite Modul (Modul A) wurde nicht mit Wasser geflutet und seine Parameter waren Referenzparameter. Auf der Rückseite jedes PV-Moduls waren Widerstandstempersensoren angebracht. Zur Messung der Gesamtstrahlungsintensität wurde ein Pyranometer mit CMP3-Sensor verwendet (Abb.1b). Im Speicher des Rekorders wurden folgende Daten aufgezeichnet: Intensität der Sonnenstrahlung, Temperaturen der Rückseiten der PV-Module und elektrische Parameter (Spannung und Strom) der PV-Module. Die Daten vom Rekorder wurden regelmäßig zur Verarbeitung und weiteren Analyse an einen PC gesendet. Während der Tests wurden die Wasser- und Lufttemperaturen ständig mit Flüssigkeitsthermometern kontrolliert. Das Wasser zur Untersuchung wurde direkt aus dem Wasserversorgungsnetz entnommen. Das Wasser aus den Eimern wurde dann in einem bestimmten Zyklus und in entsprechende Menge in eine schwenkbare Rinne umgefüllt [7].

3. AUSGEWÄHLTE FORSCHUNGSERGEBNISSE

Die Ergebnisse experimenteller Tests und Berechnungen des Prozesses der Flutung des PV-Moduls mit verschiedenen Wassermengen sind in den Abbildungen 2 bis 6 dargestellt.

Abb. 2 und 3 zeigen, wie sich Temperatur und Leistung der getesteten PV-Module ändern, wenn eines von ihnen im Zeitintervall von jeweils 60 Sekunden mit Wassermengen von 1 dm^3 , 2 dm^3 bzw. 3 dm^3 geflutet wird und wenn es kontinuierlich direkt aus einem Gartensprinkler gesprüht wird.

Der Einfluss des Prozesses der periodischen Überflutung des PV-Moduls auf dessen Temperatur ist bei kleineren Wassermengen sichtbar (Abb. 2a, b, c). Änderungen der Temperatur des gekühlten PV-Moduls mit zunehmendem Volumen des Wasseranteils tendieren langsam zu dem Temperaturverlauf, der sich einstellt, wenn die Vorderseite des PV-Moduls mit einem kontinuierlichen Wasserfilm bedeckt ist (Abb.2d).

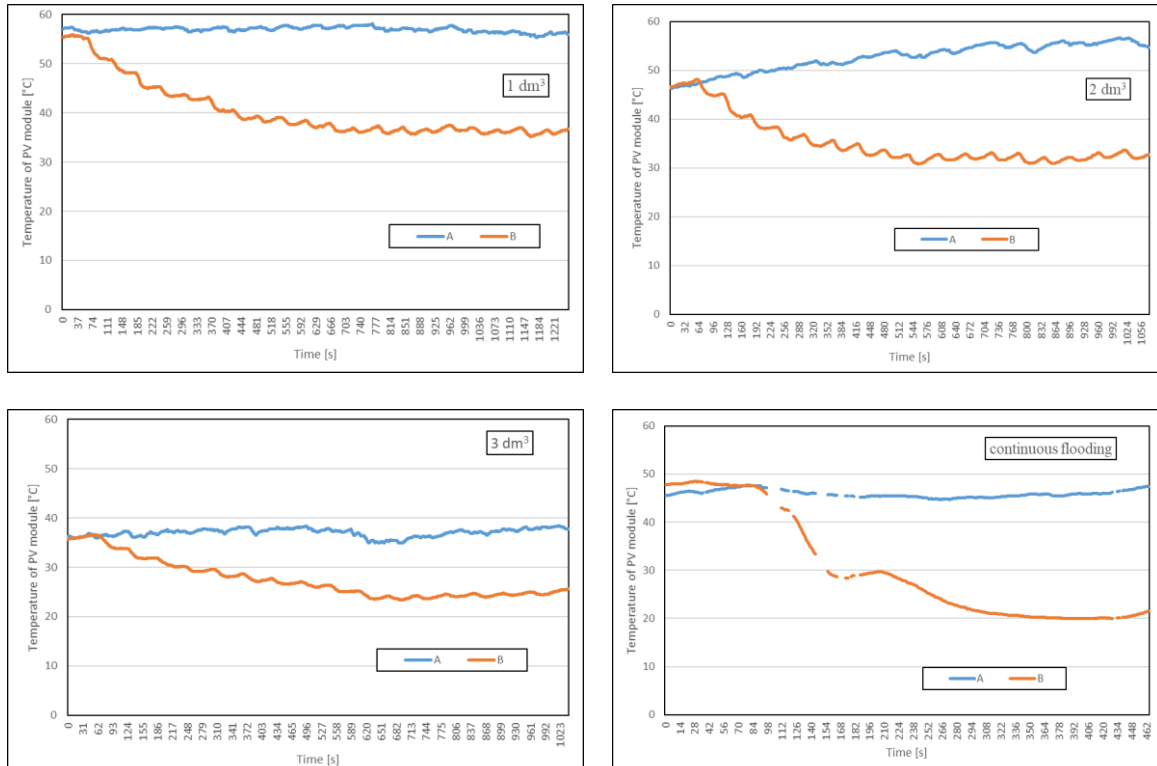


Abbildung 2: Temperaturänderung von PV-Modulen über die Zeit bei Überflutung mit verschiedenen Wassermengen

a) Wassermenge 1dm^3 , $t_a=21,5^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$; b) Wassermenge 2dm^3 , $t_a=22,0^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$;
c) Wassermenge 3dm^3 , $t_a=14,0^\circ\text{C}$, $t_w=16^\circ\text{C}$; d) kontinuierliches Sprühen, $t_a=23,0^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$.

An dieser Stelle ist hervorzuheben, dass die Diagramme erstellt wurden, indem die Temperatur nur an einem Punkt auf der Rückwand des PV-Moduls gemessen wurde. Eine Senkung der Temperatur der gesamten Oberfläche des gekühlten PV-Moduls wiederum erhöht offensichtlich dessen Leistung. Änderungen in der Leistung von PV-Modulen (Abb.3) zeigen daher die Auswirkungen des Abkühlungsprozesses zuverlässiger an als Änderungen in ihrer Temperatur (Abb.2).

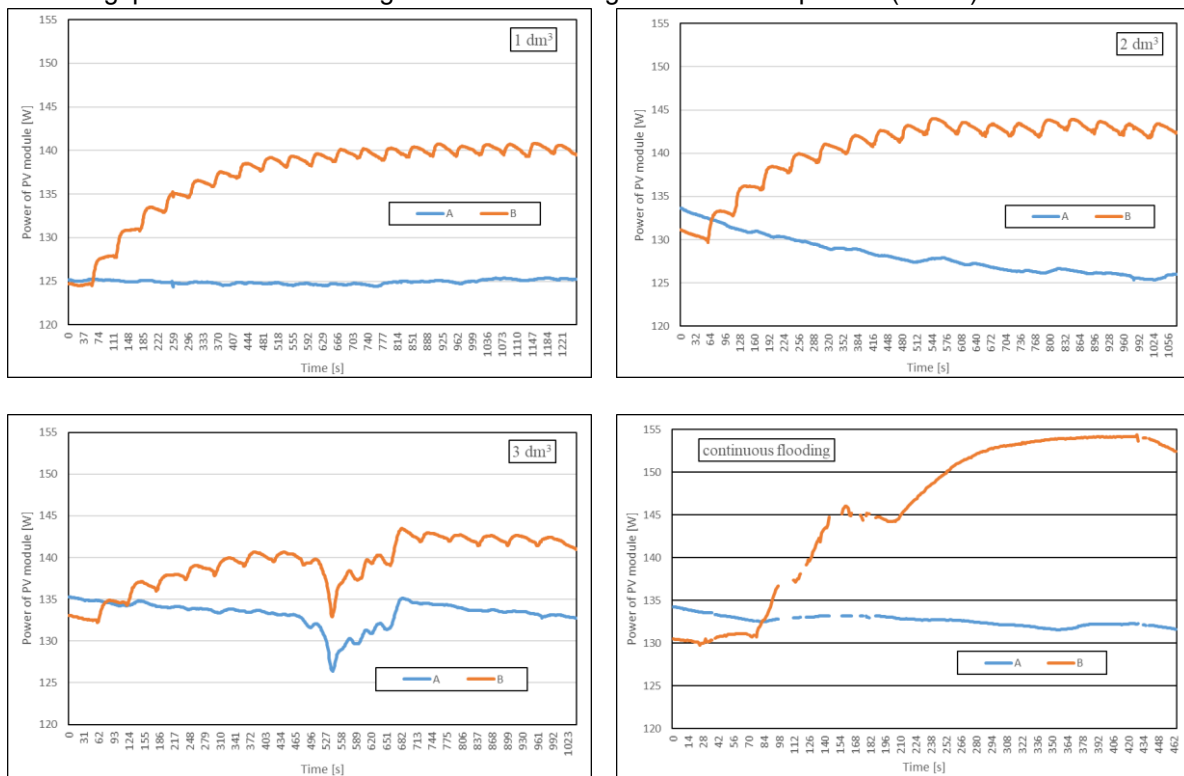


Abbildung 3: Leistungsänderung von PV-Modulen über die Zeit bei Überflutung mit verschiedenen Wassermengen

a) Wassermenge 1dm^3 , $t_a=21,5^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$; b) Wassermenge 2dm^3 , $t_a=22,0^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$;
c) Wassermenge 3dm^3 , $t_a=14,0^\circ\text{C}$, $t_w=16^\circ\text{C}$; d) kontinuierliches Sprühen, $t_a=23,0^\circ\text{C}$, $t_w=17^\circ\text{C}$.

Die in Abbildung 3 dargestellten Leistungsänderungen des gekühlten PV-Moduls bestätigen auch, dass die zyklische Natur des Prozesses einen geringeren Einfluss auf die Leistung des PV-Moduls hat als der Kühlprozess selbst. Die Kühlung durch Fluten des PV-Moduls mit Wasser ist daher nicht nur bei Landanwendungen, sondern auch bei Meeresanwendungen von erheblicher praktischer Bedeutung. Natürlich hängen die Temperaturen und Leistungen von PV-Modulen auch von der Intensität der Sonnenstrahlung ab (Abb.4). Experimentelle Tests des Prozesses der Gießens von Wasser mit einem Volumen von 1dm^3 und 2dm^3 und mit kontinuierlichem Sprühen wurden unter Bedingungen durchgeführt, bei denen die Strahlungsintensität etwa 850 W/m^2 betrug, während dieser Parameter beim Gießen von Wasser mit einem Volumen von 3dm^3 betrug ca. 550 W/m^2 . Im letzten Fall kam es während der Messung zu einer Bewölkung, deren Auswirkungen in Abb.3c deutlich sichtbar sind.

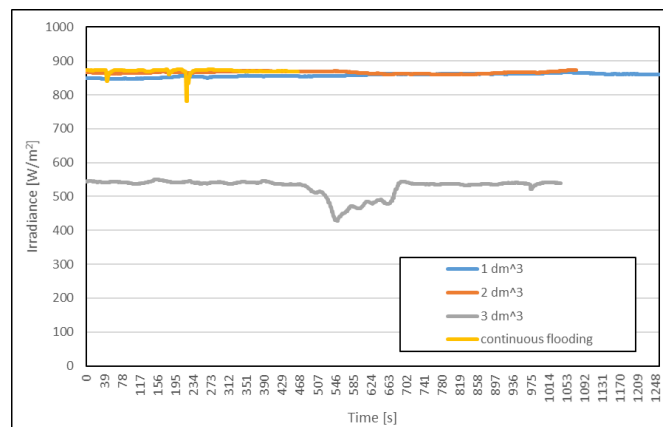


Abbildung 4: Änderung der Intensität der Sonnenstrahlung über die Zeit

Der Einfluss der periodischen Flutung des PV-Moduls mit Wasser auf die Temperatur und Leistung des gekühlten PV-Moduls ist in Abb.5 und 6 noch deutlicher zu erkennen. Im Vergleich zu einem ungekühlten PV-Modul betragen der Temperaturabfall und die Leistungssteigerung des gekühlten PV-Moduls ungefähr: 20 – 25°C bzw. 15 – 17W. Diese Effekte des Kühlprozesses wurden bei einer Sonnenstrahlungsintensität von ca. 850 W/m² erreicht. Wenn wir davon ausgehen, dass die aktuelle Leistung des ungekühlten PV-Moduls etwa 125W betrug, betrug die Leistungssteigerung des gekühlten PV-Moduls dann etwa 12 – 13%. Niedrigere Werte der Strahlungsintensität führen dazu, dass auch die Kühlwirkung des PV-Moduls schlechter ist.

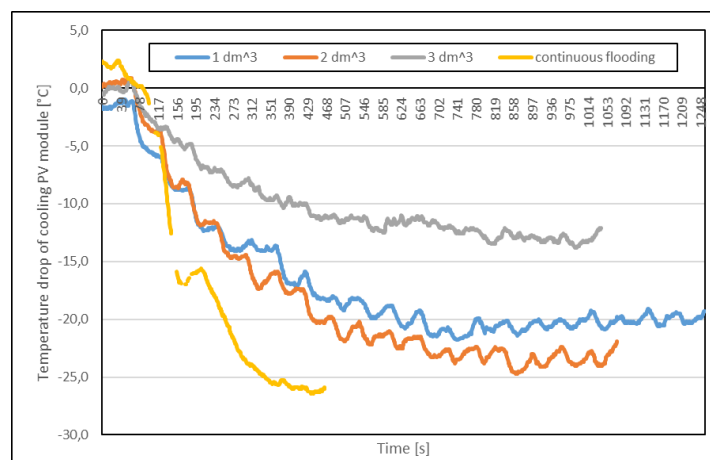


Abbildung 5: Temperaturabfall des gekühlten PV-Moduls mit verschiedenen Wassermengen über die Zeit

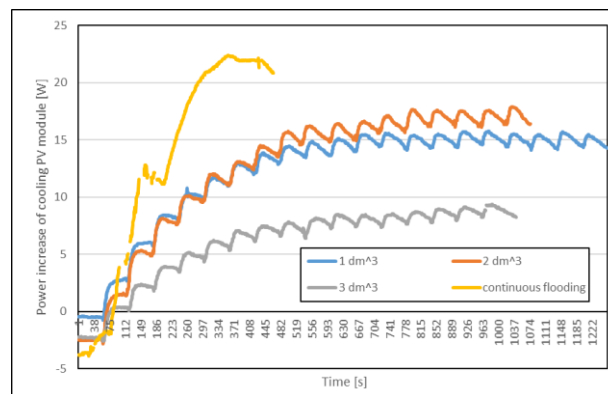


Abbildung 6: Leistungsanstieg des gekühlten PV-Moduls mit verschiedenen Wassermengen im Vergleich zur Leistung des ungekühlten PV-Moduls über die Zeit

Bei einer Sonnenstrahlungsintensität von ca. 550W/m^2 betrug der Temperaturabfall der Rückseite des PV-Moduls ca. 14°C . Dies bedeutet, dass die Leistungssteigerung geringer war und etwa 9W betrug, d. h. etwa 7,2% im Verhältnis zur angenommenen Referenzleistung des PV-Moduls. Es ist daher zu erwarten, dass noch höhere Leistungsgewinnwerte erzielt werden können, wenn die Vorderseite des PV-Moduls einer gezielten kontinuierlichen Besprühung ausgesetzt wird.

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die Ergebnisse der Forschung haben gezeigt, dass die Überflutung von Schiffsdecks und dort eingerichteten PV-Modulen mit Wasser, deren Temperatur deutlich senkt und die erzeugte Leistung erhöht. Die Kühlwirkung von PV-Modulen wird auch maßgeblich von der Wassermenge beeinflusst, mit der sie geflutet werden. Mit zunehmender Wassermenge sinkt die Modultemperatur und tendiert zum niedrigsten Wert, der unter bestimmten Bedingungen, d.h. beim Eingießen eines kontinuierlichen Wasserstrahls, erreicht werden kann. Ähnliche Prozesse treten auf, wenn die Häufigkeit von Überschwemmungen aufgrund unterschiedlicher Rollzeiten des Schiffes auf der Welle zunimmt [6,7]. Eine Überschwemmung von PV-Modulen mit Meerwasser kann hauptsächlich bei Schiffen mit einer niedrigen Bordwand und nur dann auftreten, wenn sich die PV-Anlage an Orten befindet, die einer Überflutung durch Wellen ausgesetzt sind. Es ist jedoch zu beachten, dass eine solche Kühlung zufällig erfolgt und vom Seegang abhängt und daher der erzielte Energieertrag nicht in der elektrischen Bilanz des Schiffes berücksichtigt werden kann. Allerdings kann eine periodische Steigerung der elektrischen Leistung zu geringfügigen Kraftstoffeinsparungen führen.

Die Untersuchung zeigte auch, dass die Erzeugung einer dünnen Wasserschicht auf der Oberfläche des PV-Moduls, z. B. durch Besprühen, eine vorteilhafte Lösung wäre, wenn der Modulstandort nicht von Wellen überschwemmt würde. Diese Lösung erfordert jedoch experimentelle Tests unter Meeresbedingungen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Solar Sailor. 2014. <http://www.solarsailor.com/solar-sails> [accessed 25 April 2014].
- [2] World's first hybrid car carrier emerald ace completed. 2014. <https://www.mol.co.jp/en/pr/2012/12035.html>. [Accessed 12 April 2014].
- [3] NYK super Eco ship 2050. 2020. <https://www.nyk.com/english/csr/envi/ecoshi p/>. [Accessed 3 March 2020].

- [4] Y. Qiu, C. Yuan, J. Tang, X. Tang, "Techno-economic analysis of PV systems integrated into ship power grid: a case study", *Energy Convers Manag* 2019, 198:1–12. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111925>.
- [5] I. Kobougias, E. Tatakis, J. Prousalidis, "PV systems installed in marine vessels: technologies and specifications", *Adv Power Electron* 2013, 1–8. <https://doi.org/10.1155/2013/831560>.
- [6] W. Zeńczak, Z. Zapalowicz, "Effect of Overflowing by Seawater on the Power of a Ship's Photovoltaic Panels under Extensive Sea Waves" *Polish Maritime Research* 2 (122) 2024 Vol. 31; pp. 83-91. doi.10.2478/pomr-2024-0024.
- [7] W. Zeńczak, Z. Zapalowicz, „Experimentelle Untersuchungen der Prozesse der Flutung von PV-Module auf Schiffen mit Meerwasser im Hinblick auf die dabei erzielte Leistung“ 30. Energie-Symposium. Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 8-9. November 2023, Stralsund. s. 199-207.

Wir schicken Energie auf die Reise

Unsere modernen Leitungen sorgen dafür, dass Strom und Gas sicher zu Ihnen nach Hause gelangen.

e-dis-netz.de/netzbetreiber

The logo for e.dis, featuring the word 'e' in green and '.dis' in blue, set against a white background.

Das ist E.DIS

Die E.DIS AG mit ihrer Tochter E.DIS Netz GmbH ist einer der größten regionalen Energienetzbetreiber Deutschlands und betreibt in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern auf einer Fläche von 35.500 Quadratkilometern ein 79.000 Kilometer langes Stromleitungsnetz. Hinzu kommt im östlichen Landesteil Mecklenburg-Vorpommerns und im Norden Brandenburgs auf einer Fläche von 9.770 Quadratkilometern ein ca. 4.700 Kilometer langes Gasleitungsnetz.

Als Verteilnetzbetreiber ist E.DIS führend bei der sicheren Integration Erneuerbarer Energien und sorgt mit seinen modernen Netzen für den kontinuierlichen Strom- und Gasfluss im Leben der Menschen. Wichtig ist hierbei zu unterscheiden, dass die E.DIS Netz GmbH als Netzbetreiber ausschließlich für den Bau und Betrieb der Energienetze in großen Teilen Brandenburgs und Mecklenburg-Vorpommerns zuständig ist, jedoch selbst weder Strom noch Gas verkauft.

Dazu zeichnet sich die E.DIS-Gruppe durch eine vielseitige fachliche Expertise in der Energiewirtschaft aus. Die Kommunen, Privat- und Gewerbekunden und Industrieunternehmen in der Region unterstützt E.DIS als kompetenter Partner auf Augenhöhe. Ob bei der Elektromobilität, dem Breitbandausbau oder der Entwicklung von Wärmelösungen - die Experten der E.DIS-Gruppe entwickeln stets die passenden Lösungen für die Herausforderungen der Energiewelt von heute und morgen.

Mit etwa 2.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern an rund 40 Standorten ist E.DIS zudem einer der größten Arbeitgeber in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Darüber hinaus wirkt E.DIS dem Fachkräftemangel in der Region seit vielen Jahren mit einer umfangreichen Aus- und Fortbildung entgegen und nimmt so gesellschaftliche Verantwortung wahr. Als familienfreundliches Unternehmen engagiert sich E.DIS zudem für die Vereinbarkeit von Familie und Beruf.

Weitere Informationen finden Sie auf www.e-dis.de.

Unsere Leidenschaft ist Energie!

Zukunftsorientiert und technologie-begeistert gestalten wir den Wandel hin zu ökologischer und ökonomischer Nachhaltigkeit!

Gemeinsam mit Ihnen...



planen wir

strategische Visionen für integrierte Systeme mit Wasserstoff als mögliche Schlüsseltechnologie



implementieren wir

Konzepte und Strategien entlang der Wertschöpfungskette



entwickeln wir

basierend auf Ihren technischen und finanziellen Anforderungen eine Modellierung mit unserem HONEST Modell.



optimieren wir

kontinuierlich Prozesse und Herausforderungen entlang der Energiewertschöpfungskette



Interessiert? Unsere Referenzprojekte finden Sie unter www.envyze.de

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

H2APEX entwickelt schlüsselfertige Lösungen für stationäre und mobile Wasserstoffanlagen von der ersten visionären Planung über die gesamte Projektabwicklung bis zur Inbetriebnahme. Unser Kerngeschäft basiert auf drei Säulen:

EPC Partner
für Wasserstoffprojekte

Grüner Wasserstoff
in 5.0 Qualität

Mobile und stationäre
H₂-Speicherlösungen

Wir sind Systemintegrator für Ihre maßgeschneiderten und schlüsselfertigen Wasserstoffprojekte und Mobilitätslösungen. Der von uns produzierte grüne Wasserstoff ermöglicht es unseren Kunden, einen Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende zu leisten. H2APEX nutzt verschiedene Ansätze für die mobile Speicherung von Wasserstoff und forscht intensiv an einer chemischen Speicherlösung.

REGIONAL verbunden optimal **VERSORGT**

STROM
ERDGAS
WÄRME WASSER
SOLAR
E-MOBILITÄT