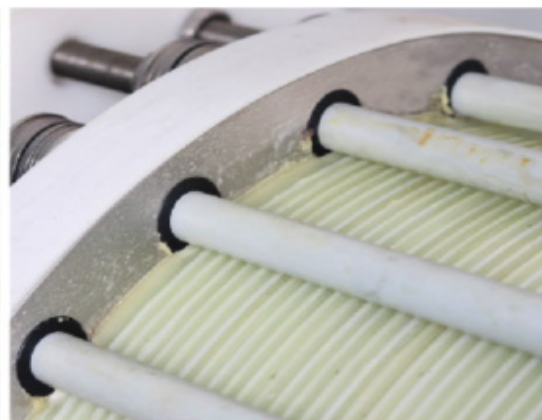


# Tagungsband



## 29. Energie-Symposium

09. - 11. November 2022

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik



09. bis 11. November



**NUTZUNG  
REGENERATIVER  
ENERGIEQUELLEN UND  
WASSERSTOFFTECHNIK  
2022**

Johannes Gulden (Hrsg.)

**29. Energie-Symposium**  
**Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik**  
Stralsund, 09. bis 11. November 2022

---

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

©2022 by HOST - Hochschule Stralsund  
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-9817740-6-1

---

**Kontakt**

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



### Inhaltsverzeichnis

|  |     |
|--|-----|
| <i>Bala Krishnan, R. K., Oberdorfer, A. Wesselak, V., Reinhardt, Th., Schmidt, Ch.</i><br>Auswirkung dezentraler Energieversorgung aus Standardlastprofilen im Stromsektor   | 9   |
| <i>Balzer, H.</i><br>Grüner Wasserstoff als Schlüsselement für nachhaltige regionale Wirtschaftsansiedlung   | 18  |
| <i>Brandenburg, R., Hink, R., Schiorlin, M., Gulden, J., Richter, H., Wohlrab, S., Keuer, H.,<br/>Stukenbrock, J., Uhrlandt, D.</i><br>Zum Potential von Plasmatechnologien zur Verwertung von biogenen Kohlendioxid - Ansätze im<br>WIR!-Bündnis biogeniV | 26  |
| <i>Breuer, B. und Jentsch, M. F.</i><br>Entwicklung einer mit Wasserstoff-Brennstoffzellen betriebenen Hubschrauber-Drohne   | 33  |
| <i>Brunauer, G., Rettenecker H. und Brunauer, M.-Ch.</i><br>Wasserstoff-Integrierte Energiesysteme - am Beispiel eines konkreten Use-Cases   | 40  |
| <i>Clinkscales, A., Jentsch, M. F., Scholwin, F.</i><br>Untersuchung zu den Möglichkeiten der regionalen Wasserstofferzeugung aus Biogas am Beispiel<br>von zwei Biogas in Thüringen   | 61  |
| <i>Dengel, A. und Bastuck, T.</i><br>Vermarktungsmöglichkeiten von EEG-Stromerzeugungsanlagen am Beispiel<br>der STEAG New Energies GmbH   | 70  |
| <i>Dengel, A. und Waller D.</i><br>Theoretische Betrachtung zu Einleitung von Wasserstoff in das Grubengasnetz   | 77  |
| <i>Gerart, L., Schulte, S., Hampelmann, R., Groß, B.</i><br>Erweiterung & Optimierung eines Teststandes zur Validierung einer neuartigen Methode zur Mes-<br>sung des Lade- und Gesundheitszustands von Vanadium-Redox-Flow Batterien                      | 84  |
| <i>Groß, B. und Reinstädler, M.</i><br>KoNSTanZE - Wasserstoffbasierte Sektorenkopplung im industriellen Umfeld  | 88  |
| <i>Hart, M., Sommer, Ph., Brüggling, E. und Wetter, Ch.</i><br>Entwicklung eines dekarbonisierten Energiesystems in ländlichen Regionen durch<br>Sektorenkopplung  | 92  |
| <i>Hayduk, M., Kühn, O., Sommer, R., Gulden, J. und Beuß, F.</i><br>Integriertes Planungstool für die Kosten- und 3D Strukturplanung für Offshore-Windparks<br>zur Erzeugung von Wasserstoff   | 107 |
| <i>Klenke, J.</i><br>Methanol-Hausaufgabe - Was die Politik tun muss, damit grüne H <sub>2</sub> -Derivate marktgängig werden  | 114 |
| <i>Kuosa, M., Linnanen, T. and Pulkkinen, L.</i><br>Production of synthetic Methanol and its integration into the Energy Industry  | 116 |

## 29. Energie-Symposium

---

|  |     |
|--|-----|
| <i>Labudde, W., Katerbau, T. und Gemassmer, J.</i><br>Open-Source-Tool zu Ladestrategie für E-Fahrzeuge  | 125 |
| <i>Mäkelä, M., Laine, T., Höök, T. and Tuliniemi, E.</i><br>Progress steps in Green Transition - Role of electricity consumption elasticity  | 132 |
| <i>Marquardt, L., Katke, H.-J., Reinke, A. und Kockskämper, N.</i><br>Möglichkeiten und Grenzen der konstruktiven Ladungswechseleoptimierung für mittelschnelle Großmotoren  | 140 |
| <i>Meemann, E., Rolf, J., Kamphus, S. und Brüggling, E.</i><br>03EI5419A HyTech - Biologische Wasserstoffherzeugung für eine nachhaltige Energiewirtschaft   | 151 |
| <i>Meyer, N., Jentsch, M. F. und Wagner, S.</i><br>Entwicklung eines Dimensionierungswerkzeugs für die überschlägige Auslegung dezentraler Wasserstoffherzeugungs- und Verbrauchsinfrastrukturen für die H <sub>2</sub> -Mobilität | 153 |
| <i>Nietsch, Th., Wirtz, J., Schott, I. und Luther, M.</i><br>Hybrider Energiepark mit „POWER-TO-GAS“- Anlage für den Windkraftstandort Michelsrombach  | 163 |
| <i>Oestreich, F., Viertel, M. und Urbaneck, Th.</i><br>Große Heißwasserspeicher - Untersuchung der Beladung mit und ohne Drallerzeugung  | 167 |
| <i>Petzoldt, S.</i><br>Grüne Energie vor Ort: Doing Hydrogen   | 182 |
| <i>Reinhardt, T., Lubojanski, A., Schmidt, Ch. und Wesselak, V.</i><br>Ein GUI für oemof   | 186 |
| <i>Richter, F. und Mayer, F.</i><br>Klimaneutrales Stadtquartier - Neue Weststadt Esslingen  | 196 |
| <i>Röpcke, T. und Arriens J.</i><br>Modellierung von dynamischen Energiesystemen mit dem Simulationsframework SMOOTH am Beispiel von HyStarter Regionen  | 204 |
| <i>Rost, U., Kämper, M., Neuhaus, Ph., Roth, J. und Brodmann, M.</i><br>Entwicklung eines neuartigen Teststands zur Untersuchung von Komponenten und Material für die PEM-Wasserelektrolyse  | 213 |
| <i>Schmidt, Ch., Oberdorfer, A., Hofmann, L., Reinhardt, Th. und Wesselak, V.</i><br>Modellierung der Einspeisung von Solar-Thermieanlagen in ein oemof implementiertes Fernwärmenetz  | 221 |
| <i>Schulte, S., Groß, B., Klett, J., Klainsek, P. und Wesel, A.</i><br>Optimierung der Komponenten eines Baukastensystems für elektrostatische Partikelabschneider für Einzelraumfeuerung  | 227 |
| <i>Sommer, P., Dörtelmann, L., Brüggling, E. und Wetter, C.</i><br>Entwicklung eines dekarbonierten Energiesystems in ländlichen Regionen durch Sektorenkopplung   | 230 |
| <i>Sponholz, Ch., Voss, L. und Gulden, J.</i><br>Das Smart-Grid-Lab der Hochschule Stralsund – Konzept, Aufbau und Inbetriebnahme  | 246 |
| <i>Voit, F., Lenis, A., Fritsch, C., Sobiech, J. und Ooms, K.</i><br>E-Methanol, der Kraftstoff von morgen? Eine techno-ökonomische und ökologische Potenzialanalyse   | 252 |

|   |     |
|---|-----|
| <i>Wagner, S., Jentsch, M. F., Meyer, N. und Büttner, S.</i><br>Standortplanung von dezentralen H <sub>2</sub> -Erzeugungsanlagen an Erneuerbaren-Energie-Anlagen am<br>Beispiel einer Kleinwasserkraftanlage | 262 |
| <i>Wei, D., Sang, R., Sponholz, P., Junge, H. and Beller, M.</i><br>Reversible hydrogenation of carbon dioxide to formic acid using a Mn-pincer complex<br>in the presence of lysine                          | 272 |
| <i>Wesselak, V., Schmidt, Ch., Reinhardt, T. und Oberdorfer, A.</i><br>Dekarbonisierungspfad für die Fernwärmeversorgung der Stadt Erfurt   | 283 |
| <i>Wesselak, V., Oberdorfer, A., Schmidt, Ch., Reinhardt, Th. und Hofmann, L.</i><br>Transformationspfade zu einem klimaneutralen Thüringen   | 293 |
| <i>Wolff, C., Bendin, B. und HyStarter Akteure NB/MSE</i><br>Zukunft gestalten mit Wasserstoff - Das HyStarter Programm Neubrandenburg/ Mecklenburgische<br>Seenplatte  | 301 |
| <i>Zeńczak, W. und Zapałowicz, Z.</i><br>Der Einfluss des Schiffsrollen auf die Effizienz von PV-Modulen  | 303 |





## AUSWIRKUNGEN DEZENTRALER ENERGIEVERSORGUNG AUF STANDARDLASTPROFILE IM STROMSEKTOR

Rohith Krishnan Bala Krishnan, Amélie Oberdorfer, Viktor Wesselak, Theresa Reinhardt,  
Christoph Schmidt

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

### ABSTRACT

Standardlastprofile (SLPs) sind zeitlich aufgelöste repräsentative Lastprofile, die in der Energiesystemmodellierung für Prognosen des Energieverbrauchs herangezogen werden können. Die Profile sind aufgeteilt in Werktage (Mo - Fr), Samstage und Sonntage, zudem besteht eine Unterteilung in Sommer-, Winter- und Übergangszeit [1]. Durch eine Zusammensetzung der entsprechenden jeweiligen Profile ergeben sich Jahresprofile. SLPs geben ein konstantes Wochenprofil für verschiedene Jahreszeiten an. Jedoch ist der Verlauf in der Realität nicht konstant und es gibt Schwankungen zwischen jedem Werktag sowie Wochenenden. Es stellt sich die Frage, ob aufgrund dieser Schwankungen ein wiederkehrendes Profil noch aussagekräftig ist und ob eine dezentrale Energieversorgung (wie bspw. PV-Anlagen) Auswirkungen auf den Verlauf des Profils hat. Ziel dieser Arbeit ist es die Methoden und Möglichkeiten zur Ermittlung eines neuen Lastprofils (im Sektor Haushalte) vorzustellen und mit dem SLP (Sektor Haushalte) zu vergleichen, sowie die Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung zu analysieren.

### 1. EINLEITUNG

Die Energiewendeziele der Bundesregierung erfordern eine drastische Änderung des bestehenden Stromversorgungssystems. Im Stromsektor gilt es, die sichere Versorgung weiterhin zu erhalten und Strom bezahlbar zu halten [2]. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, der 2021 41,1 % betrug, soll bis 2050 auf 80 % ausgeweitet werden [3]. Um dieses Ziel zu erreichen, kommt das Thema der „dezentralen Energieversorgung“ ins Spiel. Beispielsweise können kleine Stromerzeugungsanlagen auf Dächern den Lastverlauf während des Tages im Sektor Haushalte beeinflussen. Deswegen müssen die Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung analysiert werden. Vor der Analyse ist jedoch eine Überprüfung des SLP notwendig, um zu verstehen, ob es noch sinnvoll ist, SLP für die zukünftige Energiesystemmodellierung zu verwenden, oder ob ein eigenes Profil für die Simulation zu entwickeln ist. In Abbildung 1 (rote Linie) stellt das wöchentliche Stromlastprofil im Sektor Haushalte für eine Winterwoche des Jahres 2050 dar. Des Weiteren ist zu sehen, dass SLP einen konstanten Verlauf über die Wochentage Werktage sowie für Samstag und Sonntag in Bezug auf verschiedene für die jeweiligen Jahreszeiten aufweisen.

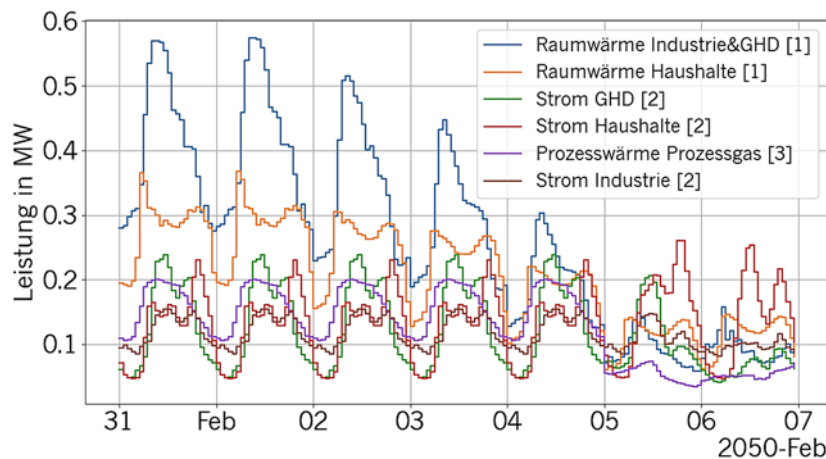


Abbildung 1: SLPs für verschiedene Sektoren für eine Winterwoche im Jahr 2050

Heutzutage gibt es vielseitige Möglichkeiten, Lastprofile selbst zu ermitteln, z.B. mit Hilfe von Open-source Anwendungen wie RAMP und LoadProfileGenerator (LoadProGen). In dieser Arbeit wird das RAMP-Tool verwendet, um das Lastprofil im Sektor Haushalte zu ermitteln. Des Weiteren sollen die Annahmen und Ergebnisse vorgestellt werden. Zu diesem Zweck werden in Kapitel 2 das RAMP-Tool und die zur Ermittlung der Lastprofile erforderlichen Parameter erläutert. In den weiteren Kapiteln werden die Ergebnisse des RAMP-Tools vorgestellt, mit dem SLP verglichen und dessen Auswirkungen analysiert.

## 2. EINGABEPARAMETER UND DIE SIMULATIONUMGEBUNG RAMP

Im Rahmen der Lastkurvenmodellierung werden üblicherweise stochastische Ansätze verwendet um unvorhersehbares, zufälliges Verbraucherverhalten zu reproduzieren [4]. Aus diesem Grund wird das RAMP-Tool verwendet, da RAMP ein stochastisches Bottom-Up-Modell ist und für die Erzeugung von hochauflösenden Multi-Energie-Profilen verwendet werden können. RAMP ist ein Programm bzw. eine Anwendung, die in Python entwickelt worden ist. RAMP wird basierend auf drei Hauptschichten modelliert: i) *User type*; ii) *User*; iii) *Appliance*. Der Benutzertyp definiert den Typ des Benutzers, der simuliert werden muss, z. B. ein Krankenhaus, Straßenbeleuchtung, Schulen, Haushalte usw. Jeder Benutzertyp wird mit einer eindeutigen Anzahl von Benutzern und deren verwendeten Geräten klassifiziert. Die dritte Schicht ist dafür verantwortlich, das Verhalten der Appliance für jeden Benutzer unabhängig zu modellieren, sodass für jeden Benutzer im Vergleich zu den anderen Benutzern desselben Benutzertyp ein einzigartiges und unabhängiges Lastprofil erstellt wird [5]. Die Zusammenführung aller unabhängigen Lastprofile ergibt schließlich ein Gesamtlastprofil, das bei jedem Modelllauf einmalig generiert wird. In dieser Arbeit wird das Lastprofil für Haushalte nach Familientyp ermittelt. Die Nutzerdefinierung wird in Abbildung 2 dargestellt. Zum Beispiel „PMK“ ist der Benutzertyp, „Paar mit Kind“ ist der Benutzername, „25“ ist die Benutzerzahl und „3“ ist die Benutzerpräferenz (Wenn der Benutzer Vorlieben hat, wie z. B. nur eine Mahlzeit pro Tag zu kochen, kann dies definiert werden). Für diese Arbeit wird die Benutzerpräferenz nicht verwendet. Die Geräte sollten mit vielen Parametern definiert werden, wie in Abbildung 3 dargestellt. Die Haushalte bzw. Benutzertypen werden nach dem Familientyp klassifiziert.

```

MP = User("Mehrperson",3,3)
User_list.append(MP)

PMK = User("Paar mit Kind",25,3)
User_list.append(PMK)

POK = User("Paar ohne Kind",31,3)
User_list.append(POK)

AE = User("Alleinerziehende",10,3)
User_list.append(AE)

EP = User("Einpersen",38,3)
User_list.append(EP)
    
```

Abbildung 2: Definierung der Benutzer im RAMP-Tool

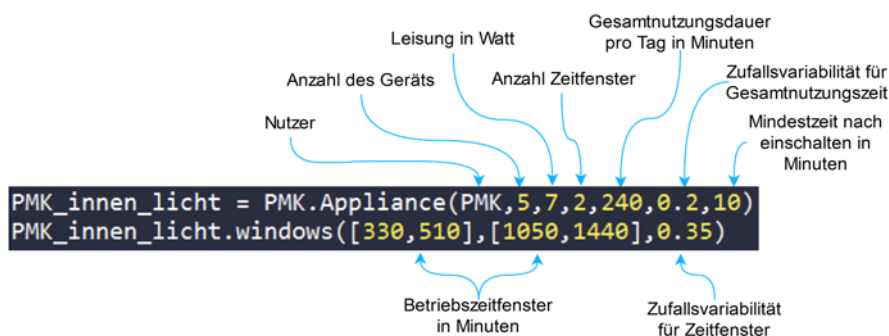


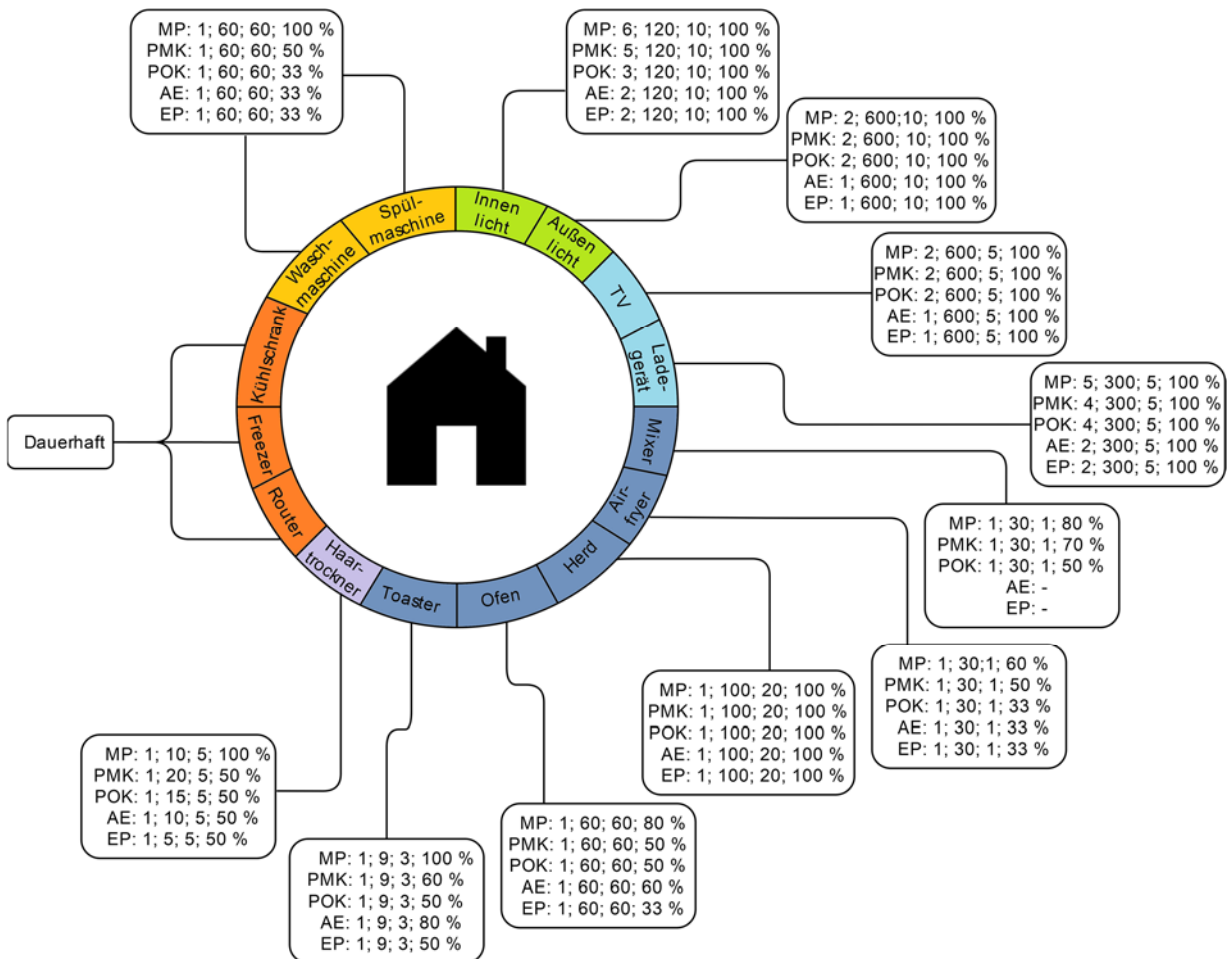
Abbildung 3: Definition des Geräts im RAMP-Tool

Tabelle 1 listet die Gesamtanzahl an Haushalten nach Familientyp für den Freistaat Thüringen auf [6].

**Tabelle 1: Anzahl der Familientypen der Haushalte**

| Merkmal   |           | Anzahl                       |         |
|-----------|-----------|------------------------------|---------|
| Haushalte | insgesamt | 1.053.817                    |         |
|           | davon     | Einpersonenhaushalte         | 376.365 |
|           |           | Paare ohne Kind(er)          | 308.205 |
|           |           | Paare mit Kind(ern)          | 250.325 |
|           |           | Alleinerziehende Elternteile | 93.955  |
|           |           | Merhpersonenhaushalte        | 24.967  |

Für jeden Haushalt werden nur grundlegende bzw. notwendige Geräte mit üblichen Leistungen (in Watt) definiert. Abbildung 4 stellt die notwendigen Eingabeparameter in der folgenden Reihenfolge (s. Bildunterschrift) dar.



**Abbildung 4: Eingabeparameter für Elektrogeräte [Bi mYfImd. 5 bnU `XYg'; Yf} Ig'; YgUa Ibi H ni b[ gXU Yf' dfc' HU' 'f]b'a ]bL' A]bXYgh]bgW UfXU Yf' f]b'a ]bL' h] [ ]W YBi mi b[ gk U fgW Y]b' ]W \_ Y]h]b' Dfc nYbLQ**

Das Lastprofil wurde für verschiedene Jahreszeiten ermittelt, deshalb erfasst das Programmierungstool unterschiedliche Betriebszeitfenster und Gesamtnutzungsdauer für Sommer, Winter sowie Übergangszeit (in Abbildung 5). Eine Änderung der Gesamtnutzungsdauer ist nur für das Innenlicht angenommen (z.B. im Sommer: 2 Stunden, im Winter: 4 Stunden und in der Übergangszeit: 3 Stunden). Wenn bei manchen Geräten der Zeitraum nicht saisonbezogen angegeben ist, wird davon ausgegangen, dass dieser der gleiche Zeitraum wie im Sommer ist. Die saisonale Aufteilung ist die gleichen wie bei SLP.

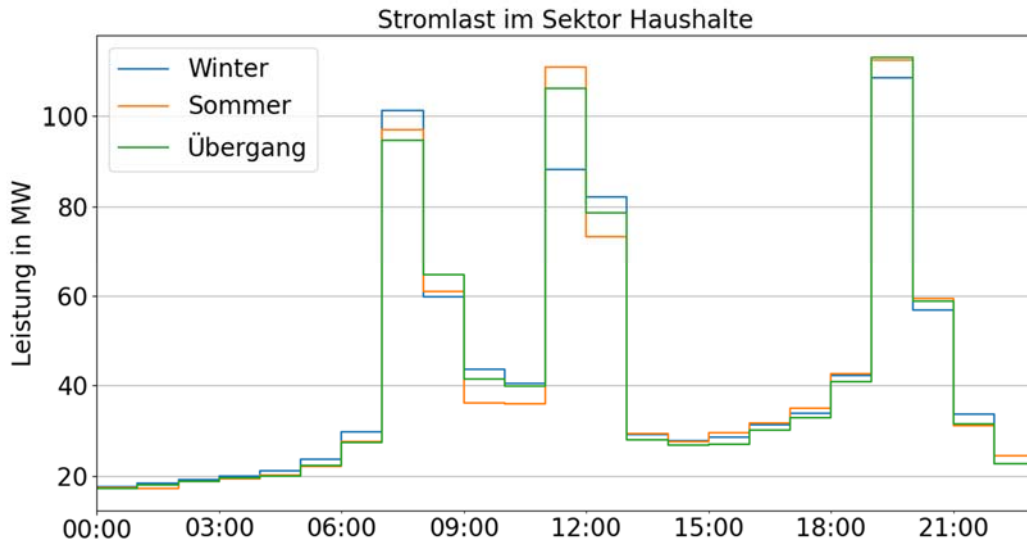
|                             |          |
|-----------------------------|----------|
| 01.01. bis einschl. 19.03.: | Winter   |
| 20.03. bis einschl. 13.05.: | Übergang |
| 14.05. bis einschl. 13.09.: | Sommer   |
| 14.09. bis einschl. 30.10.: | Übergang |
| 31.10. bis einschl. 31.12.: | Winter   |



**Abbildung 5: Unterschiedliche Betriebszeitfenster nach Jahreszeiten**

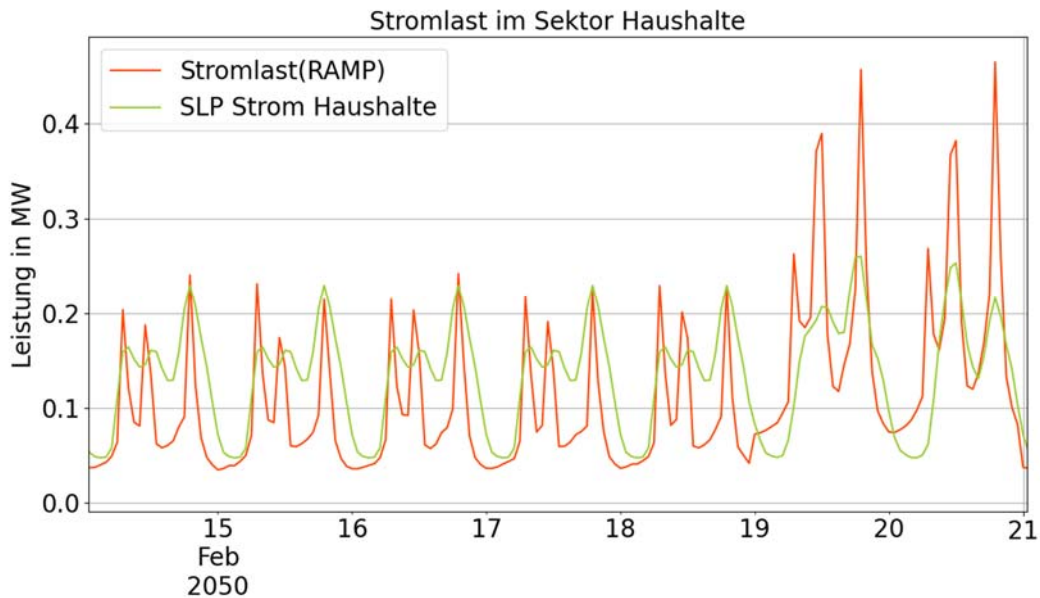
### 3. ERMITTLUNG DER STROMLAST IM SEKTOR HAUSHALTE UND VERGLEICH MIT SLP

Mit Hilfe der oben genannten Eingabeparameter wird das Lastprofil für verschiedene Jahreszeiten wie Sommer, Winter und Übergangszeiten erstellt. Alle oben genannten Parameter werden aus Experten-gesprächen entstanden. Vor der Verwendung für das ZO.RRO II Landesprojekt Thüringen werden die angenommenen Parameter nach konkreten Parametern mit Quellen modifiziert. Die Tagesverläufe (Werktag) in den verschiedenen Jahreszeiten werden in Abbildung 6 dargestellt. Zudem sind in Abbildung 6 die typischen Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden bzw. in der Mittagszeit zu erkennen. Die Tagesprofile sehen ähnlich aus, da in dieser Arbeit nur der Einfluss der Lichtnutzung in den unterschiedlichen Jahreszeiten berücksichtigt wird. In der Realität sind natürlich noch weitere Einflussparameter jahreszeitenabhängig, sie werden in künftige Arbeiten einfließen.



**Abbildung 6: Tagesverlauf (Werktag) des Stromlastprofils für verschiedene Jahreszeiten**

Der mit RAMP kreierte Lastgang der Stromlast und das SLP sind auf 1000 MWh für ein Jahr nominiert und werden im Folgenden für eine Woche im Sommer und Winter verglichen. Die Abbildungen 7 und 8 ergeben jeweils ein Wochenprofil im Winter und im Sommer. Im Winter ist das Werktagprofil zwischen SLP und RAMP-Simulation ähnlich. Der Verlauf am Wochenende ist höher als am Werktag, da die Zeitfenster verkürzt und etwas nach hinten verschoben sind, um ein Entspannungsverhalten des Benutzers zu erhalten. Aus diesem Grund sind jetzt größere Nachmittags- und Abendspitzen zu sehen. Die logische Erklärung dafür kann sein, dass viele Geräte gleichzeitig eingeschaltet sind. Die Leistung kann abhängig von den Eingabeparametern für die Simulation variieren. Deshalb hat sich der Kurs im Sommer nicht reduziert und ist dem Winter ähnlich. Mit genauen Angaben können die richtigen Parameter angegeben werden. Der Vorteil des RAMP-Profiles ist, dass es keinen konstanten Verlauf wie beim SLP gibt, sondern eine stochastische Komponente enthält. Trotzdem sind die Verläufe ähnlich.



**Abbildung 7: Vergleich der Winterwochenlastprofile zwischen RAMP und SLP**

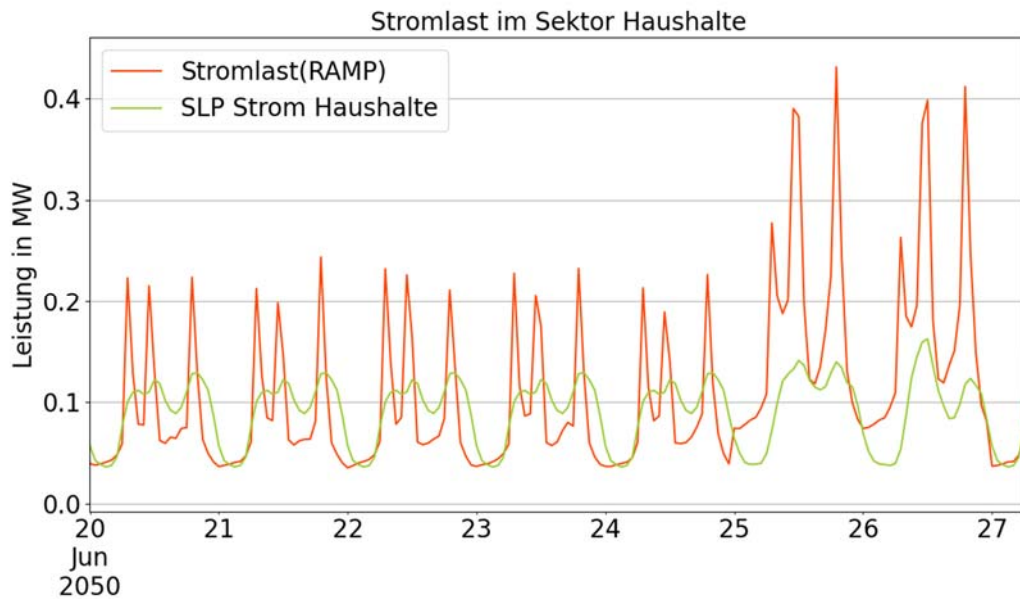


Abbildung 8: Vergleich der Sommerwochenlastprofile zwischen RAMP und SLP

#### 4. AUSWIRKUNGEN DEZENTRALER ENERGIEVERSORGUNG AUF STROMLASTPROFILE

Mit PV-Anlagen auf dem Dach ist eine dezentrale Energieversorgung der Haushalte möglich. Um die Auswirkungen einer PV-Anlage auf dem Dach auf das Lastprofil zu ermitteln, ist es notwendig, die durchschnittlich installierte Leistung für einen Haushalt zu ermitteln. Tabelle 2 [6] fasst alle notwendigen Parameter zusammen, die für die Berechnung benötigt werden. Die durchschnittliche Dachfläche ist aus der ista-Studie [7] entnommen. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass für die Installation einer 1 kW<sub>p</sub> PV-Anlage auf dem Dach eine Fläche von 10 m<sup>2</sup> benötigt wird.

Tabelle 2: Anzahl nach Gebäudetyp des Haushalts

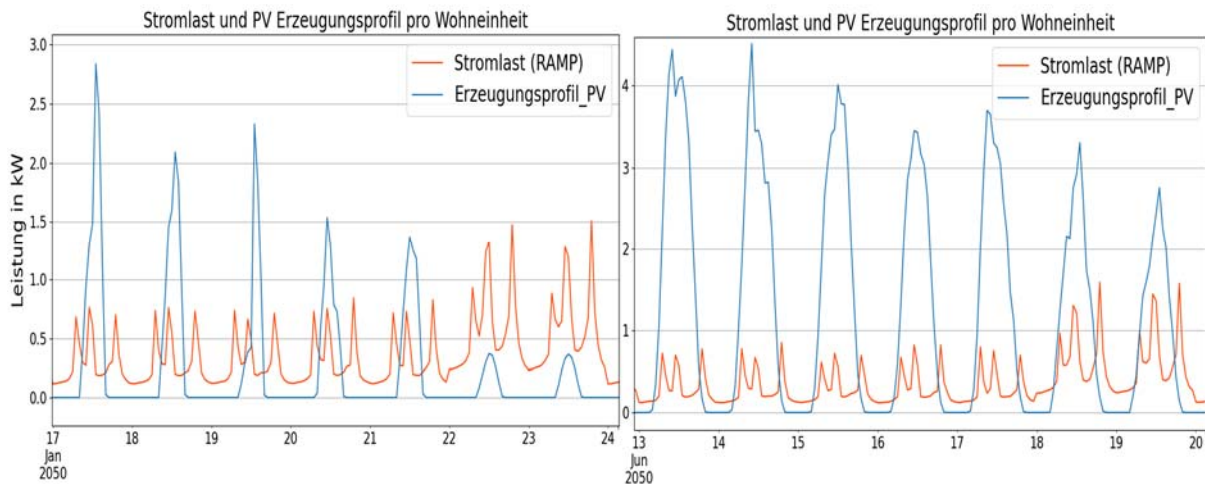
| Merkmal                          |   | Einheit              | Anzahl    |
|----------------------------------|---|----------------------|-----------|
| Haushalte insgesamt ( <i>H</i> ) |   | Anzahl               | 1.053.817 |
| davon                            | Ein- und Zweifamilienhaus ( <i>EFH</i> )                                  | Anzahl               | 444.045   |
|                                  | Mehrfamilienhaus ( <i>MFH</i> )   | Anzahl               | 92.324    |
|                                  | Haushalte insgesamt bzw. Familie wohnen in EFH ( <i>H<sub>EFH</sub></i> ) | Anzahl               | 518.143   |
|                                  | Haushalte insgesamt bzw. Familie wohnen in MFH ( <i>H<sub>MFH</sub></i> ) | Anzahl               | 535.674   |
|                                  | Dachfläche pro EFH ( <i>A<sub>EFH</sub></i> )                             | m <sup>2</sup> / EFH | 100       |
|                                  | Dachfläche pro MFH ( <i>A<sub>MFH</sub></i> )                             | m <sup>2</sup> / MFH | 150       |
|                                  | PV- Anlage Leistung ( <i>P<sub>PV</sub></i> )                             | kWp/m <sup>2</sup>   | 0.1       |

$$F_{EFH}; F_{MFH} = \frac{H}{EFH}; \frac{H}{MFH} \quad (1)$$

$$P_{PV,EFH}; P_{PV,MFH} = \frac{P_{PV} \cdot A_{EFH}}{H_{EFH}}; \frac{P_{PV} \cdot A_{MFH}}{H_{MFH}} \quad (2)$$

$$P_{PV,Hit} = \frac{P_{PV,EFH} \cdot H_{EFH} + P_{PV,MFH} \cdot H_{MFH}}{H} \approx 2,74 \text{ kWp pro Haushalt} \quad (3)$$

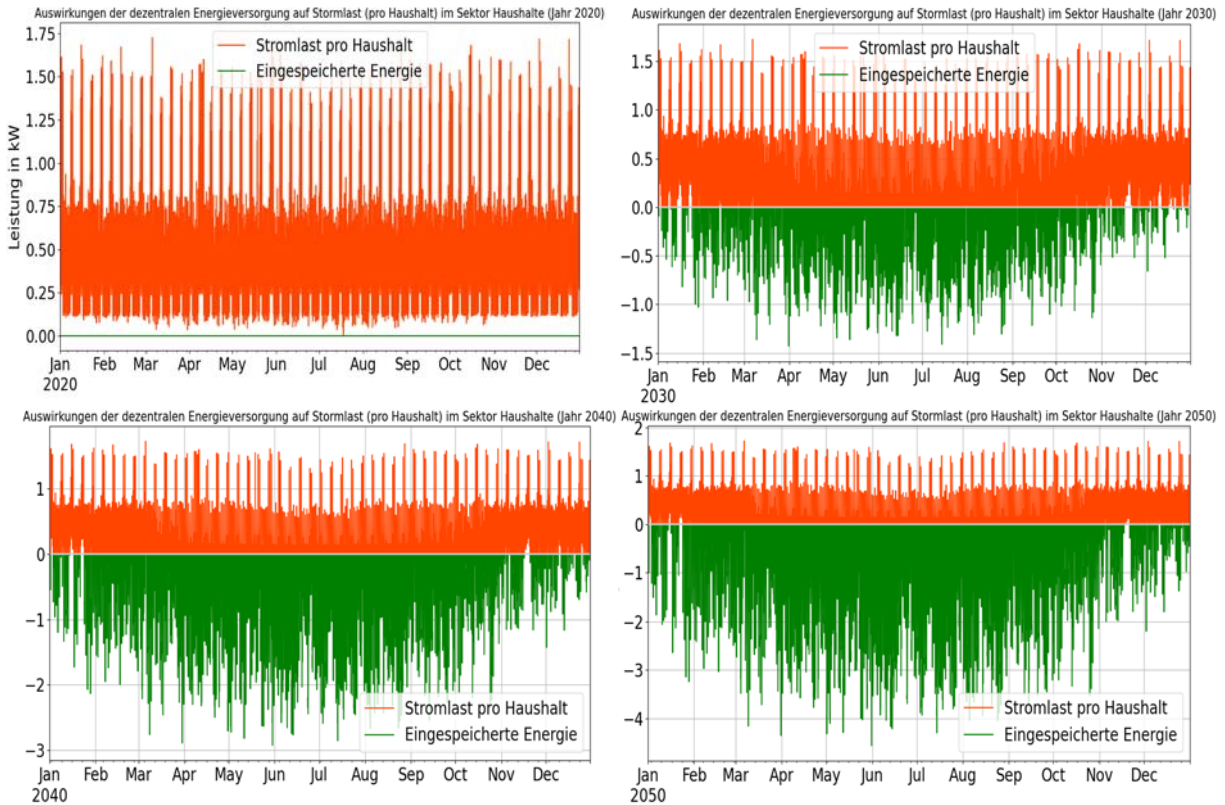
Dabei sind  $F_{EFH}$  und  $F_{MFH}$  die Anzahl der Haushalte in einem Ein- bzw. Mehrfamilienhaus,  $P_{PV,EFH}$  und  $P_{PV,MFH}$  die installierte PV-Nennleistung pro Ein- bzw. Mehrfamilienhaus und  $P_{PV,Hit}$  die installierte PV-Nennleistung pro Haushalt. Die Berechnung ergibt für jeden Haushalt eine installierte Leistung von 2,74 kWp. In einem EFH (bzw. Wohneinheit) wohnen ca. 2,4 Haushalte ( $F_{EFH}$ ), was ca. 6,6 kW<sub>p</sub> pro EFH entspricht. Die PV Leistung wird mit den aktuellen verfügbaren Daten für 2011 berechnet. Wenn die genauen Daten verfügbare sind, kann damit für die jetzigen Zeitraum gerechnet werden. Laut [8] die durchschnittlich Anlagengröße im kleinanlagesegem (<10 kW<sub>p</sub>) erreicht im Jahr 2020 bereits 7,5 kW<sub>p</sub> pro Wohneinheit. Das Einspeiseprofil ist von dem ZO.RRO Landesprojekt Thüringen entnommen [9]. Der Mittelwert für die vier Planungsregionen wird berechnet und mit der installierten Nennleistung pro Wohneinheit multipliziert. Damit wird das Erzeugungsprofil pro Wohnheit ermittelt. Das Stromlastprofil wird auf einen Durchschnittswert für die fünf Nutzertypen reduziert, um ein Lastprofil pro Haushalt zu bestimmen. Somit wird das Strombedarfsprofil eines Haushalts genutzt, um die Auswirkungen einer dezentralen Energieversorgung zu analysieren. In Abbildung 9 ist das Stromlastprofil (RAMP) und das PV Erzeugungsprofil für eine Woche im Winter (links) bzw. im Sommer (rechts) dargestellt.



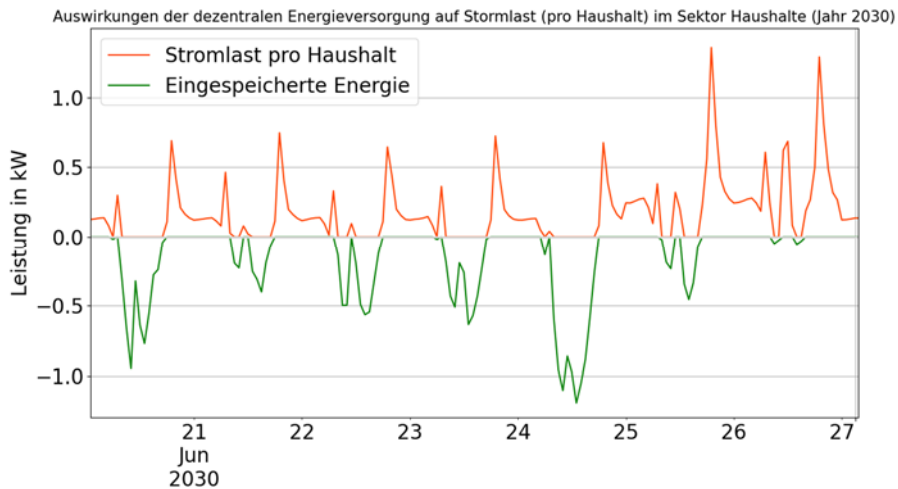
**Abbildung 9: Verlauf des Stromlastprofils und des PV Erzeugungsprofils im Winter (links) und im Sommer (rechts) für den Jahr 2050**

Für das Stromlastprofil (RAMP) pro Wohneinheit ergibt sich eine Jahresenergiemenge von 3.282 kWh (durchschnittlich) und die 7,5 kW<sub>p</sub> installierte PV-Leistung auf dem Dach ergeben eine Jahresenergiemenge von 6.862 kWh. Es ist nicht möglich, zu dem Schluss zu kommen, dass alle Haushalte PV-Anlagen auf dem Dach haben, da der Prozentsatz der Haushalte mit PV-Anlagen auf dem Dach derzeit sehr gering ist und allmählich zunimmt. Etwa 1,4 Millionen private Haushalte hatten im Jahr 2020 eine PV-Anlage auf dem Dach, was fast 3,6 % aller Haushalte in Deutschland entspricht [10]. Es wird angenommen, dass bis 2050 alle Wohneinheiten PV-Anlagen auf dem Dach haben. Der Anteil wird für die Jahre 2030 (35,7 %) und 2040 (67,87 %) linear interpoliert. Jetzt stellt sich die Frage, wie eine auf dem Dach installierte PV-Anlage mit 7,5 kW<sub>p</sub> Nennleistung den Lastverlauf beeinflussen kann. Abbildung 10 hilft bei der Beantwortung der Frage, indem sie den PV-erzeugten Strom aus dem eigentlichen Stromlastprofil herausnimmt und den neuen Jahresverlauf für 2020, 2030, 2040 und 2050 darstellt. Die grün dargestellte Linie (in Abbildung 10) ist die eingespeiste Energie nach Deckung der Last während des Tages. Als Beispiel den Jahr 2030 ist genommen und aus der Differenz zur Stromlast resultiert eine jährliche Menge von 829 kWh, die aus dem Netz gezogen werden muss. Fast 75 Prozent des Stromverbrauchs eines Haushalts könnten durch die Installation einer PV-Anlage auf dem Dach eingespart werden. Gelingt es, das Ziel einer dezentralen Energieversorgung in allen Haushalten zu erreichen,

kann die Gesamtstromlast sowohl in Thüringen als auch in Deutschland insbesondere im Bereich Haushalte drastisch reduziert werden. Beispielsweise können mit einer 7,5 kW<sub>p</sub> PV-Anlage auf dem Dach im Jahr 2050 ca. 3.581 kWh können von jedem Haushalt nach Deckung der Haushaltsstromlast ins Netz eingespeist werden. Dies kann dazu beitragen, einen Schritt in Richtung Klimaneutralität zu machen und das Ziel der Bundesregierung bis 2050 zu erreichen. Abbildung 11 stellt einen Ausschnitt der Stromlast für eine Woche dar. Abbildung 11 verdeutlicht, dass es keine Nachmittagsspitzen mehr gibt und trotzdem viel Energie zur Verfügung steht, die in einem Speicher wie einer Batterie gespeichert werden kann.



**Abbildung 8: Jahresverlauf des Stromlastprofils unter dem Einfluss der dezentralen Energieversorgung für verschiedene Jahre mit jeweiligem Anteil von PV-Anlagen auf Hausdächern (2020: 3,6 % ; 2030: 35,73 % ; 2040: 67,87 % ; 2050: 100 %)**



**Abbildung 9: Wochenverlauf des Stromlastprofils unter dem Einfluss der dezentralen Energieversorgung für den Jahr 2030**



### 5. ZUSSAMENFASSUNG

Die Methoden zur Entwicklung eines neuen Lastprofils mit Tools wie RAMP wurden vorgestellt. Mit Hilfe von üblichen Elektrogeräten und fünf verschiedenen Nutzergruppen konnte ein Lastprofil für Haushalte generiert werden. Der Vergleich mit dem SLP zeigt, dass die neu entwickelte Stromlast ohne Berücksichtigung der Leistungsaufnahme der Elektrogeräte nahezu den gleichen Verlauf hat. Denn je nach Definition der Elektrogeräte kann der Stromverbrauch des Haushaltes variieren. Im Stromlastprofil (RAMP) wird auch analysiert, dass eine Verkürzung des Zeitfensters und eine fünfzigprozentige Erhöhung der Freizeitaktivitäten (z.B. Fernsehen) den Energieverbrauch am Wochenende drastisch erhöhen können. In weiteren Untersuchungen muss geklärt werden, ob es zu einer solchen Erhöhung kommt. Aber das SLP hat auch einen deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs an den Wochenenden. Daher wird das Stromlastprofil (RAMP) nach Korrektur der Eingabeparameter erneut analysiert, bevor es für das ZO.RRO II Landesprojekt Thüringen verwendet wird. Dezentrale Energieversorgungen wie PV-Anlagen ermöglichen es, dass nur 25 % des jährlichen Stromenergieverbrauchs aus dem Netz bezogen werden muss. Ein relativ hoher Anteil der dezentralen Energieversorgung kann den Verlauf von Lastprofilen auch in anderen Sektoren drastisch verändern. Beispielsweise kann eine solarthermische Anlage in einem Haushalts-/Industriesektor zur Warmwasserversorgung genutzt werden. In Zukunft soll das Simulationstool RAMP zur Entwicklung von Stromlastprofilen auch in anderen Sektoren genutzt werden. Dabei sollen auch Nutzungsveränderungen in den kommenden Jahren wie die vermehrte Nutzung von Wärmepumpen berücksichtigt werden. Für die Erstellung derartiger Profile bedarf es einer Menge an Festlegungen von Parametern. Mit Hilfe einer Literaturrecherche sollen valide Parameter ausfindig gemacht werden.

### 6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BDEW (Hg.), „Standardlastprofile“, 2018.
- [2] BUNDESREGIERUNG, „Energiekonzept für eine umweltschonende zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, 2010.
- [3] AG Energiebilanzen e.V., „Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2021 (in TWh) Deutschland“, April, 2022.
- [4] Grandjean A, Adnot J und Binet G, „A review and an analysis of the residential electric load curve models“, *Renew Sustain Energy Rev*, 2012.
- [5] Lombardi F, Balderrama S, Quoilin S und Colombo E, „Generating high-resolution multi-energy load profiles for remote areas with an open-source stochastic model“, *Energy*, 2019.
- [6] Thüringer Landesamt für Statistik, „Thüringer Landesamt für Statistik“, 2011. Von: <https://statistik.thueringen.de/datenbank>, abgerufen am 04.10.2022.
- [7] ista International GmbH, „Studie: So sieht das typische Mehrfamilienhaus aus“.
- [8] Energy Storage E3/DC, 89 Prozent des Solarpotenzials auf deutschen Ein- und Zweifamilienhäusern sind noch ungenutzt. Von: Available: <https://www.e3dc.com/89-prozent-des-solarpotenzials-auf-deutschen-ein-und-zweifamilienhaeusern-sind-noch-ungenutzt/>, abgerufen am 10.10.2022.
- [9] in.RET (Hg.), „So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird“, Nordhausen, 2021.
- [10] DESTATIS Statistisches Bundesamt, von: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/06/PD22\\_N037\\_43.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/06/PD22_N037_43.html), abgerufen am 10.10.2022.

## GRÜNER WASSERSTOFF ALS SCHLÜSSELELEMENT FÜR NACHHALTIGE REGIONALE WIRTSCHAFTSANSIEDLUNG

*Hanno Balzer*

HH2E AG

### ABSTRACT

Drei gute Nachrichten für die letzte Phase der Energiewende:

- Regional erzeugter grüner Wasserstoff ermöglicht den nachhaltigen Industriestandort Deutschland.
- H<sub>2</sub>-Technologie-Kombination dekarbonisiert die Industrie verlässlich mit erneuerbarer Energie.
- Nachhaltige Wasserstoffwirtschaft stärkt deutsche Regionen: Das Vorbild Lubmin

### 1. REGIONAL ERZEUGTER GRÜNER WASSERSTOFF ERMÖGLICHT DEN NACHHALTIGEN INDUSTRIESTANDORT DEUTSCHLAND

Europa will der erste klimaneutrale Kontinent werden. Die Herausforderungen für Europa und Deutschland sind klar: Es ist der Dreiklang aus sicherer Energieversorgung, einer Reduzierung der Energie-Abhängigkeit und die stete Senkung der Emissionen.

Deutschland hat die Energiewende in den letzten zwei Jahrzehnten vorangebracht und analog zum Fortschreiten verändert sich der Fokus: Von der Stromwende zur Wärmewende zum Aufbau der grünen Wasserstoffwirtschaft in Zukunft. Es geht jetzt vor allem darum, unser Land als nachhaltige Industrienation zukunftsfähig aufzustellen.

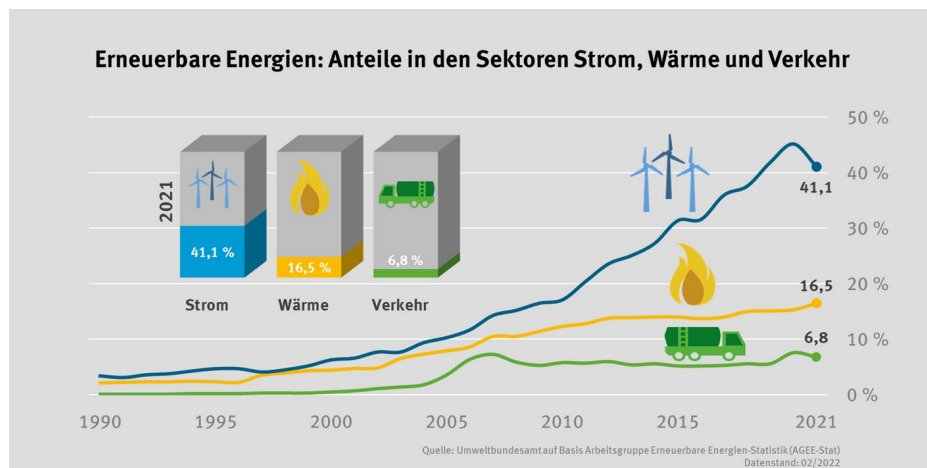


Abbildung 1: Energiewende in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Die letzte Phase der Energiewende, die wir nun stemmen, wird hochgradig disruptiv sein. Denn es geht darum, mit erneuerbaren Energien industrielle Maßstäbe zu erreichen, um Deutschland in einen grünen Industriestandort zu transformieren. Auch alle CO<sub>2</sub>-intensiven Wirtschaftsbereiche, die nicht direkt elektrifiziert werden können, sind in den nächsten Jahren zu dekarbonisieren. Deutschland verfügt über einen der größten und innovativsten Industrie- und Fertigungssektor der Welt. Chemie-, Glas- und Keramik-, Zellstoff- und Papier-, Stahl-, Automobil- und Luftfahrtunternehmen sind treibende Kräfte der deutschen Wirtschaft und wichtige Motoren für Wachstum und Beschäftigung. Die führen-

den Vertreter\*innen dieser Industrie haben erkannt, dass grüner Wasserstoff der beste Weg ist, um Energieversorgung sicher zu gewährleisten, und der wirtschaftlichste Weg, um Erdgas zu ersetzen.

Um unsere Klimaziele zu erreichen, brauchen wir gigantische Mengen an grünem Wasserstoff. Und für die Vollendung der Energiewende in Deutschland sollten wir nicht grundlegend auf Importe setzen. Gesellschaft, Wirtschaft und Politik haben aus dem Aufstieg und Niedergang der deutschen Solarindustrie gelernt und aus den geopolitischen Entwicklungen der letzten Monate. Es ist wichtig, die Energiewende und unsere Klimaverantwortung global zu denken. Genauso stark sollten wir uns auf unsere Stärken und Möglichkeiten hierzulande konzentrieren. Deutschland ist derzeit dabei, sich an die Spitze der innovativen grünen Wasserstofftechnologie zu setzen. Das ist eine sehr gute Entwicklung. Grüne Wasserstofftechnologie und ihre Umsetzung in deutschen Regionen ist ein wesentlicher Teil der Anstrengungen, Deutschland bis 2045 klimaneutral aufzustellen. Das BMWI-Szenario zeigt, wie wichtig Wasserstoff für die regionale und nationale Wirtschaft ist:



**Abbildung 2: Wasserstoffbedarfe in Deutschland**

Deutschland werde seinen Wasserstoffbedarf allenfalls zu 30 Prozent selbst decken können, schreibt das Handelsblatt. Laut Bundesforschungsministerium müsse Deutschland 2030 bereits mehr als zehn Millionen Tonnen Wasserstoff importieren. 2050 wären es laut Max-Planck-Institut rund 45 Millionen Tonnen.[1] Die Unternehmensberatung McKinsey schreibt in einer Studie vom Oktober 2022, dass künftig fast zwei Drittel des weltweit produzierten Wasserstoffs – 400 bis 660 Millionen Tonnen – über lange Distanzen transportiert würden. Sie kommt zu dem Schluss, eine international aufgebaute Wasserstoffwirtschaft wäre 25 Prozent preiswerter als eine regionale. Die Autoren räumen aber ein, dass die Prognose internationaler künftiger Handelsströme mit vielen Unsicherheiten verbunden sei – darunter geopolitische Entwicklungen und betriebswirtschaftliche Entscheidungen der beteiligten Unternehmen. Forscher\*innen des Potsdam-Institutes für Klimafolgenforschung kommen in ihrer Studie zu anderen Ergebnissen: Bis 2030 werde die inländische Wasserstoffproduktion den größten Beitrag leisten. Sie sehen in hohen Transportkosten und Umwandlungsverlusten große Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoffimporten per Schiff. [2]

Die divergierenden Einschätzungen zur Wasserstoff-Zukunft zeigen vor allem eines: Zukunft wird gemacht! Wir alle können uns auf Basis fundierter Studien-Einschätzungen für einen Weg entscheiden. Ich bin der festen Überzeugung, dass wir einen großen Teil des in Deutschland benötigten grünen Wasserstoffs zu wettbewerbsfähigen Preisen in unserem Land produzieren und nutzen können. Deutschland verfügt über entsprechende Flächen und Nutzungsoptionen in zukunftsorientierten Kommunen, eine aufstrebende und innovative Wasserstoffwirtschaft, das Know-how ein

nationales Wasserstoffnetz zu verwirklichen und die Rahmenbedingungen zur nachhaltigen Wassernutzung für die Produktion von H<sub>2</sub>.

Er wird uns als Gesellschaft ermöglichen, Industrie und Mobilität klimafreundlich aufzustellen und der Aufbau einer deutschen grünen Wasserstoffwirtschaft hat Rückenwind auf allen politischen Ebenen. Die Bundesregierung will die Abhängigkeit des Landes von der Einfuhr fossiler Brennstoffe verringern und forciert den Übergang zu erneuerbaren Energiequellen. Zur Erreichung dieser Ziele gibt der Koalitionsvertrag folgende Orientierung:

- 100 Prozent erneuerbare Stromerzeugung bis 2035 (80 Prozent bis 2030)
- 160 GW zusätzliche Sonnen- und Windenergieerzeugung bis 2030
- 10 GW an Elektrolyseur-Kapazität bis 2030, aber 4x mehr ist ein Ziel
- Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren
- Steuervergünstigungen für Investitionen in die Energieumwandlung
- Superabschreibungsmechanismus für Investitionen in erneuerbare Energie
- Höhere CO<sub>2</sub>-Steuern für Wettbewerbsfähigkeit CO<sub>2</sub>-freier Energiequellen
- Innovative Speichertechnologien werden die Umstellung auf CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung technisch möglich und wirtschaftlich wettbewerbsfähig machen

Deutsche Wasserstoffpioniere stehen vor einer riesigen Aufgabe: Die Produktion von grünem Wasserstoff in industriellem Maßstab und zu wettbewerbsfähigen Preisen in Deutschland aufzubauen, in der Nähe der Industrien, die Wärme und Wasserstoff benötigen. Es gibt keine Role-Models und kaum praktische Erfahrungen. Wir brauchen Mut und partnerschaftliche Pionierarbeit mit viel Innovationsgeist und Investitionen.

Die größten Ausbaupotenziale für grünen Wasserstoff liegen im Norden, wo es erneuerbaren Strom in großen Mengen gibt. Die großen Wasserstoffchancen des Nordens sind auch eine Folge des verzögerten deutschen Stromtrassenbaus zu den Wirtschaftszentren im Süden unseres Landes. Die gute Nachricht ist, dass uns der Nordosten Deutschlands einen sehr guten Startpunkt für die Vollendung der Energiewende bietet. Das betrifft zum einen die große Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Zum anderen sind Flächen und eine industrielle Infrastruktur aus früheren Jahren verfügbar.



Abbildung 3: Zukunftsorte für nachhaltige Wasserstoffwirtschaft

## 2. H<sub>2</sub>-TECHNOLOGIE-KOMBINATION DEKARBONISIERT DIE INDUSTRIE VERLÄSSLICH MIT VOLATILER ERNEUERBARER ENERGIE

Wasserstoff ist der Brennstoff der Zukunft für alle Industrien, die sich nicht elektrifizieren lassen. Es geht in der letzten Phase der Energiewende um die Zukunft von Deutschland als Industriestandort. Dafür wird HH2E grundlastfähige grüne Energie schaffen.

HH2E ist ein neues deutsches Unternehmen für grüne Energie. Es implementiert Technologien, die die Volatilität der Sonnen- und Windenergie nutzen, um in Deutschland wettbewerbsfähigen grünen Wasserstoff zu produzieren. Als Energieexperten sind wir auch der Meinung, dass es wichtig ist, Ideen zu liefern, die die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft unterstützen. Wir vertreten folgende Ideen zur Wiederherstellung der deutschen Energiesouveränität:

- Deutschland kann sich vollständig aus erneuerbaren Energien versorgen. Mindestens 75 Prozent der Primärenergie zur Deckung unseres Energiebedarfs müssen in Deutschland und Europa erzeugt werden.
- Wir brauchen eine verlässliche und kostengünstige Versorgung mit erneuerbaren Energien. Deshalb müssen wir Schlüsselindustrien zur Erzeugung in Deutschland und Europa halten.
- Die Sektorkopplung muss mit Innovationsgeist und Technologiefreundlichkeit arbeiten.
- Genehmigungsverfahren müssen beschleunigt werden.

Wir brauchen den Ausbau erneuerbarer Energien, die Schaffung intelligenter und investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Sektorkopplungstechnologien und die Ablösung langwieriger Genehmigungsverfahren durch pragmatische Ermöglichungsverfahren. Die Kosten- und Wettbewerbsvorteile, die sich für die deutsche Wirtschaft daraus ergeben, sind erheblich.

Der HH2E-Wasserstoff muss nicht über lange Pipelines aus Übersee nach Deutschland gebracht werden. Er wird einhundertprozentig erneuerbar sein - mit EU-Zertifizierung REDII. Wind- und Sonnenstrom nutzen wir aus der Umgebung. Der von HH2E entwickelte TechnologiemiX kann einen variablen Input von erneuerbarer Energie in einen konstanten Fluss von preislich wettbewerbsfähigem grünem Wasserstoff, Wärme und CO<sub>2</sub>-freiem Strom umwandeln, um lokale Industrien und Gemeinden zu versorgen. Außerdem wirkt ein Zukunftskraftwerk stromnetzstabilisierend. So sieht die Technologie-Kombination aus, die wir entwickelt haben:

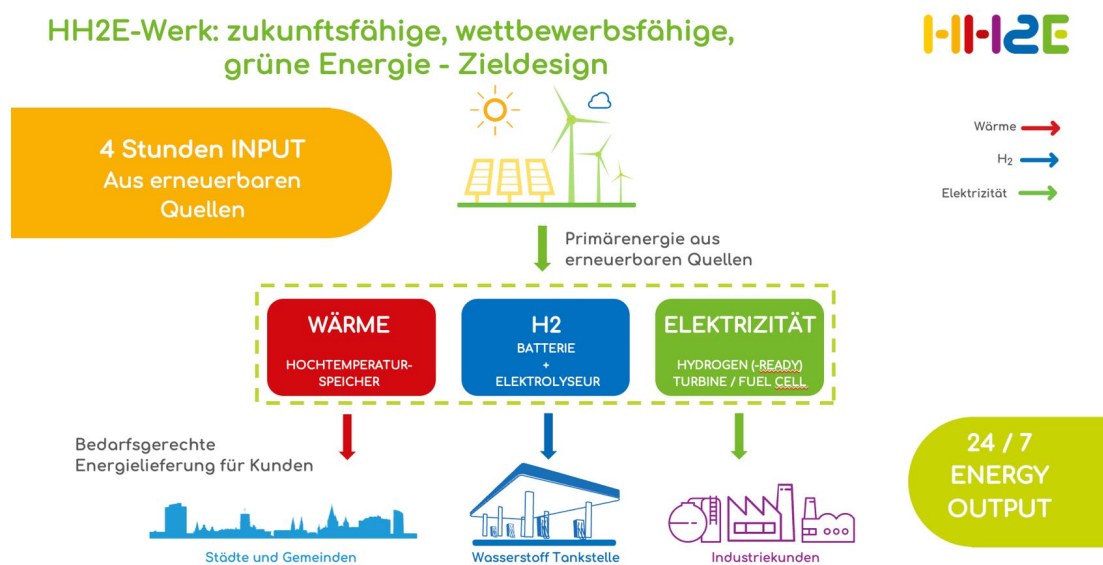


Abbildung 4: Funktionsprinzip des HH2E-Zukunftskraftwerkes

Lokale Industrie, Verkehr und Kommunen versorgen wir mit Strom, grünem Wasserstoff und Prozessdampf. Wir leisten einen wesentlichen Beitrag, um Norddeutschland zur Wasserstoffregion zu entwickeln. Dort bauen wir mit Partnern eine lokale Wasserstoff-Infrastruktur auf. Vorteil dieser Region ist der physische Direktbezug grüner Energie für die Wasserstoff-Produktion – keine Zertifikatebasis.

Wir werden grünen Wasserstoff ab 2025 lokal produzieren zu denselben Preisen, die für grünen Wasserstoff aus dem Nahen Osten oder Australien für 2030 prognostiziert werden. Und die lokale Produktion hat den Riesenvorteil, dass kostenträchtige Logistik wegfällt. Sie wird Deutschlands Energie-Unabhängigkeit stärken und die regionale Wirtschaftsansiedlung unterstützen.



**Abbildung 5: Komponenten des HH2E-Zukunftskraftwerkes**

Diese technischen Voraussetzungen sollte ein Standort haben, um potenzielles Wasserstoff-Drehkreuz zu werden:

- Anschlussgröße 1000 MW, somit  $\geq 110\text{kV}$  Stromnetzanbindung
- Entfernung zum Umspannwerk  $\leq 4$  km
- Trassenverfügbarkeit: Die Anbindung an das nächste Umspannwerk erfolgt über Erdkabel
- Fernwärme oder Dampf-Bedarf
- Anschlussmöglichkeit an Gas- oder Wasserstoff-Pipeline
- Leistungsfähiger Wasseranschluss – Wassermenge: 1.080.000 m<sup>3</sup>/Jahr
- Rund 15ha bebaubare Fläche (GI)
- Industrieparks mit H<sub>2</sub>-Netz innerhalb des Parks
- Autobahn in der Nähe
- Gute Anbindung an bestehende und geplante Offshore-Windparks bzw. Onshore Windparks

Potenziellen Absatz sehen wir für

- H<sub>2</sub> - Raffinerie, Mobilität, Tankstellen
- Dampf - 100 – 450 °C, Entfernung bis zu 4 km
- Kommunaler Wärmebedarf - 80 – 120 °C, Entfernung 15 – 20 km
- Sauerstoff

### **3. NACHHALTIGE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT STÄRKT DEUTSCHE REGIONEN: DAS VORBILD LUBMIN**

Lubmin ist ein perfekter Standort für die grüne Wasserstoffwirtschaft der Zukunft: Der Ort hat eine langjährige zentrale Bedeutung für die Energieversorgung (Ost-)Deutschlands und bietet ideale

Bedingungen. Nirgendwo anders an der Küste gibt es einen so unmittelbaren und leistungsfähigen Zugang in das deutsche Gasnetz.

Die Küstengemeinde hat energiegeschichtlich einiges erlebt. Sie hat Erfahrungen mit Großprojekten. Und sie hat einige Disruptionen durchlebt – vom einst die Gemeinde prägenden Kernkraftwerk über gescheiterte Wirtschaftsansiedlungen der Nachwendezeit bis zu Nord Stream. Und jetzt kommt die schnell Wirklichkeit werdende Visionen vom grünen Wasserstoff aus der Region plus energetisch vernetzte Wirtschaftsansiedlung. Kann die Region das stemmen? Will sie das überhaupt?

Ein klares JA! Die lokale Wirtschaftsgeschichte hat bei den politischen und wirtschaftlichen Akteuren eine positive Gestaltungskraft ausgeprägt, die für den schnellen Aufbau einer neuen Energiewirtschaft sehr zuträglich ist: Ein konstruktiver, zupackender Pragmatismus. Die verantwortlichen Menschen haben Resilienz entwickelt und sind aktive Ermöglicher für die positive Zukunft ihrer Region.

Bürgermeister Axel Vogt bringt es auf den Punkt: *„Lubmin ist anpassungsfähig. Das hat die Geschichte gezeigt. Auch wenn es immer wieder Höhen und Tiefen gibt.“* Und der Wirtschaftsminister von Mecklenburg-Vorpommern Reinhard Meyer ist sicher: *„Lubmin ist und bleibt ein bedeutender Energieknotenpunkt für Deutschland...“*. [3] Und der Landrat von Vorpommern-Greifswald meint, *„Wasserstoff ist das Öl von morgen“*. [4]

In und mit Lubmin schafft HH2E den Ausgangspunkt für Deutschlands führenden Platz in Europa bei der Produktion von grünem Wasserstoff. Hier entsteht eines der relevantesten grünen Wasserstoffzentren unseres Kontinents. Auf einer Fläche von fünf Fußballfeldern wird die Energiewende für Deutschlands Industrie Wirklichkeit. Dafür investieren wir im ersten Bauabschnitt bis 2025 eine halbe Milliarde Euro, bis 2027 eine Milliarde Euro. Hier zeigen wir, dass lokale Energieproduktion zu fairen Kosten möglich ist und können national und nachbarschaftlich Wasserstoff bieten. Erdgas-Pipelines zum Beimischen von Wasserstoff sind nahe, ein Eisenbahnanschluss auch. Möglich ist ein Anschluss an das Wasserstoffnetzwerk im Aufbau. Jede\*r in der Nähe, die grünen Wasserstoff möchte, wird ihn von uns bekommen.

Hier lässt sich das Gute zusammenbringen, was Deutschland ausmacht: Funktionierende und verfügbare Industriestandorte, kreative Ingenieurkompetenz, technisches Know-how und Gestaltungskraft der Region. Das ist grundlegend für die schnelle Verwirklichung: Im Sommer 2022 hat die HH2E das Grundstück gekauft. Derzeit startet der Genehmigungsprozess. Im Jahr 2023 ist Baubeginn. Ende 2025 wird der erste grüne Wasserstoff produziert.

Wir können heute in deutschen Kommunen als Gesellschaft mit der Schaffung unserer Zukunftsenergie darauf aufsetzen, was wir zunächst bei der Industrialisierung und dann für die Energiewende schon geschaffen haben. Ein bestehender Industriestandort, an dem einst Energie erzeugt wurde, wird nun zum Zukunftsort.

Das hat viele Vorteile: Kaum neue Flächen werden versiegelt. Wasseranschluss und Netzanbindung sind schon da, die Genehmigungsbehörden sind erfahren im Umgang mit Großprojekten. Die benötigte Infrastruktur ist weitgehend vorhanden. Wind- und Solaranlagen sind nahe. Das Umspannwerk auf dem Nachbargelände wird derzeit erweitert für zwei weitere Offshore-Windparks, die bald Strom in Lubmin einspeisen. Das begünstigt die weitere Industrieansiedlung in der Region.

Der Industriepark Lubmin bietet mit seinen Unternehmen Partner und potenzielle Kunden. Und in direkter Nachbarschaft gibt es den Industriehafen Lubmin. Auch hier lässt sich auf Errungenschaften einer sinnvollen Strukturpolitik aufsetzen. Der Hafen ist in den letzten Jahren so gut ausgebaut und bewirtschaftet worden, dass er wichtiger Ankerpunkt für die Wirtschaftsansiedlung geworden ist.

Wichtig beim Aufbau der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft ist es außerdem skalierbar zu planen: Schnell anfangen, dann ausbauen. So ist auch das Zukunftskraftwerk Lubmin konzipiert.



Abbildung 6: Standort des Zukunftskraftwerks Lubmin (Foto: EWN GmbH, 2020)

**Das Zukunftskraftwerk Lubmin**

- 100 MW Eingangsleistung bis 2025, skalierbar auf 1 GW bis 2030.
- 6.000 t/p.a. Produktion von grünem Wasserstoff bis 2025, Steigerung auf 60.000 t bis 2030.
- Phase 2025: 50 MW alkalischer Elektrolyseur + 200 MWh Batterie, die konstante Produktion von grünem Wasserstoff ohne ständige Versorgung mit erneuerbarer Energie ermöglicht.
- Einspeisung erneuerbarer Energie aus Offshore- und Onshore-Windparks sowie Solarparks in der Region. Langfristige Stromabnahmeverträge (PPA).
- Lieferung von Wasserstoff an Verkehrs- und Industriekunden in der Nachbarschaft, der Region und ganz Deutschland.
- Kann zur Vermeidung von mehr als 800.000 t direkter CO<sub>2</sub>-Emissionen/p.a. beitragen.

**Tab. 1: Technische Auslegung, 1. Bauabschnitt Zukunftskraftwerk Lubmin**

| Anlagen des HH2E-Werks        |  |                               |
|-------------------------------|--|-------------------------------|
| <b>Alkalische Elektrolyse</b> | Strombezug   | 50 MW <sub>el</sub>           |
|                               | Wirkungsgrad H <sub>2</sub> -Elektrolyse                           | 70%                           |
|                               | Wasserbedarf Spitzenlast   | 11.971 l/h                    |
|                               | Jährlicher Wasserbedarf  | 96.000 qm                     |
|                               | H <sub>2</sub> -Output   | ca. 11.500 Nm <sup>3</sup> /h |
|                               | H <sub>2</sub> -Output in t (O <sub>2</sub> = 8 x H <sub>2</sub> ) | ca. 1,03 t/h                  |
|                               | O <sub>2</sub> -Output in t  | 64.000 t/a                    |
|                               | Benutzungsdauer  | 8.000 h/a                     |
|                               | Ladezeit / Entladezeit   | 12 h / 24 h                   |
| <b>Batterie</b>               | Strombezug   | 50 MW <sub>el</sub>           |
|                               | Kapazität  | 200 MWh <sub>el</sub>         |
|                               | Elektr. Ausgangsleistung   | 50 MW <sub>el</sub>           |



Unser HH2E-Werk schaffen wir mit der Kommune und für die Region. In der ersten Bauphase werden rund 20 Arbeitsplätze geschaffen. Noch liegt Vorpommern-Geifswald auf Platz 391 von 400 Kreisen und kreisfreien Städten im Prognos-Zukunftsatlas. Doch nicht nur die Region wandelt sich gerade. Auch die statistische Sichtweise auf unser Land und unsere Wirtschaft ändert sich. Prognos-Geschäftsführer Christian Böllhoff stellt fest: *"Wir sehen eine Renaissance intelligenter aufgestellter Regionen."* Künftig wird diese Entwicklung auch im Prognos-Zukunftsatlas sichtbar. Erfasst werden nicht mehr nur die 500 größten Konzerne, sondern auch die 10.000 größten Mittelständler.

Vier Faktoren sieht der Empiriker als Treiber für den Aufstieg ländlicher Regionen:

- Ein Mix aus mittelständischen Betrieben verschiedener Branchen. Sie investieren bevorzugt in ihrer Heimatregion und bilden dort auch aus.
- Ein Hochschulstandort in höchstens einer Stunde Autoentfernung. Über Forschungs-kooperationen tragen Universitäten und Fachhochschulen Innovationen in die Betriebe und sorgen für einen steten Absolvent\*innen-Strom. Zugleich tragen Hochschulorte mit ihrem Kultur- und Freizeitangebot zur Lebensqualität in der Fläche bei.
- Ausreichend Energie. Vor allem energieintensive Industriebetriebe werden in Zukunft dort wettbewerbsfähig produzieren können, wo Wind- und Solarenergie günstig verfügbar sind. Das erfordert neben Wind und Sonne vor allem Platz.
- Und schließlich profitiert die Provinz von den Wachstumsschmerzen vieler Metropolen. Dort wird das Leben immer teurer, es gibt kaum freie Gewerbeflächen, Straßen und Bahnstrecken sind oft überlastet. Das nervt Pendler und erhöht Logistikkosten für die Unternehmen. [5]

Lubmin ist definitiv Teil einer „intelligent aufgestellten Region“. Neben den schon erwähnten Standortvorteilen bündeln sehr engagierte regionale Politiker\*innen und Wirtschaftsvertreter\*innen ihre Kräfte – vom außergewöhnlichen persönlichen Engagement der Gemeindevertreter über die Wirtschaftsinitiative [www.h2-vorpommern.de](http://www.h2-vorpommern.de) bis zur Koordinierungsstelle für den Themenkomplex Wasserstoff im Landkreis. Hier zeigt sich, was der aktuelle Bericht der Bundesregierung zur Entwicklung der ländlichen Räume feststellt: *„Eine der traditionellen Stärken Deutschlands ist seine dezentrale Siedlungs- und Wirtschaftsstruktur.“* [6]

*„Think global, act local!“* Der regionale Ansatz ist absoluter Fokus unseres Handelns. Hier gehen wir den logischen nächsten Schritt für Deutschlands Dekarbonisierung. Wir sind angetreten, um in der kleinen Küstengemeinde Mecklenburg-Vorpommerns einen wichtigen Zukunftsort für Deutschland zu schaffen. Und wir freuen uns über alle anderen lokalen Fortschritte für den Aufbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft!

#### 4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] K. Stratmann, Tücken des Transports, Handelsblatt, Ausgabe online, 10.10.2022.
- [2] A. Menn, Energieimporte, Wirtschaftswoche, Ausgabe online, 10.10.2022.
- [3] M. Rathke, Ostsee-Zeitung, Ausgabe Rostock, 30.09.2022.
- [4] M. Diekhoff, Nordkurier, Vorpommernkurier Demmin Jamen, 06.10.2022.
- [5] C. Rickens, Die Kleinen kommen, Handelsblatt print, 30.09.2022.
- [6] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft - Referat 816, Das Land lebt! Dritter Bericht der Bundesregierung zur Entwicklung der ländlichen Räume 11.11.2020

### ZUM POTENTIAL VON PLASMA TECHNOLOGIEN ZUR VERWERTUNG VON BIOGENEM KOHLENDIOXID – ANSÄTZE IM WIR!-BÜNDNIS biogeniV

*Ronny Brandenburg<sup>1</sup>, Rüdiger Hink<sup>1</sup>, Milko Schiorlin<sup>1</sup>, Johannes Gulden<sup>2</sup>, Hannes Richter<sup>3</sup>,  
Sebastian Wohlrab<sup>4</sup>, Holger Keuer<sup>5</sup>, Jenny Stukenbrock<sup>6</sup>, Dirk Uhrlandt<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V., Greifswald

<sup>2</sup> Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energiesysteme (IRES), Stralsund

<sup>3</sup> Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme, Hermsdorf

<sup>4</sup> Leibniz-Institut für Katalyse e.V., Rostock <sup>5</sup> TAB Maschinen- und Stahlbau GmbH, Barth

<sup>6</sup> Cosun Beet Company GmbH & Co. KG, Anklam

#### ABSTRACT

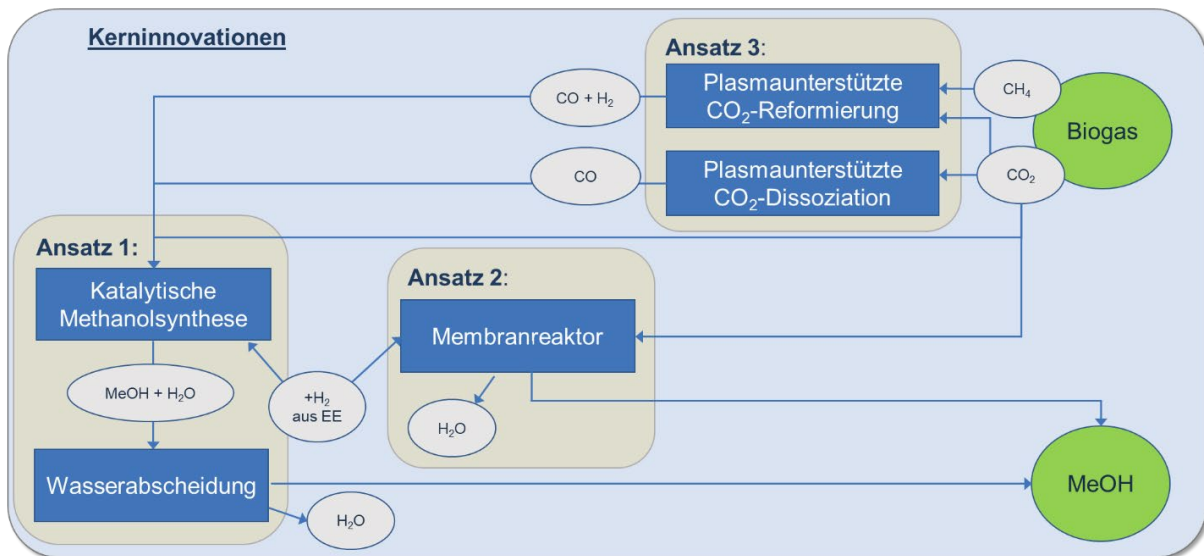
Das WIR!- Bündnis biogeniV fokussiert auf die Entwicklung neuer Technologien zur Verwertung bislang ungenutzter biogener Reststoffe inklusive Kohlendioxid. Im Besonderen werden neue Ansätze zur Nutzung biogener CO<sub>2</sub>-Ströme und zur Biogasaufreinigung verfolgt. Dabei steht insbesondere die Gewinnung von Biomethanol unter Einsatz erneuerbarer Energien im Vordergrund. In diesem Beitrag werden die Optionen nicht-thermischer Plasmareaktoren für die Umwandlung von Kohlendioxid vorgestellt. Sie bieten die Möglichkeit, elektrische Energie für chemische Prozesse, also Power-to-X Ansätze (PtX; X= Gas, Fuel), bei moderaten Prozesstemperaturen umzusetzen. In aktuellen Forschungen wird hier insbesondere die Eignung von sog. Barrierenentladungen analysiert, welche bisher aber sowohl im Umsatz als auch in der Energieeffizienz unbefriedigend sind. Eine Steigerung soll durch die Optimierung der Reaktorgeometrie und die Kopplung mit Katalysatoren erreicht werden. Diese Aktivitäten werden im Bündnis biogeniV in die Erarbeitung neuer Syntheserouten von Biomethanol für dezentrale Anlagen unter dem kombinierten Einsatz von neuartigen Membranen und angepassten Katalysatoren mit Plasmen münden.

#### 1. DEZENTRALE BIOMETHANOLHERSTELLUNG IM WIR!-BÜNDNIS biogeniV

Bislang ungenutztes Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) biogenen Ursprungs stofflich zu verwerten wird einen Wachstumsimpuls für die Bioökonomie in der Region östliches Mecklenburg-Vorpommern (MV) geben. Das Potenzial dieses Wirtschaftszweiges im agrarisch geprägten Bundesland MV ist bekannt, muss aber auch mit den Herausforderungen des Klimawandels und der Biodiversität in Einklang gebracht werden. Neben der Landwirtschaft entwickelt sich die Erzeugung erneuerbarer Energie zu einer wichtigen Branche für das Bundesland. Mit der Umwandlung von CO<sub>2</sub> in höherwertige Stoffe, die auch als mobile Energieträger (z.B. Methanol, CH<sub>3</sub>OH) genutzt werden können, werden Bioökonomie und Energiewende zu einer Symbiose, wie es das vom BMBF im Rahmen des „Wandel durch Innovation in der Region“ (WIR!)-Programms geförderte Bündnis biogeniV anstrebt.

Im Gegensatz zum Stand der Technik und den meisten Forschungsvorhaben zur Methanolsynthese werden im Bündnis unikale Lösungen adressiert, die an kleinen Anlagen der Biomasseverarbeitung, die die Bündnisregion prägen (elektrische Leistungsaufnahme 3 kW bis 10 MW) und noch wirtschaftlich betrieben werden können. Es sollen Innovationen hervorgebracht werden, deren Möglichkeiten und Parameter perfekt auf die regionalen Herausforderungen (dezentrale Anlagen, begrenzte Leistungsaufnahme, zu gering ausgebaute Netz-Infrastruktur) zugeschnitten sind und somit zur Stärkung eines Strukturwandels in der Bündnisregion beitragen können.

Dafür gilt es eine technologische Lücke zu schließen, denn das etablierte Verfahren zur Methanolherstellung in großen, zentralen Anlagen unter Einsatz fossiler Energieträger benötigt hohe Prozesstemperaturen und Prozessdrücke, was es zu aufwändig für kleinere, dezentrale Anlagen macht. Es gilt erst ab einer Leistungsaufnahme von 30 MW als wirtschaftlich und ist auf Dauerbetrieb statt Nutzung fluktuierender Energieangebote (z.B. Solar, Wind) ausgelegt. Im Bündnis werden daher drei innovative Ansätze verfolgt. Kern sind katalytische Syntheseverfahren, die mit Plasmen und Membranen gekoppelt werden (siehe Abb. 1). In diesem Beitrag soll vor allem auf die Optionen, die nicht-thermische Plasmen in diesem Kontext bieten, eingegangen werden.



**Abbildung 1: Kerninnovationen zur dezentralen Biomethanolherstellung, die im Rahmen von biogeniV verfolgt werden sollen.**

## 2. KURZE EINFÜHRUNG IN DIE PLASMACHEMIE

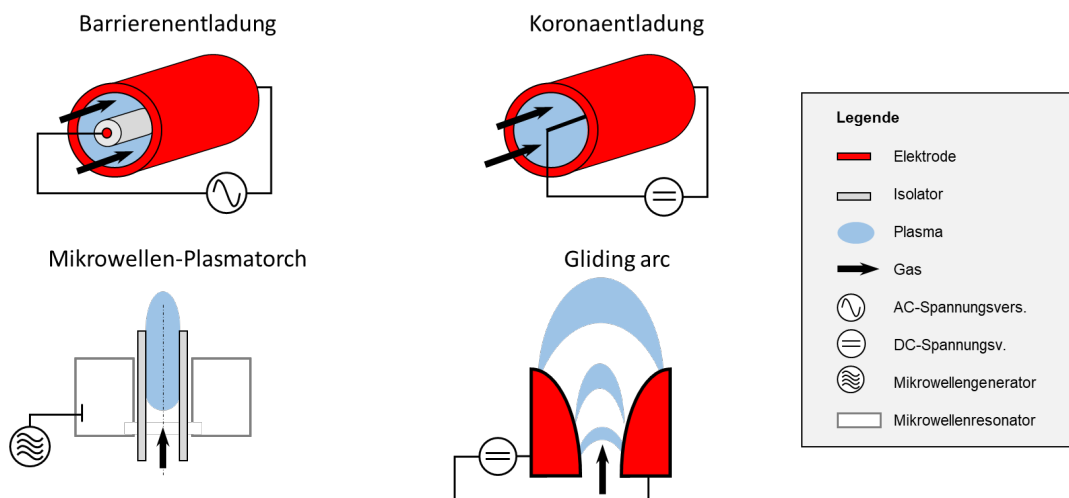
### 2.1 Nicht-thermische Plasmen und Plasmareaktoren

Unter physikalischen Plasmen sind Vielteilchensysteme in Form fluider oder gasartiger Mischungen freier Elektronen und Ionen sowie neutraler Teilchen und Photonen zu verstehen. Populärwissenschaftlich werden sie häufig als „vierter Aggregatzustand“ tituliert. Beispiele für diesen Zustand der Materie sind Sterne, interstellare Materie, Kometenschweife, Blitze und die Nordlichter. Künstlich erzeugte Plasmen haben zahlreiche technische Anwendungen, darunter als Stoffwandler oder Werkzeug in der Oberflächen- und Materialbearbeitung [1].

In nicht-thermischen Plasmen liegt ein thermodynamisches Nicht-Gleichgewicht zwischen leichten Elektronen einerseits und den schweren Ionen und Neutralteilchen andererseits vor, d.h. die mittlere Energie der Elektronen übersteigt die der Neutralteilchen und Ionen um bis zu zwei Größenordnungen. Die Gastemperatur kann nahe Raumtemperatur sein, während nur die freien Elektronen mit mittleren Energien von etwa 10.000 K komplexe chemische Prozesse anstoßen. So ist auch die Spaltung von CO<sub>2</sub> in Kohlenmonoxid (CO), aber auch eine Synthese von Methanol (aus CO/CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>) bei Prozessdrücken deutlich unter 40 bar und moderaten Temperaturen unter 100 °C möglich. Diese Prozessbedingungen kommen der Aufgabenstellung „dezentrale, kleinskalige Lösung“ entgegen. Neben den milderen Bedingungen, die kein zusätzliches Verdichten und Heizen erfordern, können deutlich günstigere Materialien bzw. Komponenten als bei Hochtemperaturbedingungen verwendet werden. Die Synthese von Methanol wird nicht ohne einen zusätzlichen Katalyseschritt möglich sein,

da die chemische Selektivität von Plasmaprozessen nicht hoch ist. In vielen Forschungsarbeiten konnte aber bereits gezeigt werden, dass sich gerade aus deren Kombination Synergien ergeben.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten nicht-thermische Plasmen bei höheren Drücken zu erzeugen. Die Behandlung von strömenden Gasen mit Plasma erfolgt dabei häufig in Form einer Gasentladung, die durch Anlegen eines hohen elektrischen Feldes (AC, DC oder gepulst) oder die Einkopplung hochfrequenter elektromagnetischer Strahlung an einer durchströmten Elektrodenanordnung erfolgt. Unterschieden wird zwischen der Barrierenentladung, der Koronaentladung, dem Gleitlichtbogen und Mikrowellenplasmatorch, deren Prinzip in der Abb. 2 skizziert sind.



**Abbildung 2: Prinzipien der Erzeugung von Plasmen zur Behandlung von Gasen.**

Die Barrierenentladung ist durch das Vorhandensein eines Isolators (i.d.R. ein Dielektrikum, z. B. Glas, Keramik, Emaille) im Entladungsspalt gekennzeichnet [2], das für den ausgeprägt nichtthermischen Plasmazustand sorgt indem der Übergang in einen Funken oder Bogen durch lokale Aufladung vermieden wird. Sie wird in der Ozonsynthese und der Geruchseseitigung in Abgasen industriell eingesetzt. Koronaentladungen sind durch eine lokale Erhöhung des elektrischen Feldes durch Spitzelektroden (Drähte wie in Abb. 2 oder Nadelelektroden) gekennzeichnet [3]. Sie kommen vor allem im elektrostatischen Abscheider für die Entstaubung von Abgasen zum Einsatz. In diesen beiden Plasmaquellen wird das Gas nur moderat erwärmt (Gastemperatur 30 - 100 °C). Die Stoffwandlung wird im Wesentlichen durch Stöße der freien Elektronen initiiert (sog. plasmaelektrische Stoffwandlung). Der Mikrowellen-Plasmatorch und der Gleitlichtbogen (engl. gliding arc) bilden Plasmen aus, in denen Gastemperaturen von einigen 1.000 K erreicht werden können. Hier spielt auch die thermische Stoffwandlung eine wichtige Rolle. Beim Gleitlichtbogen (auch bekannt als Jakobsleiter) werden zwei divergierende Elektroden verwendet, die in Richtung einer eingeleiteten Gasströmung auseinanderlaufen. An der Stelle des geringsten Abstandes zündet ein Lichtbogen, der durch Auftrieb, Gasströmung oder magnetische Kräfte entlang der auseinanderlaufenden Elektroden propagiert, an Länge zunimmt und so bei Erreichen eines bestimmten Abstandes erlischt [4]. Mikrowellen-Plasmatorches zünden innerhalb eines Mikrowellenresonators ein heißes Plasma, das ebenfalls durch eine Gasströmung herausgetragen wird. Neben den gezeigten Beispielen gibt es noch eine Vielzahl weiterer Plasmareaktoren zum Betrieb nichtthermischer Atmosphärendruckplasmen, z. B. Plasmajets und kapazitiv gekoppelte RF-Entladungen [5].

### 2.2 CO<sub>2</sub>-Umwandlung mittels nicht-thermischer Plasmen

Erste umfangreichere Untersuchungen zur Umwandlung von CO<sub>2</sub> mittels nicht-thermischer Plasmen erfolgten bereits in den 1970er bis 1990er Jahren. Seit etwa 2010 gibt es wieder ein größeres Interesse aufgrund des Bedarfs an PtX Prozessen, die eine Speicherung der volatilen, erneuerbaren Energien ermöglichen [6]. Da Plasmen durch elektrischen Strom getrieben werden, können sie bedarfsgerecht ein- und ausgeschaltet werden. Sie sind damit gerade für ein fluktuierendes Energieangebot interessant und können in diesen Anwendungsfeldern Vorteile gegenüber oder Erweiterungen der klassischen chemischen Verfahrenstechnik bieten.

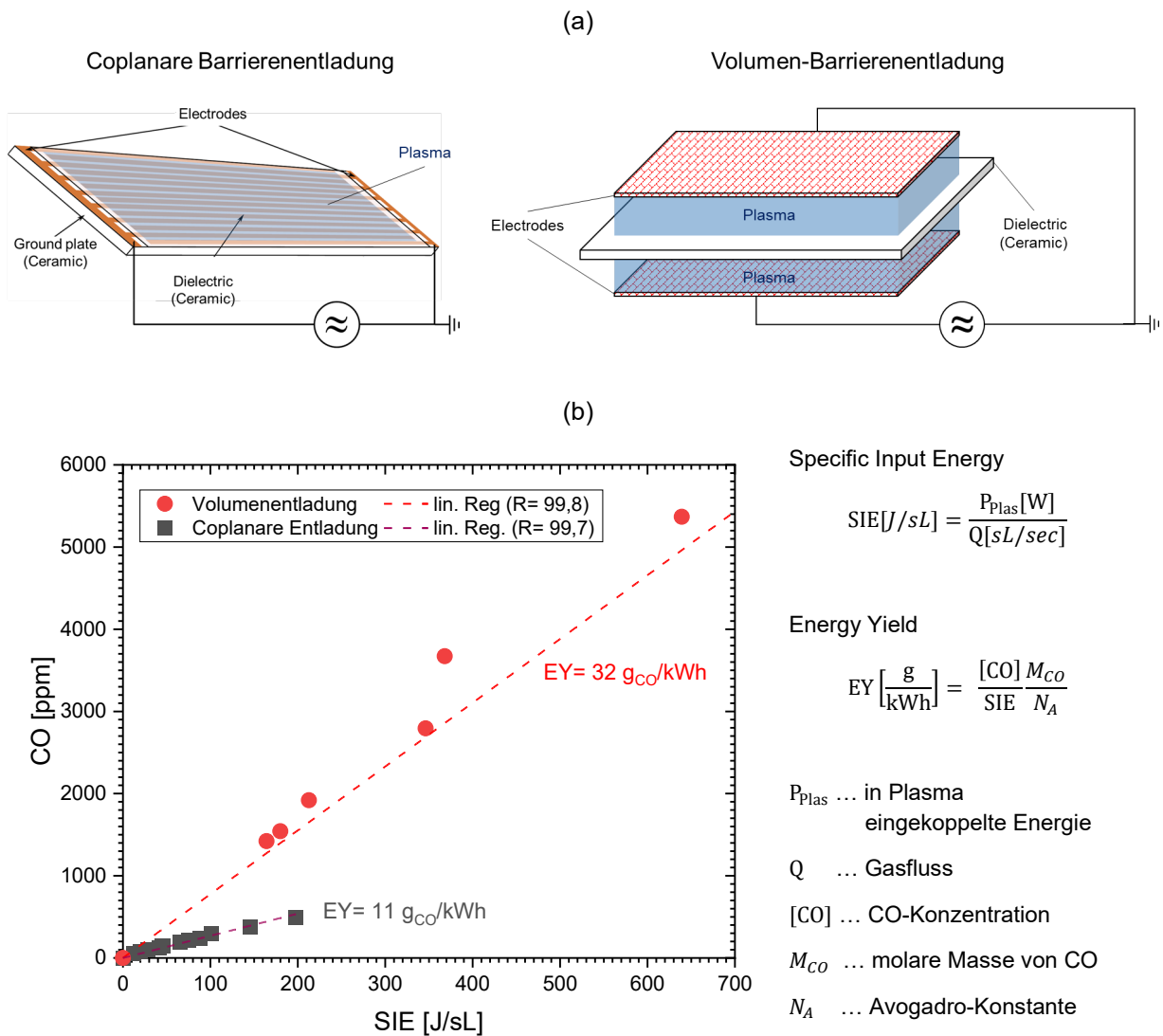
Die Dissoziation von CO<sub>2</sub> erfolgt in einem ausgeprägt nicht-thermischen Plasma vorrangig durch direkten Elektronenstoß.



Daneben gibt es weitere elastische und unelastische Stoßprozesse zwischen Elektronen und Molekülen. Zudem verfügt das Kohlendioxidmolekül über viele Schwingungsfreiheitsgrade, so dass auch eine vibratorische Anregung stattfindet. Die im Dissoziationsprozess (1) entstehenden Sauerstoffatome bilden molekularen Sauerstoff oder Ozon (O<sub>3</sub>) oder reagieren mit CO wieder zu CO<sub>2</sub>. Befinden sich im Prozessgas Wasserstoff und/oder Methan, werden auch diese durch Elektronenstöße dissoziiert und angeregt. In der Folge findet eine komplexe Plasmachemie statt, in deren Ergebnis die Entstehung von Kohlenwasserstoffverbindungen im Volumen, aber auch die Bildung organischer Schichten auf den Elektrodenoberflächen stehen kann [7].

Exemplarisch soll hier die CO<sub>2</sub>-Spaltung in Barrierenentladungen näher diskutiert werden. Das Plasma besteht in diesem Entladungstyp aus vielen transienten Mikroentladungen mit einer Dauer von einigen 10 Nanosekunden und Durchmessern von 100 Mikrometern, die den gesamten Raum zwischen den Elektroden durchsetzen. Das durch einen Reaktor strömende Gasgemisch wird nacheinander von vielen Mikroentladungen behandelt und aufgrund der Elektronenstoßdissoziation (1) CO aus CO<sub>2</sub> gewonnen. Die Ausbeute von CO kann durch die Zumischung anderer Gase wie Argon oder Stickstoff signifikant erhöht werden [8]. In diesem Beispiel soll jedoch gezeigt werden, dass auch die Geometrie der Entladungsanordnung eine wichtige Rolle spielt und deren Optimierung einen Ansatz für die Erhöhung der Ausbeute (i.S. der Menge an CO-Menge pro Energie, die in die Entladung eingekoppelt wird) darstellt. Im Folgenden werden zwei unterschiedliche Barrierenentladung-Konfigurationen verglichen. Diese sind in Abb. 3 (a) skizziert.

In der coplanaren Anordnung (links) sind beide Elektroden in den Isolator (Dielektrikum, ein Gemisch aus Silizium- und Aluminiumoxid) eingebettet. Zwei Elektroden sind dazu kammartig auf einer Platte aus dielektrischem Material aufgedampft und mit dem Dielektrikum einer Dicke von 0,35 mm überzogen. Der Abstand zwischen den Elektroden beträgt 0,5 mm [8]. Das Plasma bildet sich direkt auf der Oberfläche des dünnen Dielektrikums bis zu einer Höhe von etwa 400 µm im Gasraum aus. Die Elektrodenanordnung befindet sich in einer gasdichten Kammer, die vom Arbeitsgas (CO<sub>2</sub>) mit einem Fluss von 100 bis 300 sL/h (Volumen in Litern bei Standard-Bedingungen d.h. 1013 mbar und 0 °C pro Stunde) durchströmt wird. Dieser Aufbau ist sehr kompakt und die Metallelektroden sind nicht dem Plasma mit seinen oxidierenden Spezies ausgesetzt, was eine längere Standzeit realisieren könnte als im Fall unbedeckter Elektroden, die durch den Plasmabetrieb korrodieren könnten. In der Volumen-Barrierenentladung (Abb. 3 (a), rechts) sind die Elektroden und der Isolator (Dielektrikum aus Aluminiumoxid, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) durch Abstandshalter (nicht gezeigt) räumlich voneinander getrennt. Als Elektroden dienen feine Gitter aus rostfreiem Edelstahl. Der Abstand zwischen dem Gitter und der Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-Platte beträgt jeweils 1 mm. Auch diese Anordnung befindet sich in einem Reaktorgehäuse, das von CO<sub>2</sub> durchströmt werden kann (Gasfluss von 60 sL/h). Vorteile gegenüber der coplanaren Anordnung sind der einfache Aufbau und die einfache Aufskalierung für höhere Gasflüsse, die durch Aufstapeln mehrerer Gitter und Platten realisiert werden kann [9].



**Abbildung 3: CO-Erzeugung in zwei unterschiedlichen Barrierentladungen.**

Beide Reaktoren werden mit einer sinusförmigen Wechselspannung mit Amplituden von bis zu 9 kV und Frequenzen zwischen 100 und 1.000 kHz betrieben. Die in das Plasma eingekoppelte Leistung wird mittels elektrischer Messungen bestimmt [10]. Aus dem Quotienten aus Plasmaleistung und Gasfluss ergibt sich die sog. SIE (Specific Input Energy in Joule pro Liter) als Ähnlichkeitsparameter mit dem sich unterschiedliche Plasmareaktoren vergleichen lassen [1]. Nach dem Plasmareaktor wird die CO-Konzentration mittels Gasanalytik (Gas-Chromatograph oder FTIR) bestimmt. Die CO-Konzentration als Funktion der SIE ist in Abb. 3 (b) aufgetragen.

Mit der Volumenentladung werden höhere CO-Mengen erhalten. Die SIE-Werte sind nicht identisch, da zum einen in der coplanaren Anordnung mit höheren Gasflüssen gearbeitet wurde aber auch die Plasmaleistung dort kleiner war. Die maximale Plasmaleistung ist aufgrund der kleineren Elektrodenfläche (44 cm<sup>2</sup> vs. 252 cm<sup>2</sup>) dort geringer gewählt worden. Die gestrichelten Linien zeigen einen linearen Zusammenhang an. Die Menge des gebildeten CO ist proportional zur Plasmaleistung und umgekehrt proportional zum Gasfluss. Der Anstieg der Geraden liefert die Menge an CO pro eingekoppelter Energie (EY, energy yield). Mit der Volumenentladung wird also etwa 3fach mehr CO

erzeugt als mit der coplanaren Entladung bei gleicher Leistung und gleichem Fluss. Der Hauptgrund dafür dürfte die Art der Gasführung durch die Plasmazone sein. Während in der coplanaren Entladung nur ein geringer Anteil des durchströmenden Gases nahe der Elektroden direkt mit Plasma behandelt wird, wird im Falle der Volumenentladung nahezu die gesamte Gasströmung von der Gasentladung mit Mikroentladungen durchsetzt. Dieser einfache Vergleich zeigt, dass durch Wahl der Elektrodengeometrie und Optimierung der Gasströmung eine Effizienzsteigerung der CO-Bildung in Plasmareaktoren möglich ist.

### 3. AUSBLICK

Die oben diskutierten Barrierenentladungen sind zwar relativ einfach aufgebaut, zu betreiben und aufzukalieren, zeigen aber insgesamt geringe Konversionsgrade und eine kleinere Effizienz als Gleitbögen und Mikrowellentorches. Am effizientesten sind die letztgenannten, jedoch nur bei reduziertem Druck von einigen 100 mbar. Dies bedeutet einen zusätzlichen Aufwand (Installation und Wartung von Vakuumtechnik) und geringere Gasdurchsätze, die behandelt werden können. Die Gleitbögen erreichen Konversionsgrade bis zu 20 % und Effizienzen bis zu 60 %, auch bei Atmosphärendruck. Mit diesen Leistungsparametern stellen sie derzeit den vielversprechendsten Ansatz für eine dezentrale Umwandlung von CO<sub>2</sub> zu CO dar und sollen daher Ausgangspunkt im geplanten biogeniV-Verbundvorhaben sein.

Der Mehrwert der Plasmabehandlung soll sich in deren Kombination mit anderen Verfahrensbausteinen erschließen. Die katalytische Methanolsynthese soll von einem Funktionsmuster an der HOST [11] in einen Demonstrator mit größerem Maßstab als Containerlösung überführt werden um perspektivisch eine Erprobung an CO<sub>2</sub>-Quellen im Feld zu ermöglichen. Die chemische Reaktion von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> zu Methanol erzeugt zudem auch Wasser. Erstmals soll daher hier eine Wasserabscheidung in die katalytische Synthese integriert werden. Kompetitiv wird dazu ein Membranreaktor betrachtet, bei dem der Katalysator auf einer Membran aufgebracht ist, durch die ein Großteil des Wassers schon im Syntheseprozesses direkt abgetrennt wird. Mit der Erhöhung des Methanolanteils lassen sich die Absatzchancen des Produktes erhöhen. Im geplanten biogeniV-Vorhaben werden die Geometrie und der auf der Membran aufgebrachte Katalysator soweit optimiert, dass ein höherer Methanolanteil (ca. 60 Vol.%) als in den bisherigen Laborversuchen erreicht wird [12].

Die Plasmabehandlung wird als eine Alternative oder Ergänzung zu katalytischen Verfahren verfolgt. Die Zerlegung von CO<sub>2</sub> in CO vor der Katalyse könnte die Methanolbildung befördern und den Wassergehalt verringern. So ist u.a. bekannt, dass Kupfer-Zink-Aluminiumoxid-Katalysatoren in einem Gasgemisch aus CO<sub>2</sub> und CO eine höhere Reaktionsrate von Methanol aufweisen als in reinem CO<sub>2</sub> oder reinem CO [13]. Neben der Dissoziation ist auch die Reformierung von Biogas direkt zu Synthesegas als Zwischenschritt zum Methanol (bei deutlich milderem Prozessbedingungen als in der reinen Reformierung) zu betrachten. Nicht zuletzt sind es auch die vielfach beschriebenen Synergien, die sich aus der Kombination von Plasmen mit Katalysatoren ergeben, die neue Prozesse ermöglichen können [14].

### 4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] R. Brandenburg, *Reaktoren für spezielle technisch-chemische Prozesse: Plasmachemische Reaktoren in Handbuch Chemische Reaktoren*, Hrsg. W. Reschetilowski, 1. Auflage Berlin: Springer-Verlag, 2020.
- [2] K.H. Becker, U. Kogelschatz, K.H. Schoenbach, R.J. Barker, *Non-Equilibrium Air Plasmas at*

- Atmospheric Pressure, 1. Auflage Bristol/Philadelphia: Institute of Physics Publishing, 2005.
- [3] Y.P. Raizer, Gas Discharge Physics, 2. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 1991.
- [4] A. Fridman, Plasma Chemistry, 1. Auflage: Cambridge: Cambridge University Press, 2008.
- [5] P.J. Bruggeman, F. Iza, R. Brandenburg, Foundations of atmospheric pressure non-equilibrium plasmas, Plasma Sources Science and Technology 26, 123002, 2017.
- [6] R. Brandenburg, A. Bogaerts, W. Bongers et al., White paper on the future of plasma science in environment, for gas conversion and agriculture, Plasma Process and Polymers 16, 1700238, 2019.
- [7] R. Snoeckx, A. Bogaerts, Plasma technology – a novel solution for CO<sub>2</sub> conversion?, Chemical Society Reviews 46, 5805, 2017.
- [8] M. Schiorlin, R. Klink, R. Brandenburg, Carbon dioxide conversion by means of coplanar dielectric barrier discharges, European Physical Journal – Applied Physics 75, 24704, 2016.
- [9] R. Brandenburg, V. V. Kovacevic, M. Schmidt et al., Plasma-Based Pollutant Degradation in Gas Streams: Status, Examples and Outlook, Contributions to Plasma Physics 54, 202-214, 2014.
- [10] A.V. Pipa, R. Brandenburg, The equivalent circuit approach for the electrical diagnostics of dielectric barrier discharges: the classical theory and recent developments, Atoms 7, 14, 2019.
- [11] J. Gulden, A. Sklarow, T. Lushtinetz, New means of hydrogen storage – the potentials of methanol as energy storage for excessive windpower in North Germany, E3S Web of Conferences 70, 01004, 2018.
- [12] S.R. Tennison, K. Arnott, H. Richter, Carbon ceramic composite membranes for catalytic membrane reactor applications. Kinetics & Catalysis 48, 864–876, 2007.
- [13] Y. Zhang, Q. Sun, J. Deng et al., A high activity Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst for methanol synthesis: Preparation and catalytic properties, Applied Catalysis A - General 158, 105-120, 1997.
- [14] A. Bogaerts, X. Tu, J.C. Christopher Whitehead et al., The 2020 plasma catalysis roadmap, Journal Physics D: Applied Physics, 53, 443001, 2020.



# ENTWICKLUNG EINER MIT WASSERSTOFF-BRENNSTOFFZELLEN BETRIEBENEN HUBSCHRAUBER-DROHNE

*Benjamin Breuer<sup>1</sup>, Mark F. Jentsch<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Professur Energiesysteme, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar  
Schwanseestraße 1a, 99423 Weimar

## ABSTRACT

Wasserstoff-Brennstoffzellenantriebe gelten als eine Möglichkeit dazu, zur Dekarbonisierung in der Luftfahrt beizutragen. Dementsprechend gibt es bereits eine Reihe von Ansätzen zur Umsetzung von Wasserstoffsystemen in Luftfahrzeugen, insbesondere in Drohnenanwendungen. Diese Arbeit stellt die Herausforderungen dar, die es bei wasserstoffbetriebenen Drohnen zu bewerkstelligen gilt und zeigt am Beispiel einer Hubschrauber-Drohne auf, wie diese gelöst werden können. Als Basis dient hierbei ein ursprünglich rein batteriebetriebener Versuchsträger, für den die aufgrund der Änderung des Antriebsstrangs erforderlichen Anpassungen dargestellt werden. Dies umfasst die Integration einer Brennstoffzelle sowie die Entwicklung des zum Betrieb der Drohne notwendigen hybriden Antriebskonzepts aus Brennstoffzelle und Traktionsakkumulatoren, das die Implementierung einer angepassten Elektronik notwendig macht. Darüber hinaus wird ein Konzept für einen neuartigen Wasserstofftank vorgestellt, der neben einer Reduzierung der Masse auch eine Optimierung des Bauraums für Drohnen erlaubt.

## 1. EINLEITUNG

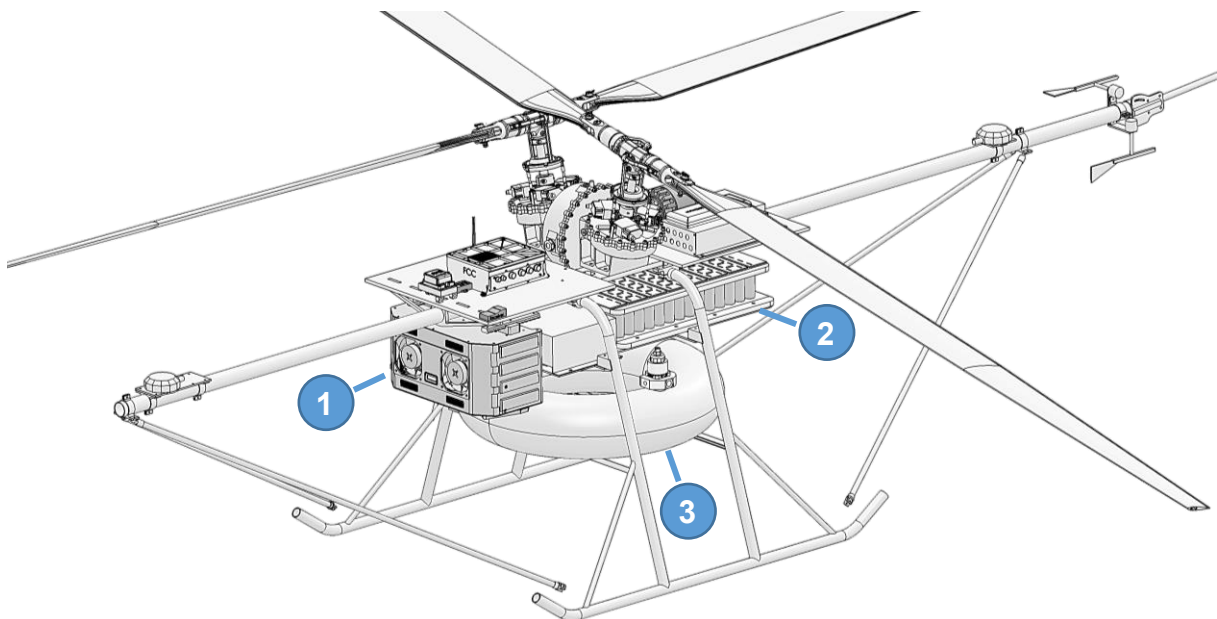
Die Möglichkeit, Wasserstoff mit einer Energiedichte von ca. 120 MJ/kg über die Wasserelektrolyse aus regenerativen Energiequellen zu erhalten, macht ihn zu einem möglichen Substituenten für fossile Treibstoffe. Dies gilt insbesondere für Bereiche, in denen batterieelektrische Antriebe aufgrund des Gewichts der Batterien nur bedingt zum Einsatz kommen können, wie in der Luftfahrt. Die Anwendung von Wasserstoff in der Luftfahrt ist hierbei allerdings keine Idee, die erst in den letzten Jahren entstanden wäre. Wenn man einen Blick in die Vergangenheit wirft, dann wird deutlich, dass der Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Luftschiffahrt einen bedeutenden Anteil an der Entwicklung der Luftfahrt insgesamt hatte. Relativ neu sind dagegen Ansätze, Wasserstoff als Antriebsenergie für Luftfahrzeuge einzusetzen und nicht, wie in der Vergangenheit, als ein Medium, das aufgrund seiner Eigenschaft, leichter als Luft zu sein, für den Auftrieb sorgt.

Projekte zur Wasserstoffnutzung in der Luftfahrt werden zurzeit von diversen Forschungsinstituten und Konsortien durchgeführt. Beispielsweise wird im Rahmen des Forschungsvorhabens „BALIS“ des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) die Hochskalierung von Brennstoffzellen für die bemannte Luftfahrt auf 1,5 MW erprobt, wobei dies zunächst auf dem Boden erfolgt [1]. Die meisten anderen derzeitigen Projekte befassen sich hingegen mit kleinen, unbemannten Luftfahrzeugen. An der TU Delft wird z.B. gemeinsam mit anderen Partnern das Ziel verfolgt, die Flugdauer ultraleichter geflügelter Drohnen mit Wasserstoff zu erhöhen [2]. Das in diesem Beitrag vorgestellte Forschungs- und Entwicklungsprojekt FlyHy unterscheidet sich maßgebend von diesem Ansatz durch die Skalierung hinsichtlich Leistungsdaten und Abflugmasse, Art des Luftfahrzeugs (Hubschrauber-Drohne), sowie durch die Konzentration auf die Entwicklung von Einzelkomponenten. Als Basis dient hierbei ein Versuchsträger, der ursprünglich vom DLR und der Technischen Universität München entwickelt wurde.

### 2. AUSGANGSZUSTAND UND ZIEL

Der Fokus des hier beschriebenen Entwicklungsvorhabens FlyHy liegt nicht auf der grundlegenden Neuentwicklung einer Drohne oder eines Hubschraubers. Deshalb wird, wie eingangs bereits erwähnt wurde, auf einen Versuchsträger aus vorangegangenen Forschungsprojekten zurückgegriffen und dieser für den Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb modifiziert. Übergreifendes Ziel des Projektkonsortiums von in Thüringen ansässigen Unternehmen und Forschungseinrichtungen ist dementsprechend der Umbau der bestehenden Drohne zu einer flugfähigen Hubschrauber-Drohne mit hybridem Brennstoffzellen-Akkubetrieb.

Der für das Entwicklungsvorhaben genutzte AREA Versuchsträger des DLR und der TU München wurde als batteriebetriebene Hubschrauberdrohne für Flughöhen über 5000 Meter entworfen. Eine Besonderheit bildet das Rotorsystem, welches in Form eines Flettner-Doppelrotors ausgebildet ist. Dabei kämten zwei Rotoren in gegenläufiger Richtung. Durch den Drehmomentausgleich der beiden Rotoren entfällt ein Heckrotor. Ein weiterer Vorteil dieser Konfiguration ist der geringere Leistungsbedarf bei gleicher Flächendichte gegenüber einer Haupt-/Heckrotor-Konfiguration [3]. Der Akku des originalen Versuchsträgers besteht aus knapp 200 Einzelzellen des Typs 18650 und weist eine Gesamtmasse von rund 12,3 kg auf. Die nominale Abflugmasse von AREA lag ursprünglich bei ca. 36,6 kg. Abbildung 1 zeigt ein CAD-Modell der für die Wasserstoffnutzung modifizierten AREA Drohne mit Brennstoffzelle, neuem Traktionsakkumulator sowie dem unter der Brennstoffzelle angeordneten, neuartigen, ringförmigen Wasserstofftank.



**Abbildung 1: Darstellung der modifizierten Hubschrauber-Drohne mit Brennstoffzellensystem (1), Traktionsakkumulator (2) und Wasserstofftank (3)**

### 3. VORGEHENSWEISE

Zum Projektstart standen lediglich die Ausgangsbasis in Form des AREA Versuchsträgers, das übergreifende Ziel der Entwicklung einer flugfähigen H<sub>2</sub>-Drohne sowie die jeweiligen Teilvorhabenziele der Projektpartner fest. Nach einer detaillierten Aufnahme des Versuchsträgers wurden erste neuralgische Meilensteine (Fixpunkte) identifiziert:

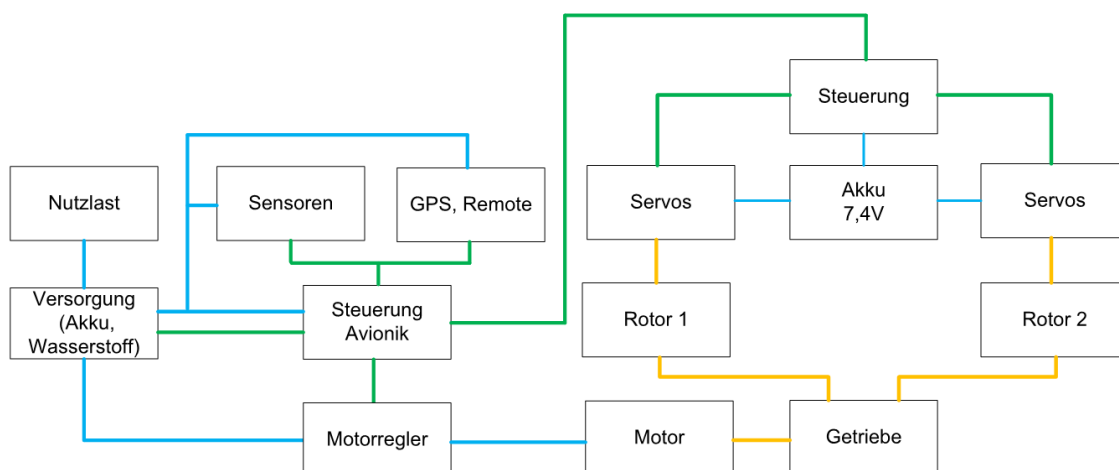
- Erhaltung der erprobten und auf Zuverlässigkeit geprüften Avionik → Dies macht eine Angleichung aller zusätzlichen Komponenten erforderlich, um eine angepasste Kommunikation und Steuerung zu ermöglichen.

- Gewichtsoptimierung der neuen Komponenten → Durch die Optimierung zusätzlicher Massen durch Brennstoffzelle, Wasserstofftank- und Versorgung, Steuerung sowie geplanter Nutzlast soll die zusätzliche Abflugmasse möglichst gering gehalten werden.
- Erhaltung der strukturellen Integrität der Ausgangsbasis → Zusätzliche Komponenten werden so in die vorhandene Konstruktion eingepasst, dass das Flugverhalten nicht negativ beeinflusst wird.

#### 4. PRINZIP DES HYBRIDANTRIEBS FÜR DIE HUBSCHRAUBER-DROHNE

Vergleichbar mit dem Antriebskonzept eines Plug-in-Hybrid Automobils wird, wie in Abbildung 1 gezeigt wird, in der modifizierten Drohne neben der Brennstoffzelle auch ein Traktionsakkumulator für die Energieversorgung verwendet. Dessen Kapazität und die Dauerleistung der Brennstoffzelle bestimmen hierbei maßgeblich die mögliche Flugzeit. Zusätzliche Masse bei einer Erhöhung der Akkukapazität und/oder Wasserstoffmenge wirkt sich jedoch auf diese konträr aus. Darüber hinaus erschweren weitere Faktoren wie die Nutzlastanforderung, das Kapazität-/Massenverhältnis des Wasserstofftanks sowie die vom Leistungsbedarf abhängige Masse der Elektronik den Findungsprozess eines Optimums. Ein prognostizierter Spitzenleistungsbedarf während des Steigflugs von 9 kW ist allein durch die Brennstoffzelle nur schwer abzubilden, da Brennstoffzellensysteme in diesem Leistungsbereich derzeit noch zu massereich für dieses Einsatzgebiet sind. Die letztendlich zum Einsatz kommende Brennstoffzelle weist eine Dauerleistung von 1,5 kW<sub>el</sub> auf. Dies macht ihre Funktion vergleichbar mit der eines Range-Extenders beim Automobil.

Der Leistungsbedarf der Hubschrauber-Drohne ist stark lastabhängig und variiert je nach Flugsituation in weiten Bereichen. Während im schnellen Steigflug oder bei Abfangmanövern kurzzeitig Leistungen von über 9 kW zu erwarten sind, werden für den gleichmäßigen Vorwärtsflug lediglich ca. 5 kW benötigt. Neben den hohen Antriebsleistungen ist darüber hinaus auch elektrische Energie auf verschiedenen Spannungsniveaus für Sensoren, Anbaugeräte, Steuerung und Servomotoren erforderlich. Abbildung 2 zeigt einen Überblick der wichtigsten Komponenten der Drohne und der dazwischen notwendigen Verbindungen. Die Verbindungen sind hierbei zur Übersicht farblich gekennzeichnet; (blau: Strom, grün: Daten, gelb: Mechanik).



**Abbildung 2: Schematische Darstellung der Systemkomponenten der Drohne**

Um die für den Betrieb der modifizierten Drohne erforderlichen verschiedenen Leistungs- und Spannungsniveaus abdecken zu können, wurde die Leistungselektronik mit Ausnahme des Motor-Wechselrichters im Rahmen des FlyHy-Vorhabens neu entwickelt. Nach einer Analyse der theoretisch zu erwartenden Ströme und deren Schwankungsverhalten wurden hierfür die Schaltszenarien festgelegt. Im Kern besteht die neue Elektronik aus einem Gleichspannungs-Gleichspannungswandler, der die Brennstoffzelle und den Traktionsakkumulator mit der Motorelektronik verschaltet. Die

Spannung des Akkumulators fällt während des Flugs ab, während die Spannung der Brennstoffzelle möglichst konstant gehalten werden sollte. Das neu gestaltete Energieverteilssystem muss daher in der Lage sein, flexibel auf Spannungsschwankungen zu reagieren und diese auszugleichen. Besonders effizient müssen hierbei die Wandlerkomponenten mit dem Batteriemanagementsystem (BMS) zusammenarbeiten. Die Motorleistung kann zudem bei Abfangmanövern noch deutlich höher ausfallen und stärkeren Schwankungen unterliegen, als dies im grundlegenden Missionsprofil in Abbildung 3 dargestellt ist. Die Leistung des Energieverteilssystems wurde daher so ausgelegt, dass dem Motor auch bei Ausfall der Brennstoffzelle ausreichend Reserven zu Verfügung stehen. Abbildung 4 zeigt systematisch den Aufbau der Energieverteilung.

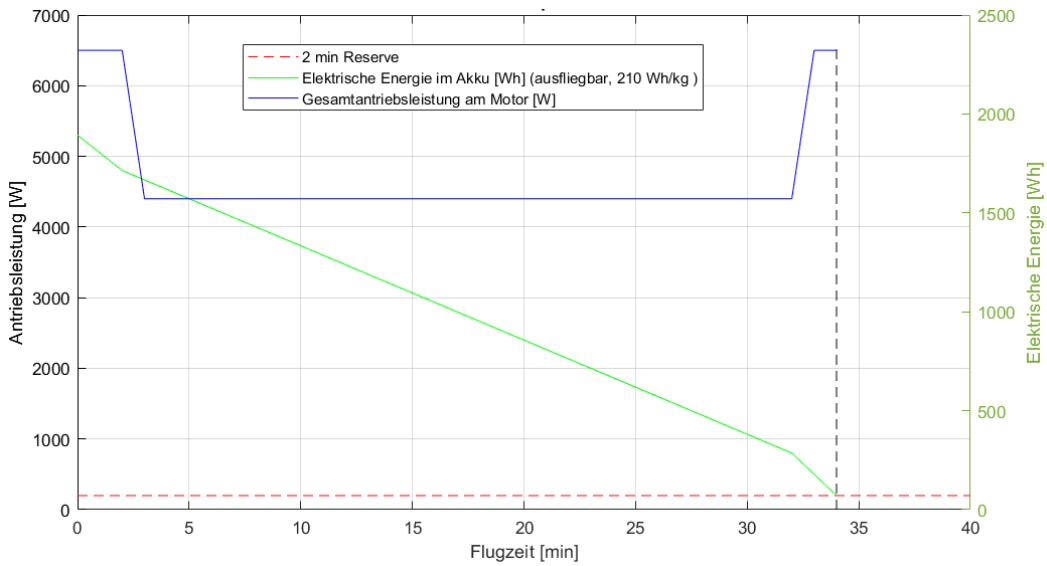


Abbildung 3: Missionsprofil der modifizierten Hubschrauber-Drohne

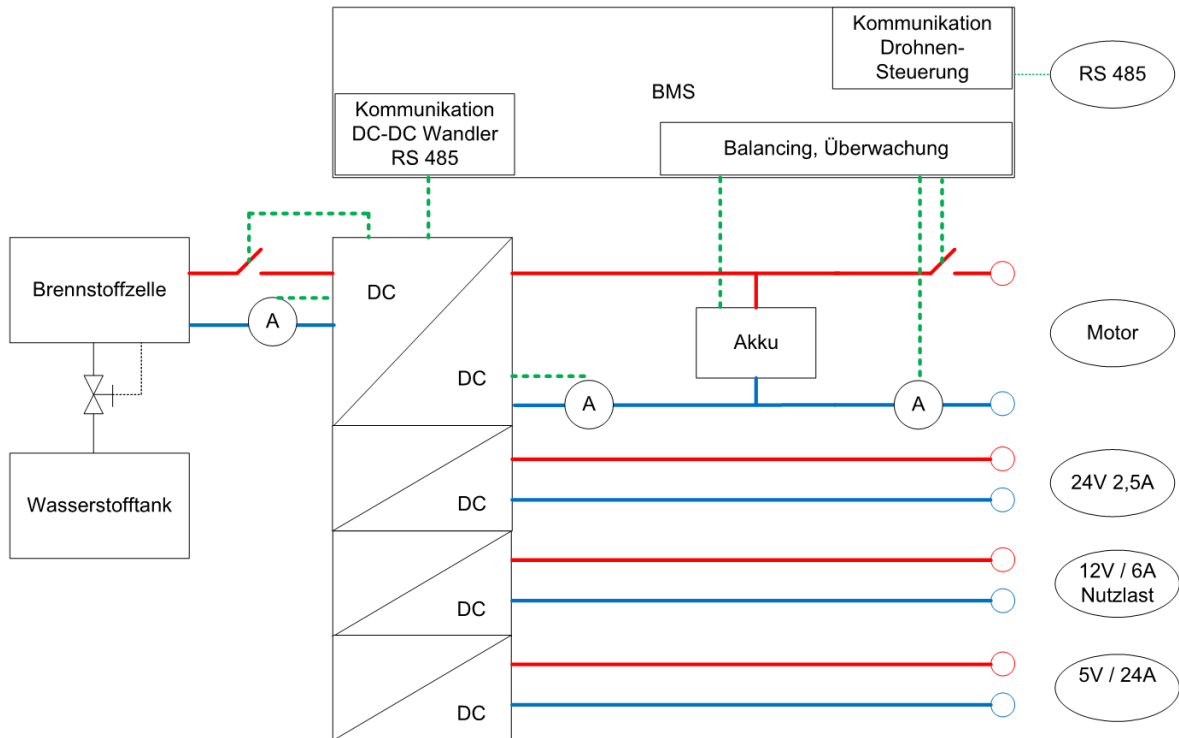


Abbildung 4: Prinzipdarstellung des Energieverteilssystems der Drohne (Bild: isle GmbH)

Die Kommunikation zwischen den in Abbildung 2 dargestellten Einzelkomponenten des Gesamtsystems erfolgt innerhalb der Drohne über ein symmetrisches EIA-485 (RS 485) mittels UART-Protokoll. Über eine kabellose Ethernet-Schnittstelle erfolgt ein bidirektionaler Datenaustausch vom Boden aus mit der Drohne. Relevante Parameter, wie Füllstand des Wasserstofftanks, Akkuzustand und Stacktemperatur werden in Echtzeit übertragen und ausgewertet. Im Falle einer Unterbrechung der Kommunikation und dem Eintreffen kritischer Parameter ist die Bordelektronik auch autark in der Lage, die Brennstoffzelle selbstständig herunterzufahren.

### 5. BRENNSTOFFZELLENINTEGRATION IN DIE HUBSCHRAUBER-DROHNE

Die in Abbildung 5 dargestellte, für die Drohne verwendete Brennstoffzelle hat eine Masse von 3150 g und weist eine Dauerleistung von ca. 1,5 kW<sub>el</sub> auf. Kurzzeitig sind Spitzenleistungen von ca. 1,8 kW<sub>el</sub> möglich. Das Stack der Brennstoffzelle ist mit offener Kathode ausgeführt und luftgekühlt. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  des Stacks von 50% ist der abzuführende Wärmestrom nicht unerheblich, weshalb eine ungehinderte Kühlluftzufuhr zu gewährleisten ist. Dies wird, wie Abbildung 1 zeigt, durch eine freistehende Anbringung unterhalb der Antriebsebene der Drohne gewährleistet. Für eine einfache Montage und Demontage der Brennstoffzelle wird diese mit einem Schnellkupplungssystem an der Drohne befestigt. Dies ist notwendig, da das Stack durch die offene Kathodenkonstruktion bei einer Nichtnutzung relativ schnell austrocknen kann. Eine Lagerung der Brennstoffzelle in einem luftdichten Behälter ist daher angebracht, um dem entgegenzuwirken sowie zum Schutz der Brennstoffzelle beizutragen. Die Brennstoffzelle benötigt einen Massenstrom von 1,5 g(H<sub>2</sub>)/min bei einem Eingangsdruck von 0,6 bis 0,9 bar, wobei der zur Versorgung erforderliche Druckminderer ein Sonderbauteil darstellt, das speziell für diesen Anwendungsfall konzipiert wurde. Abbildung 6 stellt diesen dar. Markverfügbare Druckminderer aus dem Automobilbau weisen nämlich aufgrund der höheren benötigten Massenströme zu große Volumina und Massen für die hier vorgesehene Anwendung auf. Weiterhin ist anzumerken, dass die Brennstoffzelle regelmäßig einen Spülvorgang (purge) durchführt. Während des „purgens“ werden Kondensat und Restgas auf der Anodenseite ausgetragen. Für diesen Vorgang ist kurzzeitig ein höherer Volumenstrom an Wasserstoff notwendig. Der Druckminderer wurde daher so ausgelegt, dass er auf diese kurzzeitigen Bedarfsschwankungen entsprechen reagieren kann.



**Abbildung 5: Bild der für die Hubschrauber-Drohne verwendeten Brennstoffzelle**



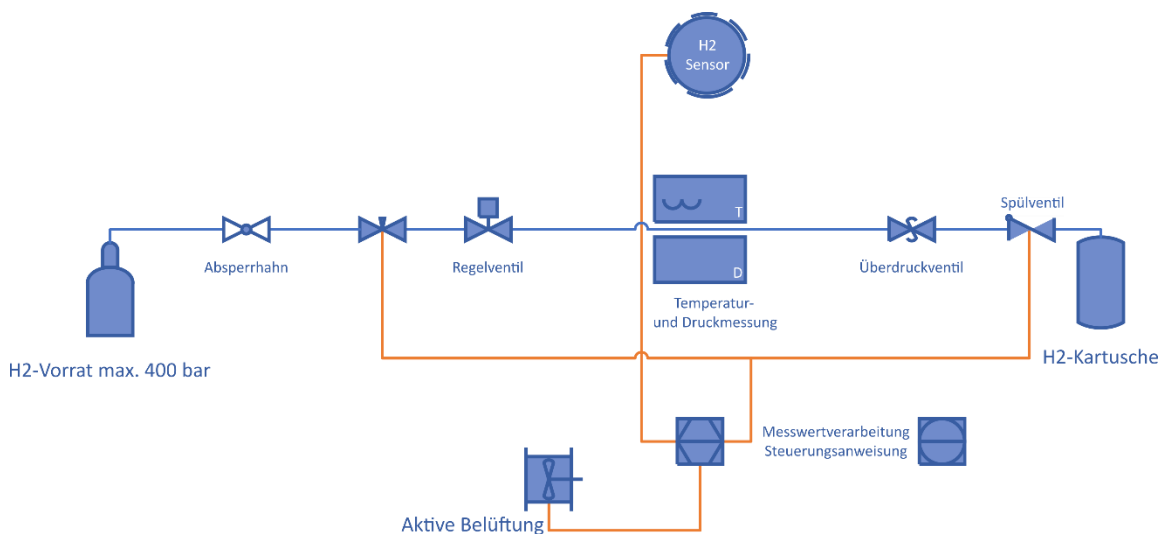
**Abbildung 6: Darstellung des Druckminderers**

Brennstoffzellen der für die Hubschrauber-Drohne verwendeten Bauart sind aufgrund der in ihnen vorgenommenen Gewichtsoptimierung nicht auf eine maximale Betriebsstundenzahl ausgelegt. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Lebensdauer von Brennstoffzellen von den Betriebszuständen abhängig ist. Lastschwankungen führen zu wechselnden Zellspannungen und damit Stromdichten, die sich schädigend auswirken können [4]. Daher muss der Brennstoffzelle während des Betriebs eine möglichst stabile Leistung abverlangt werden, wozu das Energieverteilsystem der Lage sein muss, wie im Abschnitt 4 bereits dargestellt wurde. Dies ist mit der neu entwickelten Leistungselektronik gewährleistet, die spezifisch auf die verwendete Brennstoffzelle angepasst wurde.

### 6. NEUARTIGER WASSERSTOFFTANK FÜR DROHNENANWENDUNGEN

Bisher werden für Wasserstoffanwendungen in Fahrzeugen ausschließlich CFK-Hochdrucktanks in zylindrischer Bauweise verwendet, die nur bedingt eine bauraumoptimierte Gestaltung des Fahrzeugs zulassen, weshalb im Rahmen des Entwicklungsvorhabens FlyHy mit der Neuentwicklung eines bauraumoptimierten Wasserstofftanks begonnen wurde. Dieser Typ IV CFK-Tank mit Kunststoffliner ist auf einen Speicherdruck von 350 bar ausgelegt und besitzt die Form eines Torus. Durch diese Form kann bei einer Unterbringung unter dem Schwerpunkt der Drohne das Loch des Torus zur Montage massereicher Anbauteile verwendet werden, wodurch eine Optimierung der Gewichtsverteilung ermöglicht wird. Für die Herstellung des Tanks ist eine Wickelmaschine in der Entwicklung, die in der Lage sein wird, die Kohlefasern in genau definierten Bahnen zu verarbeiten. Der projektierte Tank hat ein Speichervolumen von über 11 L, wodurch eine Speicherkapazität von fast 300 g Wasserstoff erreicht wird. Die Entwicklung des bauraumoptimierten Tanks wird ergänzt um die Entwicklung eines anwenderfreundlichen Systems für das Befüllen kleiner Wasserstofftanks. Dieses System wird in Abbildung 7 in einer Prinzipskizze dargestellt. Durch das System soll es Anwendern nach kurzer Einweisung ermöglicht werden, kleinvolumige Wasserstofftanks sicher befüllen zu können, ohne dass eine umfangreiche Sachkenntnis oder eine Schulung erforderlich wären. Das Befüllsystem soll hierbei die folgenden Zielparameter erfüllen:

- Dichtigkeitsprüfung der Befüllleitung,
- Spülung der Leitung mit Wasserstoff, zur Gewährleistung einer hohen Gasreinheit im Tank,
- geführte Druckregelung während des Betankungsvorgangs,
- Temperaturüberwachung und ggf. Gaskühlung,
- ausreichend kompakte Maße für einen einfachen Transport durch zwei Personen,
- Masse kleiner als 50 kg,
- unmissverständliche Anwenderführung durch eine nutzerfreundliche Bedienoberfläche.



**Abbildung 7: Systemdarstellung der Befüllanlage für kleinvolumige H<sub>2</sub>-Tanks**

Die technische Umsetzung der Befüllleinrichtung erfolgt in Form eines geschlossenen Behältnisses, in das die Wasserstofftanks eingelegt werden können. Nach Anschluss der Befüllleitung am Tank wird das Behältnis geschlossen. Es wird somit ein Raum geschaffen, dessen Wasserstoffkonzentration präzise überwacht werden kann, wobei durch Vermeidung eines großen Totraumvolumens die Detektion geringer Undichtigkeiten ermöglicht wird. Da bei einer Spülung der Befüllleitung unweigerlich kleine Mengen Wasserstoff austreten, soll der Behälter zudem über eine aktive Belüftung verfügen.

### 7. FAZIT UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurde der derzeitige Stand der Entwicklungsarbeiten zur Modifikation einer bisher batteriegetriebenen Hubschrauber-Drohne auf ein hybrides Antriebskonzept aus Brennstoffzelle und Traktionsakkumulatoren mit den entsprechenden Konzepten für die erforderliche Leistungselektronik und einen bauraumoptimierten Wasserstofftank mitsamt Befüllsystem für kleinvolumige Wasserstofftanks aufgezeigt. Die bisher getätigten Systementwicklungen und Umsetzungsarbeiten haben die grundsätzliche Umsetzungsfähigkeit des Umbaus der Drohne bestätigt, und zwar ohne dass die Avionik des bestehenden Versuchsträgers maßgeblich beeinflusst würde. In einem nächsten Schritt geht es darum, die einzelnen neuen Komponenten in den Versuchsträger einzubauen und zunächst am Boden auf ihre gemeinsame Funktionsfähigkeit im Gesamtsystem hin zu testen und zu überprüfen. Sofern dies erfolgreich verläuft, ist für 2023 ein Testflug auf einem Versuchsgelände vorgesehen.

### 8. DANKSAGUNG

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Verbundvorhaben FlyHy – Wasserstoffbasierte Drohne mit Wechselträgerkonzept für unterschiedliche Mess- und Arbeitsanwendungen wird durch den Freistaat Thüringen im Rahmen der Richtlinie des Freistaates Thüringen zur Förderung von Forschung, Technologie und Innovation (FTI-Richtlinie) unter dem Förderkennzeichen 2021 FE 9009 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die geförderten Forschungspartner im Verbundvorhaben FlyHy sind: Bauhaus-Universität Weimar (Koordinator), edm aerotek GmbH, HySON gGmbH, IMG Electronics & Power Systems GmbH, IVK Ingenieur- und Vermessungsbüro Kramer GmbH, Schmuhl FVT GmbH & Co. KG. Die Autoren danken dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) sowie der Technischen Universität München für die Möglichkeit, ihre bestehende Hubschrauber-Drohne für den Umbau zum Brennstoffzellenantrieb nutzen zu dürfen.

### 9. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] S. Ansar, C. Bänsch und D. Diarra, „DLR,“ 2021. [Online]. Available: [https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-18038/28640\\_read-74380/](https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-18038/28640_read-74380/). [Zugriff am 14. 10. 2022].
- [2] B. Remes, „TU Delft,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.tudelft.nl/en/2020/tu-delft/tu-delft-maritime-hydrogen-drone-flies-longer-and-greener>. [Zugriff am 14. 10. 2022].
- [3] A. U. Barth, „Auslegung, Simulation, Bau und Flugerprobung eines unbemannten, elektrischen Hubschraubers mit kämmenden Rotoren für extreme Flughöhen,“ Technische Universität München, München, 2020.
- [4] S. Bonitz, *Zur Lebensdauerabschätzung von Brennstoffzellen mit den Methoden der Betriebsfestigkeit*, Clausthal: Technische Universität Clausthal, 2016.

## WASSERSTOFF-INTEGRIERTE ENERGIESYSTEME AM BEISPIEL EINES KONKRETEN USE-CASES

Georg Brunauer<sup>1,2</sup>, Harald Rettenegger<sup>3</sup>, Maria-Christina Brunauer<sup>3,4</sup>

<sup>1</sup> Fachhochschule Salzburg GmbH, Campus Kuchl, Markt 136a, 5431 Kuchl, Österreich

<sup>2</sup> Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Getreidemarkt 9/BA, 1060 Wien, Österreich

<sup>3</sup> NOVAPECC GmbH, Green Hydrogen Technology – BioTech – Lab Engineering, Hildebrandgasse 28, 1180 Wien, Österreich

<sup>4</sup> Initiative Zukunft, Verein für Wirtschaftsforschung und Regionalentwicklung, ZVR 220 918 961, 1180 Wien, Österreich

**Schlüsselwörter:** Energietransformation, grüne Wasserstofftechnologie

### Zusammenfassung

Die Transformation unserer Gesellschaft in ökologischer, ökonomischer und sozialer Hinsicht ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Generation. Gerade die Ereignisse in jüngster Zeit zeigen die Notwendigkeit zukunftsfähiger Lösungen, die eine transformierte Lebens- und Wirtschaftsweise auf Basis erneuerbarer Energien erfordern. Damit einher geht die Frage, wie moderne Gesellschaften, die sich in einem Zustand struktureller Nicht-Nachhaltigkeit befinden, sich derart verändern können, um zu einem nachhaltigen Zustand zu gelangen. Die Umwandlung unseres Energiesystems spielt hierbei eine Schlüsselrolle. Im Zuge dieses Beitrags wird zunächst die Ausgangslage – am Beispiel des derzeitigen Österreichischen Energiesystems – dargestellt. Es folgt die Vorstellung einer Studie, welche die grundsätzliche Machbarkeit eines vollständig umgewandelten Energiesystems zeigt. Der im Anschluss dargelegte UseCase "H2Village" aus der Salzburger Gemeinde Obertrum zeigt abschließend einen möglichen Umwandlungspfad über lokal angesiedelte, regional verankerte Energiesysteme.

### Energietransformation und Zukunftsfähigkeit

"Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern." So Jules Verne im Jahre 1870 [1].

Mehr als 100 Jahre später sprachen Justi, Brennecke, und Kleinwächter in den "Abhandlungen der Braunschweigischen Wissenschaftlichen Gesellschaft" über den Mehrzweck-Universal-Energieträger *Wasserstoffgas* als "einzige radikale Heilung unserer Energie-Syndrom-Beschwerden", insbesondere der kontinuierlich steigenden CO<sub>2</sub> Konzentration in der Erdatmosphäre [2].

Es dauerte neuerdings etwa 30 Jahre, bis endlich "alle Welt [...] von erneuerbaren Energien [redet], mit Sympathie wie für schönes Wetter. Kaum jemand bestreitet noch, dass erneuerbare Energien die Perspektive für die Energieversorgung der Menschheit darstellen", konstatierte Hermann Scheer in seinem Buch "100%Jetzt! Der Energethische Imperativ" [3].

Nun endlich scheint die Zeit reif geworden zu sein, den schon so lange für notwendig erachteten Wandel auch tatsächlich einleiten zu können.

Beginnen wir mit einer wichtigen heuristischen Unterscheidung zwischen zwei ideal-typischen Formen radikalen Wandels: Transformation versus Transition [4]. Die Unterscheidung zwischen diesen zwei Formen des Wandels ist zentral für das Verständnis der vor uns liegenden „Energiewende“.



## 29. Energie-Symposium

Der Begriff *Transition* beschreibt in diesem Zusammenhang einen kontrollierten Übergang zu ex ante definierten Zielen auf Basis bestehender Grundstrukturen. Dieser Übergang wird oft von technologischer Innovation angetrieben, begleitet und kontrolliert durch politische Steuerung und vordefinierten Rahmenbedingungen. Im Gegensatz dazu steht der Begriff *Transformation* für einen viel tiefer gehenden strukturellen Wandel, hervorgerufen durch soziale und technologische Innovation, jedoch verknüpft mit Zieloffenheit und der Bereitschaft zur Änderung von gesellschaftlichen Grundstrukturen.

Derart grundlegende Änderungen bedeuten eine Neugestaltung der Art zu wirtschaften und zu leben. Derzeitige Bemühungen um den Energiewandel lassen allerdings darauf schließen, dass wir es bisher eher mit einer Transition zu tun haben – eine Fortführung des „alten Wirtschafts- und Gesellschaftssystems“ im neuen, grünen Kleide.

Die vor uns liegenden Herausforderungen verdeutlichen jedoch die Notwendigkeit, zu einem nachhaltigen Zustand zu gelangen, der das wirtschaftliche und soziale Leben in übergeordnete, natürliche Ökosysteme eingebettet betrachtet. Diese Wieder-Einbettung gesellschaftlicher Systeme in natürliche Ökosysteme wird dann möglich, wenn in die Tiefenverhältnisse der Produktion und Reproduktion eingegriffen wird [5]. Die Umwandlung unseres Energiesystems spielt hierbei eine Schlüsselrolle.

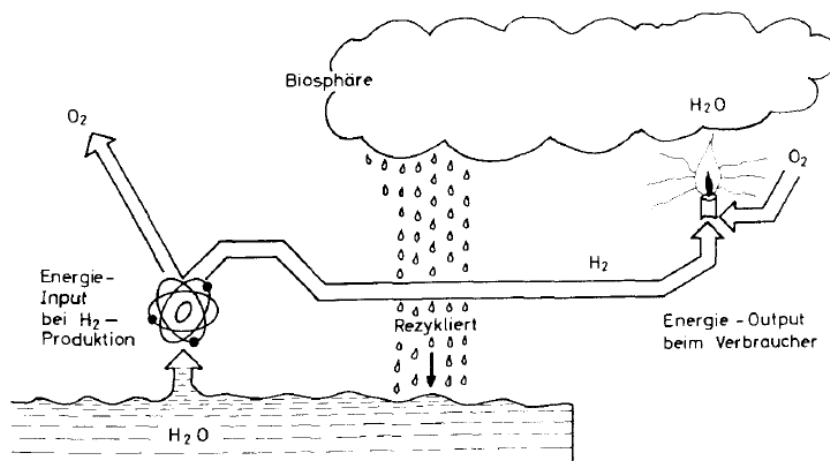


Abbildung 1: Gewinnung des  $H_2$  aus  $H_2O$  und Recycling des Verbrennungsproduktes  $H_2O$  durch die Biosphäre. Nach Seifritz [2].

Wie gelingt es nun, durch eine *Transformation* unseres Energiesystems zu einer Wiederherstellung der sog. natürlichen oder "göttlichen Ordnung" der Natur zu gelangen, um mit den Worten Justis zu sprechen, also zu einem geschlossenen Energiekreislauf ohne Vergiftung der Umwelt? Diesen Fragen wollen wir uns in diesem Beitrag widmen.

### Status quo - Energiestatus in Österreich und EU [6]

Die österreichische Bundesregierung hat in Ihrem Regierungsprogramm 2020-2024 die Erlangung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 vorzugsweise auf Basis erneuerbarer heimischer Energieträger als Ziel und Aufgabe definiert und berücksichtigt damit bereits die Zielsetzungen des Europäischen Green Deal. Diese Entscheidung fußt auf dem 2015 geschlossenen rechtlich bindenden Übereinkommen von Paris, mit dem Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter  $2^\circ C$  gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. In Österreich werden etwa 80% der Treibhausgasemissionen von den Sektoren Verkehr, Gebäude,

## 29. Energie-Symposium

Energie und Industrie verursacht. Nachfolgend wird der Energiestatus in Österreich im Vergleich zu EU-27 anhand 2020 dargestellt. Zunächst gilt es vorab einige wichtige Terminologien zu definieren:

### 1. Inländische Primärenergieerzeugung

Inländische Erzeugung von Primär(Roh)energieträgern, die aus natürlichen Vorkommen gewonnen oder gefördert werden und keinem Umwandlungsprozess unterworfen sind.

### 2. Bruttoinlandsverbrauch

Im Inland verfügbare Energiemenge, deren Berechnung sowohl aufkommensseitig als auch einsatzseitig erfolgen kann.

### 3. Primärenergieverbrauch

Bruttoinlandsverbrauch abzüglich nichtenergetischen Verbrauchs (z.B. für Dünge- oder Schmiermittel).

### 4. Energetischer Endverbrauch

Jene Menge an Energie, die dem Endverbraucher für die unterschiedlichen Nutzenergieanwendungen zur Verfügung steht.

### 5. Bruttoendenergieverbrauch

Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehrssektor, den Haushalten, dem Dienstleistungssektor zu energetischen Zwecken geliefert werden, einschließlich des Sektors der öffentlichen Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft, des Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs der Energiewirtschaft bei der Produktion von Elektrizität, Wärme und Kraftstoffen für den Verkehr, sowie der bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste. Dieser Wert wird erst im Dezember 2021 für das Jahr 2020 zur Verfügung stehen.

Der BRUTTOINLANDSVERBRAUCH konnte langfristig weitgehend stabilisiert werden und ist durch deutliche Zuwächse der erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Der Einbruch 2020 ist durch die Corona-Krise bedingt.

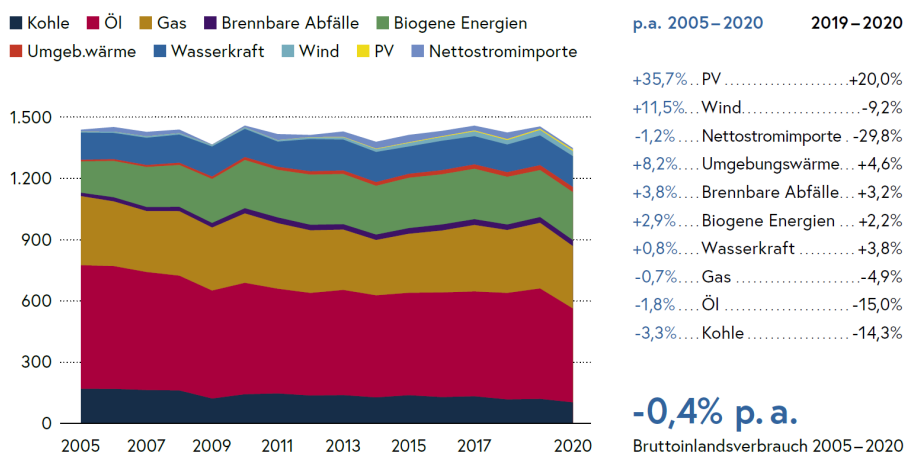


Abbildung 2: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern in Petajoule 2005 – 2020 mit Wachstum und Rückgang der Energieträger [6]

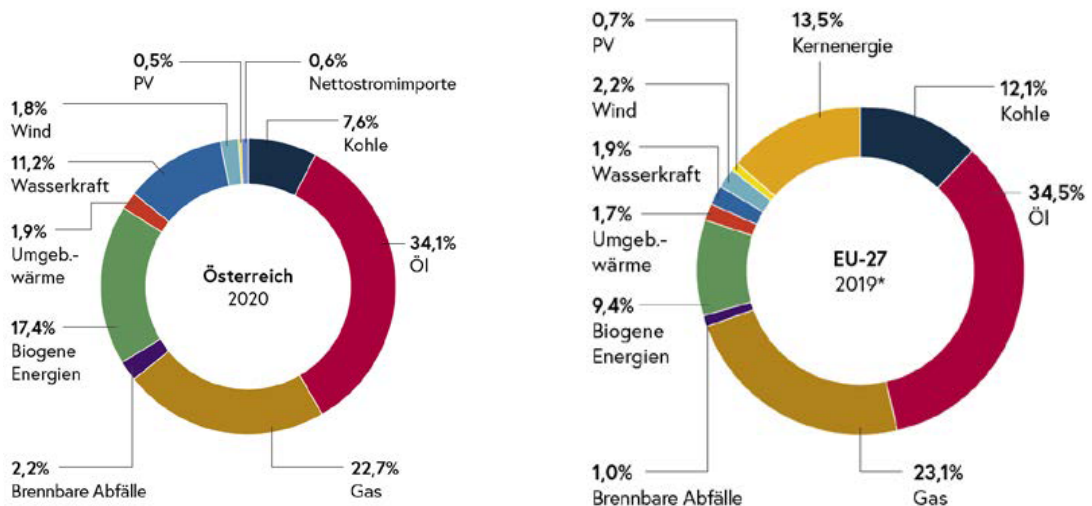


Abbildung 3: Bruttoinlandsverbrauch im Vergleich: Anteile der Energieträger in Österreich und EU-27 in Prozent [6]

Mangels ausreichender heimischer Vorkommen muss Österreich einen Großteil der fossilen Energien importieren, wobei die Importe langfristig leicht anstiegen. Österreich importiert derzeit deutlich mehr als doppelt so viel Energie, als es exportiert. Die Gesamtexporte steigen trotz beträchtlicher Schwankungen langfristig deutlich. Die Nettostromimporte sind zuletzt aufgrund der schwachen Stromnachfrage 2020 und den insgesamt guten Erzeugungsbedingungen im Inland deutlich gesunken.

**+0,6% p. a.**

Gesamtenergieimporte 2005–2020

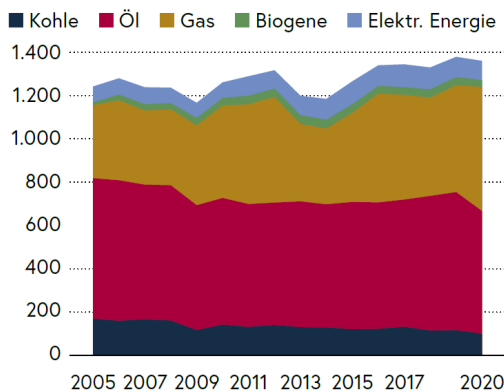


Abbildung 4a: Energieimporte nach Energieträgern in Petajoule 2005 – 2020 [6]

**+7,1% p. a.**

Gesamtenergieexporte 2005–2020

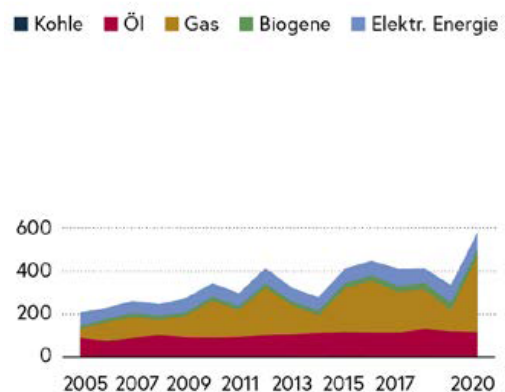


Abbildung 4b: Energieexporte nach Energieträgern in Petajoule 2005 – 2020

## 29. Energie-Symposium

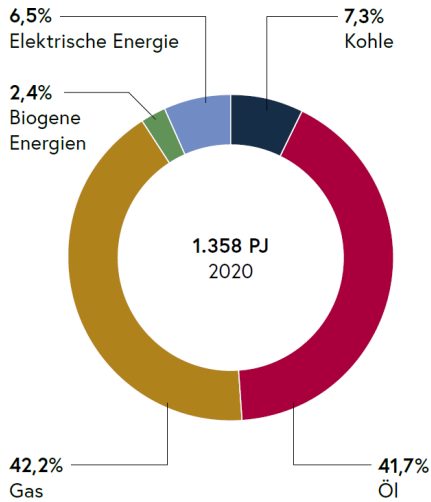


Abbildung 5a: Struktur der Energieimporte 2020 nach Energieträgern in Prozent [6]

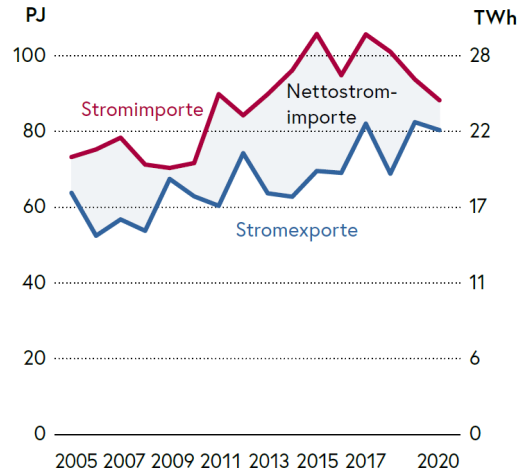


Abbildung 5b: Außenhandelsaldo der elektrischen Energie in Petajoule (linke Skala) und Terawattstunden (rechte Skala) 2005 – 2020 [6]

Die inländische Primärenergieerzeugung ist durch einen sehr hohen Anteil - fast 85% - und eine starke Zunahme bei den erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Die Struktur der heimischen Energieerzeugung zeigt eine deutliche Reduktion von fossilen Energien und ein starkes Wachstum bei erneuerbaren Energien. International betrachtet liegt der Anteil Österreichs an der gesamten EU-Primärenergieerzeugung bei 2,0%, an der Erzeugung erneuerbarer Energien bei 4,6%.

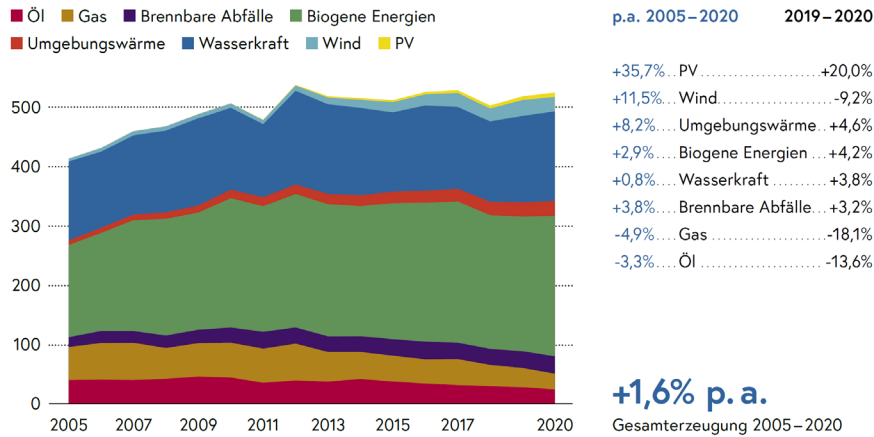


Abbildung 6: Inländische Primärenergieerzeugung nach Energieträgern in Petajoule 2005 – 2020 mit Wachstum und Rückgang der Energieträger [6]

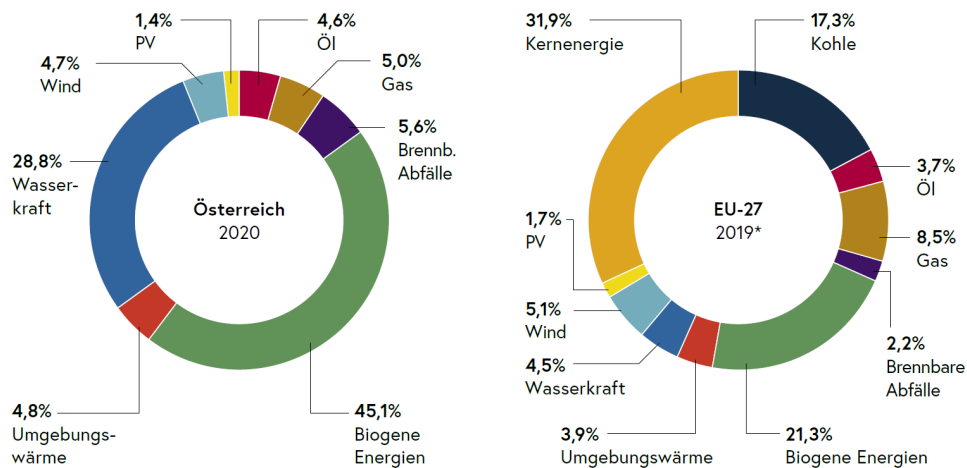


Abbildung 7: Primärenergieerzeugung im Vergleich: Anteile der Energieträger in Österreich und EU-27 in Prozent [6]

Gut ein Fünftel des Bruttoinlandsverbrauchs wird direkt von den Endverbrauchern genutzt. Ein relativ geringer Teil wird für nicht energetische Zwecke und im Energiesektor selbst zur Energiegewinnung benötigt. Der größte Teil des Bruttoinlandsverbrauchs wird in andere Energieformen umgewandelt.

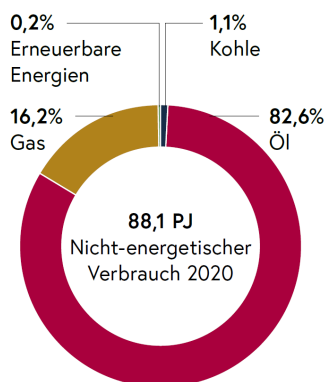


Abbildung 8a: Nicht-energetischer Verbrauch in Prozent 2020 [6]

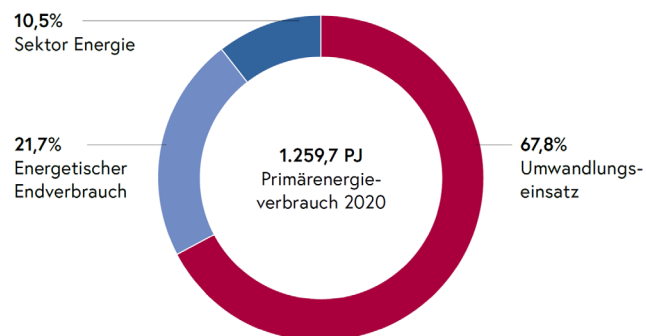


Abbildung 8b: Umwandlungseinsatz, -ausstoß und -verluste in Prozent 2020 [6]

Vom gesamten Bruttoinlandsverbrauch fließen rund 6,5% in den nicht-energetischen Verbrauch (z.B. in der chemischen Industrie), die verbleibenden 93,5% entfallen auf den Primärenergieverbrauch. 10,5% des Primärenergieverbrauchs entsprechen dem Verbrauch des Sektors Energie selbst, knapp 22% gehen direkt in den energetischen Endverbrauch. Der mit 67,8% größte Anteil wird allerdings im Umwandlungssektor in andere (End-)Energieformen umgewandelt.

Die Umwandlung von Energieträgern in Strom und Wärme nimmt in Österreich eine zentrale Position bei der Energieversorgung ein. Die Stromerzeugung ist stark von der Wasserkraft dominiert, deren Anteil jedoch je nach Wasserdargebot schwankt und in den letzten Jahren zwischen 55 und 67% lag. Die anderen erneuerbaren Energien und Ökostrom stiegen zuletzt jedoch rasant und nehmen einen immer wichtigeren Stellenwert ein. Bei der Fernwärmeerzeugung hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien im Darstellungszeitraum fast verdreifacht.

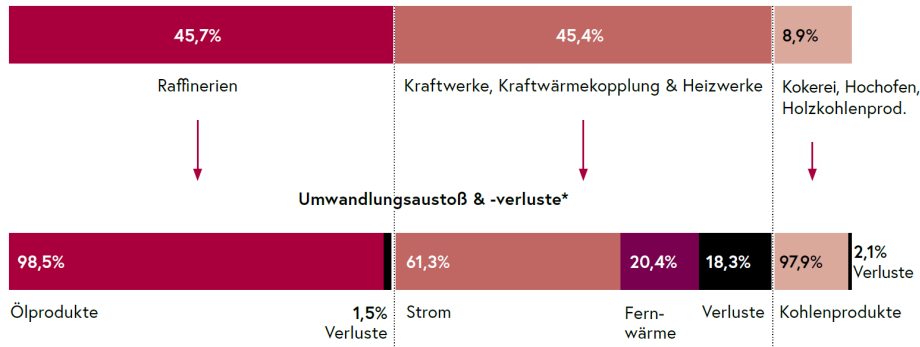


Abbildung 8c: Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß & -verluste berechnet auf Basis der Verteilung 2019 [6]

Der Anteil der ERNEUERBAREN ENERGIEN an der Stromerzeugung betrug 2019 rund 77% (das sind rd. 54 TWh), der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) lag bei 14,5%. Bei der Fernwärmeerzeugung beliefen sich diese Anteile auf 49% bzw. 62%.

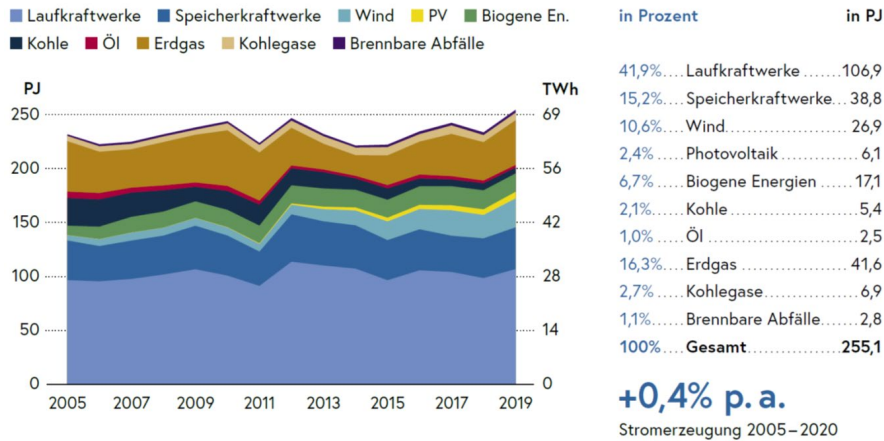


Abbildung 9: Bruttostromerzeugung in Österreich in PJ (linke Skala) und TWh (rechte Skala) 2005 – 2019\* einschließlich der Struktur der Bruttostromerzeugung 2019\*; Quelle: Statistik Austria und [6]

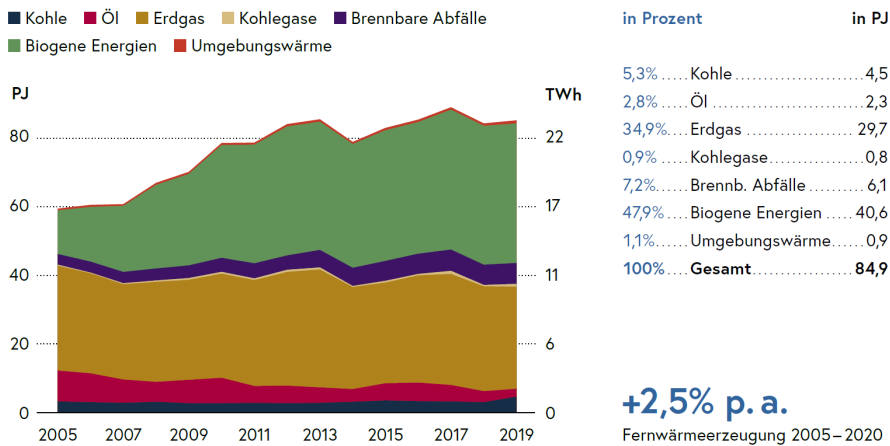


Abbildung 10: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in PJ (linke Skala) und TWh (rechte Skala) 2005 – 2019\* einschließlich der Struktur der Fernwärmeerzeugung 2019\* [6]

\*\* Die vorläufigen Energiebilanzen zeigen zwar die Strom- und Fernwärmeerzeugung insgesamt, aber keine Aufteilung nach Energieträgern, eine detaillierte Darstellung ist daher hier nur bis 2019 möglich.

## 29. Energie-Symposium

Beim ENERGETISCHEN ENDVERBRAUCH ist in den Jahren bis 2019 eine weitgehende Stabilisierung sichtbar; 2020 ist der Effekt der Corona-Krise sichtbar. Fossile Energieträger dominieren nach wie vor den Endverbrauch, auch wenn der Anteil erneuerbarer Energie langsam steigt.

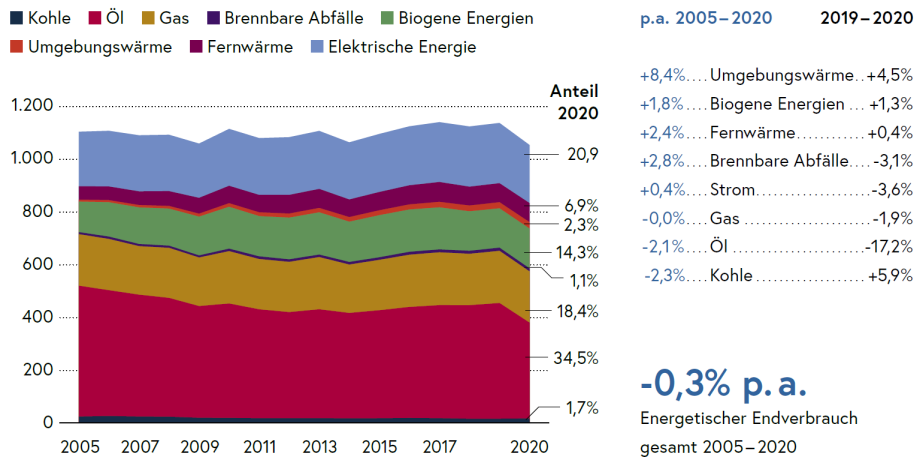


Abbildung 11: Energetischer Endverbrauch nach Energieträgern in Petajoule 2005 – 2020 mit Wachstum und Rückgang der Energieträger [6]

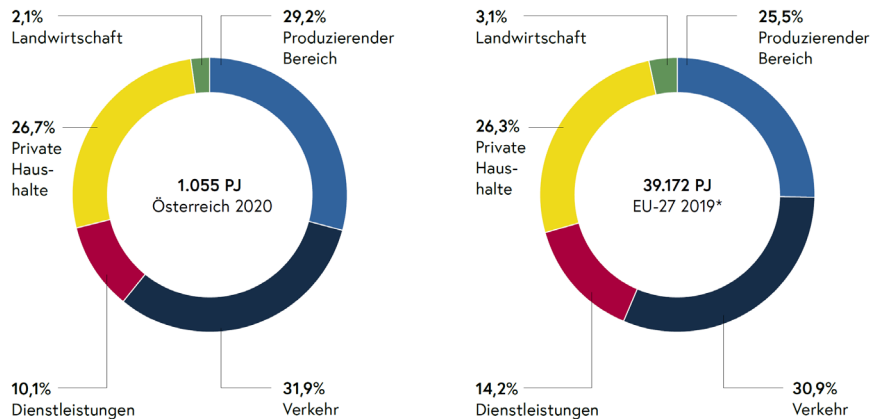


Abbildung 12: Struktur des energetischen Endverbrauches in Österreich und EU-27 nach wirtschaftlichen Sektoren in Prozent [6]; \*Daten für 2020 noch nicht verfügbar. Quelle: Eurostat

Österreich ist im internationalen Vergleich Vorreiter bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen. So werden derzeit bereits mehr als 75 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen. Dadurch ist Österreich im Strombereich eines der CO<sub>2</sub>-effizientesten EU-Länder, trotz des Verzichts auf Kernenergie.

Historisch bedingt verfügt Österreich über die beiden wesentlichen erneuerbaren Energiequellen Wasserkraft und biogene Brenn- und Treibstoffe. Diese beiden erneuerbaren Energiequellen machen den größten Anteil der inländischen Primärenergieproduktion aus, wobei der Anteil der Wasserkraft tendenziell leicht rückläufig, und der Anteil der Biomasse im Steigen begriffen ist. Auch andere erneuerbare Energien, insbesondere die Nutzung von Umgebungswärme im Rahmen von Wärmepumpen und die Primärenergiegewinnung aus Wind und Photovoltaik, nehmen weitgehend kontinuierlich und deutlich zu.

Die günstige Topographie Österreichs ist ein wichtiger, aber sicherlich nicht der einzige Faktor, der die Gewinnung und den Einsatz erneuerbarer Energieträger in Österreich erklärt. Seit 2008 wurden

## 29. Energie-Symposium

die Förderverträge im Rahmen der Ökostromförderung mehr als versiebenfacht und der Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch wurde seit 2003 mehr als verdoppelt.

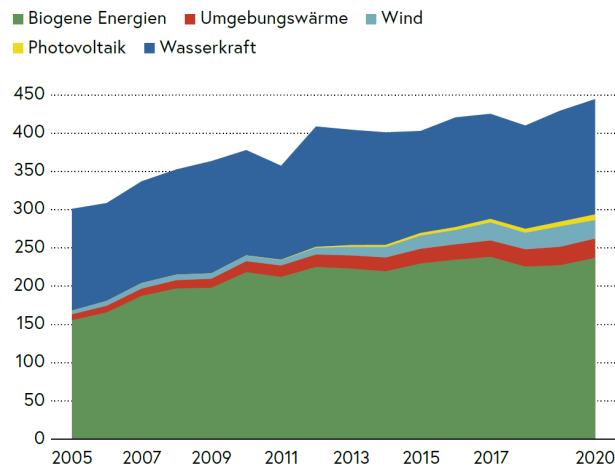


Abbildung 13a: Erzeugungsstruktur der erneuerbaren Energien in Österreich 2005 – 2020 in Petajoule [6]

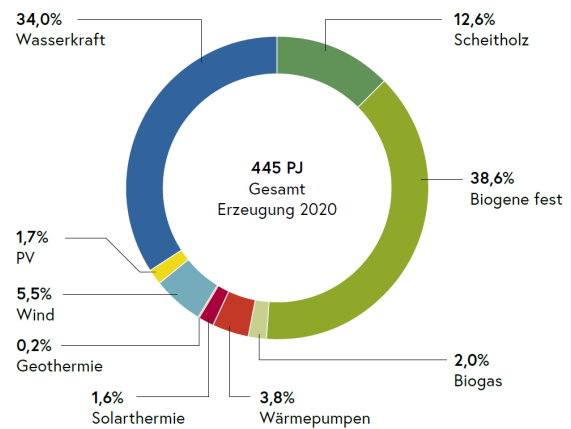


Abbildung 13b: Erzeugungsstruktur der erneuerbaren Energien 2020 in Prozent [6]

Österreich hat sich verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 Prozent zu steigern. Im Jahr 2019 wurde ein Anteil in Höhe von 33,6 Prozent erreicht. Die Daten der vorläufigen Energiebilanzen 2020 weisen noch keinen exakten Anteil im Jahr 2020 aus, lassen jedoch erwarten, dass das Ziel erreicht bzw. übertroffen wird. Für das Ziel der Klimaneutralität soll der Anteil erneuerbarer Energie bis 2040 auf nahezu 100 Prozent steigen.

Hier die produzierten Energiemengen der einzelnen erneuerbaren Ressourcen im Überblick:

**Wasserkraft** (151,2 PJ), **Wind** (24,4 PJ) und **Photovoltaik** (7,4 PJ) werden zur Stromerzeugung eingesetzt und decken 2020 gemeinsam 73,4% der gesamten Stromerzeugung in Österreich.

**Umgebungswärme** umfasst Wärmepumpen (16,9 PJ), Solarthermie (7,3 PJ) und Geothermie (1 PJ) und dient der Raumheizung und Warmwasserbereitung.

**Biogene Energien** (236,8 PJ) umfassen einerseits feste biogene Brenn- und Treibstoffe, wie etwa Scheitholz (56 PJ) und weitere feste Biomasse (171,8 PJ), wie Hackschnitzel, Pellets, Holzbriketts, Sägenebenprodukte, Ablaugen und den biogenen Teil von Hausmüll, die zur Wärmebereitstellung und im Fall von KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden.

Andererseits gibt es aber auch gasförmige biogene Energien (Biogas, Klär- und Deponiegas – gesamt 9,1 PJ), die zu rd. 84% zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Dazu kommen noch flüssige biogene Energien, wie Biodiesel, Bioethanol und Pflanzenöle, die im Verkehrssektor verbraucht werden, in den Grafiken links aber nicht dargestellt sind, weil es sich nicht um Primärenergieträger handelt.

Die mit Abstand wichtigste Stromerzeugungstechnologie in Österreich ist die **Wasserkraft**. Die Windkraft hat zudem massiv aufgeholt, und trägt nunmehr bereits zu fast 10% zur Stromerzeugung bei.



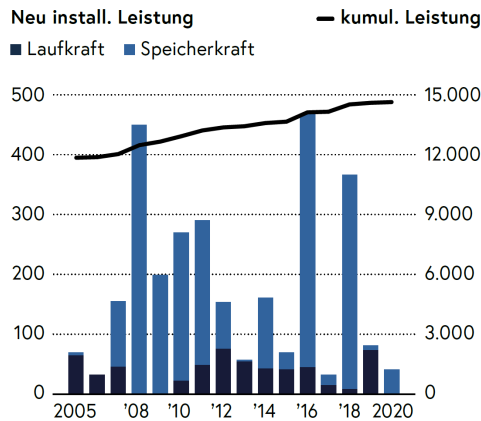


Abbildung 14a: Wasserkraft in Österreich 2005 – 2020: Jährlich neu installierte Bruttoengpassleistung und kumulierte Bruttoengpassleistung in MW (Daten 2020 vorläufig) [7]

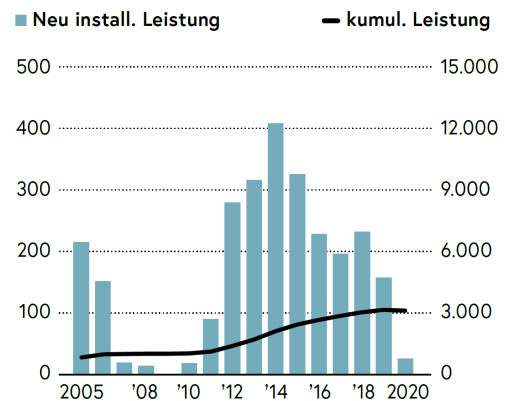


Abbildung 14b: Windenergie in Österreich 2005 – 2020: Jährlich neu installierte Leistung und kumulierte Leistung in MW [8]

Abhängig von schwankenden Erzeugungsbedingungen deckte die **Wasserkraft** von 2005 bis 2020 zwischen 55% und 67% der heimischen Stromerzeugung ab, und ist damit in diesem Segment der wichtigste Energieträger. Ende 2020 waren in Österreich 3.068 Wasserkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von rd. 14,6 GW in Betrieb, davon 2.953 Laufkraftwerke und 115 Speicherkraftwerke. Fast 95% aller Wasserkraftwerke sind dem Bereich der Kleinwasserkraft (bis 10 MW) zuzuordnen, diese machen aber weniger als 10% der installierten Leistung aus und decken nur rd. 14,5% der Jahreserzeugung. In den letzten 20 Jahren erfolgten vor allem der Ausbau der Kleinwasserkraft bzw. die Revitalisierung älterer Anlagen, der Großteil des Zubaus betraf Speicherkraftwerke. Im Vergleich zum Vorjahr wuchs die Engpassleistung der Wasserkraftwerke im Jahr 2020 um 38 MW ausschließlich im Bereich der Speicherkraftwerke. Der Zuwachs der Leistung der Wasserkraft 2005 – 2020 beträgt +1,4% p.a.

Der Beitrag der **Windenergie** zur heimischen Stromerzeugung ist im Betrachtungszeitraum von rd. 2% (2005) auf nunmehr 9,8% gestiegen.

Im Jahr 2020 wurden zwar Windkraftanlagen mit einer Leistung von 25 MWel installiert, allerdings auch Anlagen mit einer Leistung von 66 MWel dekommissioniert, wodurch die kumulierte Gesamtleistung aller Anlagen auf rd. 3,1 GW sank. Davon haben rd. 80% im Rahmen der Ökostromförderung aktive Verträge mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG).

Aufgrund dieser Entwicklung, aber auch wegen deutlich schlechterer Windverhältnisse, hat die Stromproduktion aus Wind im Jahr 2020 um 9,2% abgenommen. Der Zuwachs der Leistung der Windenergie 2005 – 2020 beträgt +9,3% p.a.

## 29. Energie-Symposium

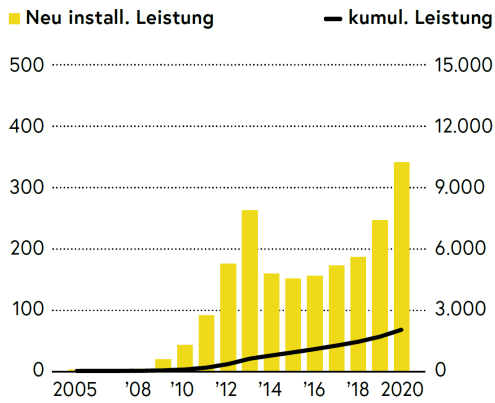


Abbildung 15a: Photovoltaik in Österreich 2005 – 2020: Jährlich neu installierte Leistung und kumulierte Leistung in MWpeak [8]

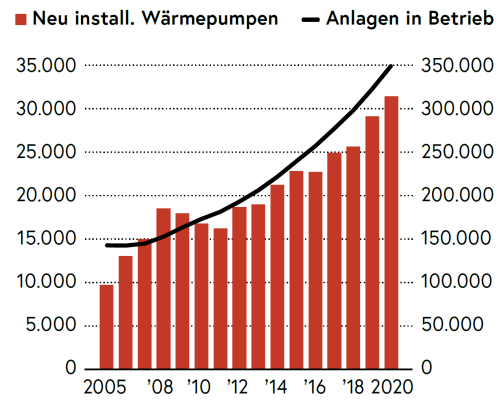


Abbildung 15b: Wärmepumpen in Österreich 2005 – 2020: Jährlich installierte Wärmepumpen und in Betrieb befindliche Anlagen in Stück [8]

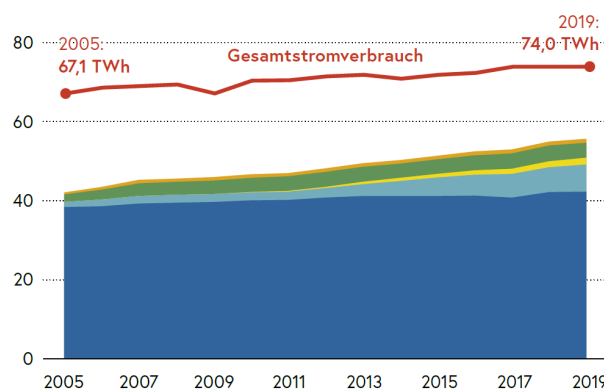
Der Beitrag der **Photovoltaik** zur heimischen Stromerzeugung ist im Betrachtungszeitraum signifikant gestiegen, beläuft sich jedoch mit insgesamt 3% immer noch auf einem niedrigen Niveau.

In den letzten Jahren konnte das Niveau der jährlichen Neuinstallationen weiter deutlich ausgebaut werden, im Jahr 2020 erfolgte ein Zuwachs um gut 340 MWpeak. Die kumulierte Gesamtleistung stieg damit auf über 2 GWpeak, wovon rd. 56% unter das Ökostrom-Förderregime der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) fallen. Der Zuwachs der Leistung der Photovoltaik 2005 – 2020 beträgt +34,5% p.a.

Die Nutzung von **Umgebungswärme** aus Luft, Erde oder Grundwasser mittels Wärmepumpen zur Raumheizung/Warmwasserbereitung hat sich seit 2005 auf nunmehr 16,9 PJ mehr als fast verfünffacht.

Das starke Wachstum der Verkaufszahlen war auch in den letzten Jahren ungebrochen, wobei sich der Trend zu den Heizungswärmepumpen verstärkt hat. Im Jahr 2020 wurden über 24.700 Heizungswärmepumpen und etwa 6.700 Brauchwasserwärmepumpen abgesetzt. In Summe stieg die Anzahl in diesem Jahr um über 31.700 Anlagen, womit nunmehr mehr als 352.000 Wärmepumpenanlagen (+ 8,3% gg. 2019) in Österreich in Betrieb sind. Der Zuwachs der Leistung der Photovoltaik 2005 – 2020 beträgt +6,1% p.a.

■ Wasserkraft ■ Wind ■ PV ■ Feste biogene Energien  
■ Sonstige biogene Energien



|                                  | 2019<br>in GWh | 2018<br>-2019 |
|----------------------------------|----------------|---------------|
| Wasserkraft                      | 42.252         | +0,2%         |
| Wind                             | 6.893          | +9,0%         |
| PV                               | 1.702          | +17,0%        |
| Feste biog. E.                   | 3.775          | -4,8%         |
| Sonst. biog. E.                  | 970            | +0,5%         |
| <b>Erneuerbarer Strom gesamt</b> | <b>55.592</b>  | <b>+1,3%</b>  |

**+2,0% p. a.**  
Strom aus erneuerbaren Energien  
2005 – 2019

Abbildung 16: Erneuerbarer Strom 2005 – 2019 in Relation zum Gesamtstromverbrauch in TWh [6]; Im Detail: Erneuerbarer Strom 2019 in GWh und Entwicklung 2018 – 2019 [6]

## 29. Energie-Symposium

---

Die Entwicklung von Anzahl und Leistung der Ökostromanlagen ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen: 2008 hatte die Ökostromabwicklungsstelle erst rund 5.000 aktive Förderverträge mit Anlagenbetreibern bei einer installierten Leistung von 1.500 MW.

|                     | Anzahl aktive<br>Verträge (Stück)<br>31.12.2020 | Installierte<br>Leistung (MW)<br>31.12.2020 | Einspeisemengen<br>(GWh)<br>2020 |
|---------------------|---|---|----------------------------------|
| Kleinwasserkraft    | 1.860   | 357,5                                       | 1.455,7                          |
| Windkraft           | 463   | 2.495,1                                     | 5.590,8                          |
| Photovoltaik        | 35.092  | 1.149,5                                     | 826,9                            |
| Biomasse fest       | 130   | 176,8                                       | 1.094,7                          |
| Biomasse flüssig    | 9   | 0,1   | 0,1                              |
| Biogas              | 278   | 84,7  | 570,5                            |
| Deponie- u. Klärgas | 34  | 14,1  | 9,7                              |
| Geothermie          | 2   | 0,9   | 0,1                              |
| <b>Gesamt</b>       | <b>37.868</b>                                   | <b>4.278,7</b>                              | <b>9.548,6</b>                   |

Abbildung 17: Geförderte Ökostromanlagen 2020  
Anzahl Verträge, installierte Leistung und Einspeisemengen [9]

### Zusammenfassung

Das Aufkommen an Primärenergieträgern stammt zu gut einem Drittel aus inländischer Erzeugung, die durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energieträger gekennzeichnet ist. Biogene Brenn- und Treibstoffe sowie Wasserkraft sind die beiden wesentlichsten Energieträger im Rahmen der inländischen Erzeugung. Photovoltaik, Windkraft und Umgebungswärme steigen deutlich an. (Netto)Energieimporte tragen zu knapp zwei Dritteln zur Deckung des Bruttoinlandsverbrauchs bei, wobei in erster Linie Öl und fossiles Erdgas importiert werden.

Im Bereich des energetischen Endverbrauchs ist Strom nach den Ölprodukten der zweitwichtigste Energieträger, gefolgt von Gas und erneuerbaren Energieträgern. Der Verkehr ist trotz der pandemiebedingten Ausnahmesituation im Jahr 2020 immer noch der bedeutendste Energienachfragesektor, in den knapp ein Drittel der gesamten energetischen Endnachfrage fließt. Auch der produzierende Bereich ist mit fast 30 Prozent Endenergienachfrage ein wichtiger Energieverbrauchsbereich, gefolgt von den privaten Haushalten, die etwas über ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs benötigen.

### Energiewende - Das Potential

Im Folgenden wird eine Studie bzw. Forschungsprojekt vorgestellt, welche zum Ziel hatte, unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich optimiertes dekarbonisiertes Energiesystem zu entwerfen, in dem mit einer umweltverträglichen Nutzung von ausschließlich erneuerbaren Energiequellen und dem Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Technologien der gesamte Energiebedarf Österreichs dauerhaft, leistbar und versorgungssicher gedeckt werden kann.

Die Studie ONE<sup>100</sup> wurde von Wagner & Elbling GmbH ([www.wecom.at](http://www.wecom.at)) im Auftrag von AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Austrian Power Grid AG, Energienetze Steiermark GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Netz Burgenland GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, Salzburg Netz GmbH, TIGAS Erdgas Tirol GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Wiener Netze GmbH erstellt [10].

Ohne vorab definierte Szenarien festzulegen, wurde ein idealtypisches, 100 % dekarbonisiertes und optimiertes Energiesystem für Österreich unter den folgenden Prämissen berechnet:

- **Greenfield Ansatz:** keine Berücksichtigung vorhandener energietechnischer Anlagen und Infrastruktur – die Prämisse der Neu-Errichtung zeigt damit einen dauerhaft optimalen Zielzustand für das dekarbonisierte Energiesystem
- **Inputparameter** für die Berechnung des dekarbonisierten Energiesystems ONE<sup>100</sup> durch das energieökonomische Optimierungsmodell
  - Regionalisierter Nutzenergiebedarf der Haushalte, des Gewerbes, der Industrie, der Landwirtschaft und der Mobilität
  - Realistische regionalisierte Potentialeinschätzungen für erneuerbare Energiegewinnung in Österreich
  - Kosten und Wirkungsgrade für mehr als 140 Technologieoptionen für Energieproduktion, -umwandlung, -speicherung, -transport und -verbrauch
  - Rohstoff- und Importpreise für erneuerbare Energieträger
  - Produktions- und Bedarfsprofile eines repräsentativen Klimajahres, sodass jeder Bedarf zu jeder Zeit mit erneuerbarer Energie versorgungssicher gedeckt werden kann
- **Simultane Optimierung** des gesamten Energiesystems in einem integrierten Modell (alle Energieträger, gesamte Wertschöpfungskette, regionalisiert, optimale Nutzung der energietechnischen Anlagen, sektorgekoppelt) mit dem Optimierungskriterium der Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten
- **Technologie- und Ergebnisoffenheit** – Keine ex ante Vorgaben hinsichtlich Energieträgereinsatz, Endanwendungstechnologien, etc.
- **Berechnungsergebnisse:**
  - regionale Kapazitäten je Technologie für Produktion, Umwandlung, Speicherung und Verbrauch sowie für Verteil- und Transportnetze für Strom, Gas und Fernwärme
  - volkswirtschaftliche Kosten des dekarbonisierten Systems

Die Berechnungsergebnisse aus der Studie ONE<sup>100</sup> liefern hinsichtlich des Umbaus des Energiesystems wesentliche Entscheidungs- und Diskussionsgrundlagen, wie bspw. die Dekarbonisierungsziele kostenneutral erreicht werden können. Neben dem Nachweis der

volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der Nutzung aller regionaler erneuerbarer Energiepotentiale wurden auch die entsprechenden Größenordnungen für den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und der notwendigen Etablierung von effizienten **Umwandlungs-, Transport-, Speicher- sowie Endanwendungstechnologien** erhoben.

Auf Basis einer das gesamte Energiesystem betrachtenden simultanen Optimierungsrechnung und des gewählten „grüne Wiese-Ansatzes“ zeigt diese Studie erstmals in einer gesamthaften Betrachtung auf, welche Energieträger, Produktions-, Speicher und Anwendungstechnologien inklusive der dafür erforderlichen Transportinfrastruktur jedenfalls Teil eines volkswirtschaftlich optimierten, dekarbonisierten und versorgungssicheren Energiesystems sein müssen (siehe Energieflussdiagramm auf der Folgeseite).

*Das bestehende Energiesystem muss demnach durch ein deutlich umgebautes Energiesystem abgelöst werden.*

Die berechneten Kosten des Energiesystems sind mit dem heutigen BIP-Anteil von 9% am Energiesystem vergleichbar. ONE<sup>100</sup> beweist somit, neben der technischen Machbarkeit, auch dessen grundsätzliche Leistbarkeit. Die Kostenstruktur verschiebt sich allerdings, insofern eine wesentliche Senkung des Energieeinsatzes mit einer deutlichen Steigerung der Kosten je Energieeinheit gekoppelt ist. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Kosten des neuen Energiesystems aufgrund der Investitionskosten am Weg zur vollständigen Dekarbonisierung zuerst steigen, bevor sie wieder sinken.



Die Studie zeigt zudem auf, dass enorme Investitionen und die Weiterentwicklung innovativer Technologien notwendig sein werden, damit die Energiesystemwende gelingen kann. Es sei erforderlich:

- ein investitionsfreundliches Umfeld und Anreize für alle Energieträger und Technologien, die einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten können, zu schaffen, damit die vorhandenen Potentiale volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt werden und die jeweiligen Stärken der Energieträger, Technologien und Infrastrukturen effektiv wirken können;
- die regulatorischen Rahmenbedingungen klar und ausreichend flexibel zu gestalten, damit die leistungsstarke Transportinfrastruktur die erneuerbaren Energien in das Energiesystem integrieren kann und Sektorkopplung ermöglicht wird;
- Forschung & Entwicklung für die Weiterentwicklung und Optimierung innovativer und energieeffizienter Technologien zu intensivieren, um Effizienzsteigerungen und Dekarbonisierungspotentiale heben zu können.

Insgesamt stellt „die Energiesystemwende“ aber nicht nur für die Energiewirtschaft, sondern für die gesamte Gesellschaft eine große Herausforderung dar, und ist mit einer Reihe von Umsetzungsrisiken behaftet. Eine sozial und wirtschaftlich verträgliche Verteilung der mit der Umstellung verbundenen Lasten muss gewährleistet werden, damit der erforderliche Umbau des Energiesystems gelingen kann.

Mit dieser Studie konnte im Ergebnis also gezeigt werden, dass ein vollständig dekarbonisiertes und versorgungssicheres Energiesystem grundsätzlich möglich ist. Der Weg dorthin bleibt jedoch zu gehen. Ein möglicher Pfad wurde im Rahmen eines Pilotprojektes im Raum Salzburg gezeigt:

### Use Case - regional verankertes Wasserstoff-Pilotprojekt

#### **H2Village - Wasserstoffbasiertes Energiesystem für Obertrum**

Ziel des Projektes war es, die Basis für die Umwandlung des kommunalen Energiesystems anhand der Gemeinde Obertrum (Bundesland Salzburg) in Richtung Nutzung von erneuerbaren Energien zu legen. Eine hohe Dichte an Photovoltaik-Anlagen sollen in Obertrum ermöglicht werden; die elektrische Energie von dezentralen Photovoltaik-Anlagen soll dabei in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und mittels intelligenter Steuerung effizient und bedarfsgerecht, dezentral und autark für die Energieversorgung von Gebäuden, Industrieanlagen und Mobilität genutzt werden.

Basierend auf einer Bestandserhebung der Energiesituation und Potentialermittlung für erneuerbare Energieträger durch einen kommunalen Energienutzungsplan, wurde ein integriertes, wasserstoffbasiertes Energiesystem konzipiert und dimensioniert. Es folgte eine Untersuchung der Stabilität des elektrischen Netzes. Die Beurteilung der technischen Machbarkeit schloss das Projekt ab.

### Ausgangssituation

Der Photovoltaik kommt bei der Umstellung auf erneuerbare Energien eine Schlüsselrolle zu. In Österreich ist hier ein Ausbau von 15 Gigawatt bis 2030 geplant, mit Steigerung auf 30 Gigawatt bis 2050. Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) unterliegt das Energiesystem in Österreich einem grundlegenden Wandel. Die gewünschte verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und stellt damit völlig neue Anforderungen an die Versorgungsnetze. Die witterungsabhängige Einspeisung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen führt dazu, dass die Stromerzeugung zeitlich und räumlich unabhängig vom Bedarf erfolgt. Langfristig werden aber mit zunehmendem Anteil an Photovoltaik- und Windstrom zusätzlich neben Kurzzeitspeichern wie Pumpspeichern oder stationären Batterien auch solche Energiespeicher benötigt, die in der Lage sind, große Energiemengen über längere Zeiträume von mehreren Tagen, Wochen und gegebenenfalls auch Monaten zu speichern.

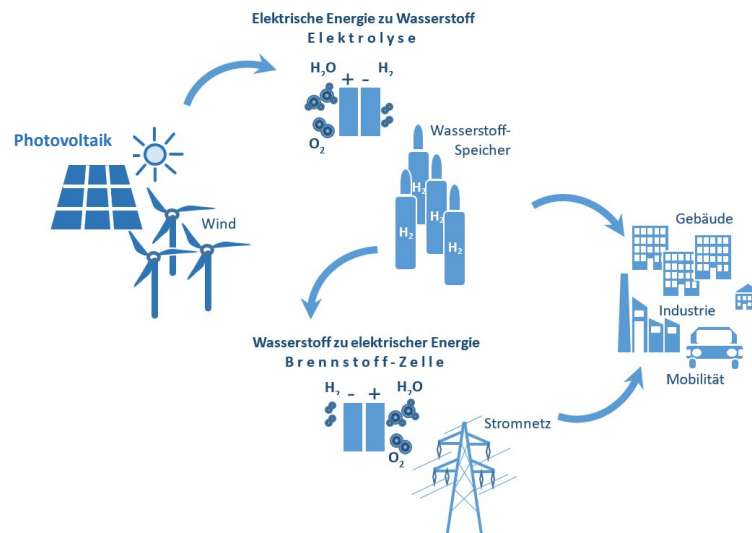


Abbildung 19: Konzeption eines auf Wasserstoff basierenden Energiesystems mit erneuerbaren Energietechnologien (eigene Darstellung)

### Projektziele

Die wesentlichen Projektziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Erstellung eines kommunalen Energienutzungsplanes
- Potentialermittlung für PV-Anlagen
- Ermittlung einer geeigneten Brennstoffzellentechnologie (Nieder- oder Hochtemperatur)
- Erstellung eines technischen Anlagenkonzeptes
- Dimensionierung der einzelnen Komponenten des wasserstoffbasierten Energiesystems
- Modellierung des elektrischen Verteilnetzes des Zentrums der Ortschaft Obertrum
- Analyse der Auswirkungen der dezentralen Einspeisung von fluktuierender erneuerbarer Energie auf das elektrische Netz
- Potentiale einer wasserstoffbasierten Mobilität
- Beurteilung der technischen Machbarkeit



### Innovationsgehalt

In diesem Projekt wurde erstmals die Umsetzung eines integrierten, quartiersbezogenen, wasserstoffbasierten Energiesystems für eine konkrete Ortschaft in Österreich untersucht. Damit liegt nun ein „Fahrplan“ vor, um weitere Gemeinden in ihrer Umstellung auf wasserstoffbasierte, erneuerbare Energiesysteme zu begleiten, bzw. die Planung von lokalen, gemeindeübergreifenden Energiesystemen zu unterstützen. Die wesentlichen Eckpunkte des konzipierten Energiesystems sind:

Um eine möglichst hohe Dichte an PV-Anlagen zu ermöglichen, wird ein Wasserstoffspeicher eingesetzt, der in einem Microgrid zu Stabilisierung des Netzes sorgen soll.

Der eingesetzte Wasserstoffspeicher soll die erforderliche Ausgleichsenergie der Ortschaft möglichst reduzieren. Denn die PV-Anlagen werden ansonsten zu einer starken Auslastung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes führen.

Der Wasserstoff soll ausschließlich durch PV-Anlagen, die in der Ortschaft installiert werden, produziert werden. Alleine auf den Dachflächen der Trumer Brauerei können z.B. PV-Anlagen mit mehreren 100 kWPeak installiert werden.

Der somit erneuerbar erzeugte Wasserstoff kann außerdem einer stofflichen Nutzung, wie der Beheizung von Gebäuden, Bereitstellung für Prozessenergie in der Trumer Privatbrauerei, sowie für Mobilität, zugeführt werden. So soll z.B. die LKW-Flotte der Brauerei auf Wasserstoff umgestellt werden. Außerdem ist eine öffentliche Wasserstoff-Tankstelle im Zentrum der Ortschaft Obertrum geplant, die den Gemeindebürgern und Mitarbeitern der Brauerei zur Verfügung steht. Somit wird der mit erneuerbarer Energie erzeugte Wasserstoff auf Elektrolysebasis für eine aktive Sektorkopplung genutzt.

Das ganze System basiert auf der Konzeption des Smart Urban Energy Design, wie unten dargestellt:

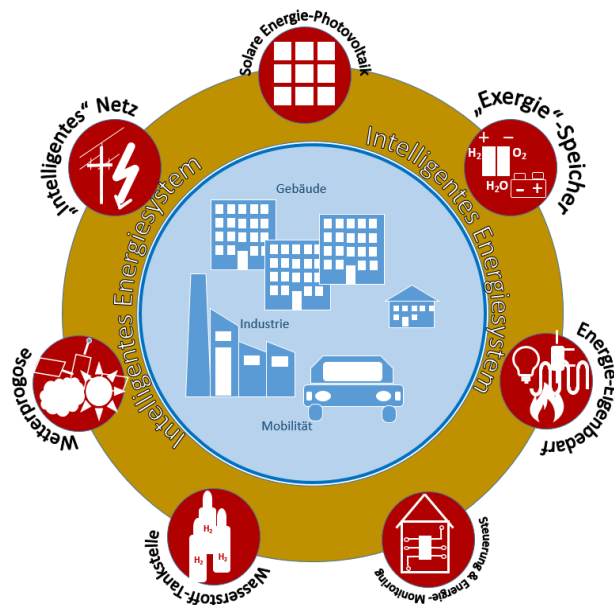


Abbildung 20: Smart Urban Energy Design (eigene Darstellung)

### Durchführung & Ergebnisse

Datengrundlage des Projektes war die Erstellung eines kommunalen Energienutzungsplans (räumliches Energiekonzept/Energieraumplanung) für die Gemeinde Obertrum. Zur Datenerhebung wurden folgende drei Quellen erhoben:

- 1) Bürgerbefragung über den Energiebedarf, die Art der verwendeten Heizungssysteme, sowie Auskunft über die jeweiligen Bauwerke (Bauweise, Anzahl der Geschöße, ...)
- 2) Vor-Ort-Begehung: Beurteilung bestimmter Bauwerke hinsichtlich ihres Potentials für die Nutzung von PV-Anlagen (Dach- bzw. Fassaden-Integration), Gesamtheitliche Beurteilung von Quartieren, ...)
- 3) Nacherhebung über Geoinformationssysteme (Größe und Ausrichtung der Dachflächen, ...)

Eine ortsansässige Brauerei wurde separat mittels eigenem Energieaudit betrachtet (Erhebung der Energieströme), um ein eigenes, wasserstoffintegriertes Energiesystem zu konzipieren. In einer ersten Ausbaustufe stand dabei die Errichtung einer Photovoltaik-Anlage für den Eigenverbrauch in der Brauerei im Vordergrund.

Die Parameter wurden aus der Technologierecherche und Bestands- und Potentialanalyse der Brauerei übernommen. Basierend auf den vorhandenen Daten konnte eine Energiesystemsimulation mit dem Programm HOMER Pro ® durchgeführt werden. HOMER Pro ist eine in der Industrie gebräuchliche Software zur Modellierung von elektrischen Netzen, sowohl für On- als auch Off-Grid-Lösungen.

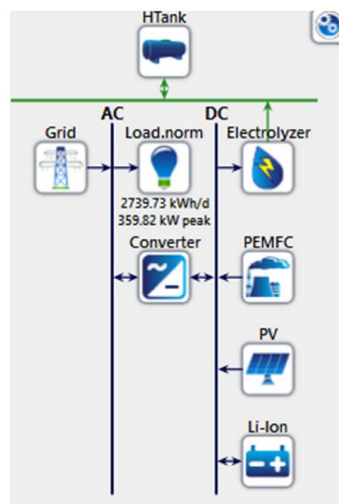


Abbildung 21: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells in HOMER Pro ®

Die Simulationen haben gezeigt, dass für die Brauerei eine eigenverbrauchs-optimierte Photovoltaik-Anlage mit einer Maximalgröße von 400 kWp als optimal dimensioniert werden kann. Im Standardszenario ist unter Einbeziehung des (Minimal-) Wasserstoffsystems ein Eigenverbrauch der Erzeugung von 85 % möglich.

Was die Umsetzung eines innovativen Konzeptes für die Kommune betrifft, ist das Wirkungsziel derzeit noch wenig greifbar, da es sich hier um längere Zeitlinien handelt als in dem Sondierungsprojekt dargestellt. Das Wirkungsziel, nämlich mit dem Energienutzungsplan ein Werkzeug zu erstellen, das für die Gemeinde eine Entscheidungsgrundlage bildet, ist erreicht worden. Durch die unterschiedliche Nutzung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff für die Energieversorgung von Gebäuden, Industrieanlagen und Mobilität kann jedenfalls ein kommunaler Mehrwert geschaffen werden.

Außerdem ist durch den Wasserstoffspeicher ein intensiver Ausbau der Photovoltaik in der Gemeinde möglich, die jedem Bürger zugutekommt. Die technische Machbarkeit wird durch das Projekt als positiv bewertet, Hindernisse sind in erster Linie Fragen der Finanzierung und zu einem geringen Teil rechtliche Unklarheiten, wobei mit dem neuen EAG [11] ein Schritt in die richtige Richtung gesetzt wurde. Ebenso ist im Mobilitätssektor einerseits das geringe Interesse an Car-Sharing-Modellen problematisch, andererseits wäre eine Wasserstoff-Betankungsanlage, so sehr sie im Salzburger Raum notwendig wäre, in Obertrum aufgrund der Entfernung zu Transitstrecken derzeit nicht ideal situiert.

### Ausblick

Das Potential der bisherigen Ergebnisse lässt sich wie folgt darstellen: in Kombination mit den Netzdaten des Energieversorgers wäre es nun in einem nächsten Schritt möglich, die Energieflüsse im gesamten Gemeindegebiet inklusive der Industriebetriebe abzubilden, um den gesamten Energiestatus der Gemeinde darzustellen. Über das Lastprofil kann in Folge ein wasserstoff-integriertes Energiesystem ausgelegt werden, um Überschüsse aus Photovoltaik-Anlagen zu speichern und bei Bedarf rückzuverstromen.

Zu diesem Zweck wird nun an der FH Salzburg eine Demonstrationsanlage errichtet, um erstmals ein wasserstoff-integriertes Energiesystem mit Anbindung an die eigene Photovoltaikanlage in seiner Gesamtheit zu untersuchen. Dadurch soll es möglich werden, einerseits reale Systemdaten über die elektrochemische Wasserzerlegung und Rückverstromung zu erhalten, um in Folge auf die Anwendbarkeit in Energieanlagen schließen zu können.

Neben der Wissensgenerierung im Aufbau eines wasserstoffbasierenden Energiesystems und der Abbildung und Charakterisierung des Systemverhaltens liegt der Innovationsprozess in der Entwicklung eines Optimierungsmodells zur Szenarienanalyse, mit der die Leistungsfähigkeit der Anlage abgeschätzt, dessen Anbindung an das Energienetz simuliert, und das Sektorkopplungspotential evaluiert werden kann. Es kann dafür eingesetzt werden, unter Berücksichtigung von Bedarfs- und Wetterprognosen sowie dem Anlagenverhalten, optimale Fahrpläne und Betriebszustände zu berechnen.

### Resumée

Zurück zum Anfang - wir hatten die Frage gestellt, wie die Transformation zu einem neuen, auf regenerativen Energiequellen basierenden Energiesystem gelingen kann. Für die Beantwortung dieser Frage wurde im Zuge dieses Beitrags zunächst die Ausgangslage – am Beispiel des derzeitigen Österreichischen Energiesystems - dargestellt, sowie auf die grundsätzliche Machbarkeit eines umgewandelten Energiesystems verwiesen, vorgestellt durch die Studie ONE<sup>100</sup>. Der im Anschluss dargelegte UseCase "H2Village" aus der

Salzburger Gemeinde Obertrum zeigt nun einen möglichen Umwandlungspfad über lokal angesiedelte, regional verankerte Energiesysteme.

Transformation - in seinem Wortsinn - bedeutet jedoch mehr: es steht für eine Neu-Anordnung, eine Umwandlung der inneren Struktur. Die Umwandlung unseres derzeitigen Energiesystems bedeutet also nicht nur, bestehende Technologien durch neue zu ersetzen, sondern unsere gesamten Denk- und Handlungsmuster zu erneuern. Es gilt also, zu einem völligen Umdenken, von linearen, verbrauchsorientierten Denkmustern zurück zu naturgegebenem Kreislaufdenken, zu gelangen.

Ein umgewandeltes Energiesystem wird veränderter Handlungsmuster bedürfen, und solche auch hervorbringen. Ziel unserer Anstrengungen muss es also sein, nicht nur die technologischen Herausforderungen zu meistern, sondern zu einer Wiederherstellung der natürlichen Kreisläufe zu gelangen. Kurzum: zu einer Wiedereinbettung unserer gesellschaftlichen Struktur in deren übergeordnete ökologische Systeme.

### Referenzen

- [1] Diekmann B., Rosenthal E. (2014) Schlussbetrachtungen. In: Energie. Springer Spektrum, Wiesbaden.
- [2] Justi, Eduard; Brennecke, Peter; Kleinwächter, Jürgen (1981): Die Funktion der Wasserstoff-Druckgas-Transport- und Speicherleitung in einer Wasserstoff-Wirtschaft. Veröffentlicht in: Abhandlungen der Braunschweigischen Wissenschaftlichen Gesellschaft Band 32, S.153-185.
- [3] Hermann Scheer (2010): 100% JETZT! Der Energethische Imperativ. Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist. Kunstmann Verlag, München.
- [4] Stirling, A. (2014): Emancipating Transformations: from controlling 'the transition' to culturing plural radical progress. In: Scoones, I./Leach, M./Newell, P. (eds.): The politics of Green Transformations. London: Routledge.
- [5] Sommer, B./Welzer, H. (2014): Transformationsdesign. Wege in eine zukunftsfähige Moderne. Transformationen Band 1, oekom Verlag, München.
- [6] Energie in Österreich (2020). Zahlen, Daten, Fakten. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).
- [7] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), 2021.
- [8] P. Biermayr et al. (2021): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2020; im Auftrag des BMK.
- [9] Ökostrom-Förderregime der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG), 2021.
- [10] Austrian Gas Grid Management AG (AAGM): Projekt „ONE<sup>100</sup> – Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100 % dekarbonisiert“, 2021.
- [11] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2020 (EAG 2020)

### **UNTERSUCHUNG ZU DEN MÖGLICHKEITEN DER REGIONALEN WASSERSTOFFERZEUGUNG AUS BIOGAS AM BEISPIEL VON ZWEI BIOGASANLAGEN IN THÜRINGEN**

*Angela Clinkscales<sup>1,2</sup>, Mark F. Jentsch<sup>1</sup>, Frank Scholwin<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Professur Energiesysteme, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar

Schwannseestraße 1a, 99423 Weimar

<sup>2</sup> Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Steubenstraße 15, 99423 Weimar

#### **ABSTRACT**

Biogasanlagen tragen zur planbaren und flexiblen Stromerzeugung bei. Jedoch bleiben erhebliche Energiemengen ungenutzt, wenn die hierbei anfallende thermische Energie nicht oder nicht ausreichend verwendet werden kann. Die Produktion von Wasserstoff aus Biogas über die Dampfreformierung erhöht in diesen Fällen den nutzbaren Energiegehalt und bietet darüber hinaus den Vorteil, dass die derzeit viel diskutierte Wasserstoffproduktion aus der Elektrolyse mit Strom von lokalen Wind- und PV-Anlagen flexibel und steuerbar um einen weiteren Erzeuger ergänzt werden kann.

In diesem Beitrag werden die technischen Möglichkeiten für die Dampfreformierung von Biogas an zwei bestehenden Biogasanlagen in Thüringen untersucht und Konzepte für die lokale Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im öffentlichen Personennahverkehr dargestellt. Darüber hinaus werden das grundsätzliche Potenzial dieses Ansatzes sowie die Möglichkeiten der zukünftigen Einbindung von Biogasanlagen in größere Wasserstoffversorgungsnetzwerke in der Region rund um die Stadt Mühlhausen erörtert. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass eine Wasserstoffherzeugung aus Biogas technisch umsetzbar ist und eine Rolle im Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen kann, unter den derzeitigen Marktbedingungen jedoch ökonomisch nicht wettbewerbsfähig mit der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist.

#### **1. EINLEITUNG**

Gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes möchte Deutschland bis 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität erreichen [1]. Die Erreichung dieses Ziels wird durch eine möglichst weitgehende Elektrifizierung bei einem gleichzeitigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung angestrebt. Wasserstoff gilt hierbei als ein wichtiger Baustein, um den erneuerbaren Strom über die Elektrolyse chemisch zu speichern. Dies gilt insbesondere für ansonsten „überschüssigen“ Strom aus fluktuierenden Erzeugeranlagen, für den es keine direkte Verwendung gibt. Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erfordert jedoch signifikante Veränderungen in den derzeitigen Prozessketten zur Energiebereitstellung und -nutzung, die vor allem die Industrie und den Mobilitätssektor betreffen, sowie große Mengen an Wasserstoff. Es ist davon auszugehen, dass „überschüssiger“ Strom allein nicht ausreichen wird, um den zukünftigen Wasserstoffbedarf zu decken. Vor diesem Hintergrund ist, neben einem Import von Wasserstoff aus dem Ausland und über die Nutzung von Elektrizität für die Elektrolyse hinaus, eine Betrachtung von alternativen inländischen erneuerbaren Erzeugungspfaden wichtig. Eine solche Möglichkeit bietet die Dampfreformierung von Biogas.

In Deutschland gibt es über 9.000 Biogasanlagen, meist in Kombination mit BHKWs. Biogasanlagen, die vor 2014 in Betrieb genommen worden sind, haben im Durchschnitt eine installierte elektrische Leistung von ca. 440 kW<sub>el</sub> [2]. Die installierte elektrische Leistung entspricht numerisch ca. 40 % der im Biogas enthaltenen Gesamtleistung, je nach Wirkungsgrad des BHKWs [3]. Wenn kein geeignetes Wärmekonzept zur Nutzung der Abwärme des BHKWs vorhanden ist, bleibt ein beträchtlicher Teil der Gesamtenergie ungenutzt. Selbst Anlagen, die eine gute Wärmeausnutzung haben, können diese in der Regel nur für die Wintermonate garantieren. Ob als Wasserstoff oder Biomethan, die Aufbereitung des Biogases zu einem kalorisch höherwertigen, gasförmigen Energieträger kann die Ausnutzung der

über den Vergärungsprozess bereitgestellten Energie erhöhen. Obwohl die Herstellung von Biomethan oder auch dessen weitere Aufbereitung zu Wasserstoff aus Biogas technisch grundsätzlich machbar ist, stellen relativ wenige Biogasanlagen ihren Betrieb auf eine Biogasaufbereitung (zu Biomethan) um, da sich die Investition erst bei größeren Anlagen – ab 500 kW<sub>el</sub>, besser ab 1MW<sub>el</sub> – rentiert [4]. Wie eingangs erwähnt, haben jedoch viele Anlagen in Deutschland eine installierte Leistung kleiner als 500 kW<sub>el</sub> [2, 4].

Um das Problem der kleinen Produktionsmengen von Biomethan zu umgehen, gibt es Möglichkeiten für die Bündelung von Biogasanlagen über ein entsprechendes Leitungsnetz. Der Bau einer Rohbiogasleitung kostet ca. 125 € / m, wobei die Investitionskosten derzeit mit bis zu 30% gefördert werden können [5]. Die Anzahl der Anlagen, ihre kumulierten verfügbaren Biogasmengen und ihre räumliche Nähe sind dabei die ausschlaggebenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung. Wenn Konzepte für eine Anlagenbündelung geplant werden, muss ein günstiger Standort für die Aufbereitungsanlage gewählt werden, und zwar so, dass die leitungsgebundene Anlieferung von Biomethan und die Abnahme von Wasserstoff einfach möglich sind. Größere Biogasanlagen können ohne Bündelung wirtschaftlich Biomethan oder ggf. Wasserstoff produzieren. In den meisten Fällen wird jedoch die Erzeugung von Biomethan für die Anlage wirtschaftlicher sein. Wasserstoff kommt dann in Betracht, wenn sich z.B. kein Gaseinspeisepunkt in der Nähe der Anlage befindet und es lokale Wasserstoffabnehmer gibt. Die Kompaktdampfreformer können inklusive einer H<sub>2</sub>-Betankungseinheit geliefert werden, sodass sie für Mobilitätskonzepte eine vergleichsweise einfache Lösung darstellen.

Die vorliegende Arbeit präsentiert den Zwischenstand eines Verbundvorhabens zu den Möglichkeiten der Wasserstoffherstellung aus Biogas in der Region Mühlhausen, Thüringen. Als Grundlage werden die Unterschiede zwischen konventioneller Dampfreformierung von Erdgas und von Biogas kurz beschrieben. Danach wird auf Aspekte eingegangen, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben und dargelegt, welche Potentiale Biogasanlagen in der Wasserstoffwirtschaft bieten. Schließlich werden konkrete Umsetzungsmöglichkeiten anhand von Beispielanlagen in Thüringen erläutert.

## 2. DAMPFREFORMIERUNG VON BIOGAS UND BIOMETHAN

Die Dampfreformierung von Erdgas ist ein wesentliches Standardverfahren für die Wasserstoffproduktion aus fossilen Energieträgern. Das Erdgas, das fast ausschließlich aus Methan besteht, wird hierbei entschwefelt und bei Temperaturen um 850° C zusammen mit Wasserdampf mit Hilfe von Katalysatoren zu Wasserstoff umgewandelt [6, 7]. Prinzipiell ist dieses Verfahren auch auf Biogas anwendbar.

Biogas bezeichnet ein Gasgemisch, das in der Regel durch anaerobe Vergärung von organischen Substraten erzeugt wird. Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die überwiegend Mais und Gülle verwenden, hat mit 52 – 53 Vol.-% einen geringen Methananteil, während Biogas aus Reststoff- und Abfallvergärungsanlagen typischerweise einen Methangehalt zwischen 60 und 74 Vol.-% aufweist [8]. Da der größte Teil der bestehenden Anlagen landwirtschaftliche Anlagen ist, kann im Regelfall von einem Methangehalt von rund 53 Vol.-% ausgegangen werden. Der Rest des Biogases besteht fast ausschließlich aus Kohlendioxid. Es sind jedoch noch einige Spurengase enthalten, die überwacht werden müssen, da sie bereits in geringen Konzentrationen Schäden an Anlagen verursachen können. Die Gaszusammensetzung ist bei der Dampfreformierung von Biogas folglich der erste wesentliche Unterschied zur Erdgasdampfreformierung, wobei aufbereitetes Biogas, d.h. Biogas aus dem der CO<sub>2</sub>-Anteil abgetrennt worden ist, die gleichen chemischen Eigenschaften wie Erdgas besitzt.

CO<sub>2</sub> stellt prinzipiell kein grundlegendes Problem für den Dampfreformierungsprozess dar, verändert aber den aufzuheizenden Massenstrom sowie die benötigte Dampfmenge, um Kohlenstoffablagerungen auf dem Katalysator zu vermeiden [7, 9, 10]. Das wiederum beeinflusst den Wirkungsgrad des Prozesses. Der zweite wesentliche Unterschied zwischen der herkömmlichen Dampfreformierung und einer Dampfreformierung vor Ort an einer Biogasanlage ist der Maßstab, da die übliche Kapazität einer

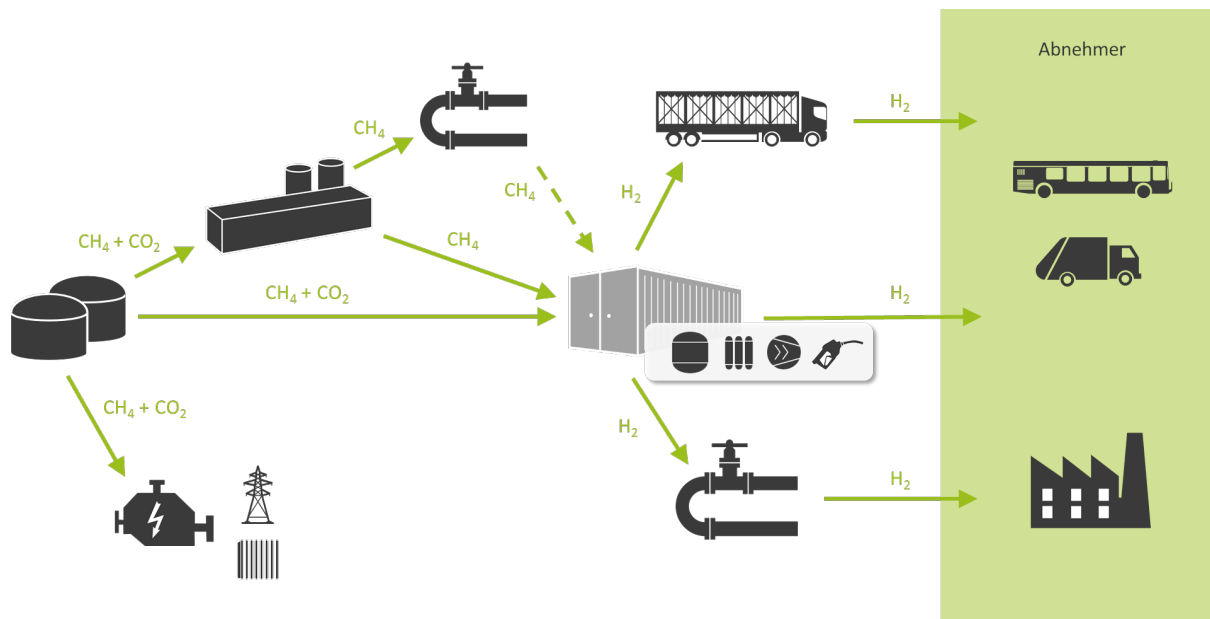
Dampfreformierungsanlage um ein Vielfaches größer ist als die übliche Methanproduktionsleistung einer Biogasanlage. Anlagen, die bei der konventionellen Dampfreformierung als klein bezeichnet werden, haben eine Wasserstofferzeugungskapazität von etwa 85 kg H<sub>2</sub> / h bis 425 kg H<sub>2</sub> / h [7], wobei laut Air Liquide [11] Standard-Reformer sogar eine Kapazität von zwischen etwa 800 und 16.000 kg H<sub>2</sub> / h aufweisen. Eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW<sub>e</sub> könnte hingegen lediglich bis zu ca. 22 kg H<sub>2</sub> / h erzeugen.

Der Wirkungsgrad eines Kompaktdampfreformers liegt darüber hinaus unter dem von großen Anlagen zur Erdgasdampfreformierung. Dies wurde für verschiedene Biogasgemische (Methangehalte) anhand von technischen Daten von Reformierherstellern mit Hilfe der Softwareumgebung „COCO Simulator“ nachgewiesen [12]. Demnach spielt der Methangehalt des Biogases vor allem in dem für landwirtschaftliche Anlagen üblichen Bereich eine große Rolle. Die Reformierung von Biogas mit einem Methangehalt von rund 50 Vol.-% erreicht in der Simulation einen Wirkungsgrad von 55 %. Dagegen liegt der Wirkungsgrad für Biogas mit 65 Vol.-% CH<sub>4</sub> bei fast 65 %. Die Wirkungsgradkurve flacht danach ab, so dass der Kompaktreformer bei 100 Vol.-% CH<sub>4</sub> einen Wirkungsgrad von etwa 70 % erzielt. Das heißt, dass eine Aufbereitung des Biogases, die selbst einen Wirkungsgrad von etwa 95 % hat, den Gesamtwirkungsgrad des Prozesses deutlich erhöhen kann.

### 3. FAKTOREN FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON BIOGASKONZEPTEN FÜR DIE H<sub>2</sub>-HERSTELLUNG

Für ein wirtschaftliches Konzept muss zuerst, unter Beachtung des Bedarfs für thermische Energie am Standort, ermittelt werden, wie viel Biogas eine Biogasanlage zur Wasserstofferzeugung zur Verfügung stellen kann. Der erzielbare „Biogasüberschuss“ ist hierbei in den Sommermonaten in der Regel höher als in den Wintermonaten. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und die Investitionskosten zu senken, ist es möglich, eine Rohbiogasleitung zwischen mehreren Biogasanlagen zu verlegen und gemeinsam einen Dampfreformer zu betreiben. Dieses Konzept wird bereits für Biogasaufbereitungsanlagen verfolgt, wobei das Ziel hier meist die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist [13]. Für Wasserstoff besteht diese Möglichkeit bisher nur sehr eingeschränkt, da es außerhalb der chemischen Industrie kaum eine entsprechende Leitungsinfrastruktur gibt. Das bedeutet, dass die H<sub>2</sub>-Produktions- und Abnahmemengen gut passen müssen und üblicherweise größere Investitionen für die Logistik notwendig sind, wenn der Dampfreformer nicht in unmittelbarer Nähe des Wasserstoffabnehmers aufgestellt werden kann. Zusätzlich dazu sind Kosten für den Betrieb, v.a. für die Verdichtung des Wasserstoffs, den Straßentransport und ggf. die Betankungsinfrastruktur zu berücksichtigen. Die Investitionskosten für die Wasserstoffinfrastruktur können hierbei z.B. über das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) staatlich gefördert werden [14]. Das gilt aber nicht für die Betriebskosten, die eine erhebliche Auswirkung auf den Preis des Wasserstoffs haben.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Produkte und möglichen Erzeugungspfade für dezentralen Wasserstoff von Biogasanlagen. Um die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofferzeugung aus Sicht des Biogasanlagenbetreibers einschätzen zu können, ist ein Vergleich mit anderen Verwertungspfaden wichtig, da die Erträge aus der Wasserstoffproduktion nicht unter denen von BHKW-Strom und Wärme oder einer Biomethanerzeugung liegen sollten. Derzeit ist die Verwendung von Biomethan im Kraftstoffsektor durch Einnahmen aus der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) rentabel für mittelgroße bis große Biogasanlagen, die die Möglichkeit einer Gasnetzeinspeisung haben [15, 16]. Bisher kann Wasserstoff aus biogenen Quellen nicht auf die THG-Quote angerechnet werden, sodass diese Möglichkeit hier nicht besteht. Dies soll sich jedoch ab 1. Juli 2023 laut § 37b BImSchG [17] ändern.



**Abbildung 1: Übersicht über Produkte und Wasserstoffherzeugungspfade von Biogasanlagen**

Die letzten Jahre haben gezeigt, dass sich die Bedingungen, auf denen ein Wirtschaftskonzept für eine Biogasanlage basiert, in relativ kurzen Zeiträumen grundlegend ändern können, was teils in unbeständigen Fördermechanismen und teils in Marktentwicklungen begründet liegt [18, 19]. Um auf tiefgreifende Veränderungen am Markt oder einen erhöhten Bedarf reagieren zu können, ist es daher wichtig, zukünftige Verwertungsoptionen wie die Wasserstoffherstellung in der Planung von Biogaskonzepten zu berücksichtigen, um mit weniger Anpassungen und Investitionen Änderungen realisieren zu können. Dies wird im Folgenden am Beispiel von Biogasanlagen in Thüringen erläutert.

#### 4. FALLBEISPIEL $\text{H}_2$ -HERSTELLUNG AN BIOGASANLAGEN BEI MÜHLHAUSEN, THÜRINGEN

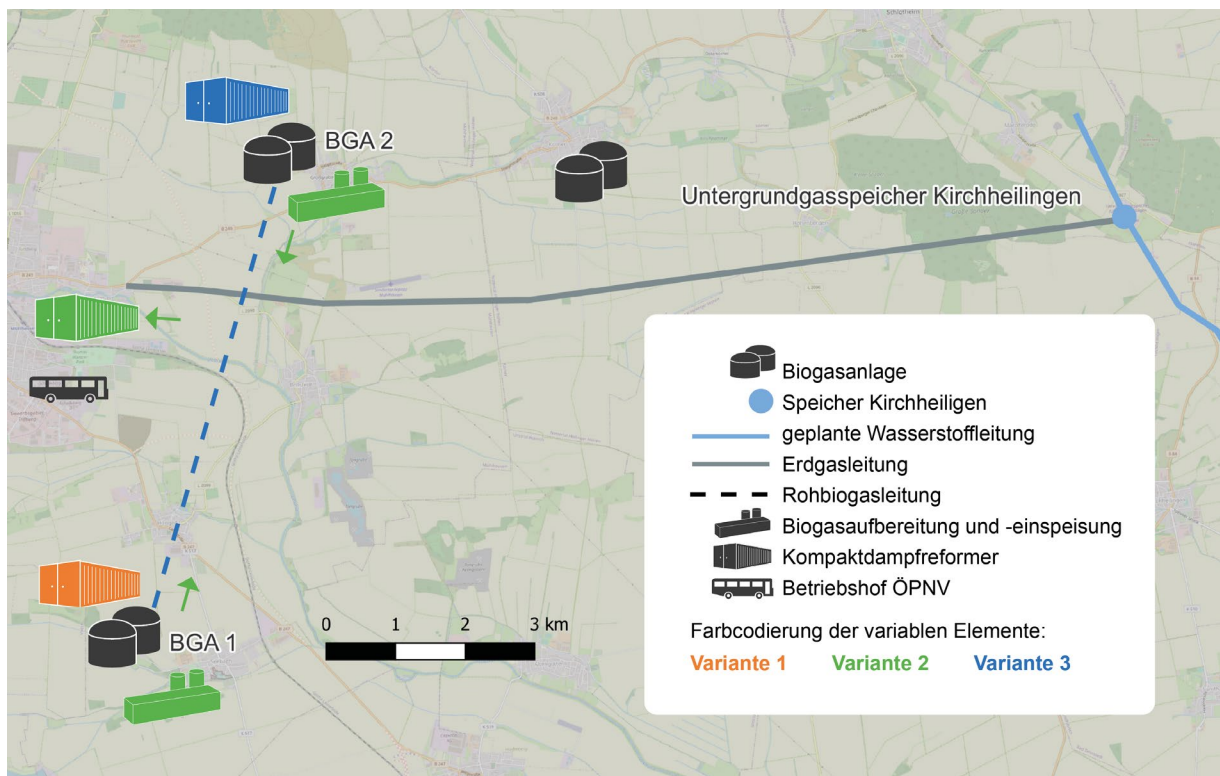
Zwei bei Mühlhausen, Thüringen gelegene Biogasanlagen wurden im Rahmen der hier beschriebenen Studie auf ihre Möglichkeiten für die Realisierung einer Wasserstoffproduktion untersucht. Das Ziel war hierbei eine lokale Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im öffentlichen Personennahverkehr und / oder dem KommunalService (Straßenreinigung, Abfallentsorgung). Hierbei wurde deutlich, dass dies kurzfristig nur schwer wirtschaftlich realisierbar ist, wie die nachfolgende Untersuchung aufzeigt.

Beide untersuchten Biogasanlagen haben eine installierte elektrische Leistung von unter 500 kW (je 380 kW<sub>el</sub>) und erreichen eine durchschnittliche elektrische Leistung von 350 kW<sub>el</sub>. Biogasanlage (BGA) 1 benötigt etwa 24 % der von der BHKW erzeugten Wärme, um den Eigenbedarf der Fermenter sowie von anderen Gebäuden am Standort zu decken. BGA 2 benötigt etwa 30 % der erzeugten Wärme für die Deckung des thermischen Energiebedarfs am Standort. Es wird daher davon ausgegangen, dass, sofern der Kompaktdampfreformer nicht direkt am Standort steht und dessen Prozesswärme genutzt werden kann, nur der Teil des Biogases für die Produktion von Wasserstoff zur Verfügung steht, der nicht für die Bereitstellung von thermischer Energie benötigt wird. Abbildung 2 zeigt einen schematischen Überblick der betrachteten Varianten für die Wasserstoffherzeugung und -nutzung:

- Variante 1: Der Kompaktdampfreformer steht bei BGA 1. Die Betankungseinheit ist mit dem Kompaktdampfreformer integriert, so dass die Fahrzeugbetankung am BGA-Standort stattfindet. Die Abwärme des Kompaktdampfreformers kann zur Deckung des Wärmebedarfs am Standort verwendet werden und das Biogas kann fast vollständig in Wasserstoff umgewandelt werden. Ein größerer Wasserstoffspeicher ist nicht vorhanden. BGA 2 ist nicht beteiligt.



- Variante 2: BGA 1 und 2 bereiten Biogas zu Biomethan auf. Beide Biogasanlagen haben Einspeisepunkte direkt neben der Anlage<sup>1</sup> und können das erzeugte Biomethan einspeisen, sodass es am Standort des Busunternehmens bilanziell als Grüngas bezogen werden kann. Der Kompaktreformer samt Tankeinheit steht am Betriebshof des Busunternehmens. Das Erdgasnetz dient als Speicher.
- Variante 3: Beide Biogasanlagen werden mittels einer Rohbiogasleitung verbunden. Der Kompaktdampfreformer steht bei BGA 2, an der der größere Wärmebedarf besteht, der mit der Abwärme des Kompaktdampfreformers gedeckt werden kann. Die Betankungseinheit ist mit dem Kompaktdampfreformer integriert, so dass die Fahrzeugbetankung am BGA-Standort stattfindet.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung der untersuchten Varianten für eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur. Eigene Grafik mit Verwendung von QGIS und Kartendaten © OpenStreetMap contributors sowie Angaben zum Gasverteilernetz der Ferngas Netzgesellschaft mbH**

Bei den aktuellen Energiepreisen ist es für Biogasanlagenbetreiber sinnvoll, ihren Eigenenergiebedarf nach Möglichkeit komplett aus der eigenen Erzeugung zu decken. In den Wintermonaten steigt der Wärmebedarf. Dies bedeutet, dass entweder mehr Biogas für das BHKW benötigt wird und weniger für die Biomethan- und / oder Wasserstoffproduktion zur Verfügung steht oder aber, dass der Kompaktdampfreformer direkt an der Biogasanlage angeordnet werden muss, sodass dessen Prozesswärme zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet werden kann. Dies ist allerdings ungünstig für die Betankung von Bussen, da Busunternehmen in der Regel keine Umwege zur Betankung ihrer Fahrzeuge in Kauf nehmen möchten.

Tabelle 1 zeigt in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration die theoretische H<sub>2</sub>-Produktionskapazität an den beiden untersuchten BGA sowie einen Kostenvergleich der oben eingeführten drei Varianten für die Wasserstoffproduktion aus Biogas. Da Variante 1 über keinen Langzeitspeicher verfügt, müssten

<sup>1</sup> Der exakte Verlauf des Gasverteilernetzes ist nicht bekannt und wird daher nicht vollständig abgebildet.

Produktion und Bedarf genau aufeinander abgestimmt sein, um die errechneten Kosten zu erreichen. Da dies den Optimalfall bzw. -preis darstellt, sollte daher davon ausgegangen werden, dass die tatsächlichen Kosten höher liegen. Die produzierte Wasserstoffmenge würde hierbei für den Betrieb von ca. 8 H<sub>2</sub>-Stadtbussen ausreichen. Allerdings ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anzahl an H<sub>2</sub>-Bussen in den kommenden Jahren in Mühlhausen beschafft wird, eher gering. Zudem läge der H<sub>2</sub>-Zielpreis im Vergleich zu einem Dieselbus bei einem durchschnittlichen Diesel- bzw. Wasserstoffverbrauch von 0,28 l / km bzw. 0,1 kg / H<sub>2</sub> km und einem Dieselpreis von 2,10 € / l bei 5,88 € / kg. Dieser Preis zur Dieselparität liegt somit unter den in Tabelle 1 genannten Gestehungspreisen.

Bei Variante 2 würde an beiden BGA das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz einspeist werden. Das Biomethan könnte bilanziell nach Bedarf am Standort des Busunternehmens bezogen und vor Ort zu Wasserstoff umgewandelt werden. Durch diese Aufbereitung des Biogases zu Biomethan verbessert sich zudem, wie bereits in Abschnitt 2 dargestellt wurde, der Wirkungsgrad des Kompaktdampfreformers. Nachteilig ist dabei allerdings, dass die Biogasanlagen die Prozessabwärme des Kompaktdampfreformers nicht nutzen könnten, wodurch lokal mehr Biogas für das BHKW benötigt würde. Andererseits könnte die Möglichkeit bestehen, in Mühlhausen Gebäude in der Nähe des Kompaktdampfreformers mit Wärme zu versorgen. Obwohl die spezifischen Kosten für die Wasserstoffproduktion von Variante 2 höher liegen als bei Variante 1, entfallen Fahrzeiten zur Betankung, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit beim Busbetreiber auswirken würde. Zudem kann das Biomethan, wenn der Wasserstoffbedarf nicht der möglichen Produktionskapazität entspricht, ohne Umwandlung gut vermarktet werden. Somit ist das wirtschaftliche Risiko als geringer als bei Variante 1 zu bewerten, wenngleich der erzielbare Preis deutlich über dem oben genannten Preis für die Dieselparität liegt.

Eine Bündelung von kleineren Biogasanlagen mittels Rohbiogasleitungen kann die Investitionskosten für eine Biogasaufbereitung und / oder einen Kompaktdampfreformer senken, wenn die Anlagen nah bei einander liegen. Tabelle 1 zeigt dementsprechend für Variante 3 eine Tendenz zur Reduktion der spezifischen Investitionskosten durch die Nutzung einer Rohbiogasleitung im Zusammenspiel mit einem Kompaktdampfreformer ohne Biogasaufbereitung. Jedoch fällt diese Kostenreduktion aufgrund der geringen Größe der beiden untersuchten BGA und der Länge der Rohbiogasleitung von 7 km Luftlinie nicht besonders erheblich aus, da für die Investitionskosten für die Rohbiogasleitung zusätzlich rund 0,50 € / kg H<sub>2</sub> oder 0,015 € / kWh anfallen würden. Dennoch wäre eine weitergehende Untersuchung eines größeren Biogasanlagenclusters empfehlenswert, um ggf. weitere Synergiepotentiale zu nutzen.

Weiterhin ist anzumerken, dass bei sämtlichen betrachteten Varianten der Wasserstoffbereitstellung ein H<sub>2</sub>-Verdichter erforderlich ist, der einen Stromverbrauch von etwa 5 kWh / kg H<sub>2</sub> verursacht. Zwar gibt es bei Varianten mit einer Aufstellung des Kompaktdampfreformers an der BGA die Möglichkeit, selbst im BHKW erzeugten Strom zu nutzen, was wesentlich kostengünstiger als die aktuellen Bereitstellungskosten durch das Stromnetz sein dürfte, aber es bleibt dennoch ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor, der nicht durch größeren Produktionsmengen reduziert werden kann.

Wie Tabelle 1 zeigt, würden die Investitionskosten für die reine Dampfreformierung von Rohbiogas, die auf die Wasserstoffkosten umgelegt werden müssten, bei 0,056 € / kWh H<sub>2</sub> liegen. Im Vergleich dazu würden die Investitionskosten für eine kleine Aufbereitungsanlage für Biomethan bei lediglich ca. 0,032 € / kWh Biomethan liegen. Bei großen Biogasanlagen oder einer Bündelung von mehreren Anlagen könnten diese Kosten darüber hinaus noch wesentlich weiter reduziert werden, so dass die Wasserstoffherzeugung aus Biogas im Vergleich zur Biomethanherstellung derzeit wenig attraktiv ist, zumal ein Nutzungspfad des Wasserstoffs mit Bussen im ÖNPV Mehrkosten gegenüber Bestandssystemen auf Dieselsbasis verursacht. Ein möglicher Weg, diese Lücke zu überbrücken könnten Investitionsförderungen sein, zumal das Gesetz über die Beschaffung sauberer

Straßenfahrzeuge [20] die Transformation des Fuhrparks von Busunternehmen hin zu sauberen Antrieben forciert, sodass in den nächsten Jahren eine verstärkte Nachfrage nach Wasserstoffbussen zu erwarten ist.

**Tab. 1: Kostenvergleich Wasserstoffproduktionsvarianten unter Annahme einer Gesamtbetriebszeit von 10 Jahren (Basis für Kostenannahmen [5, 12, 21, 22]):**

| Position  | Variante 1<br>(BGA 1) | Variante 2<br>(BGA 1) | Variante 2<br>(BGA 2) | Variante 3<br>(BGA 1) | Variante 3<br>(BGA 2) |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Theoretische Wasserstoff-<br>produktionskapazität [kg H <sub>2</sub> / h]   | 16,0                  | 14,6                  | 13,5                  | 12,2                  | 16,0                  |
| Gestehungskosten Biogas [€ / kWh H <sub>2</sub> ]                           | 0,100                 | 0,100                 | 0,100                 | 0,100                 | 0,100                 |
| Investitionskosten Reformer [€ / kWh H <sub>2</sub> ]                       | 0,077                 | 0,057                 | 0,057                 | 0,056                 | 0,056                 |
| Investitionskosten Biogasaufbereitungs-<br>anlage [€ / kWh H <sub>2</sub> ] | -                     | 0,047                 | 0,047                 | -                     | -                     |
| Investitions- und Betriebskosten<br>Biogasleitung [€ / kWh H <sub>2</sub> ] | -                     | -                     | -                     | 0,015                 | 0,015                 |
| Betriebskosten Verdichter [€ / kWh H <sub>2</sub> ] <sup>1</sup>            | 0,033                 | 0,033                 | 0,033                 | 0,033                 | 0,033                 |
| Betriebs- und Wartungskosten Reformer<br>[€ / kWh H <sub>2</sub> ]          | 0,006                 | 0,005                 | 0,005                 | 0,005                 | 0,005                 |
| Wartungskosten Biogasaufbereitungs-<br>anlage [€ / kWh H <sub>2</sub> ]     | -                     | 0,002                 | 0,002                 | -                     | -                     |
| Zusätzliche Personalkosten [€ / kWh]  | 0,002                 | 0,002                 | 0,002                 | 0,002                 | 0,002                 |
| <b>Gesamt netto [€ / kWh H<sub>2</sub>]</b>                                 | <b>0,218</b>          | <b>0,246</b>          | <b>0,246</b>          | <b>0,211</b>          | <b>0,211</b>          |
| <b>Gesamt netto [€ / kg H<sub>2</sub>]</b>                                  | <b>7,266</b>          | <b>8,199</b>          | <b>8,199</b>          | <b>7,033</b>          | <b>7,033</b>          |

Während ein Konzept für die Wasserstoffproduktion mit den zwei untersuchten BGA nur schwer wirtschaftlich realisierbar ist, insbesondere ohne großen H<sub>2</sub>-Speicher bzw. sichere Abnahmemengen, könnte die Wirtschaftlichkeit sich deutlich verbessern, wenn eine Wasserstoffleitung regional vorhanden wäre. Dies könnte Realität werden, da die Region Mühlhausen in unmittelbarer Umgebung des Zielgebiets des thüringischen Wasserstoffinfrastrukturprojektes TH<sub>2</sub>ECO liegt. Die Entfernung der beiden untersuchten BGA zur in diesem Vorhaben geplanten Wasserstoffleitung kann in Abbildung 2 gesehen werden. Für den nicht unwahrscheinlichen Fall, dass sich einige Biogasanlagenbetreiber für die Biogasaufbereitung zu Biomethan als zukünftigem Wirtschaftsmodell entscheiden werden, sollten entsprechende Konzepte für BGA in der Nähe von Mühlhausen bereits so ausgestaltet werden, dass diese Anlagen im Falle einer Erweiterung des H<sub>2</sub>-Netzes, z.B. durch eine Umwidmung der bestehenden Erdgasleitung zwischen Kirchheiligen und Mühlhausen, leicht auf die Wasserstoffproduktion umstellt werden können. Die bereits erwähnte Bündelung von BGA zu einem Verbundsystem bietet darüber hinaus auch die Möglichkeit, eine Biogasaufbereitungsanlage an einer Stelle zu errichten, die für eine zukünftige Wasserstoffinvestitionen günstig sein könnte, z.B. in der Nähe von Leitungen, die eine Rolle in regionalen Wasserstoffnetzen haben könnten oder an einem günstigen Ort für eine spätere H<sub>2</sub>-Tankstelle. Ebenso können sich frühzeitige Überlegungen zur Prozesswärmenutzung eines Reformers

<sup>1</sup> Strom für den Verdichter kann evtl. günstiger aus dem Eigenstrom des Biogas-BHKWs erzeugt werden, wenn ein BHKW für den Eigenwärmebedarf benötigt wird.

als sinnvoll erweisen, um den Gesamtwirkungsgrad des H<sub>2</sub>-Infrastruktursystems zu erhöhen.

### 5. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Die hier vorgenommene Untersuchung von zwei ausgewählten Biogasanlagen bei Mühlhausen in Thüringen zeigt, dass eine Wasserstoffproduktion aus Biogas über die Dampfreformierung momentan mit kleineren Biogasanlagen kaum wirtschaftlich realisierbar ist. Die potentiellen lokalen Abnehmer, die insbesondere im ÖPNV zu finden sind, sind noch zurückhaltend mit Investitionen in z.B. Wasserstoffbusse und im Gegensatz zur Einspeisung von Biomethan kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass bei einer entsprechenden Umsetzung eines Kompaktdampfreformers an einer Biogasanlage die gesamte H<sub>2</sub>-Produktionsmenge sofort abgenommen werden könnte. Es wurde allerdings auch gezeigt, dass eine Bündelung von Biogasanlagen in einem Infrastrukturverbund die verfügbare Biogasmenge steigern und die spezifischen Investitionskosten für die Wasserstoffbereitstellung senken kann. Weiterhin blockiert eine Umstellung des derzeit üblichen Systems der Vor-Ort-Verstromung über BHKW auf eine Biogasaufbereitung zu Biomethan nicht die zukünftigen Möglichkeiten einer dezentralen Wasserstoffproduktion aus Biogas.

Der Ausblick einer Anbindung an bereits geplante, regionale Wasserstoffleitungen sowie -speicher verbessert die Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion aus Biogas deutlich. Gleichzeitig bieten Biogasanlagen in einem regionalen Wasserstoffnetz die Möglichkeit, vergleichsweise schnell auf einen gestiegenen regionalen Wasserstoffbedarf zu reagieren, da sie, wie Abbildung 1 zeigt, eine erhebliche Flexibilität in ihren Produktpfaden erlauben (Biogas, Strom + Wärme, Wasserstoff). Für die Region Mühlhausen könnten zukünftig Cluster von Biogasanlagen, die in der Nähe der geplanten TH<sub>2</sub>ECO-Pipeline liegen, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit grünem Wasserstoff leisten, da sie die im Rahmen von TH<sub>2</sub>ECO geplanten Elektrolyseanlagen an Windparks sinnvoll um eine weitere H<sub>2</sub>-Erzeugerkomponente ergänzen würden.

### 6. DANKSAGUNG

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Verbundvorhaben Grünland-H<sub>2</sub> wird durch das Thüringer Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft (TMIL) im Rahmen der Fördermaßnahmen des Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes (ELER) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die geförderten Forschungspartner im Verbundvorhaben Grünland-H<sub>2</sub> sind: Agrargenossenschaft Großengottern e.G., Bauhaus-Universität Weimar, Institut für Biogas Kreislaufwirtschaft und Energie, Landwirtschaft Körner GmbH & Co. Betriebs KG.

### 7. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG, 2021.
- [2] FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., "Broschüre Biogas," Gülzow, 2013. Accessed: 16.10.22. [Online]. Available: <https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/brosch-biogas-2013-web.pdf>
- [3] FNR - Biogas: Faustzahlen. [Online]. Available: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (accessed: Oct. 23 2022).
- [4] J. Daniel-Gromke et al., "Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht," UBA Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2020. Accessed: Oct. 16 2022. [Online]. Available: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf)
- [5] D. Schröer and U. Latacz-Lohmann, "Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels," Berichte über Landwirtschaft - Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft.
- [6] J. F. Contadini, C. Diniz, D. Sperling, and R. Moore, "Hydrogen production plants: emissions and thermal efficiency analysis," Institute of Transportation Studies, University of California, 2000. [Online]. Available: [https://itspubs.ucdavis.edu/publication\\_detail.php?id=422](https://itspubs.ucdavis.edu/publication_detail.php?id=422)
- [7] P. Häussinger, R. Lohmüller, and A. M. Watson, "Hydrogen, 2. Production," in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [8] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Ed., "Abschlussbericht Monitoring Biogas II," 2014.
- [9] S. Gellert, "Thermochemische Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse unter besonderer Berücksichtigung der Rohgasreformierung," Technischen Universität Hamburg-Harburg, Hamburg, 2013.
- [10] J. Nitzsche, "Ein Beitrag zur Modellierung von Dampfreformern für erdgasbetriebene Brennstoffzellenheizgeräte," Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik, Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2010.
- [11] Air Liquide, Methan-Dampfreformierung Wasserstofferzeugung. [Online]. Available: <https://www.engineering-airliquide.com/de/methan-dampfreformierung-wasserstofferzeugung> (accessed: Feb. 15 2022).
- [12] A. Clinkscales, "Potentialuntersuchung zu den Möglichkeiten der Rohgasdampfreformierung von Biogas zu Wasserstoff," Masterarbeit, Bauhaus-Universität Weimar, Weimar, 2022.
- [13] M.-L. Schaller, "7 Biogasanlagen versorgen eine Gaseinspeiseanlage," Biogas Journal, vol. 2020, no. 5, pp. 62–65, 2020.
- [14] PtJ: Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). [Online]. Available: <https://www.ptj.de/nip> (accessed: Oct. 23 2022).
- [15] H. Neumann, "Berechnung der THG-Einsparung," top agrar online, 25 Jan., 2021. <https://www.topagrar.com/energie/news/berechnung-der-thg-einsparung-12460893.html> (accessed: Oct. 23 2022).
- [16] F. Scholwin et al., "Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle," TEXTE, vol. 2019, no. 41, 2019. [Online]. Available: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15\\_texte\\_41-2019\\_biogasproduktion.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf)
- [17] Bundes-Immissionsschutzgesetz: BImSchG, 2022.
- [18] agrarheute, Unsicherheit bei Energiewirten: So geht es deutschen Biogasanlagen. [Online]. Available: <https://www.agrarheute.com/energie/unsicherheit-energiewirten-so-geht-deutschen-biogasanlagen-586276> (accessed: Oct. 23 2022).
- [19] M. Dotzauer et al., "Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035," Jul. 2022. Accessed: Oct. 16 2022. [Online]. Available: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie\\_Biogas\\_2022.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf)
- [20] Saubere- Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz: SaubFahrzeugBeschG, 2021. Accessed: Oct. 23 2022.
- [21] S. Wagner and N. Meyer, E-mail, Feb. 2022.
- [22] M. Beil, J. Daniel-Gromke, R. Erler, G. Müller-Syring, and M. Edel, "Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Effiziente Mikro- Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)," 2019.

# „Vermarktungsmöglichkeiten von EEG- Stromerzeugungsanlagen am Beispiel der STEAG New Energies GmbH“

*Andreas Dengel<sup>1</sup>, Torben Bastuck<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken, andreas.dengel@steag.com

<sup>2</sup>STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken, torben.bastuck@steag.com

## ZUSAMMENFASSUNG

Die Energieversorgung der industrialisierten Welt hat sich im Laufe der letzten Jahrhunderte mehrfach grundlegend verändert und stets weiterentwickelt. Gegenwärtig befindet sich Deutschland mitten im nächsten bedeutenden Strukturwandel bzw. im nächsten Transformationsprozess. Drei Megatrends treiben die Neugestaltung der Energielandschaft derzeit voran: die Dekarbonisierung, die Dezentralisierung und die Digitalisierung.

Am 01.01.2021 trat eine neue Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft, aus der neue Anforderungen und Fristen in Bezug auf Planung, Förderung und Ausschreibungen für Anlagenbetreiber hervorgingen. Gleichzeitig endete im Jahr 2021 für die ersten EEG-Anlagen die staatliche Förderung. Da nach Ablauf des Förderzeitraums von 20 Jahren die meisten Anlagen noch funktionsfähig sind, stellt sich oft für den Anlagenbetreiber die Frage, ob und in welcher Form ein Weiterbetrieb möglich ist. Für die Energiewirtschaft bietet sich somit ein neuer Markt, um Anlagen außerhalb der staatlichen Förderung nach EEG weiter zu vermarkten, zu betreiben und gegebenenfalls sogar neue Produkte zu entwickeln.

Die vorliegende Arbeit zeigt Möglichkeiten für die Vermarktung von Strom aus dezentralen Energieanlagen (EEG- sowie Post-EEG Anlagen) auf, um aus Sicht der Anlagenbetreiber den immer komplexer und vielfältiger werdenden Marktbedingungen gerecht zu werden. Hierbei wird sich auf die Anlagen der STEAG New Energies GmbH konzentriert, um damit ganz konkret aufzuzeigen, wie komplex eine möglichst optimale Vermarktung solcher Anlagen ist und welche Faktoren bei der Wahl der entsprechenden Vermarktungsform eine Rolle spielen.

## 1. EINLEITUNG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) kann trotz vielfältiger Novellen letztendlich als ein sehr erfolgreiches Instrument gesehen werden, welches in Deutschland die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und Energiebereitstellung (Wärme und Biogas) entscheidend vorangetrieben hat. Mittlerweile haben eine Reihe von Anlagen das Ende der Förderphase von 20 Jahren erreicht; obwohl ihre technische Lebensdauer noch bei weitem nicht erschöpft ist. Dementsprechend stellt sich für viele Anlagenbetreiber die Frage, in welcher Form eine weitere Sicherung des Betriebs möglich ist.

Dass ein Weiterbetrieb solcher Anlagen wichtig und sinnvoll ist, dürfte spätestens nach dem geplanten Kohle- und Atomausstieg in Deutschland klar sein. Nach Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sind bis zum Jahr 2032 mehr als eine Million EEG-Erzeugungsanlagen von einem Auslaufen der Förderung betroffen. Würden die aus der EEG-Förderung fallenden Anlagen einfach abgestellt werden, wären allein im Jahr 2025 mehr als 900 GWh regenerativ produzierter Energie aus dem deutschen Strommix betroffen. Unter der Berücksichtigung, dass in Deutschland bereits heute die Ausbauziele von Erneuerbaren Energien in einzelnen Bereichen nicht mehr erreicht werden, entstünde durch die Abschaltung noch funktionierender Post-EEG Anlagen eine weitere Lücke in den deutschen Klimazielen.

An dieser Stelle sollen beispielhaft Möglichkeiten für die Vermarktung von Strom aus dezentralen Energieanlagen aufgezeigt werden; ausschließlich auf EEG- sowie Post-EEG Anlagen bezogen.

### 2. VERMARKTUNG VON EEG-ANLAGEN

Anlagen, die der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dienen, können gemäß EEG den folgenden drei Vermarktungsformen zugeordnet werden: Feste Einspeisevergütung nach EEG, geförderte Direktvermarktung und sonstige Direktvermarktung.

Dem EEG zugehörig sind Anlagen, deren Stromerzeugung auf den folgenden Energieträgern basiert:

- Windenergie (onshore)
- Windenergie (offshore)
- Solare Strahlungsenergie
- Biomasse
- Wasserkraft
- Geothermie
- Deponie-, Klär-, und Grubengas

#### a. FESTE EINSPEISEVERGÜTUNG NACH EEG

Bis zum Jahr 2016 wurden dem Anlagenbetreiber feste Vergütungssätze, die nach Technologie, Standort der Anlage und Inbetriebnahmedatum variierten, durch das Gesetz zugesichert und für 20 Jahre festgeschrieben. Mittlerweile werden die Vergütungssätze für neue EEG-Anlagen über Ausschreibungen, welche auf der Seite der Bundesnetzagentur durchgeführt werden, ermittelt. Neben der festen Einspeisevergütung nach dem EEG spielt die Direktvermarktung eine entscheidende Rolle für EEG-Anlagen.

#### b. DIREKTVERMARKTUNG VON STROM AUS EE-ANLAGEN

Da es im EEG bisher an Anreizen zur bedarfsgerechten und flexiblen Erzeugung fehlte, wurde mit dem EEG 2012 eine entscheidende Neuerung eingeführt, die auch für heutige Anlagen relevant ist. Die in 2012 in Kraft getretene EEG-Novelle bietet Anlagenbetreibern die Möglichkeit, ihren Strom nicht mehr unter Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung an die jeweiligen Netzbetreiber liefern zu müssen. Stattdessen kann der Strom direkt an einen interessierten Abnehmer verkauft werden, was als „Direktvermarktung“ bezeichnet wird. Es gibt verschiedene Formen der Direktvermarktung.

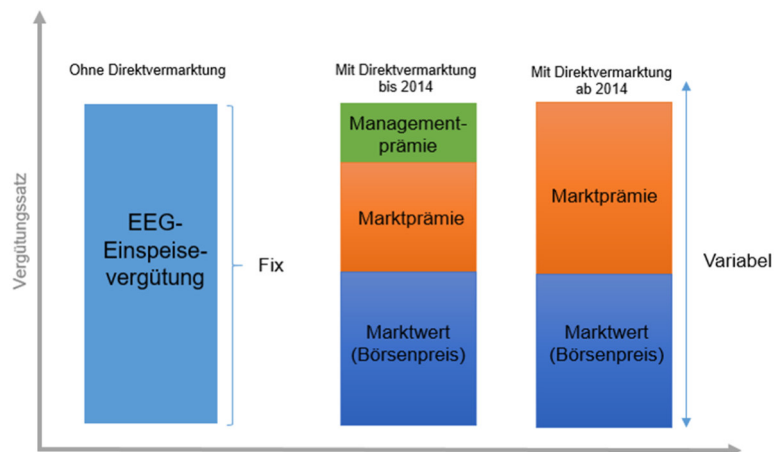
##### i. DIREKTVERMARKTUNG IM MARKTPRÄMIENMODELL

Der in EEG-Anlagen produzierte Strom wird in diesem Modell an der Strombörse vom Direktvermarkter verkauft. Der Anlagenbetreiber erhält den regulären Börsenpreis, der in der Regel jedoch unter der EEG-Einspeisevergütung liegt. Um die Direktvermarktung von EEG-Anlagen zu fördern, wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Verkaufserlösen die sogenannte „Marktprämie“ gezahlt (Abbildung 1). Die Marktprämie berechnet sich wie folgt:

$$\text{Marktprämie} = \text{anzulegender Wert} - \text{Referenzmarktwert}$$

Der „Referenzmarktwert“ oder auch Monatsmarktwert genannt, ist ein energieträgerspezifischer Wert, welcher sich aus den durchschnittlichen Stundenpreisen des Spotmarkts ableitet. Diese Stundenpreise werden mit einem energieträgerspezifischen Faktor multipliziert. Veröffentlicht werden diese Werte auf der Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)

Der „anzulegenderen Wert“ ergibt sich aus der festen EEG-Vergütung des jeweiligen Energieträgers. Falls der Strom oberhalb des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises verkauft wird, lassen sich Mehrerlöse aus der Direktvermarktung generieren. Die Höhe der Markterlöse hängt dabei von der Vermarktungsstrategie ab.



**Abbildung 1: Vergütungssätze der freiwilligen Direktvermarktung nach EEG**

**ii. SONSTIGE DIREKTVERMARKTUNG**

Neben der geförderten Direktvermarktung (s.o.) können Anlagenbetreiber ihren Grünstrom auch direkt zum Marktpreis ohne weitere Förderung über einen Direktvermarkter an der Börse verkaufen. Dies wird als „Sonstige Direktvermarktung“ bezeichnet. Da jedoch in der Regel die finanziellen Unterschiede zur entgangenen EEG-Vergütung ohne die fehlende Förderung zu groß sind, spielte diese Vermarktungsform bis zum Jahr 2021 in Deutschland kaum eine Rolle. Dennoch gibt es Anreize für Anlagenbetreiber ihre Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung zu betreiben. In dieser Vermarktungsform ist nämlich die Ausstellung von „Herkunftsnachweisen“ möglich, was zur Erzielung weiterer Einnahmen führen kann. Im Jahr 2021 gab es einen enormen Leistungszuwachs. Das hat weniger damit zu tun, dass diese Form der Direktvermarktung für EEG-Anlagen doch sinnvoll ist, sondern vielmehr damit, dass die ersten Anlagen in Deutschland aus der EEG-Förderung ausgelaufen sind. Diese Post-EEG-Anlagen dürfen nicht mehr weiter im Marktprämienmodell betrieben werden und werden daher oftmals in die sonstige Direktvermarktung überführt.

**c. POWER PURCHASE AGREEMENT**

Ein Power Purchase Agreement (PPA; deutsch: „Stromkaufvereinbarung“) ist ein oft langfristiger Stromliefervertrag zwischen einem Abnehmer bzw. Verbraucher und einem Erzeuger bzw. Händler erneuerbarer Energien. In diesem Vertrag werden alle Konditionen geregelt, wie etwa die Laufzeit der Vereinbarung, die Preisbildung, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen, der Umfang der zu liefernden Strommenge oder die Pönale bei Nichteinhaltung des Vertrags. Ein PPA kann viele Formen annehmen, da es sich um einen bilateralen Vertrag handelt und die Vereinbarung auf die Vertragspartner individuell abgestimmt wird. Die Stromlieferungen können physisch oder bilanziell erfolgen. PPAs finden insbesondere bei großen Stromverbrauchern sowie bei geplanten großen Investitionen in den Aufbau oder Weiterbetrieb von Anlagen der Erneuerbaren Energien Anwendung, da durch die individuelle Vertragsgestaltung Marktpreisrisiken reduziert werden können.

**3. VERMARKTUNG VON POST-EEG ANLAGEN**

Für die Energiewirtschaft bieten sich mit dem Post-EEG Zeitalter neue Möglichkeiten um Anlagen auch ohne die staatliche EEG-Förderung weiter betreiben zu können. Eine neu geschaffene Möglichkeit ist das sogenannte Netzbetreibermodell, welches im Folgenden näher erläutert wird.



**a. NETZBETREIBERMODELL (AUFFANGVERGÜTUNG)**

Mit der Novellierung des EEG 2021 wurde das Netzbetreibermodell eingeführt. Dieses Modell wurde für kleine Anlagen mit einer Leistung von kleiner 100 kW sowie für Windanlagen (onshore), unabhängig ihrer installierten Leistung, geschaffen und soll eine Auffangvergütung sicherstellen. Die Anlagenbetreiber kleiner Anlagen erhalten diese Art der Vergütung übergangsweise bis zum 31.12.2027 und haben demnach die Möglichkeit, ihren Strom über den jeweiligen Netzbetreiber für eine feste Einspeisevergütung vermarkten zu lassen. Für die Anlagenbetreiber der Windenergieanlagen gilt diese Übergangsregelung bis Ende 2021. Die Einspeisevergütung ergibt sich aus dem Jahresmarktwert des jeweiligen Energieträgers, der sich wiederum aus der direkt vermarkteten Strommenge aus Wasserkraft, Geothermie, Biomasse und Deponie-, Klär- sowie Grubengas am Spotmarkt ergibt.

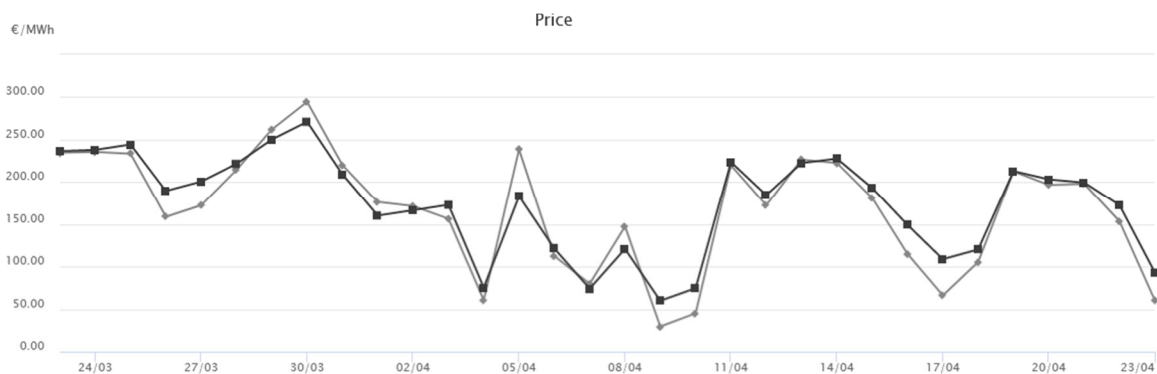
**b. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR BIOMASSEANLAGEN**

Biomasseanlagen, aber auch auf Basis regenerativ geltender Gase betriebene Energiewandler spielen in der Energiewende eine wichtige Rolle, da sie planbar eingesetzt werden können. Anders als Wind und Sonne ist Energie aus Biomasse besser planbar und kann auch zu Zeiten eingesetzt werden in denen kein Wind weht beziehungsweise keine Sonne scheint. Daher hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2017 eine besondere Möglichkeit geschaffen, mit der bestehende Biomasseanlagen nach der EEG-Förderung für weitere 10 Jahre einen festen Vergütungssatz nach EEG erhalten können.

Bestandsanlagen die vor dem 01. Januar 2017 in Betrieb genommen und seither ausschließlich mit Biomasse betrieben worden sind, können im Rahmen einer Ausschreibung eine Anschlussförderung von weiteren 10 Jahren erhalten. Bestehende Anlagen können sich allerdings nur an einer Ausschreibung beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch nach EEG für nur noch höchstens acht Jahre besteht.

**c. SONSTIGE DIREKTVERMARKTUNG**

Neben dem Netzbetreibermodell, bei dem die Strommenge durch den Netzbetreiber vermarktet wird, gibt es die Option die Anlage in die sonstige Direktvermarktung zu überführen. Diese Form der Vermarktung wurde bereits eingehend beschrieben und erlebt aufgrund der Post-EEG Thematik derzeit einen großen Zuwachs. Der Leistungszuwachs in dieser Vermarktungsform wird durch die derzeit herrschenden hohen Strompreise weiter vorangetrieben (Abbildung 2).



**Abbildung 2: Spotmarktpreise EPEX Spot vom 23.03.2022 bis zum 23.04.2022**

Diese Day-Ahead Preise liegen im Mittelwert fast über allen gesetzlichen EEG-Vergütungen und ermöglichen daher auch einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb vieler Post-EEG Anlagen. Solange sich die Strompreise weiterhin auf einem solchen Niveau bewegen, wird die sonstige Direktvermarktung auch zukünftig für Post-EEG Anlagen attraktiv sein.

### **d. DIREKTLIEFERUNG / PPA**

Eine Direktlieferung bzw. ein Power Purchase Agreement ist nicht nur für EEG-Anlagen möglich, sondern auch für Post-EEG Anlagen. Der Mechanismus ist dabei exakt der gleiche, da es sich bei einem PPA um eine individuelle Vereinbarung handelt. Bis zum Jahr 2030 werden ca. 51,6 GW installierter Leistung aus der EEG-Vergütung fallen. Davon werden alleine ca. 27 GW an Windkraftanlagen (onshore) und ca. 18 GW an PV-Anlagen wegfallen. Daraus ergibt sich ein enormes Potential für den Zuwachs von PPAs im Bereich der Post-EEG Anlagen.

### **e. REPOWERING**

Neben den in den vorherigen Abschnitten genannten Varianten, die den Weiterbetrieb einer Anlage bedeuten, besteht für den Anlagenbetreiber die Möglichkeit des Repowerings seiner Anlage. Sinngemäß kann der Begriff Repowering mit dem Wort „Kraftwerkserneuerung“ übersetzt werden. Im Zuge des Repowerings wird die ausgeforderte Anlage komplett oder nur Teile davon erneuert. Bei einer vollständigen Erneuerung der Stromerzeugungseinheit erhält der Anlagenbetreiber erneut eine EEG-Förderung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Für die Höhe der EEG-Förderung ist der Zeitpunkt der Fertigstellung des Repowerings und die anschließende Anmeldung beim zuständigen Netzbetreiber maßgeblich, da aus Sicht des EEG das vollständige Repowering einer Anlage als Neuanlage gewertet wird.

Bei einer Wiederverwertung einzelner Komponenten und nur einem teilweisen Repowering ist im Einzelfall zu prüfen, ob ein Anspruch auf weitere 20 Jahre EEG-Förderung besteht oder ob die Anlage alternativ mit einer der bereits genannten Vermarktungsmöglichkeiten vermarktet werden muss.

Obwohl das Repowering nicht auf einzelne Erzeugungsarten begrenzt ist, sondern für alle möglich ist, findet diese Methode dennoch fast ausschließlich bei Windkraftanlagen Anwendung. Anlagenbetreiber ersetzen meist die bestehende Windkraftanlage durch eine größere, effizientere Anlage. Da sich gesetzliche Vorgaben und Auflagen für Windkraftanlagen in den letzten 20 Jahren verschärft haben, ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Anlage auf einer planerisch gesicherten Fläche stehen darf.

### **f. EIGENVERSORGUNG**

Neben den klassischen Vermarktungsformen hat der Anlagenbetreiber einer Post-EEG Anlage auch die Möglichkeit seine Anlage alternativ zu „vermarkten“. Dazu gehört die Eigenversorgung durch die Post-EEG Anlage mit deren Hilfe der Anlagenbetreiber seinen Strombedarf - zumindest teilweise - decken kann.

Da es sich bei älteren Anlagen meistens um Volleinspeiser handelt, muss die Anlage auf die Eigenversorgung technisch umgebaut werden. Dabei muss zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher eine Personenidentität vorliegen. Hierfür muss entweder eine natürliche oder juristische Person identisch sein. Weiterhin muss der Strom in einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erzeugt und verbraucht werden. Eine Inanspruchnahme des öffentlichen Stromnetzes erfolgt nicht.

Die Umrüstung für den Eigenverbrauch ist für alle Formen von Erzeugungsanlagen möglich, macht aber nur für wenige Anlagen in der Praxis tatsächlich Sinn. So besteht beispielsweise zwischen einer Windkraftanlage und einer eventuellen Verbrauchseinheit des Anlagenbetreibers oftmals kein räumlicher Zusammenhang. Dahingegen bietet sich die Umrüstung von Photovoltaik-Anlagen auf die Eigenbedarfsversorgung an. Beispielsweise können Industrieunternehmen, die eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach ihrer Produktionshalle bisher als Volleinspeiser betrieben haben, diese Anlage nach Ablauf der EEG-Förderung zur Eigenbedarfsversorgung umrüsten. Dabei bestehen die geforderte Personenidentität sowie der räumliche Zusammenhang. Der Anlagenbetreiber muss dafür lediglich die Zähltechnik der Photovoltaik-Anlage und ggf. der Stromabnehmer umbauen.

Der Anlagenbetreiber vermarktet bei einer vollständigen Eigennutzung der erzeugten Energie den Strom nicht mehr im klassischen Sinne. Er verdrängt dadurch jedoch Strom des Eigenbedarfs, der aus dem öffentlichen Netz von einem Lieferanten bezogen wird. Damit hat dieser selbstverbrauchte Strom immer den Wert, den der Anlagenbetreiber für Strom aus öffentlicher Versorgung zahlen müsste. Daher spricht man bei der Eigenversorgung von einer alternativen Vermarktungsform.

Verbraucht der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom nicht komplett, ist auch eine Kombination der Eigenversorgung mit einer klassischen Vermarktungsform wie beispielsweise der sonstigen Direktvermarktung möglich. Dabei kann der erzeugte Strom primär für den Eigenbedarf genutzt werden, wohingegen der überschüssige Strom in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird.

### 4. PRAKTISCHE ANWENDUNGEN DER VERMARKTUNGSFORMEN

STEAG New Energies GmbH (SNE) und deren Tochter- bzw. Beteiligungsgesellschaften betreiben und vermarkten insgesamt 16 Biomasseanlagen. Diese teilen sich in fünf Altholzanlagen, zwei Frischholzanlagen sowie neun Biomethan-BHKWs auf. Weiterhin werden in Nordrhein-Westfalen und im Saarland 75 BHKWs bzw. Gasturbinen, welche Strom aus Grubengas erzeugen (Grubengasanlagen) betrieben. In Deutschland, Frankreich und Polen gehören insgesamt 38 onshore Windkraftanlagen, davon 24 in Deutschland, zum Portfolio der SNE. Die Inbetriebnahmedaten dieser EEG-Anlagen liegen zwischen dem Jahr 2001 und 2021. Damit wird SNE zum heutigen Zeitpunkt nicht nur mit der Vermarktung von EEG-Anlagen, sondern seit dem Jahr 2022 auch mit der Vermarktung von Post-EEG Anlagen fortlaufend konfrontiert.

#### a. DIREKTVERMARKTUNG NACH MARKTPRÄMIENMODELL

STEAG New Energies betreibt alle deutschen EEG-Anlagen in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell. Für die älteren Anlagen, mit Inbetriebnahmedatum vor 2014, profitiert SNE von der Managementprämie. Diese wird mittlerweile direkt in die Marktprämie eingepreist und nicht mehr explizit ausgewiesen.

Gegenüber der festen Einspeisevergütung durch das EEG bedeutet die Direktvermarktung für SNE einen gewissen Mehraufwand. SNE ist gegenüber dem Direktvermarkter verpflichtet eine im Direktvermarktungsvertrag definierte Prognosegüte für die Anlagen einzuhalten. Ansonsten drohen SNE Pönalezahlungen an den Direktvermarkter.

Die Prognosegüte ergibt sich aus der Abweichung zwischen dem prognostizierten Fahrplan und dem tatsächlichen Fahrplan einer Anlage. Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt den Soll-Fahrplan (grüne Linie) und den Ist-Fahrplan (blaue Linie) am Beispiel einer Anlage in Dresden.

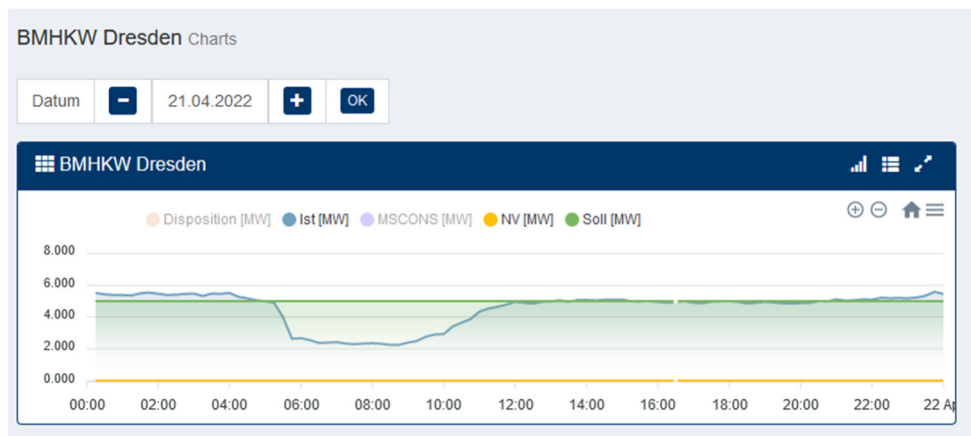


Abbildung 3: Prognosefahrplan zu Ist-Fahrplan am Beispiel Dresden

Die Prognosefahrpläne können aus historischen Daten, wie beispielsweise vom Vortag oder dem Vorjahr gebildet oder über digitale Instrumente erstellt werden. Prognoseabweichungen können sich aus verschiedenen Gegebenheiten ergeben. So kann sich bei einer wärmegeführten Fahrweise eine ungeplante Leistungsreduzierung ergeben, wenn mehr oder weniger Wärme im angehangenen Fernwärmenetz benötigt wird, als im Vorfeld geplant wurde. Ein weiterer Grund können ungeplante Stillstände im Zuge von Störungen innerhalb der Anlage sein. Diese Stillstände meldet SNE über ein SAP-Tool dem Direktvermarkter, um eine möglichst hohe Prognosegüte zu erreichen.

#### b. GRUBENGASANLAGEN IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

Zum 01.01.2022 endete der 20-jährige Vergütungsanspruch für insgesamt 10 Grubengasanlagen, welche SNE im Ruhrgebiet betreibt und vermarktet. Diese Post-EEG Anlagen überführte SNE fristgerecht zum 01.01.2022 in die sonstige Direktvermarktung. Gleichzeitig wurden diese Anlagen in einen eigenen Bilanzkreis überführt, da EEG- und Post-EEG Anlagen nicht in einem gemeinsamen Bilanzkreis geführt werden dürfen.

SNE verkauft den Strom der 10 Anlagen über einen Direktvermarkter zum Marktpreis ohne weitere Förderung an der Börse. Die Abrechnung der Vermarktung erfolgt monatlich und der Vergütungssatz den SNE vom Direktvermarkter erhält, ergibt sich aus dem durchschnittlichen, monatlichen Spotmarktpreis der an der EPEX gehandelt wird.

Mit Einführung des EEG 2021 erhielt Strom aus Grubengas hinsichtlich der Herkunftsnachweise eine Sonderstellung. Anders als andere (ehemalige) EEG-Anlage verbietet § 80 EEG 2021 gänzlich Herkunftsnachweise für Strom aus Grubengas auszustellen. SNE kann daher keine weiteren Mehrerlöse durch Herkunftsnachweise generieren.

Dahingegen profitiert SNE, analog den EEG-Grubengasanlagen in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell vom derzeit herrschenden hohen Marktpreisniveau. Die in Abbildung 4 aufgeführte Übersicht stellt die monatlich berechneten Marktwerte der Monate Januar bis März 2022 dar, welche gleichzeitig die Vergütungssätze der 10 Grubengasanlagen in der sonstigen Direktvermarktung ergeben.

| Monat        | Monatsmarktwert (Spotmarktpreis) |
|--------------|----------------------------------|
| Januar 2022  | 167,73 €/MWh                     |
| Februar 2022 | 128,80 €/MWh                     |
| März 2022    | 252,01 €/MWh                     |

**Abbildung 4: Monatsmarktwerte 2022**

Die gesetzliche EEG-Vergütung betrug für diese Anlagen bis zum 31.12.2021 ca. 70 €/MWh.

# „Theoretische Betrachtung zur Einleitung von Wasserstoff in das Grubengasnetz“

Andreas Dengel<sup>1</sup>, Dominik Waller

<sup>1</sup>STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken, andreas.dengel@steag.com

<sup>2</sup>STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken, dominik.waller@steag.com

**Schlüsselwörter:** Wasserstoffeinleitung, Grubengasnetz, Verträglichkeit, Nutzung

### **Zusammenfassung**

Die STEAG New Energies GmbH betreibt im Saarland ein regionales Grubengasnetz mit einer Gesamtlänge von etwa 100 km. An dieses angebunden ist auch der Kraftwerksstandort Völklingen-Fenne. Die dort installierten beiden Steinkohlenblöcke sollen im Rahmen des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes und auch insbesondere, da sie nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, stillgelegt werden. Da die vorhandene Infrastruktur des Standortes hervorragende Voraussetzungen bietet, soll dort der „Hydro Hub Fenne“ entstehen. Hierbei handelt es sich um eine großtechnische PEM Wasserstoffherzeugung auf Basis des Siemens Silyzers 300 mit rd. 17,5 MW Anschlussleistung pro Module Array.

Neben angedachten Großverbrauchern in der Region wie beispielsweise Saarstahl und die Saarbahn (Busflotte) könnten auch firmeninterne Energiewandler mit Wasserstoff beliefert werden. Dies insbesondere, wenn sie an das Grubengasnetz angebunden sind, welches keine Restriktionen bezüglich des einzuspeisenden Wasserstoffgehalts hat.

In der hier vorliegenden Studie wird untersucht, ob die Grubengasmotorenanlage in Fenne und die Gasturbine des Heizkraftwerks Wellesweiler über das Grubengasnetz mit einem Wasserstoffgemisch versorgt werden können. Der Wasserstoff stammt aus dem Hydro Hub Fenne. Des Weiteren wird untersucht, welche Restriktionen zu beachten sind.

### **Gesetzgebung**

Um den Umstieg von fossilen Brennstoffen auf alternative Brennstoffe wie Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen zu bewerkstelligen, spielt die Gesetzgebung eine entscheidende Rolle. Zu einem gibt es das Pariser Abkommen, an das auch Deutschland gebunden ist. Dieses besagt, dass die Erderwärmung unter 2 °C gebracht werden muss. Durch weitere Maßnahmen soll eine Senkung auf 1,5 °C erreicht werden. Hierzu haben die teilnehmenden Länder nationale Aktionspläne festgelegt. In Deutschland wurde der Klimaschutzplan 2050 eingeführt. Der Plan besagt, dass eine Treibhausgasneutralität bis 2050 erreicht werden soll. Durch eine Gesetzesänderung am 11.05.2021 soll dieses Ziel schon im Jahr 2045 erreicht werden. Um die Vorgaben einzuhalten, ist im Bundes – Klimaschutzgesetz das Klimaschutzprogramm 2030 verankert. Dieses besagt, dass bis zum Jahr 2030 im Gegensatz zu 1990 die Minderungsquote des Treibhausgases mindestens 65 % (vorher 55 %) betragen muss. Bis 2040 sollen die Treibhausgase um 88 % gemindert werden. Des Weiteren sind im Klimaschutzprogramm 2030 Maßnahmen zur Umsetzung der Treibhausgasreduktion vorhanden. Hierbei ist die CO<sub>2</sub> – Bepreisung ein vielversprechendes Klimaschutzinstrument. Ab dem Jahr 2021 gilt in Deutschland das nationale Emissionshandelsgesetz. Durch das Gesetz erhöhen sich die Kosten für CO<sub>2</sub> – emittierende Brennstoffe wie Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas, Kohle und Grubengas. Dies ist auch in Abbildung 1 zu sehen [www/DEH].

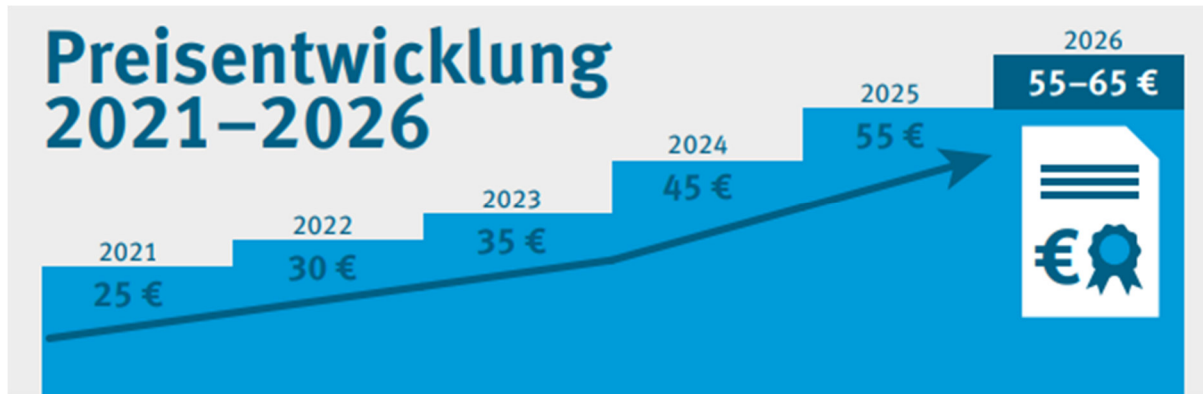


Abbildung 1: Preisentwicklung der CO<sub>2</sub> – Zertifikate [www/DEH]

Von 2021 – 2025 erhöhen sich die Preise in einem festen Korridor. Ab dem Jahr 2026 werden die Emissionszertifikate in einem bestimmten Preiskorridor versteigert und ab 2027 sollen sich der Preis für die Zertifikate am Markt frei bilden.

### Anwendungsgebiete

Neben den gesetzlichen Grundlagen werden ebenfalls die technischen Kennwerte und die Verwendung des hergestellten Wasserstoffs erläutert. Aus Abbildung 2 wird deutlich, dass der Hydro Hub mit ca. 20 MW<sub>el</sub> aus erneuerbaren Energien betrieben wird. Hieraus kann der Elektrolyseur 330 kg Wasserstoff pro Stunde erzeugen. Die Abwärme, die bei der Wasserspaltung entsteht, kann über Hochtemperatur Wärmepumpen ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Hierbei entsteht eine Leistung von 10 MW<sub>th</sub>. Der aus dem Verfahren entstandene Sauerstoff wird verdichtet und soll über die vorhandene Sauerstoffleitung zu Nippon Gases am Standort Saarstahl transportiert werden. Potenzial besteht auch bei der Sauerstoffversorgung zur EVS, dieses wird für das Klärwerk benötigt. Der erzeugte Wasserstoff soll zum Teil ins Erdgasnetz oder in ein reines Wasserstoffnetz eingespeist werden. Des Weiteren sind als Abnehmer die Dillinger Hütte und die Saarstahl AG eingeplant. Diese benötigen den Wasserstoff zur grünen Stahlerzeugung. Zum Erreichen der Klimaziele ist das ein zentraler Schlüssel. Ein weiteres Anwendungsfeld ist die Versorgung von Wasserstofftankstellen. Der Wasserstoff kann per Lastkraftwagen in bestimmten Druckbehältern zum Zielort transportiert werden. Wasserstoff kann ebenfalls durch Motoren oder Turbinen rückverstromt werden. Hierzu kann die Wärme ins Fernwärmenetz und der Strom ins Stromnetz eingespeist werden. Inwieweit die Motoren und Turbinen bei der SNE dazu verändert werden müssen, wird im weiteren Verlauf ersichtlich.

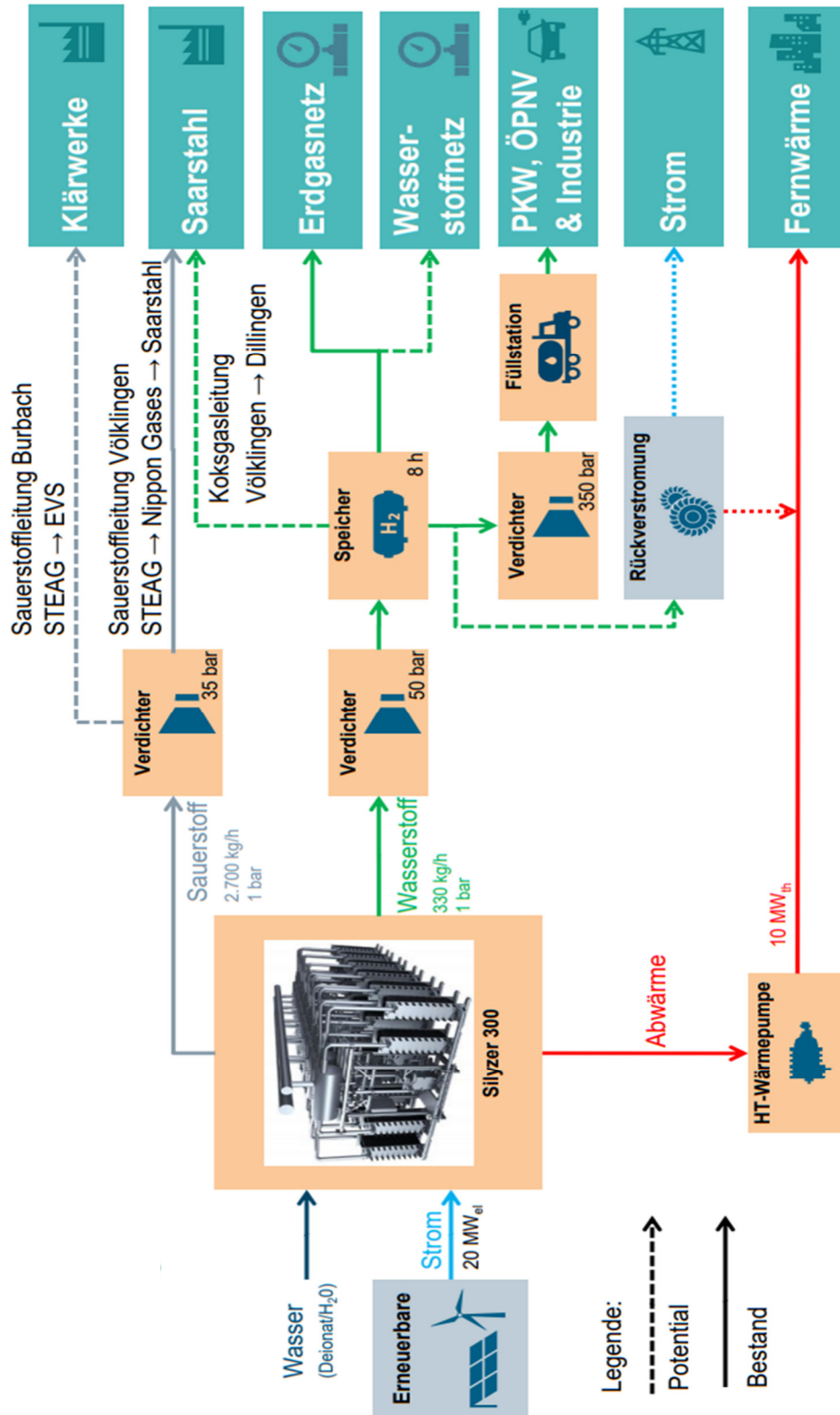


Abbildung 2: Anwendungsgebiete des Hydro Hubs [IZE]

**Grubengasnetz der STEAG**

Um die Gasmotoren in Völklingen Fenne und die Turbine in Wellesweiler zu betreiben, gibt es die Möglichkeit einer zentralen Einspeisung des Wasserstoffs ins Grubengasnetz und einer dezentralen Einspeisung vor den Verbrennungsanlagen. Das 100 Kilometer lange Grubengasnetz, ist in Abbildung 3 abgebildet. Die Standorte der zu betrachtenden Anlagen sind in rot markiert.

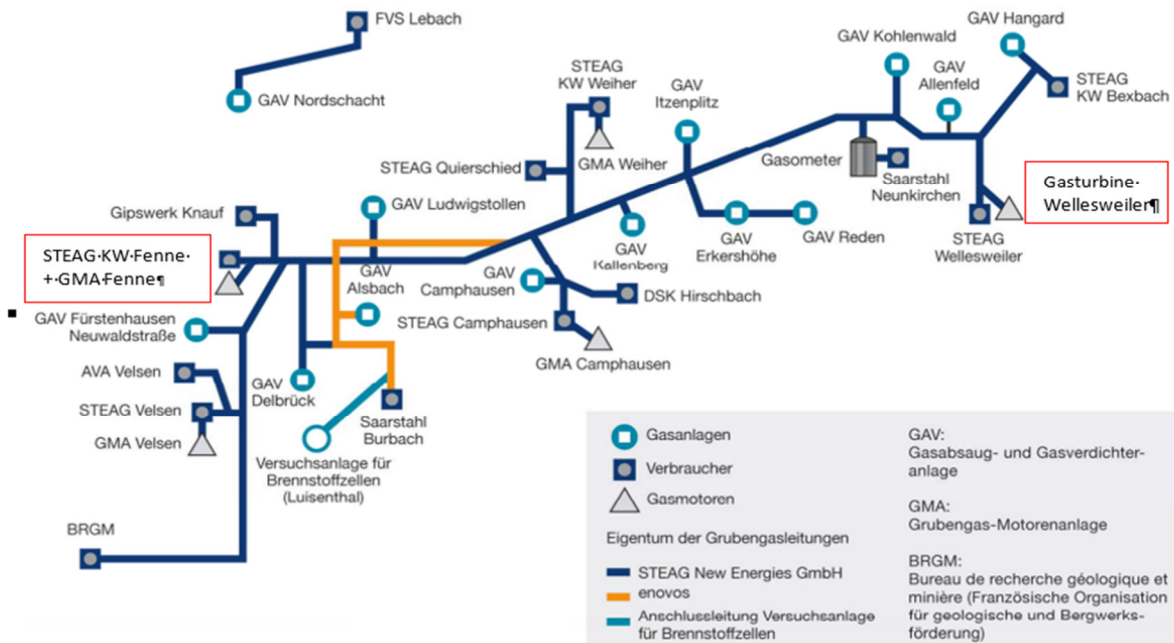


Abbildung 3: Grubengasnetz der Steag an der Saar [STE4]

Laut DVGW Regelwerk ist nach heutigem Stand eine Einspeisung von 10 % Wasserstoff ins Erdgasnetz erlaubt. Dieser Wert soll in naher Zukunft auf 20 % angehoben werden. Laut [DVG2] sind die technischen Voraussetzungen vorhanden. Hierzu gibt es bereits Pilotprojekte, bei denen in Teilabschnitten 20 % Wasserstoff ins Erdgasnetz hinzugegeben werden. Momentan muss bei der Wasserstoffeinspeisung zwischen größer 10 und 30 % eine Einzelprüfung des Netzes durchgeführt werden. Im Grubengasnetz sind solche Beschränkungen nicht vorhanden. Allerdings müssen die technischen Gegebenheiten wie Rohrleitungen und Verbindungen geprüft werden. Die SNE hält sich beim Betrieb des Grubengasnetzes aber an die DVGW Regularien.

Bei der zentralen Einspeisung in Völklingen – Fenne findet das Problem mit einer ständigen Fließrichtungsumkehr des Gases statt. Grund dafür ist, dass die Verbraucher manchmal mehr bzw. weniger Brennstoff abnehmen (abnahmegerechte Steuerung). So fließt das Gas von der Absaugstation entweder zum Verbraucher oder es fließt zurück ins Netz. Dies stellt für die Einspeisung von Wasserstoff in das Grubengasnetz ein großes Problem dar. Beim Einspeisen einer definierten Menge Wasserstoff ist es denkbar, dass das Gasgemisch bei einer Fließrichtungsänderung an der Einspeisestelle erneut mit Wasserstoff beaufschlagt wird. Um das Problem zu beheben, müsste das Gasgemisch ständig analysiert werden. Dies würde einen erheblichen messtechnischen Aufwand bedeuten, welcher mit hohen Kosten einhergeht.



Bei der dezentralen Einspeisung von Wasserstoff würde das Gas erst kurz vor der Maschine eingespeist werden. So könnte das Problem mit der Fließrichtungsumkehr umgangen werden. Vor der Einspeisung von Wasserstoff ist eine Messung des CH<sub>4</sub> – Gehalts im Grubengas nötig, da dieser immer schwankt. Durch einen Algorithmus könnte die Menge an Wasserstoff berechnet werden, die eingespeist werden muss, um ein definiertes Gemisch zu erhalten. Als Problem stellt sich bei dieser Variante der Transport des Wasserstoffs vom Hydro Hub Fenne zur Gasturbine nach Wellesweiler heraus.

### **Messtechnik**

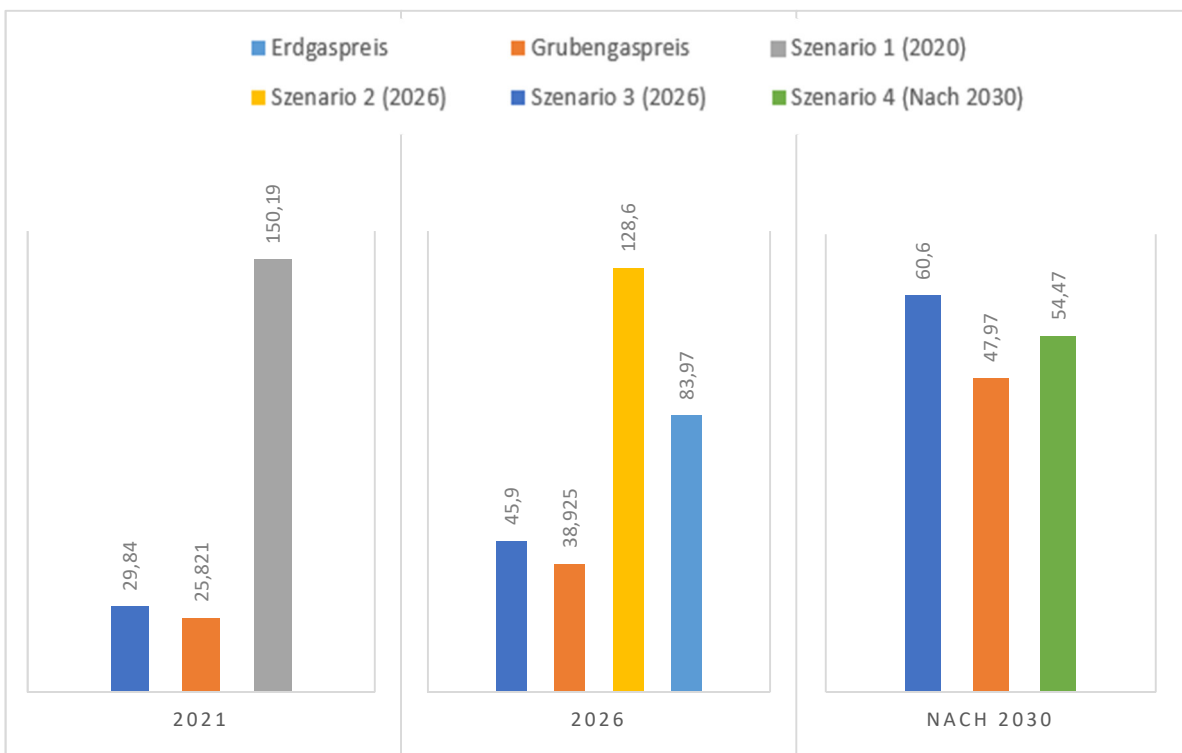
Eine weitere zu betrachtende Komponente ist die Messtechnik. Um das Grubengas-Wasserstoff-Gemisch an Endkunden zu verkaufen, ist eine geeichte Messung des Durchflusses und der Qualität des Gases von Nöten. Im Grubengasnetz werden hierzu momentan Turbinenradzähler (TRZ 03 von RMG) und Ultraschallgaszähler (USZ 08 und USM GT 400 von RMG) verwendet. Beide Zählvorrichtungen sind bis 10 % Wasserstoff zugelassen. Sowohl Turbinenradzähler als auch Ultraschallgaszähler können größere Wasserstoffgehalte vertragen. Allerdings ist die Messung dafür nicht mehr geeicht. Grund dafür ist, dass es in Deutschland momentan keine eichamtlich zugelassenen Prüfstände gibt, um den Zähler oberhalb der 10 % Grenze zu kalibrieren. Um die Gasqualität (Methan-gehalt) zu messen, sind im Grubengasnetz Gasanalysatoren der Advance Optima A02000 Serie von der Firma ABB im Einsatz. Durch Modifikation der Geräte ist der Wasserstoffgehalt im Gas messbar. Dies gilt allerdings nur für Betriebsmessungen (nicht geeichte Messung). Um die Wasserstoffkonzentration geeicht zu erfassen, müssen Gaschromatographen verwendet werden. Der Preis liegt im hohen 5 – stelligen Bereich.

### **Wasserstoffverträglichkeit der Motoren und Turbine**

Eine weitere zentrale Frage dieser Arbeit ist die Wasserstoffverträglichkeit der Turbine in Neunkirchen – Wellesweiler und der Grubengasmotoren in Völklingen – Fenne. Hier konnte herausgefunden werden, dass die Turbine Taurus 60 S ein Wasserstoffgehalt von 4 % ohne jegliche Umbaumaßnahmen verträgt. Um die Wasserstoffverträglichkeit auf 10 % zu steigern, müssen Einzelteile des Packages der Turbine vom Fachpersonal untersucht und gegebenenfalls angepasst werden. Die Kosten belaufen sich auf ca. 250.000 €. Um die Verträglichkeit auf 20 % zu steigern, muss neben der Einzelteilprüfung eine neue Steuerung implementiert werden. Die Kosten betragen ca. 600.000 €. Für höhere Wasserstoffkonzentrationen ist die Taurus 60 S nicht ausgelegt. Bei den Grubengasmotoren JMS 620 E 119 von Jenbacher ist eine Wasserstoffverträglichkeit von bis zu 10 % ohne Anpassungen möglich. Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 20 % sind auch einfach und preiswert durch Änderungen an der Regelstrecke zu realisieren. Allerdings wird die Energiebilanz (Leistung und Wirkungsgrad) reduziert. Bei höheren Anteilen von Wasserstoff sind ebenfalls vor Ort Untersuchungen von Nöten. Es folgt eine Turboladeranpassung, die Gemischkühlwassertemperatur muss herabgesetzt werden und Kolben mit niedrigerer Verdichtung müssen eingesetzt werden. Des Weiteren muss die Motorsteuerung bzw. Regelung an die neue Gaszusammensetzung angepasst werden (Hinterlegung von Betriebspunkten und Anpassung von Zündzeitpunkten).

**Wirtschaftliche Betrachtung**

In der wirtschaftlichen Betrachtung wurden die Wasserstoffgestehungskosten berechnet, um diese mit dem Erd- und Grubengaspreis zu vergleichen. Die Wasserstoffgestehungskosten hängen von den spezifischen Kapitalkosten, den Betriebs- und Instandhaltungskosten, den Stromkosten (grüner Strom für grünen Wasserstoff), dem Wirkungsgrad und der Systemauslastung ab. Der Erd- und Grubengaspreis wurde anhand der STEAG – Prognosen inklusive der CO<sub>2</sub> – Steuer ermittelt. Bei den Wasserstoffgestehungskosten wurden vier verschiedene Szenarien betrachtet. Szenario 1 soll den heutigen Stand widerspiegeln. Szenario 2 bildet den Betrieb des HydroHub im Aufstellungsjahr 2026 mit grünem Strombezug aus dem Netz ab. Szenario 3 stellt ebenfalls das Jahr 2026 mit einer eigenen Windkraftanlage dar. Dadurch sinken die Stromkosten zur Gaserzeugung. Szenario 4 zeigt eine mögliche Preisentwicklung nach dem Jahr 2030. Die Ergebnisse der Gestehungskosten werden in Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4: Vergleich der Gestehungskosten von Wasserstoff, Erd- und Grubengas in €/MWh**

Es wird ersichtlich, dass erst der Wasserstoffpreis in Szenario 4 mit Erd- und Grubengas konkurrieren kann. Allerdings könnte die Wasserstoffproduktion noch durch die Reallabore der Energiewende und dem IPCEI gefördert werden. Diese Förderungen wurden in der Berechnung nicht betrachtet. Dadurch könnte bereits Szenario 2 oder Szenario 3 wirtschaftlich sein.

**Fazit**

Die zentrale Einspeisung von Wasserstoff stellt sich momentan als wenig sinnvoll dar. Grund dafür ist die Fließrichtungsumkehr im Netz und der hohe Aufwand zur messtechnischen Überwachung. Des Weiteren kann die Messtechnik nur bis 10 % Wasserstoff geeicht eingesetzt werden.

Die dezentrale Einspeisung von Wasserstoff vor den Maschinen ist besonders in Fenne gut realisierbar, da der Hydro Hub am gleichen Standort steht. Bei der dezentralen Einspeisung könnte die vorhandene geeichte Messtechnik vom Grubengasnetz beibehalten werden. So stellt die Messtechnik auch keine Hürde mehr dar. Allerdings stellt die dezentrale Einspeisung für die Turbine in Wellesweiler Probleme dar. Der Wasserstoff müsste von Fenne nach Wellesweiler transportiert werden. Da bei der Turbine nur eine Wasserstoffbeimischung von 4 % wirtschaftlich realisieren lässt, ist dieses Unterfangen nicht sinnvoll.

Aus wirtschaftlicher Sicht kann Wasserstoff erst nach 2030 mit den fossilen Brennstoffen konkurrieren. Durch Förderungen könnte dies aber früher eintreten.

### Literatur

- [www/DEH] **Deutsche Emissionshandelsstelle.** Am nationalen Emissionshandel teilnehmen. [Online] [Zitat vom: 04. 05 2021.]. [https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-teilnehmen/nehsteilnehmen\\_node.html;jsessionid=485C7FD42EFB305831D5B9F2081A1C48.1\\_cid331](https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-teilnehmen/nehsteilnehmen_node.html;jsessionid=485C7FD42EFB305831D5B9F2081A1C48.1_cid331)
- [IZE] **IZES GmbH. 03.09.2020.** *Reallabor "HydroHub Fenne" Elektrolyse für die Sektorkopplung.* [Präsentation] 03.09.2020.
- [www/STE4] **STEAG New Energies GmbH.** Ressource, die beim Kohleabbau freigesetzt wird. [Online] [Zitat vom: 05. 07 2021.] <https://www.steag-newenergies.com/de/leistungen/grubengas>.

### **Erweiterung & Optimierung eines Teststands zur Validierung einer neuartigen Methode zur Messung des Lade- und Gesundheitszustands von Vanadium-Redox-Flow Batterien**

*Laura Gerart<sup>1</sup>, Stephan Schulte<sup>1</sup>, Rolf Hempelmann<sup>2</sup>, Bodo Groß<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken

<sup>2</sup> Universität des Saarlandes, Campus Dudweiler Zeile 3, 66125 Saarbrücken

#### **Schlüsselwörter**

Batterie, VRFB, Sensor

#### **Zusammenfassung**

Aufgrund der voranschreitenden Umsetzung der Energiewende steigt auch der Anteil erneuerbarer Energiequellen im Stromsektor an. Erneuerbare Energiesysteme wie beispielsweise Wind- und PV-Anlagen unterliegen tageszeitabhängigen und saisonalen Schwankungen und benötigen daher entsprechend dimensionierte Energiespeicher.[1] Neben Pumpspeicherkraftwerken werden derzeit beispielsweise Lithium-Ionen Batterien als Speichermedium für Erneuerbare Energien eingesetzt.[2] Der Nachteil der Lithium-Ionen Batterien liegt in der teilweise schlechten Ökobilanz, weshalb in der Batterietechnologie derzeit nach Alternativen für die Lithium-Ionen Batterie gesucht wird.[3] Diese sollten ähnliche Leistungen abrufen können, aber vergleichsweise umweltschonender sein. Eine vielversprechende Alternative ist die Vanadium-Redox-Flow Batterie. Dieser Batterietyp speichert die Energie in einem flüssigen Elektrolyten und eignet sich vor allem für große stationäre Anlagen. Weitere Vorteile sind die extrem hohe Haltbarkeit des Elektrolyten und die Möglichkeit Leistung und Kapazität getrennt auszulegen.[4] Des Weiteren kann der Vanadium-Elektrolyt vergleichsweise einfach recycelt werden, somit eignet sich die VRFB als umweltschonende Alternative zur Lithium-Ionen Batterie.[3] Zu den Nachteilen der VRFB gehören derzeit vor allem die vergleichsweise geringe Energiedichte und der höhere Eigenverbrauch. Um die Leistungsfähigkeit und Kapazität der Batterie dauerhaft aufrecht zu erhalten muss bei dieser Technologie das Elektrolytgleichgewicht während der Betriebszeit beobachtet werden, da sich ein Ungleichgewicht des Ladungszustands im Elektrolyten der jeweiligen Halbzelle einstellt.[4] Um diese sogenannte Imbalance frühzeitig zu erkennen ist ein Sensor nötig, welcher die Ladezustände der beiden Halbzellen separat detektieren kann. In der Praxis erfolgt die Bestimmung der Imbalance mittels Probennahme und Analyse im Labor.[4] Ein spektroskopisches Verfahren zur Detektion des Ladezustands und der Imbalance ist ebenfalls möglich, weist aber den entscheidenden Nachteil der Komplexität des Aufbaus und damit der Kosten sowie der Durchführung auf.[5] Eine weitere Alternative wird von IZES, der Universität des Saarlandes und dem DFKI im Rahmen des Projekts „hLDe – Neuartige, kostengünstige und hochpräzise Indikation der Imbalance sowie des Ladezustands von Vanadium-Redox-Flow Batterien mittels KI-unterstützter Detektion spezifischer Farben“, FKZ 03EI3005A-C, gefördert vom BMWK, entwickelt.[6] Der sogenannte hLDe Sensor kann sowohl den Ladezustand (SoC) als auch die Imbalance der VRFB optisch detektieren. Spezifische Wellenlängen werden dabei durch einen, auf künstlicher Intelligenz (KI) basierenden, Algorithmus ausgewertet. Dieses Vorgehen ermöglicht eine vereinfachte und kostengünstigere Detektion des Ladungszustands der Halbzellen und daraus resultierend der Imbalance.

Um den zuvor beschriebenen hLDe Sensor zu testen und Messdaten für das Training der KI zu generieren, wurde ein Teststand im Labor der IZES gGmbH aufgebaut. Der Aufbau des Teststands wurde so konzipiert, dass Messungen des Ladungszustands und der Imbalance durchgeführt werden können. Um das Verhalten der VRFB besser charakterisieren zu können, werden Oxidations-Reduktions-Potential (ORP) Sensoren eingesetzt. Die ORP-Sensoren bieten die Möglichkeit die Reaktion anhand der gemessenen Oxidations-Reduktions-Potentiale zu verfolgen und zu charakterisieren. Der Aufbau des aktuellen Teststands ist in Abbildung 1 dargestellt.

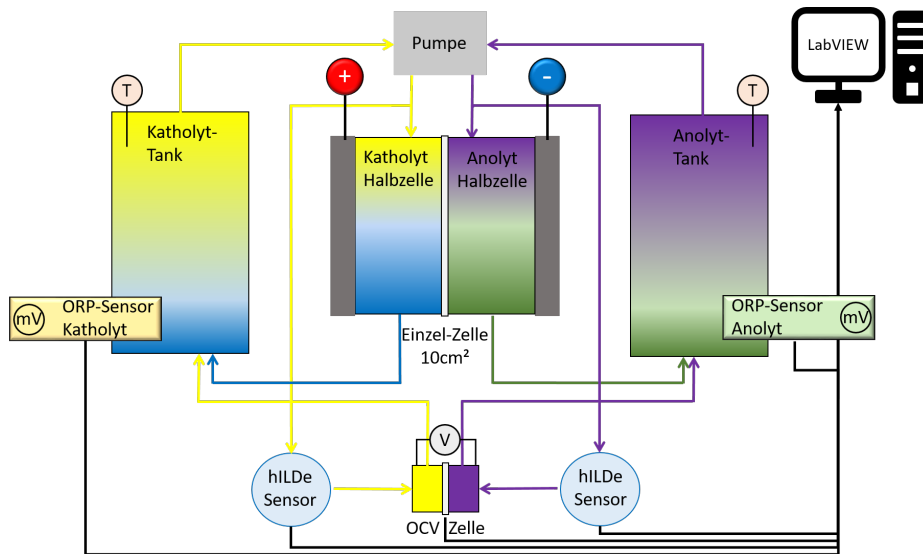


Abbildung 1: Schema des Teststands am IZES gGmbH. (Quelle: IZES)

Der aktuelle Teststand umfasst neben den eben genannten ORP- und hILDe-Sensoren, zwei Mehrhals-Elektrolytgefäße. Diese sind in Abbildung 1 als Katholyt Tank und Anolyt Tank dargestellt. In diese Gefäße wurden die ORP-Sensoren waagrecht eingebaut. Zur optimalen Durchmischung der Gefäße werden zwei Magnetrührer verwendet. Des Weiteren sind, neben den hILDe- und ORP-Sensoren, eine Einzelzelle und eine Open-Circuit-Voltage (OCV) Zelle in den Teststand integriert. Zum Transport des Elektrolyten durch die einzelnen Bestandteile des Teststands wird eine 4-Kanalschlauchpumpe verwendet.

Im bisherigen Verlauf der Arbeiten wurden die Sensoren charakterisiert und justiert. Zur Steuerung des Teststands wird die Software LabVIEW bzw. eine entsprechend auf den aktuellen Teststand abgestimmte Programmierung eingesetzt. Der aktuelle Aufbau liefert belastbare Messwerte im Hinblick auf die Messung der Oxidations-Reduktions-Potentiale, der erreichbaren Ladungszustände, sowie hinsichtlich der Reproduzierbarkeit der Messwerte. Die Messwertabweichung zwischen den ORP Sensoren wurde verringert, wobei der Teststand nun in der Lage ist den SoC-Bereich von 15-90% abzubilden. Dieser SoC-Bereich wird typischerweise auch von einer kommerziell betriebenen VRFB genutzt. Ziel der Versuche ist die Generierung ausreichend reproduzierbarer Daten zum Trainieren der KI. Bei diesen Versuchen werden Lade- und Entladezyklen aufgenommen und mittels ORP Sensoren, hILDe Sensoren und OCV-Zelle hinsichtlich ihres Ladungszustands charakterisiert. Bisher wurde der Ladungszustand mit Hilfe der ORP-Sensoren und der OCV-Zelle erfasst. Zur Berechnung des Ladungszustands mittels OCV Spannung wurde folgende Formel verwendet.[7]

$$\text{SoC}^{\text{cell}} = \frac{\exp\left(\frac{nF}{2RT}(V_{OC}^{\text{out}} - E_0')\right)}{1 + \exp\left(\frac{nF}{2RT}(V_{OC}^{\text{out}} - E_0')\right)} \quad (1)$$

Mit:

- n Anzahl ausgetauschter Elektronen (hier n = 1)
- F Faraday-Konstante
- R Universelle Gaskonstante
- T Temperatur in Kelvin
- $V_{OC}^{\text{out}}$  Gemessene OCV-Spannung
- $E_0'$  Redoxpotential der Reaktion

Der in Abbildung 2 dargestellte Graph konnte durch die Berechnung des Ladungszustands mittels gemessener OCV Spannung ermittelt werden.

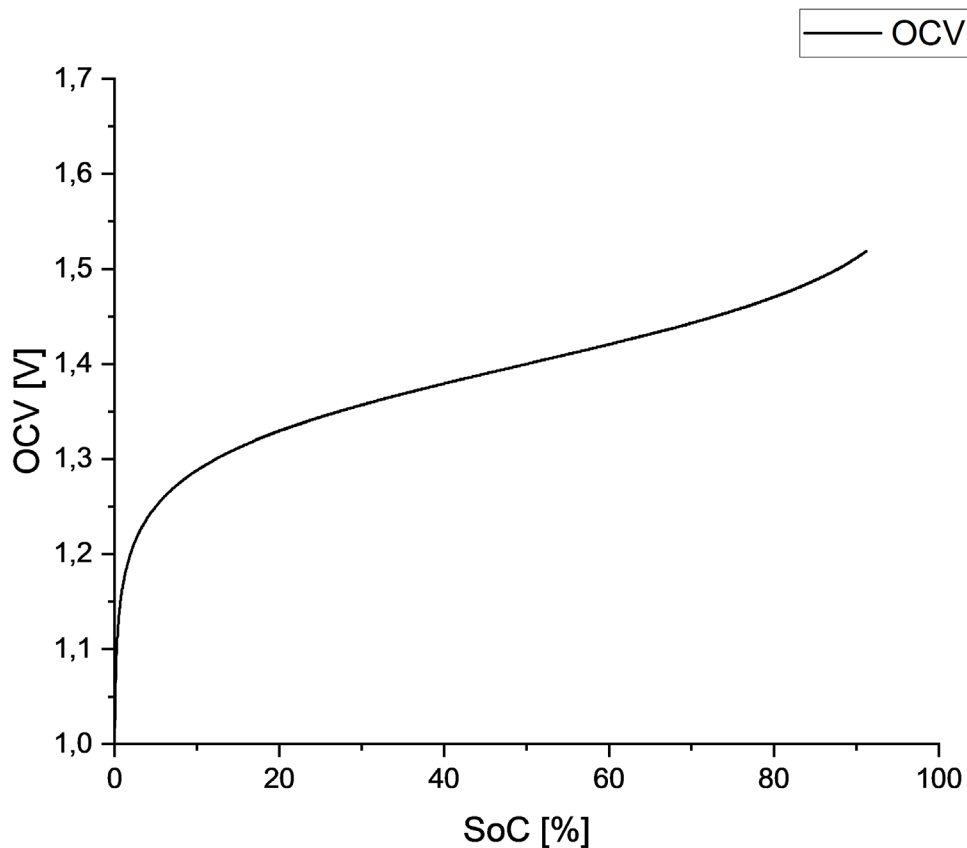


Abbildung 2: Darstellung des Ladungszustands in Abhängigkeit der OCV Spannung. (Quelle: IZES)

In Abbildung 2 ist der Ladungszustand des ersten Ladevorgangs der Testreihe in Abhängigkeit der OCV Spannung aufgetragen. Aus dem Graphen in Abbildung 2 ist erkennbar, dass ein maximaler Ladungszustand von circa 91% erreicht wurde. Beim Entladen konnten 12% erreicht werden, bevor aufgrund der gewählten Parameter für Entlade-Strom und -Spannung der nächste Zyklus begann. Unter einem Zyklus wird ein Lade- gefolgt von einem Entladevorgang verstanden. Im Laufe der Messung konnte aufgrund auftretender Imbalance eine Verringerung des Ladungszustands festgestellt werden, sodass der Ladungsbereich nach 11 Zyklen nur noch bei circa 27-87% liegt. Dabei ist anzumerken, dass aufgrund des schlechten Verhältnisses von Oberfläche zu Volumen, die chemischen Reaktionen, die zur Imbalance beitragen im Labor deutlich ausgeprägter zu erkennen sind, als bei kommerziell genutzten Anlagen. Neben der Messung des Ladungszustands gilt es weiterhin die Imbalance mit maximaler Genauigkeit zu detektieren.

Im weiteren Verlauf des Projekts wird gezielt eine Imbalance des Elektrolyten vorgegeben. Die erhaltenen Messdaten werden ebenfalls zum Trainieren der KI verwendet. Durch die gewonnenen Erkenntnisse und der Möglichkeit der in-situ Messung der Imbalance, ist eine frühzeitige Detektion möglich. Der Imbalance könnte somit in Zukunft effektiv entgegengewirkt werden, dadurch könnten sich irreversible Schäden der Batterie sicher vermeiden lassen. Der hLLDe-Sensor soll abschließend in einer realen VRFB-Anlage eingebaut und validiert werden.

### Danksagung

Das Verbundvorhaben hILDe (03EI3005A-C) wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert, durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet und gemeinsam von der IZES gGmbH, der Universität des Saarlandes und dem DFKI bearbeitet.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] M. Uhrig, S. Koenig, M. R. Suriyah, and T. Leibfried, "Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries – A Comparison for Home Storage Systems," *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 35–43, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.095.
- [2] S. O. Amrouche, D. Rekioua, and T. Rekioua, "Overview of energy storage in renewable energy systems," in *2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Marrakech, Dec. 2015 - Dec. 2015, pp. 1–6.
- [3] da Silva Lima, Lígia; Quartier, Mattijs; Buchmayr, Astrid; Sanjuan-Delmás, David; Laget, Hannes; Corbisier, Dominique et al. (2021): Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 46 (5), S. 101286. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101286.
- [4] T. Jirabovornwisut and A. Arpornwichanop, "A review on the electrolyte imbalance in vanadium redox flow batteries," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 45, pp. 24485–24509, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.106.
- [5] W. Zhang, Le Liu, and L. Liu, "An on-line spectroscopic monitoring system for the electrolytes in vanadium redox flow batteries," *RSC Adv.*, vol. 5, no. 121, pp. 100235–100243, 2015, doi: 10.1039/C5RA21844F.
- [6] *hILDe | izes.de*. [Online]. Available: <https://www.izes.de/de/projekte/hilde> (aufgerufen am 21.09.22 um 14:35Uhr).
- [7] Akter, M.; Li, Y.; Bao, J.; Skyllas-Kazacos, M.; Rahman, M. Optimal Charging of Vanadium Redox Flow Battery with Time-Varying Input Power. *Batteries* **2019**, 5 (1), 20. DOI: 10.3390/batteries5010020.

### KoNSTanZE – Wasserstoffbasierte Sektorenkopplung im industriellen Umfeld

*Bodo Groß<sup>1</sup> und Michael Reinstädler<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17 Geb. A1, D-66115 Saarbrücken

<sup>2</sup>Robert Bosch GmbH, Berliner Straße 135, 66424 Homburg/Saar

#### **Schlüsselwörter**

Wasserstoff, Sektorkopplung, Industrie

#### **Zusammenfassung**

Im Rahmen des BMWK geförderten Verbundvorhabens KoNSTanZE (FKZ: 03EI3043A, B) soll insbesondere die Frage geklärt werden inwieweit ein produzierender Industriebetrieb mit Hilfe von H<sub>2</sub>-Technologien zu einer CO<sub>2</sub> freien Produktionsstätte transferiert werden kann bzw. welchen Beitrag H<sub>2</sub>-Technologien zur Erreichung dieses Ziels beitragen können. Ziel von KoNSTanZE ist die erstmalige Umsetzung einer parallelen Versorgung von internen und externen Transportaufgaben, industriellen Produktionsprozessen sowie zur Stromversorgung mittels einer auf grünem H<sub>2</sub> basierenden Infrastruktur. Die nachhaltige Realisierung einer direkten und systemdienlichen Verknüpfung der Sektoren Verkehr, Produktion und Energie im industriellen Umfeld einerseits und einer hocheffizienten und flexiblen H<sub>2</sub>-Erzeugung auf Basis volatiler erneuerbarer Quellen andererseits bietet die Möglichkeit einer planbaren und bedarfsorientierten Bereitstellung von grünem H<sub>2</sub>. Zur H<sub>2</sub>-Produktion mittels Elektrolyse wird zu 100% grüner Strom eingesetzt. Der so produzierte H<sub>2</sub> wird im ersten Schritt in Niederdrucktanks temporär zwischengespeichert. Im zweiten Schritt wird der H<sub>2</sub> je nach Bedarf parallel mittels einer mobilen H<sub>2</sub>-Tankstelle zur Gewährleistung der betrieblichen Transport- und Logistikaufgaben, in der am Standort befindlichen Härtereierie sowie in der dort betriebenen SOFC eingesetzt. Zur Optimierung einer auf den aktuellen Bedarf ausgerichteten H<sub>2</sub>-Produktion wird ein eigenständiges digitales H<sub>2</sub>-Verwaltungstool für den Standort Homburg entwickelt und im weiteren Verlauf des Vorhabens als neuer Baustein für H<sub>2</sub>-Technologien in die Bosch Energy Platform integriert. Zusätzlich erfolgt parallel die Transformation des H<sub>2</sub>-Verwaltungstools in die Basisversion eines prädiktiven Zukunftsmodells zur Erstellung von Best- und Real-Case Szenarien für den Standort Homburg. Zur Generalisierung des Basismodells werden von drei weiteren komplementären nationalen BOSCH Standorten detaillierte umsetzungsorientierte Begleitstudien erstellt und die Ergebnisse/Erkenntnisse dem Basismodell hinzugefügt. Diese Begleitstudien enthalten neben den standortspezifischen Untersuchungen zur technischen Umsetzbarkeit der entwickelten regenerativen bzw. CO<sub>2</sub> neutralen Versorgungskonzepte auch ökonomische und ökologische Daten. Im Ergebnis entsteht ein allgemeingültiges prädiktives Zukunftsmodell, welches über entsprechende Schnittstellen mit der Bosch Energy Platform verknüpft und auf diesem Weg Daten, wie beispielsweise Schichtpläne, Wetterdaten und Informationen zum Lastmanagement, austauscht. Somit wird BOSCH in die Lage versetzt die entwickelten auf H<sub>2</sub> basierenden Konzepte kurzfristig intern zu testen und mittelfristig auch extern zu planen und umzusetzen bzw. die Ergebnisse/Erkenntnisse des Vorhabens KoNSTanZE zu verwerfen.

#### **Motivation**

Wird öffentlich der Begriff „Energiewende“ genutzt, so ist auch heute zumeist die Umstellung/Umstrukturierung der Stromversorgung von fossilen Brennstoffen auf Erneuerbare Energien (EE) gemeint. Allgemein hat sich in diesem Zusammenhang der Begriff „Stromwende“ etabliert. Zum Gelingen der Energiewende als Ganzes sind jedoch insbesondere auch die aktuell vermehrt betrachteten Bereiche Wärme und Verkehr von zentralem Interesse. Gegenüber dem Stromsektor stehen die „Wärmewende“ sowie die „Verkehrswende“ immer noch am Anfang bzw. werden erst seit kurzem verstärkt beachtet. Beim Bruttostromverbrauch lag in Deutschland der Anteil an EE im Jahr 2021 bei 41,1%, im Wärmesektor bei 16,5% und im Verkehrssektor bei 6,8%, siehe dazu auch Abbildung 1. Aufgrund der Corona Pandemie bzw. aufgrund der daraus resultierenden Veränderungen sind die Zahlen der Jahre



2020 und 2021 wahrscheinlich etwas verzerrt. Es ist jedoch deutlich zu erkennen, dass die Sektoren Wärme/Kälte und Verkehr zum Erreichen der Ziele der Energiewende noch sehr deutlich gesteigert werden müssen.

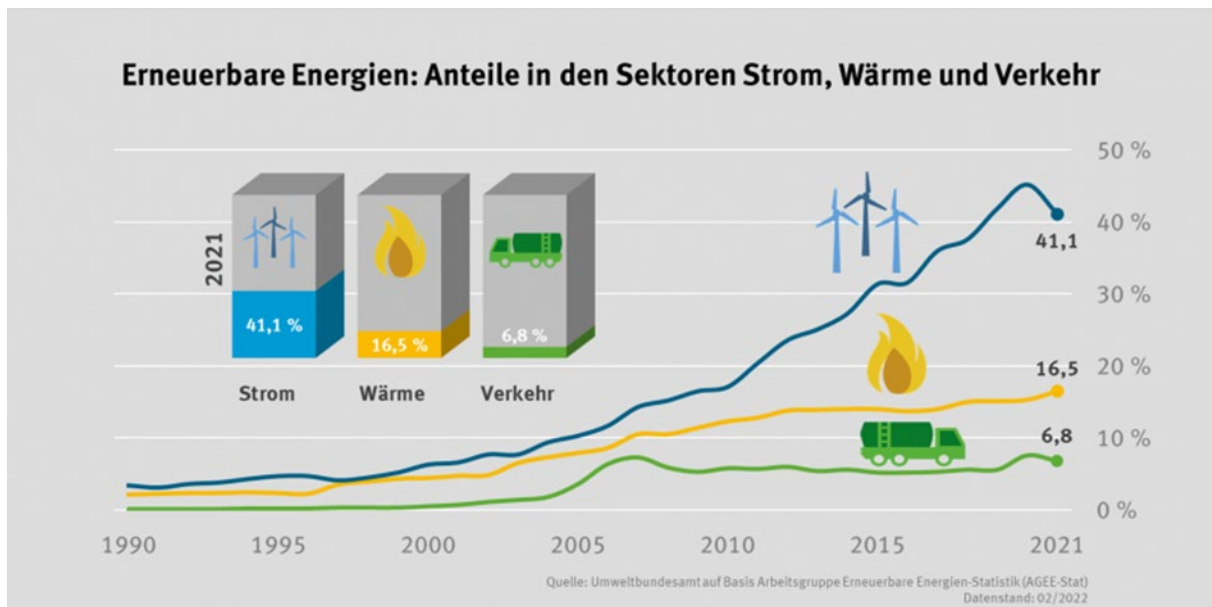


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils EE am Bruttostromverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr der Jahre 1990 bis 2021<sup>1</sup>

Diese Zahlen verdeutlichen aber auch, dass die Ziele der Energiewende nur dann erreicht werden können, wenn alle drei genannten Schlüsselsektoren gleichberechtigt bearbeitet und bereichsübergreifend in Richtung einer Umstellung auf EE entwickelt werden. Die Umsetzung des Vorhabens KoNSTanZE, in welchem die Herstellung von H<sub>2</sub> aus 100% EE sowie dessen gekoppelte Nutzung in den Sektoren Verkehr, Produktion und Energie im industriellen Umfeld im Vordergrund steht, hat großes Potential einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung dieses Ziels zu leisten.

Um einen erfolgreichen Übergang von fossilen Energieträgern hin zu EE in allen Sektoren der Energiewende zu erreichen, ist es aus derzeitiger Sicht unabdingbar eine Kopplung regenerativer Stromproduktion zeitentkoppelt mit nachgelagerten Sektoren zu initiieren und mittelfristig zu etablieren. Im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung ist die Elektrifizierung des Verkehrssektors mittels batterie- und brennstoffzellenelektrischer Fahrzeuge ein zentrales zukünftiges Schlüsselthema. In diesem Zusammenhang adressiert das Vorhaben KoNSTanZE die multivariable und mehrfache Sektorkopplung von Verkehrsaufgaben, Produktionsprozessen und Energieversorgung in einem Industrieunternehmen auf der Grundlage von grünem H<sub>2</sub>. Von großer Bedeutung in diesem Themenfeld ist auch eine generelle konsequente Neuausrichtung von Industrieprozessen auf eine volatile Energieversorgung und die damit verbundene Notwendigkeit einer systemdienlichen Integration volatiler Quellen, insbesondere im Sinne einer Transformation und einer Vernetzung der Energieversorgungsstrukturen.

### Wissenschaftliche und technische Ziele

In technischer Hinsicht ist das Ziel des Vorhabens die erstmalige Umsetzung einer parallelen Versorgung von internen und externen Verkehrsaufgaben, industriellen Produktionsprozessen sowie Energieversorgung mittels einer auf grünem H<sub>2</sub> basierenden Infrastruktur. In Abbildung 2 symbolisieren die grün hinterlegten Felder die Erzeugung des grünen H<sub>2</sub> sowie dessen geplante Speicher- und Verteilungsinfrastruktur. Zur Versorgung des Elektrolyseurs wird 100% grüner Strom genutzt. Dieser kann z.B. von der am Standort Homburg vorhandenen PV-Anlage stammen, deren installierte Leistung ausreichend groß dimensioniert ist, um den im ersten Schritt eingesetzten Elektrolyseur mit 150 kW Leistungsaufnahme sowie die zugehörigen peripheren Komponenten wie Wasseraufbereitung, Kompressoren und Elektronik der mobilen bzw. zu einem späteren Zeitpunkt ggf. größer

<sup>1</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>, abgerufen am 30. September 2022

dimensionierten stationären H<sub>2</sub>-Tankstelle am Standort Homburg zu decken. Die blau hinterlegten Felder symbolisieren die drei involvierten Sektoren Verkehr, Produktion und Energie. Mittels der geplanten Verteilinfrastruktur wird temporär zwischengespeicherter grüner H<sub>2</sub> je nach Bedarf parallel in der Produktion, mittels der mobilen H<sub>2</sub>-Tankstelle zur Gewährleistung aller betrieblich bedingten Transportaufgaben sowie entkoppelt mittels Flaschenbündel in einer SOFC eingesetzt. Prinzipiell werden die drei Sektoren gleichberechtigt behandelt, jedoch wird bei ggf. betriebsbedingt auftretenden H<sub>2</sub>-Engpässen die Produktion bevorzugt beliefert.

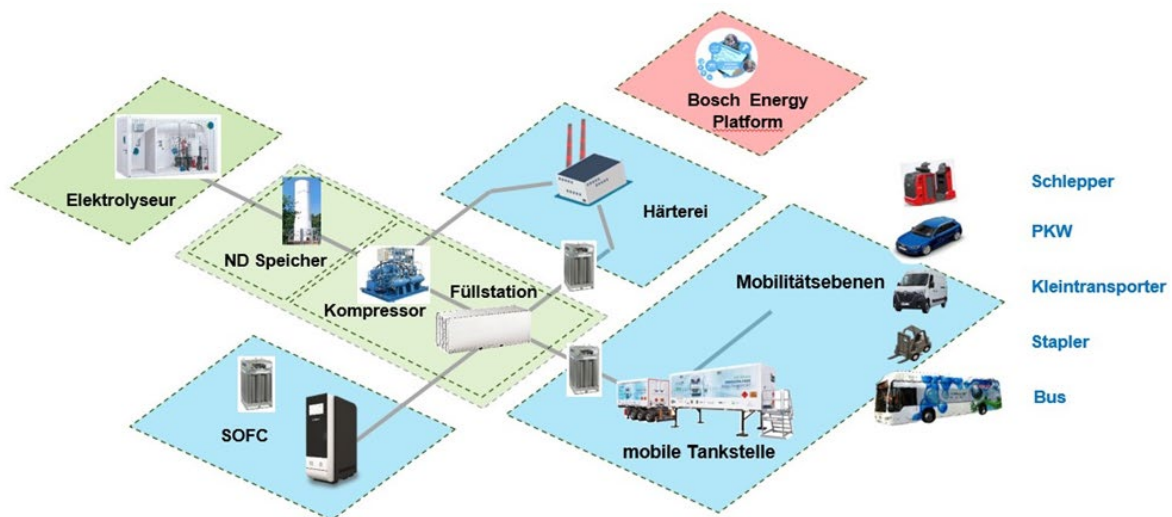


Abbildung 2: Schematische Darstellung des KoNSTanZE Testfelds (Bildquelle Bosch)

Rot hinterlegt ist die übergeordnete Bosch Energy Platform als zentrales Visualisierungstool. Basierend auf der Produktionsleistung des eingesetzten Elektrolyseurs ist das gesamte geplante Testfeld in der Lage alle betroffenen Sektoren mit grünem H<sub>2</sub> zu versorgen.

Die wissenschaftliche Zielsetzung des Vorhabens ist die nachhaltige Realisierung einer multivariablen und mehrfachen Verknüpfung der Sektoren Verkehr, Produktion und Energie im industriellen Umfeld sowie die hoch-effiziente und flexible H<sub>2</sub>-Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Daraus ergibt sich die Möglichkeit einer planbaren, bedarfsorientierten und kostenoptimierten Bereitstellung von grünem H<sub>2</sub> bei möglichst geringen produktionstechnischen und ökonomischen Risiken. Es erfolgt eine wissenschaftliche Begleitung des Versuchsbetriebs inklusive Auswertung, Interpretation der erfassten Messdaten sowie darauf basierend die Identifikation von standortspezifischen Verbesserungspotentialen. Zur Optimierung einer auf den aktuellen Bedarf ausgerichteten H<sub>2</sub>-Produktion am Standort Homburg wird im Rahmen des Vorhabens ein eigenständiges digitales H<sub>2</sub>-Verwaltungstool zur bedarfsgerechten Versorgung und Verteilung von grünem H<sub>2</sub> entwickelt. Neben den praktischen und theoretischen Arbeiten werden standortspezifische Untersuchungen zur technischen Umsetzbarkeit sowie ein ökonomisch/ökologischer Vergleich im Hinblick auf erreichbare THG-Emissionsminderungen aufgrund der betrachteten Maßnahmen durchgeführt.

Damit trägt das Vorhaben KoNSTanZE insbesondere zur Klärung der Fragestellung bei, inwieweit ein produzierender Industriebetrieb mit Hilfe von H<sub>2</sub>-Technologien zu einer CO<sub>2</sub> freien Produktionsstätte transferiert werden kann. Mit diesem integrierten Ansatz thematisiert das Vorhaben KoNSTanZE eine zentrale Fragestellung der meisten produzierenden Industriebetriebe bezüglich zukünftiger Energieversorgungsoptionen, speziell im Kontext der geforderten Umsetzung der gesamten Energiewende.

### Stand der Umsetzung

Im ersten Projektjahr wurden die notwendigen Planungen hinsichtlich des Layouts des gesamten Testfelds ausgeführt sowie das zur wissenschaftlichen Begleitung notwendige Konzept zur Messwert- und Datenerfassung erstellt. Abbildung 3 zeigt den aktuellen Stand des Layouts des Testfelds

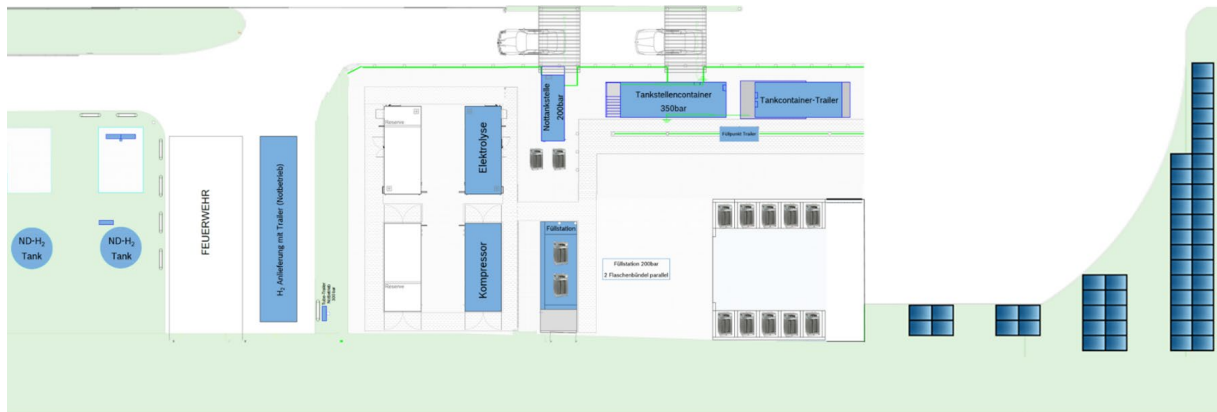


Abbildung 3: Layout des KoNSTanZE Testfelds am Bosch Standort in Homburg/Saar (Bildquelle Bosch)

Im zweiten Halbjahr 2022 wurden die zentralen Komponenten Elektrolyseur und mobile Tankstelle geliefert und in Betrieb genommen sowie die Tiefbau- und Elektroarbeiten soweit möglich ausgeführt. Die geplanten Fahrzeuge (vier Toyota Mirai, drei Gabelstapler und zwei Schlepper) wurden ebenfalls geliefert und stehen zum Einsatz bereit. Abbildung 4 zeigt links im Hintergrund den Elektrolyseur, mittig im Hintergrund die mobile Tankstelle sowie im Vordergrund die am Standort verfügbaren Wasserstofffahrzeuge.



Abbildung 4: KoNSTanZE Testfeld bzw. Connected eH<sub>2</sub>-Cycle am Bosch Standort Homburg/Saar (Bildquelle Bosch)

### Danksagung

Das Verbundvorhaben KoNSTanZE (03EI3043A,B) wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert, durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet und gemeinsam von der Robert Bosch GmbH und der IZES gGmbH bearbeitet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



09. bis 11. November

## Entwicklung eines dekarbonisierten Energiesystems in ländlichen Regionen durch Sektorenkopplung

Maximilian Hart<sup>a,b,c\*</sup>, Philipp Sommer<sup>a, b</sup>, Dr.-Ing. Elmar Brüggling<sup>a, b</sup> Christof Wetter<sup>a,b</sup>,

<sup>a</sup> *Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt, FH Münster - University of Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565, Steinfurt, Germany*

<sup>b</sup> *Institut für Energie, Ressourcen und Infrastruktur, FH Münster, Münster University of Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, Germany*

<sup>c</sup> *Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, TU Bergakademie Freiberg, Agricolastraße 22, 09599 Freiberg, Germany*

\**Korrespondierender Autor: Maximilian Hart, +49 2551 9 62 026, maximilian.hart@fh-muenster.de*

---

*Keywords: Energiesystem, Energiesystemmodellierung, Sektorenkopplung, Wasserstoff, Power-to-X, Biologische Wasserstoffherzeugung aus Abwässern, Biogene Methanisierung, Systemintegration*

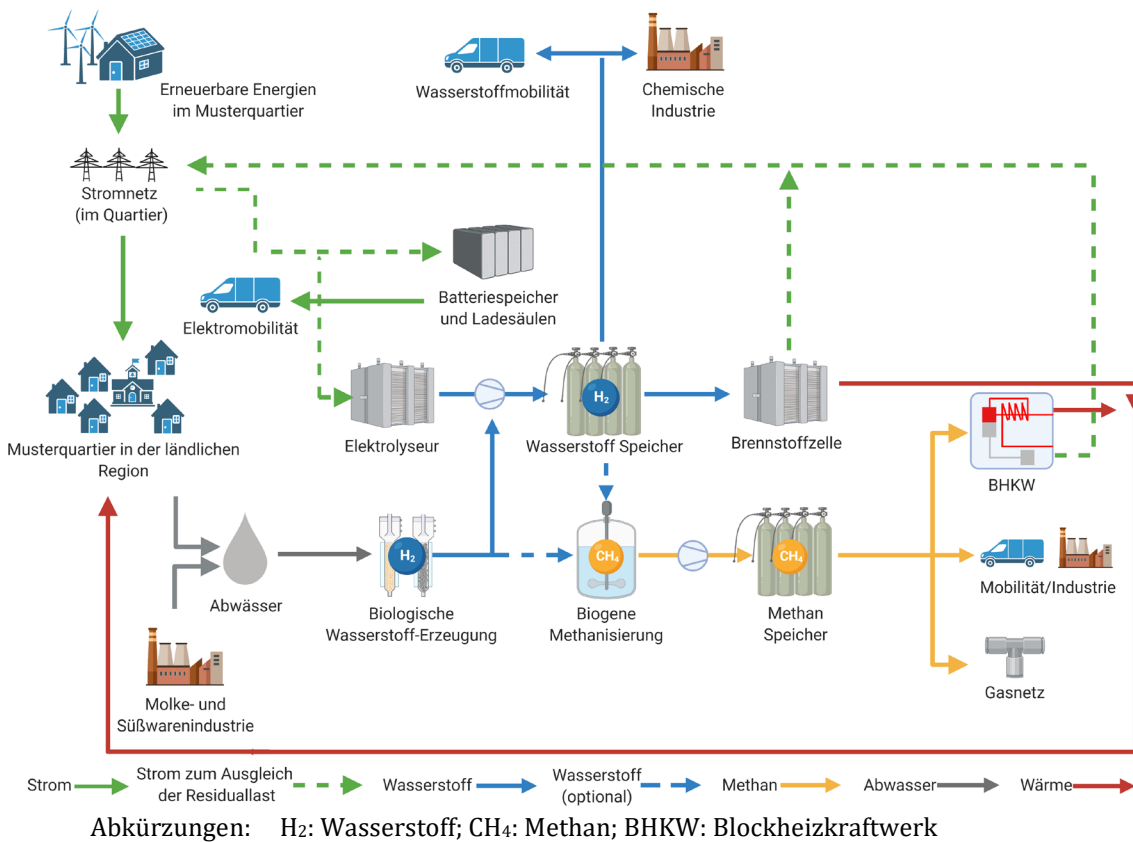
---

### HIGHLIGHTS

- Konzeptionierung eines dekarbonisierten Energiesystems für ländliche Regionen im Quartiersmaßstab.
- Untersuchung von Sektoren-koppelnden Power-to-Power- und Power-to-Gas-Anwendungen, insbesondere mit dem Energieträger Wasserstoff.
- Energiesystemmodellierung mit dem Open Energy Modelling Framework (oemof) zur Abschätzung der Auswirkungen der untersuchten Energiekonzepte hinsichtlich der Treibhausgaseinsparungen.
- Simulation des Stromnetzes in der Programmiersprache Modelica durch den Projektpartner, dem Gas- und Wärme-Institut Essen e. V, zur Abschätzung der Einflüsse der Energiekonzeptionierung auf die Netzstabilität.
- Validierung der untersuchten Energiekonzepte durch die praktische Erforschung an einer Technikumsanlage.
- Weiterentwicklung des *Technology Readiness Level* der biologischen Wasserstoffherzeugung sowie biogenen Methanisierung.
- Entwicklung einer *Blaupause* der dekarbonisierten Energieversorgung für verschiedene Anwendergruppen wie z. B. (Städte-)Planer, Netzbetreiber und Bewohner.

**GRAFISCHES ABSTRACT**

erstellt mit BioRender.com



**1 EINLEITUNG**

Die Notwendigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EE) ergibt sich aus den weltweiten Klimaziele, wie dem Übereinkommen von Paris auf der UN-Klimakonferenz (vom 12. Dezember 2015<sup>1</sup>) und der hieraus resultierender Begrenzung der anthropogen verursachten globalen Erwärmung gegenüber vorindustriellen Werten um deutlich unter 2 K (sog. 1,5 °C-Ziel) [1]. Eine Möglichkeit der Treibhausgas-minderung (THG-Minderung) bietet die Substitution fossiler Energieträger (wie Erdgas, Erdöl und Kohle) durch erneuerbare bzw. dekarbonisierte Energieträger. Mit dem Fortschreiten dieser Energiewende werden auf Grund der oftmals fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Lösungen benötigt, die die Energie bedarfsgerecht zur Verfügung stellen und die Sektoren Wärme und Mobilität mit dem Sektor Strom koppeln. Die genaue Ausprägung der verschiedenen Energieträger und deren Verteilung in den Sektoren ist zwar noch nicht vollständig geklärt, doch zeigen Dammer et al. [2] mit einem Blick auf aktuelle Studien [3–8], dass neben der Elektrifizierung auch gasförmigen und flüssigen Energieträgern Relevanz zugesprochen wird und unterstreichen die Bedeutung der Sektorenkopplung.

Das deutsche Energiesystem steht demnach vor einem Wandel. Es fehlt derzeit (noch) an Konzepten zur Sektorenkopplung in Quartieren in der ländlichen Region<sup>2</sup> [10], die im Gegensatz zum oftmals erforschten urbanen Raum [11], eine abweichende energetische Versorgungs- und Erzeugungsstruktur sowie ein anderes Mobilitätsverhalten aufweist [9, 12–14]. Diese Problematik wurde im Rahmen des 7. *Energieforschungsprogramms der Bundesregierung* [15] oder aber des *Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW)* [16] erkannt und entsprechende Forschungsprojekte gefördert. Die Herausforderungen und Chancen in einer ausgewählten ländlichen Region, dem nördlichen Münsterland, werden daher in dem durch das EFRE.NRW geförderte Forschungs- und Entwicklungsprojekt *EnerRegio-Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in ländlichen Regionen* (Förderkennzeichen EFRE-0801824) untersucht, indem aufgezeigt wird, wie eine Lösung für ein ländliches Quartier in der Zukunft aussehen kann.

Die Untersuchungen im Projekt *EnerRegio* mit der detaillierten Auswertung des Energiesystems in einem Musterquartier, der umfangreichen Betrachtung diverser Varianten für ein Energiekonzept zur Förderung der

<sup>1</sup> Das Inkrafttreten des Abkommens erfolgte erst nach der Ratifizierung am 4. November 2016.

<sup>2</sup> Als ländliche Region gilt die Definition nach Küpper [9].

Power-to-X-Technologien im ländlichen Raum und der Simulation eines modellhaften Energiesystems, bieten eine Basis für die weitere Anwendung und Übertragung auf andere ländliche Kommunen und Regionen. Die Ergebnisse des Forschungs- und Entwicklungsprojekts *EnerRegio* sollen als Blaupause für die Energiewende und ein zukünftiges Energiekonzept im ländlichen Quartier dienen. Ein weiteres Ziel ist neben der Ergebnisdarstellung, eine Art Leitfaden für verschiedenen Anwendergruppen in der Quartiersentwicklung bereit zu stellen. In diesem Leitfaden soll für verschiedene Anwendergruppen wie den Quartiersplanern, den Bewohner sowie Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen (EVU) herausgestellt werden, welche Schritte für die Entwicklung eines Energiekonzepts für ländliche Quartiere notwendig sind. Diese Schritte umfassen u. a. die energetische Erfassung des Quartiers, die Entwicklung eines zukünftigen dekarbonisierten Energiekonzepts auf Basis der vorhandenen Potenziale sowie die Bewertung verschiedener möglicher Ausbaustufen und Technologien innerhalb des Energiekonzepts. Die Bewertung kann hinsichtlich verschiedener Schwerpunkte wie z. B. des Selbstversorgungsgrads mit EE oder ökonomischer sowie ökologischer Auswirkungen erfolgen. Darüber hinaus ist entscheidend, die Einflüsse des Energiekonzepts auf das vorhandene (Strom-)Netz zu erörtern, um trotz des Ausbaus fluktuierender EE innerhalb des dekarbonisierten Energiekonzept eine Netzstabilität zu fördern.

## 2 MATERIAL UND METHODEN

Die Untersuchung im Projekt *EnerRegio* basieren auf mehreren Teilschritten, die im Folgenden kurz erläutert werden.

### 2.1 Erfassung des Ist-Zustandes

Zu Projektbeginn war die Wahl eines Musterquartiers von besonderer Relevanz, das für die ländliche Region repräsentativ ist und somit nach dem Projektende die Möglichkeit der Übertragbarkeit bietet. Vor diesem Hintergrund konnte in Zusammenarbeit mit der SWTE Netz GmbH & Co. KG (SWTE Netz)<sup>3</sup> ein Musterquartier in der Gemeinde Recke (Nordrhein-Westfalen (NRW)) identifiziert werden, welches die ländlichen Bedarfsstrukturen im Versorgungsgebiet der SWTE Netz repräsentativ abbildet. Das gesamte Versorgungsgebiet der SWTE Netz ist in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Erkennbar ist, dass sich dieses Gebiet im Wesentlichen auf den nord-östlichen Teil des Kreises Steinfurt erstreckt. Dieser Raum gilt daher im Folgenden als Referenzgebiet für eine ländliche Region.



Abbildung 2-1: Versorgungsgebiet der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG (Stand 2018) [17]

In einem zweiten Schritt wurden der energetische Ist-Zustand sowie die vorhandenen Ausbaupotenziale der EE im Musterquartier untersucht. Das Musterquartier ist ein Bestandsquartier und bildet ein typisches

<sup>3</sup> Tochtergesellschaft der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG

## 29. Energie-Symposium

Wohngebiet im Versorgungsgebiet der SWTE Netz ab. Es liegt in der Gemeinde Recke im Kreis Steinfurt. Die Gemeinde Recke besitzt insgesamt 11.393 Einwohner [18].

Das Musterquartier enthält mehrere zusammenhängende Straßen in einem Wohngebiet und besteht aus insgesamt 22 Haushalten. Der gemeinsame Niederspannungsstromkreis und der Anschluss an den Ortsnetztransformator definieren die 22 Haushalte bzw. Wohneinheiten (WE) im Rahmen des Projekts *EnerRegio* als Quartier. Insgesamt sind fünf weitere Stromkreise der umliegenden Quartiere an einem 10 kV Niederspannungstransformator angeschlossen [19, 20]. Die WE innerhalb des Musterquartiers setzen sich aus (sanierten) Bestandsgebäuden sowie Neubauten zusammen. Hierbei sind die Wohneinheiten sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser.

Bei der Betrachtung des Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier sind der elektrische Bedarf sowie der dort erzeugte Strom von Bedeutung. Der gesamte elektrische Bedarf der WE im Quartier betrug im Referenzjahr 2018 89.223,55 kWh/a [19]. Zudem lagen für die Simulation zudem die Daten für die Jahre 2017 und 2019 vor. Die Abweichungen der Energiebedarfe im Stromsektor zwischen den Jahren 2017-2019 sind gering. Das Referenzjahr 2018 wurde gewählt, da für dieses Jahr zu Projektbeginn die beste Datenqualität vorlag. In der Tabelle 1 wird der Strombedarf gemäß den Abrechnungsdaten der jeweiligen WE zugeordnet. Die Namen der Wohneinheiten und Hausnummern wurden willkürlich gewählt, sodass keine Rückverfolgbarkeit zu den tatsächlichen Adressen möglich ist.

Wie ebenfalls in der Tabelle 1 ersichtlich, sind seit dem Referenzjahr und aktuell drei Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Quartier installiert. Diese stellen die einzige Stromerzeugung innerhalb der definierten Quartiersgrenzen dar. Die erzeugten Energiemengen gelten für das Jahr 2018. Das Jahr 2018 ist kein repräsentatives PV-Bezugsjahr für die spätere Simulation des Quartiers. Hierfür ist lediglich die installierte Leistung von Bedeutung. Die Energieerzeugung wird gemäß des Datensatzes des Deutschen Wetterdienstes für den Standort der Gemeinde Recke berechnet.

Tabelle 1: Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier Recke [19]

| Wohneinheit Nr. | Strombedarf (kWh/a) | Installierte Leistung der Photovoltaik-Anlage (kW) |
|-----------------|---------------------|--|
| 1               | 5.203               |  |
| 2               | 7.492               |  |
| 3               | 4.541               |  |
| 4               | 5.017               |  |
| 5               | 3.366               |  |
| 6               | 4.458               |  |
| 7               | 2.776               |  |
| 8               | 3.710               |  |
| 9               | 2.286               |  |
| 10              | 3.343               |  |
| 11              | 2.078               |  |
| 12              | 4.042               |  |
| 13              | 3.404               | 11   |
| 14              | 8.749               |  |
| 15              | 6.388               | 9,9  |
| 16              | 2.431               |  |
| 17              | 3.163               |  |
| 18              | 4.650               |  |
| 19              | 2.367               |  |
| 20              | 3.710               | 3  |
| 21              | 2.010               |  |
| 22              | 4.040               | 11   |
| <b>Summe</b>    | <b>89.224</b>       | <b>23,9</b>  |

Zur Abbildung des Sektors Wärme im Musterquartier wurden verschiedenen Ansätze gewählt. Für die WE, die den Energieträger Erdgas zum Heizen benutzen, lagen detaillierte Jahres-Gasverbräuche seitens der SWTE Netz vor. Um detailliertere Einblicke in die Wärmeerzeugung hinsichtlich anderer oder ergänzender Energieträger zu erhalten, wurde ein anonymer Fragebogen zur Haushaltsbefragung entwickelt.

Hinsichtlich des Wärmebedarfs im Musterquartier wurden neben dem jährlichen Wärmebedarf auch Fragen zu den individuellen Randbedingungen, wie die Art der Heizung bzw. der verwendete Energieträger, eingearbeitet. Ebenso wurde die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen, die Größe der beheizten Wohnfläche, das Alter des Hauses und der Heizung sowie die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen

abgefragt. Die Auswertung der Fragebögen in Verbindung mit den Gasverbrauchsdaten der SWTE lieferten folgende Erkenntnisse für das Musterquartier:

Der Anteil der mit Erdgas beheizten Gebäude beträgt innerhalb des Musterquartiers 15 von 22. Aus den Anwohnerfragebögen ergaben sich zudem eine Pelletheizung, eine Kohleheizung, zwei Ölheizungen und eine Holzheizung. Außerdem haben zwei Haushalte zusätzlich zur Gasheizung einen Kachelofen und zwei Haushalte zusätzlich eine Solarthermieanlage verbaut. Die zwei weiteren Heizungsanlagen sind Wärmepumpen. Auf Grund der nicht ausreichenden Datenbasis im Sektor Wärme wurden die WE im Musterquartier mit der Energieberater Software Energieberater Professional 3D der Firma Hottgenroth modelliert und der wärmeseitige Energiebedarf (Heizenergiebedarf plus Warmwasseraufbereitung) durch das Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. berechnet. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, für die Energiekonzepte in den Zieljahren 2030 und 2050 die Auswirkungen von energetischen Sanierungsraten und deren Einflüsse auf den Wärmebedarf direkt aus Hottgenroth heraus berechnen zu können. Auf Basis des Endenergiebedarfs aus Hottgenroth konnten anschließend Lastgängen für die Simulation entwickelt werden. Die Tabelle 2 zeigt den wärmeseitigen Endenergiebedarf aus Hottgenroth im Musterquartier in komprimierte Form.

Tabelle 2: Ist-Zustand des Wärmeendenergiebedarfs im Musterquartier Recke [19, 21]

| Energieträger             | Wärmebedarf (kWh/a) |
|---------------------------|---------------------|
| Erdgas                    | 233.839             |
| Kohle                     | 12.395              |
| Öl                        | 38.184              |
| Pellet oder Holz          | 27.107              |
| Solarthermie <sup>a</sup> | 7.492               |
| Wärmepumpe                | 29.168              |
| <b>Summe</b>              | <b>348.185</b>      |

Anm.: <sup>a</sup> Solarthermie als Zusatzheizung, Annahme von 20 % des gesamten Wärmebedarf des jeweiligen Haushalts

Die absolute Anzahl der im Quartier befindlichen Personenkraftwagen (Pkw) war durch den Haushaltsfragebogen nicht zu ermitteln. Im Rahmen der Befragung zum Mobilitätsverhalten wurde darüber hinaus die Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln und Fahrgemeinschaften untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass mehr als 67 % der befragten Haushalte keine öffentlichen Verkehrsmittel nutzen und fast 94 % der Haushalte keine Fahrgemeinschaften bilden. Das bundesdeutsche arithmetische Mittel für Recke beträgt 1,08 Fahrzeuge pro Haushalt (Stand Dezember 2020) [22]. Demnach müssten sich 24 Fahrzeuge im Musterquartier befinden.

Darüber hinaus wurden die Haushalte befragt, inwiefern Hemmnisse gegenüber der Elektromobilität bestehen bzw. welche Rahmenbedingungen einen Wechsel zu dieser Antriebsart verhindern. Neben den vermeintlich höheren Anschaffungskosten wurde die geringe Reichweite angegeben. Insgesamt konnte in den Fragebögen eine maximale Tageslaufleistung von 130 km pro Pkw ermittelt werden. Dies widerspricht der These der nicht vereinbaren Nutzungsweise in Teilen, da mit einem Elektrofahrzeug durchschnittlich diese Distanz zurückgelegt werden kann, sofern das arithmetische Mittel des ADAC Ecotests 2020 für Elektroautos zugrunde gelegt wird [23, 24]. In diesem Test wurden die derzeit in Deutschland verfügbaren Elektro-Pkw hinsichtlich des Verbrauchs und der Reichweite getestet. Lediglich zwei der 17 getesteten Modelle besitzen eine Reichweite von kleiner 130 km. Alle anderen Modelle könnten die maximale Tagesleistung am Stück erreichen, ohne Laden zu müssen.

## 2.2 Energiesystemmodellierung

Auf Basis der Ist-Daten des Musterquartiers wurden die Energieflüssen mit Hilfe des Open Energy Modelling Framework (oemof) abgebildet und verschiedene Energiekonzepte für den Sektoren-gekoppelten Betrieb innerhalb des Musterquartieres auf Basis vorgegebener Speicher- und Konversionstechnologien in zwei Ausbaupfaden untersucht. Die Verwendung von oemof ergibt sich aus [25].

Als Grundlage der Energiesystemmodellierung dient die Kalkulationstabelle *The Spreadsheet Energy System Model Generator* (SESMG) [26], die von Christian Klemm am Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt der FH Münster im Rahmen des Forschungsprojekts RessourcenPlan im Quartier (R2Q) entwickelt wurde [27]. Sie fungiert als Schnittstelle zwischen der Programmierumgebung in oemof und der Excel Tabellen-Benutzeroberfläche.

Im Rahmen einer Masterarbeit an der FH Münster [28] wurde das Quartier im SESMG abgebildet. Diese Arbeit bildet die Grundlage für die zu untersuchenden Energiekonzepte im weiteren Projektverlauf. Untersuchungsschwerpunkte sind zwei Szenarien (Power-to-Power und Power-to-X) für das Jahr 2030 sowie das Jahr 2050 hinsichtlich folgender Fragestellungen:



## 29. Energie-Symposium

- 1) Minderung der Treibhausgas-Emissionen
- 2) Untersuchung der ökonomischen Einflüsse
- 3) Steigerung des Energieautarkiegrades

Im Szenario Power-to-Power wird die Nutzung elektrischer Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität betrachtet, während im Szenario Power-to-X insbesondere Konversionstechnologien, die auf klimafreundlich erzeugten Gasen basieren, untersucht werden. Diese Konversionstechnologien sind:

1. Elektrolyse von Wasserstoff
2. Brennstoffzellentechnik
3. Biologische Erzeugung von Wasserstoff aus Industrieabwässern der Region

Der SESMG ermöglicht eine flexible Modellierung und Optimierung eines Energiesystems ohne Programmierkenntnisse mit einer tabellenbasierten Schnittstelle. Alle Eigenschaften eines Energiesystems werden in einer xlsx-Spreadsheet-Datei (z. B. mittels Excel oder LibreOffice) definiert, in ein oemof-Modell umgewandelt und anschließend mit einem externen Solver optimiert [29]. Der grundsätzliche Aufbau des oemof-Modells in der Abbildung 2-1 dargestellt. Ein Solver löst die mathematischen Gleichungen und Identifizierung von optimalen Szenarien für die gesuchten Zielgrößen, z. B. minimierte THG-Emissionen oder minimierte Systemkosten. Die Eingangsdaten in der Excel-Eingabetabelle des Modellgenerators verfügen die für oemof relevanten Informationen zu den Komponenten. Diese Komponenten sind Busse, Quellen, Senken, Transformatoren, Speicher, Links und Systemparameter wie Zeitsysteme, Zeitreihen und Wetterdaten.

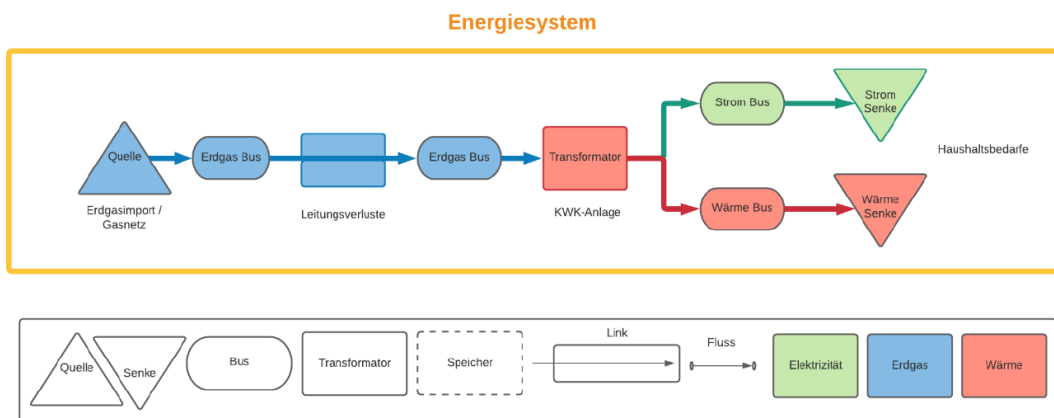


Abbildung 2-2: Schematische Illustration eines Energiesystems als Open Energy Modeling Framework Netzwerk (nach [26, 30])

Im Folgenden werden die wichtigsten Komponenten erläutert:

- 1) Bus: Ein Bus ist ausschließlich mit Komponenten verbunden und stellt die Verknüpfungsart der Komponenten dar. Es beschreibt die übertragene Ressource (Strom, Gas oder Wärme) [31].
- 2) Transformator: Diese Komponenten sind Kraftwerke oder Energieumwandlungsprozesse und besitzen Zu- und Abflüsse. Das Verhältnis zwischen Zu- und Abfluss kann mit Parametern wie beispielsweise mit dem Wirkungsgrad spezifiziert werden [31].
- 3) Senken: Senken sind Verbraucher, wie beispielsweise Haushalte oder Energieexporte in ein höher gelagertes Energienetz.
- 4) Quellen: Quellen sind Energielieferanten, wie beispielsweise Windkraftanlagen, Erdgasreservoirs oder Energieimporte aus benachbarten Energiesystemen/-netzen [32].
- 5) Links: Diese Komponente hat ähnlich wie ein Transformator Zu- und Abflüsse. Beispiele für Links sind Übertragungsleitungen und können Transportverluste aufweisen.
- 6) Speicher: Speicher können die Energie von einem Bus konservieren und zu einem späteren Zeitpunkt ausspeisen.

Die Ergebnisse werden auf einer browserbasierten und interaktiven Ausgabe visualisiert. Dies umfasst eine kurze Zusammenfassung über den Modelllauf, detaillierte Ergebnisse zu jeder Komponente in einer formatierbaren Tabelle sowie eine grafische Visualisierung, in der alle Zeitreihen der Lastflüsse des Energiesystems dargestellt sind [29].

### 2.3 Netzsimulation mit Modelica

Dieses Kapitel beschreibt die Simulation des Stromnetzes im Rahmen der Energiekonzepterstellung in der Programmiersprache Modelica. Der Aufbau des Quartiers wurde über die Modellierungssprache Modelica in Kombination mit der Simulationsumgebung Dymola [33, 34] realisiert und basiert auf Bestandslisten und Leitungsplänen der SWTE Netz sowie maßgeblich auf den Ergebnissen einer Masterarbeit des Projektpartners Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. [35].

Dymola wurde gewählt, da die Software für die Untersuchung der Lastflüsse gut geeignet ist. Mit Hilfe dynamischer Simulationen können bspw. zeitabhängige Vorgänge und instationäre Effekte im Netz betrachtet werden können [35]. Der Aufbau des Quartiermodells erfolgt auf Basis der Bibliothek IntegraNet durch das GWI [36].

Es wurde vereinfacht angenommen, dass sich sämtliche Gebäude, Straßenabschnitte und unterirdische Kabeltrassen über die Szenarien und Zieljahre 2030 sowie 2050 nicht verändern [35], aber die Erzeugungs- und Verbrauchslast der Verbraucher durch die Installation von PV-Anlagen oder Ladesäulen für die Elektromobilität variiert [35].

Die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) in Berlin stellt für energetische Simulationen von Energienetzen synthetische Lastprofile von deutschen Einfamilienhaushalten aus sekundlicher Datenbasis bereit. Die Grundlage der Profilerzeugung bilden gemessene Daten aus dem Jahr 2010 von über 500 Haushalten. Hieraus hat die HTW Berlin synthetisiert [37]. Im Hinblick auf die Quartiersmodellierung wurden diese Lastprofile in Kombination mit den vorliegenden Verbrauchsdaten benutzt.

Der erzeugte PV-Strom wurde durch Modelica auf Basis der für den Ort geltenden Einstrahlungswerten des Deutschen Wetterdienstes, der vorgegebenen installierten Leistung der PV-Anlagen, der vertikale Neigung sowie des Azimuts berechnet [35].

Zur Bestimmung der Dachpotenziale wurde als Datenbasis der Solarkataster NRW vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) gewählt [38]. Für die potenzielle Dacheignung ermittelt das LANUV mit Hilfe von Laserscandaten per Flugzeug die vertikale Neigung und die horizontale Ausrichtung der Dachflächen. Durch die automatisierte Ermittlung können die Neigung und die Ausrichtung vom tatsächlichen Potenzial abweichen. Für die Bestimmung der Potenziale berücksichtigt das LANUV neben Ausrichtung, Größe und Neigung der Dachflächen eine mittlere Strahlungsenergie sowie die installierbare Leistung [38]. Es erfolgte eine Aufteilung der Gebäudedächer in vier Eignungsklassen auf Basis des Projektes Smart District [39]. Angenommen wurde im Projekt *EnerRegio* in dem Szenario 2030 ein PV-Ausbau auf 60 % der sehr gut und 20 % der gut geeigneten Flächen PV-Anlagen und im Jahr 2050 auf 100 % der sehr guten sowie 80 % der gut geeigneten Dachflächen.

Insgesamt wurden im Quartier sechs Grundstücke mit einer sehr guten Eignung sowie 13 Grundstücke mit guter Eignung bewertet. Für drei Gebäude ist das Potenzial von PV-Dachanlagen mit bereits installierten Anlagen vollständig ausgeschöpft. Gering geeignete Grundstücke oder solche ohne Eignung existieren im Quartier nicht.

Um die Auswirkungen einer Zunahme von Elektro-Pkw auf die Spannungshaltung im betrachteten Netzstrang zu untersuchen, werden im Rahmen des Quartiers verschiedene PV-Ausbauzustufen in den Zieljahren mit jeweils steigender Durchdringung der Elektromobilität simuliert. Die untersuchten Szenarien sind in der Tabelle 3 dargestellt [35].

Tabelle 3: Ist-Zustand des Wärmebedarfs im Musterquartier [35]

| Szenario       | Anzahl der Ladesäulen | Anzahl der PV-Anlagen <sup>a</sup> |
|----------------|-----------------------|------------------------------------|
| Ist-Zustand    | 3                     | 3                                  |
| 2030           | 7                     | 10                                 |
| 2050           | 11                    | 19                                 |
| 2050 - Maximal | 22                    | 22                                 |

Anm.: <sup>a</sup> Photovoltaik (PV);

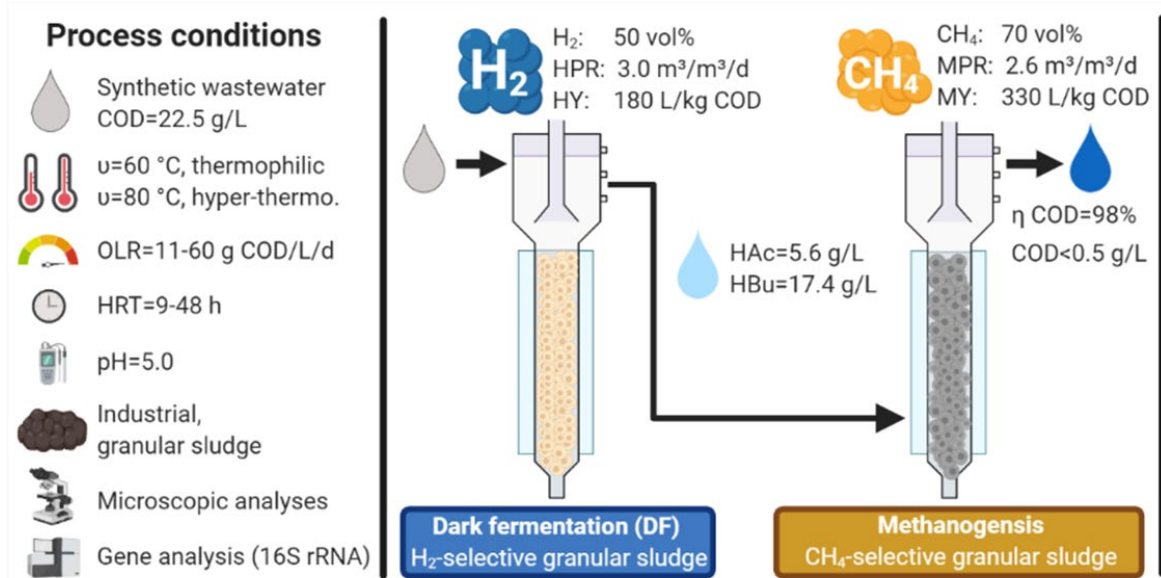
Es werden lediglich rein batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV, Battery Electric Vehicle) und keine Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge betrachtet. Das angenommene Fahr- und Ladeverhalten basiert auf Realdaten der Alltagsmobilität von Pkw-Nutzern aus dem ländlichen Raum und Datensätze der nationalen Studie „Mobilität in Deutschland“ (MiD) [35, 40].

2.4 Experimenteller Aufbau der Technikumsanlage

Neben der simulativen Untersuchung dekarbonisierter Energiekonzepte, ist ein weiteres Projektziel der Aufbau einer Technikumsanlage, die zur Validierung der untersuchten Energiekonzepte durch praktische Erforschung der untersuchten Technologien (Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle) beiträgt. Ein besonderes Augenmerk wird auf ausgewählte Potenziale in der ländlichen Region gelegt. Daher wird neben der Erzeugungsmöglichkeit des Wasserstoffs durch die Elektrolyse im Quartier, bzw. einem zentralen Elektrolyseur am Ortsnetztransformator untersucht, durch welche weiteren Verfahren der Wasserstoffbedarf zukünftig gedeckt werden kann. Eine weiterer Untersuchungsschwerpunkt bilden Brückentechnologien, die das fossile Methan kurzfristig ersetzen können. Konkrete Anwendungsbeispiele sind die Versuchsreihen an der Biologische Wasserstofferzeugung aus (Industrie-)Abwässern sowie die Erhöhung des Methanertrags der vorhandenen Biogasanlagen durch die biogene Methanisierung. Daher werden die für das Jahr 2022 an diesen Anlagen geplanten Versuchsreihen im Folgenden kurz skizziert.

2.4.1 Biologische Wasserstofferzeugung

Untersucht wird im Projekt *EnerRegio* das Fermentationsverfahren zur biologischen Wasserstofferzeugung. Hierbei handelt sich um ein biologisches und anaerobes Verfahrenskonzept, bei dem in zwei Verfahrensschritten kontinuierlich durch dunkle Fermentation Wasserstoff erzeugt wird. Der Prozess ist grafisch in Abbildung 2-3 visualisiert. Das zweistufige Verfahren verfügt über einen Wasserstoff- und einen Methanreaktor. Beide werden als sog. EGSB-Reaktoren (Expanded Granular Sludge Bed) betrieben.



Abkürzungen.: CH<sub>4</sub> Methan, CSB Chemischer Sauerstoffbedarf, DF Dunkelfermentation, EGSB Expanded Granular Sludge Bed-Reaktor, H<sub>2</sub> Wasserstoff, HAc Essigsäure, HBU Buttersäure, HPR Wasserstoffproduktionsrate, HY Wasserstoffausbeute, MPR Methanproduktionsrate, MY Methanausbeute, N Stickstoff, OLR Organische Belastungsrate

Abbildung 2-3: Biologische Wasserstofferzeugung durch Dunkle Fermentation (dark fermentation) [41]

Im ersten Schritt wird Biomasse in einem Reaktor mittels Wasserstoff-bildenden, anaeroben Mikroorganismen aus Rein- oder Mischkulturen ohne Licht- und Sauerstoffzufuhr bei psychophilen bis hyperthermophile Temperaturen zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid gespalten. Im weiteren Schritt werden die restlichen nicht-zersetzten organischen Stoffe unter anaeroben Bedingungen zu Methan und Kohlenstoffdioxid umgewandelt [42, 43]. Die Stoffwechselmechanismen basieren auf der Umwandlung von Glukose in Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und flüchtigen Fettsäuren (FOS). Die Prozessbedingungen sind vergleichbar mit denen des anaeroben Biogasprozesses und eignen sich für die Behandlung von hochbelasteten Abwässern und organischen Reststoffen [42, 43]. Im Rahmen der Forschung an der FH Münster werden die Abwässer aus der Schokoladen- sowie Brauereiindustrie untersucht, die in unmittelbarer Nähe zum Quartier liegen.

Der Prozess wurde in Laboruntersuchungen der FH Münster stabilisiert [41–46] und erfolgreich betrieben. Die Volumina der Reaktoren betragen bis zu 50 Litern, wobei der Methanreaktor ca. achtfach größer

gegenüber dem Wasserstoff EGSB ausgelegt ist, um die Verweilzeit des Substrats im Reaktor entsprechend zu erhöhen. Im Projekt EnerRegio wird ein Scale-up im Technikumsmaßstab (4050 Liter im Methan-EGSB und 80 Liter im Wasserstoff EGSB) untersucht. Ziel ist es, die gleichen stabilen Prozessparameter und Wasserstoffbildungsraten wie im Laborbetrieb trotz der angepassten Reaktorgrößen zu erreichen.

Als Impfmateriale (Inokulum) wird ein granuliertes Pelletschlamm aus einer Abwasserbehandlungsanlage von stärkeverarbeitenden Betrieben, auf dem die Mikroorganismen angesiedelt sind, verwendet. In der Wasserstoffstufe (1. EGSB) werden die Pellets bei  $\vartheta=80\text{ °C}$  und  $t=120\text{ min}$  thermisch vorbehandelt um eine Anreicherung mit Wasserstoff-bildenden Bakterien zu erreichen [41]. Der während des Prozesses angestrebte pH-Wert von ca. 5 wird im Reaktor mit Natronlauge (NaOH (1 mol/l)) reguliert. Das Abwasser (Substrat) gelangt über einen freien Überlauf in die Methanstufe (2. EGSB). In der Methanstufe wird der gleiche Pelletschlamm als Inokulum verwendet, allerdings ohne vorherige thermische Vorbehandlung [41]. Die Betriebstemperaturen liegen idealerweise bei  $\vartheta=40\text{ °C}$  und einem pH-Wert von  $\text{pH}=7,0\text{-}7,5$  [41]. Ab 2022 werden zunächst vier Versuchsreihen mit hydraulischen Verweilzeiten zwischen 22-und 48 Stunden durchgeführt.

## 2.4.2 Biogene Methanisierung

Auf Basis eines 15 Liter Rührkesselreaktors (CSTR) mit Luftblasendiffusor auf dem Reaktorboden wird eine Biogasanlage mit dem für die Musterregion typischen Substratmix nachgestellt. Ziel ist das Potenzial der biogenen Methanisierung nach dem in-situ Verfahren zu untersuchen [47–49]. Zwar ist es auf Grund der aktuellen politischen Ausgangssituation schwierig vorstellbar, den grünen Wasserstoff aus der Elektrolyse in die Biogasanlagen einzuspeisen, um den Kohlenstoffdioxidgehalt zu reduzieren und den Methanertrag zu maximieren. Doch bietet die biogene Methanisierung auf Grund der in der Musterregion zahlreich vorhandenen Biogasanlagen ein Potential, bis zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, das fossile Erdgas durch THG-neutrales Methan aus nachwachsenden Rohstoffen zu substituieren. Ebenso bietet eine Methanisierungsstufe eine interessante Anwendungsoption für den zuvor erläuterten biologischen Wasserstoff aus Abwässern, da hier bisher keine für die Einspeisung oder Verwendung in Brennstoffzellen geeignete Reinheit erreicht wurde. Das grafische Abstract der Versuchsreihen zur biogenen Methanisierung ist in der Abbildung 2-4 dargestellt.

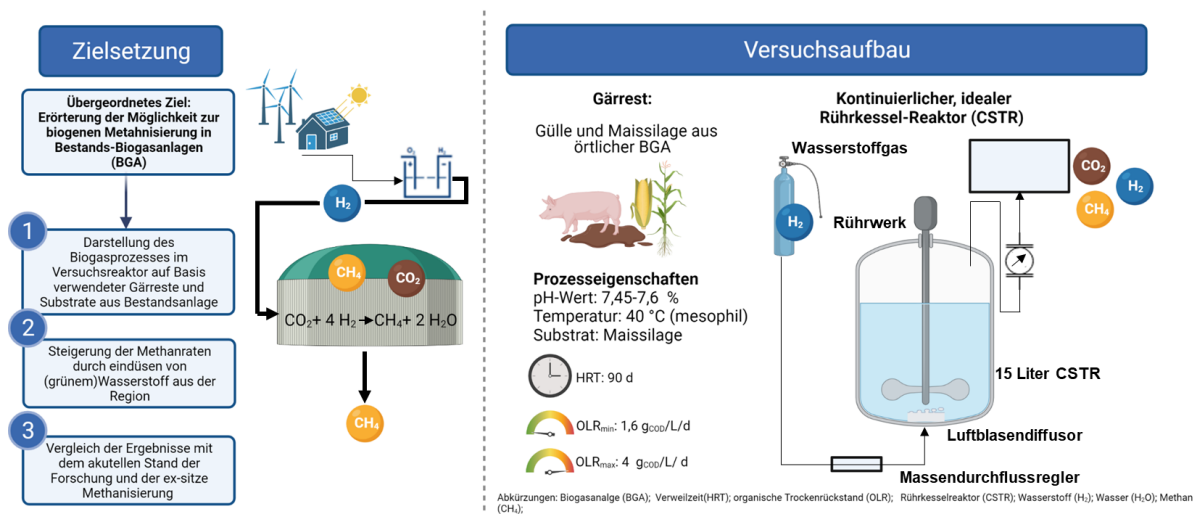


Abbildung 2-4: Biogene Methanisierung nach dem in-situ Verfahren

Die In-situ-Veredelung von Maissilage<sup>4</sup> wird unter mesophilen Bedingungen ( $\vartheta=40\text{ °C}$ ) und Umgebungsdruck durchgeführt. Vor den Methanisierungs-Versuchen wird der CSTR mit Inokulum aus einer mesophilen Biogasanlage befüllt. Dieser Gärrest besteht i. d. R. aus Maissilage und Schweinegülle. Die hydraulische Verweilzeit beträgt 90 Tage. Nach dem Herstellen konstanter Biogaserträge werden verschiedene Versuchsreihen zur Methanisierung durch das Einbringen von Wasserstoff durch den Luftblasendiffusor am Boden des Reaktors durchgeführt, um den Methanertrag des Produktgases durch die Reaktion des Wasserstoffs mit dem im Rohbiogas vorhandenen Kohlenstoffdioxid zu Methan zu erhöhen.

<sup>4</sup> Maissilage stellt das typische Substrat in der Musterregion dar.

### 3 ZWISCHENERGEBNISSE UND AUSBLICK

Zur jetzigen Projekthalbzeit liegen noch keine endgültigen Ergebnisse aus den Simulationen vor. Die wichtigsten Erkenntnisse werden im Folgenden kurz skizziert. Die Simulationen werden fortwährend weitergeführt. Die Versuche an der Technikumsanlage beginnen gegen Ende des Jahres 2021.

#### 3.1 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

Bei der Betrachtung der entwickelten dekarbonisierten Energiesysteme werden deutliche THG-Einsparungen erreicht. In den beiden betrachteten Energiekonzepten Power-to-Power und Power-to-X steigen die jährlichen Systemkosten im emissionsoptimierten Modell stärker an als die mögliche THG-Reduzierung, was sich mit dem Pareto-Prinzip erklären lässt[50].

Die Power-to-Power-Option bietet allerdings höhere THGs-Einsparpotentiale und geringere jährliche Systemkosten (siehe Abbildung 3-5). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass durch zukünftige Skaleneffekte im Bereich Power-to-X, die Investitionskosten dieser Technologien, insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologien, sinken werden.

Bisher bewirkt kein untersuchtes Energiekonzept auf Basis der Ist-Energiebedarfe die für das Jahr 2050 geforderte Klimaneutralität [51, 52]. Unter der Annahme, dass durch gesetzlich vorgeschriebene energetische Sanierungen die Energiebedarfe vor allem im Wärmesektor weiter sinken, werden die THG-Emissionen der untersuchten Energiekonzepte deutlich gesenkt werden können. Ob dies zur Zielerreichung ausreicht oder weitere Maßnahmen betrachtet werden müssen, ist derzeit im Zentrum der oemof-Untersuchungen.

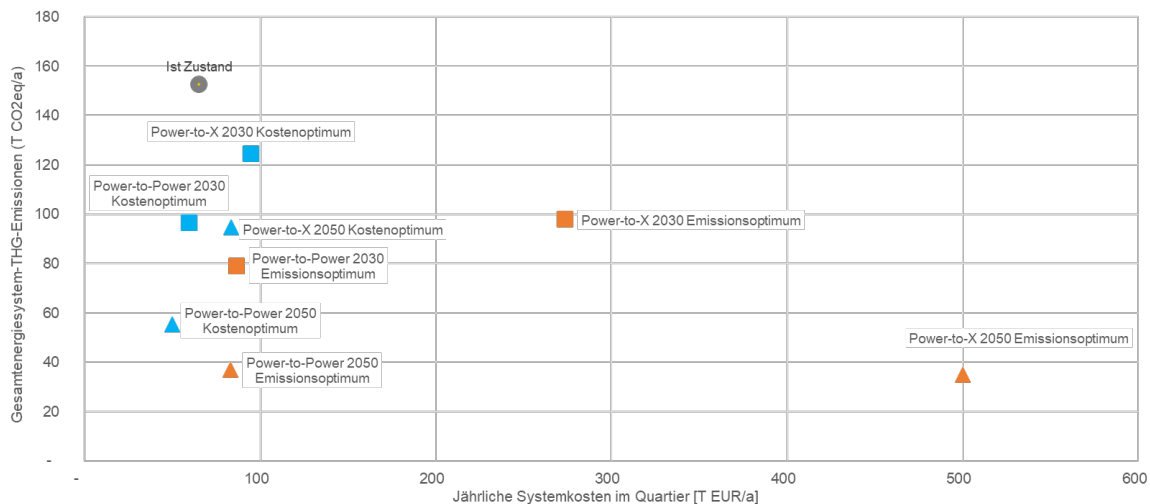


Abbildung 3-1: Zwischenenergieergebnisse der Quartierssimulation: Zusammenhang zwischen den jährlichen Systemkosten und Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) nach [28]

So werden derzeit weitere Simulationen mit den in Hottgenroth energetisch sanierten Gebäuden durchgeführt. Dabei stellt sich als erstes Zwischenergebnis heraus, dass Power-to-Power-Ansätze mit dem Ausbau von PV-Anlagen, Wärmepumpen sowie der Elektromobilität aus wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten das sinnvollere Energiekonzept darstellen.

Der vollständige PV-Ausbau im Quartier verursacht hohe Mengen an negativen Residuallasten, die mit den eingesetzten Technologien im Quartier nicht ausgeglichen werden können. Auch die Kapazitäten der häuslichen Speicheroptionen durch Elektrofahrzeuge genügen nicht, um die PV-Stromerzeugung vollständig im Quartier zu verwerten. Hierfür sind weitere noch spezifisch zu dimensionierende Batteriespeicher vorzusehen.

Mit dem Ziel, die negativen Residuallasten zu reduzieren, bietet sich möglicherweise auch eine Kopplung aus den Szenarien Power-to-Power und Power-to-X durch das Nutzen eines zentralen Elektrolyseurs an. Aus derzeitiger Sicht ergibt die anschließende wärmeseitige Nutzung des Wasserstoffs gegenüber der Wärmeversorgung durch eine Brennstoffzelle keinen ökonomischen oder ökologischen Nutzen, sondern lediglich der Verkauf für Anwendergruppen im Bereich der Wasserstoffmobilität oder Industrie.

#### 3.2 Ergebnisse der Netzsimulation

Die Ergebnisse aus der Simulation des Stromnetzes sind besonders für die Netzbetreiber relevant, da diese wichtigen Aussagen darüber treffen, ob durch den Ausbau der EE, in diesem Fall den PV-Anlagen im Musterquartier, Netzinstabilitäten auftreten und ggf. eine Ertüchtigung des Netzes notwendig ist. Bisher liefern die Netzsimulationen in Modelica folgende Erkenntnisse:

## 29. Energie-Symposium

Im Ist-Zustand sind nur geringe negative Residuallasten<sup>5</sup> am Ortsnetztransformator erkennbar. Über das ganze Jahr ist eine stabile Netzführung gegeben. Durch den beschriebenen PV-Ausbau im Szenario 2030 ist insbesondere ein hoher Zuwachs der negativen Residuallast ersichtlich. Diese betrifft insbesondere die Monate April bis September (siehe Abbildung 3-2) [35].

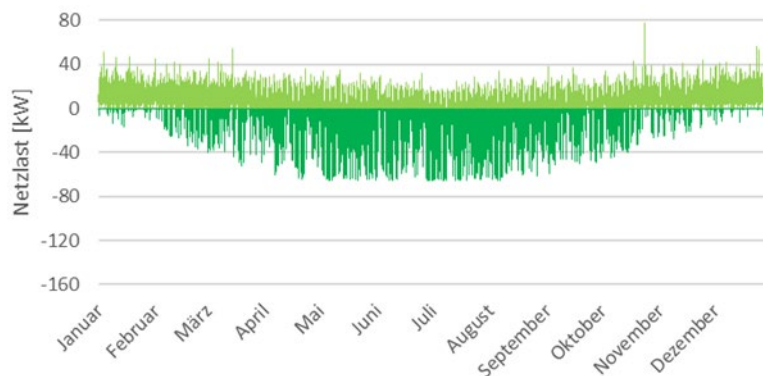


Abbildung 3-2: Residuallast am Ortsnetztransformator im Ausbauszenario 2030 [35]

Beim Vergleich des Spannungsbandes in den Abbildungen 3-2 bis 3-4 am Netzschlechtepunkt wird sichtbar, dass trotz sichtbaren Spannungsspitzen das Spannungsband im Szenario 2030 durch den angenommenen PV-Ausbau insgesamt nicht verletzt wird.

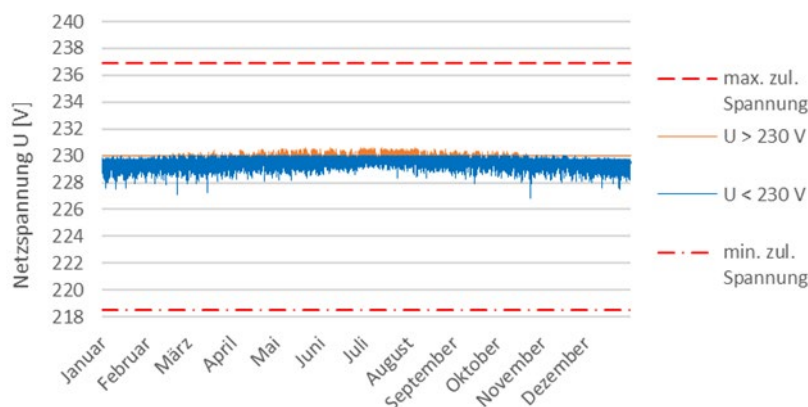


Abbildung 3-3: Spannung am Netzschlechtepunkt im Ist-Zustand [35]

Diese Aussage ist für das Szenario 2050 zu revidieren (siehe Abbildung 3-5). Der Ausbau der PV Anlagen auf allen Quartiersdächern führt in 378 Stunden zu Spannungsbandsverletzungen durch Überschreitung der maximal zulässigen Spannung. Betroffen sind vor allem die Zeiträume hoher PV-Erträge von April bis Anfang September. Die in blau dargestellten erhöhten Spannungsabfälle sind durch hohen Verbrauch im Bereich der Elektromobilität erklärbar.

<sup>5</sup> Residuallast beschreibt die Differenz aus Last und Erzeugung.

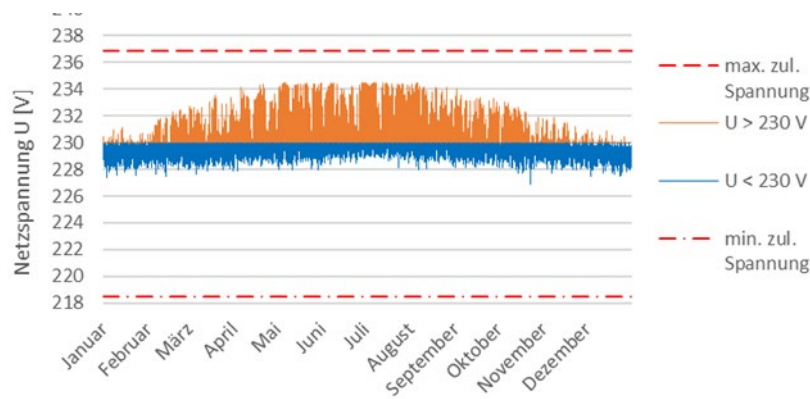


Abbildung 3-4: Spannung am Netzschlechtpunkt im Szenario 2030 [35]

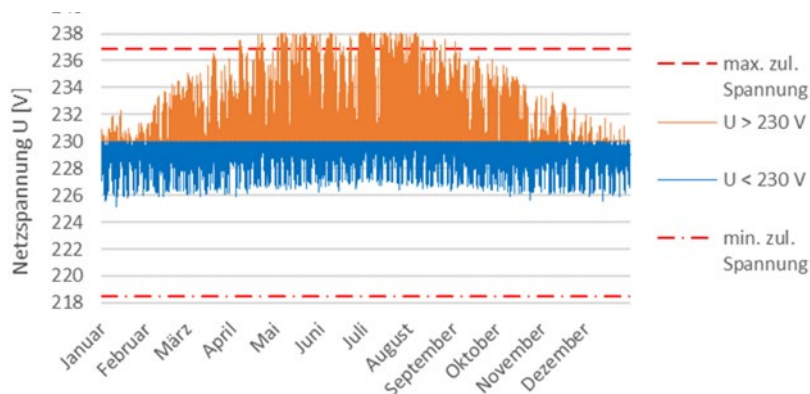


Abbildung 3-5: Spannung am Netzschlechtpunkt im Szenario 2050 -Maximal [35]

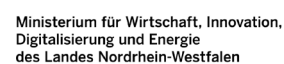
Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Spannungsüberschreitungen durch den Ausbau der Elektromobilität um 100 Stunden gemindert wurden. Der Ausbau der Elektromobilität und Ladung an eigenen Wallboxen hat demnach bereits einen positiven Einfluss auf die Netzstabilität, ohne das bisher ein intelligentes Lademanagement oder bidirektionale Laderegelungen berücksichtigt wurden [35]. Bei einer bidirektionalen Laderegelung wird bspw. die Traktionsbatterie der Pkw genutzt, um ein netzdienliches Lademanagement im Quartier zu integrieren und ermöglicht das Nutzen der Pkw-Batterie wie einen stationären Batteriespeicher. Hierdurch ist eine weitere Netzstabilisierung zu erwarten und sollte weitergehend untersucht werden.

In einem weiteren Schritt wird die Einbindung der Konversionstechnologien wie z. B. Wärmepumpen oder Elektrolyseuren auf Basis der oemof Ergebnisse in das Modelica-Modell angestrebt, um auch hieraus Erkenntnisse bzgl. der Netzstabilität zu generieren.

## DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich beim EFRE.NRW-Programm, das diese Arbeit im Rahmen des Forschungsprojekts *EnerRegio-Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in ländlichen Regionen* (Förderkennzeichen: EFRE-0801824) ermöglicht hat. Wir bedanken uns auch für die finanzielle Unterstützung durch die Europäische Union (EU) sowie das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE NRW). Schließlich danken wir unserem Projektkonsortium, dem Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. sowie der B & R Energie GmbH, unseren Kollegen aus dem *Forscherteam Wetter und Brüggling* sowie insbesondere unserer ehemaligen Kollegin *Piriyanha Sivabalasingam*.

## GEFÖRDERT DURCH



### LITERATUR

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change 2015. *Paris Agreement*. [Online]. Verfügbar unter: [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf) (Zugriff am: 20. August 2021).
- [2] A. Dammer *et al.*, „Wasserstoff-Ökosysteme: Herausforderungen, Lösungen und Chancen für Unternehmen durch den Einstieg in den Gasmarkt der Zukunft“, *DVGW energie/ wasser-praxis*, Jg. 72, Nr. 09, S. 28–33, 2021.
- [3] M. Wietschel *et al.* 2021. *Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien: Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie\\_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf) (Zugriff am: 8. November 2021).
- [4] T. Bründlinger und J. König. *dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/integrierte-energiewende/>.
- [5] H. Nymoen, K. Graf, E. Niemann und M. Kröber 2021. *Klimaneutral Wohnen: Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?* [Online]. Verfügbar unter: [https://www.nymoen-strategieberatung.de/user/pages/03.downloads/klimaschutz-im-waermemarkt-wie-koennen-wir-klimaneutralitaet-im-bereich-der-wohn-gebäude-erreichen/NSB\\_Waermemarktstudie\\_2021.pdf](https://www.nymoen-strategieberatung.de/user/pages/03.downloads/klimaschutz-im-waermemarkt-wie-koennen-wir-klimaneutralitaet-im-bereich-der-wohn-gebäude-erreichen/NSB_Waermemarktstudie_2021.pdf) (Zugriff am: 8. November 2021).
- [6] J. Brandes *et al.* 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050*. Update dieser Studie. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschärfung.pdf>.
- [7] M. Robinius *et al.*, „Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 / Martin Robinius [und 17 andere]“, *Energie & Umwelt /Energy & Environment*, Jg. 499, 2020.
- [8] Jan Michalski, Matthias Altmann, Ulrich Bünger, Werner Weindorf 2019. *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen: EINE EXPERTISE FÜR DAS MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN*. [Online]. Verfügbar unter: [https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST\\_Wasserstoffstudie\\_NRW.pdf](https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf).
- [9] P. Küpper, „Abgrenzung und Typisierung ländlicher Räume: Thünen Working Paper 68“, Thünen-Institut für Ländliche Räume, Braunschweig, 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://literatur.thuenen.de/digbib\\_extern/dn057783.pdf](https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn057783.pdf).
- [10] L. Kirnats, J.-N. Joost, S. Berg, J. Frisch und C. van Treeck, „Status Quo bei digitalen Werkzeugen und softwarebasierten Lösungsansätzen“, *Bauphysik*, Jg. 40, Nr. 6, S. 441–448, 2018, doi: 10.1002/bapi.201800031.
- [11] Bundesministerium für Bildung und Forschung 2020. *Ressourceneffiziente Stadtquartiere: Zukunftsstadt*. RES:Z-Eine Initiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. [Online]. Verfügbar unter: <https://ressourceneffiziente-stadtquartiere.de/?lang=de> (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [12] C. Möller, M. Faulstich und S. Rosenberger, „Urban-rural relations in renewable electric energy supply – the case of a German energy region“ (en), 2019, doi: 10.5278/IJSEPM.2019.21.7.
- [13] C. Möller, S. Rosenberger und M. Faulstich, Hg. *Speicherbedarf in Energieregionen unter Berücksichtigung verschiedener Autarkiegrade*, 2015.
- [14] F. Dosch und L. Porsche, „Rebuild the City! Towards Resource-efficient Urban Structures through the Use of Energy Concepts, Adaptation to Climate Change, and Land Use Management“ in *German Annual of Spatial Research and Policy, German Annual of Spatial Research and Policy 2010*, B. Müller, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011, S. 35–48, doi: 10.1007/978-3-642-12785-4\_4.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018. *7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung: Innovationen für die Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-7-energieforschungsprogramm.html>.



- [16] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen 2014. *Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.efre.nrw.de/>.
- [17] Stadtwerke Tecklenburger Land, „Jahresabschluss 2018: Kennzahlen“. Füreinander. Miteinander., Ibbenbüren, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-tecklenburgerland.de/fileadmin/SWTL/Downloads/Jahresabschluesse/2018/Jahresabschluss-2018-SWTE.pdf>. Zugriff am: 12. Dezember 2020.
- [18] Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen 2020. *Bevölkerung nach Gemeinden.: Bevölkerungszahlen Kreis Steinfurt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.it.nrw/statistik/gesellschaft-und-staat/gebiet-und-bevoelkerung/bevoelkerungsstand> (Zugriff am: 12. November 2020).
- [19] Stadtwerke Tecklenburger Land Netz GmbH & Co KG. *Zählerwerte im Musterquartier Recke*.
- [20] L. Püttmann, „Entwicklung einer exemplarischen Vorgehensweise für die Realisierung der Sektorenkopplung in ländlichen Bestandsquartieren“. Master-Thesis, Fachbereich EGU, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2020.
- [21] FH Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. und B&R energie 2020. *EnerRegio: Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in der ländlichen Region*. Projekt-Homepage. [Online]. Verfügbar unter: [www.enerregio.de](http://www.enerregio.de) (Zugriff am: 4. August 2021).
- [22] Statistisches Bundesamt 2020. *Ausstattung mit Gebrauchsgütern - Daten aus den laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR) zur Ausstattung privater Haushalte mit Fahrzeugen (Stand Dezember 2020)*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Tabelle/a-fahrzeuge-d-lwr.html?view=main\[Print\]](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Tabelle/a-fahrzeuge-d-lwr.html?view=main[Print]) (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [23] ADAC 2020. *Aktuelle Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> (Zugriff am: 2. Juli 2020).
- [24] ADAC 2020. *Ecotest - Test- und Bewertungskriterien (ab 2/2019)*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.adac.de/\\_mmm/pdf/Methodik\\_EcoTest\\_2020\\_338652.pdf](https://www.adac.de/_mmm/pdf/Methodik_EcoTest_2020_338652.pdf) (Zugriff am: 2. Juli 2020).
- [25] C. Klemm und P. Vennemann, „Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110206, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110206.
- [26] C. Klemm, „Spreadsheet Energy System Model Generator (GIT)“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://git.fh-muenster.de/ck546038/spreadsheet-energy-system-model-generator>. Zugriff am: 11. Februar 2021.
- [27] FH Münster und Ressourceneffiziente Stadtquartiere 2020. *RessourcenPlan im Quartier (R2Q)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/forschungskooperationen/r2q/index.php> (Zugriff am: 30. März 2021).
- [28] P. Sivabalasingam, „Fortschreibung des Energiekonzeptes für ein Quartier mit Hilfe des Open Energy Modelling Frameworks“. Master-Thesis, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2021.
- [29] C. Klemm, „Modelling and Optimization of Multi-Energy Systems in Mixed-Use Districts: An Exemplary Application“. Master Thesis, FB Energie Gebäude Umwelt, FH Münster, Steinfurt, 2020.
- [30] C. Wangenbach, S. Hilpert und S. Günther 2017. *Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein(openMod.sh): Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/openmodsh-endbericht-1.pdf>.
- [31] C. Wangenbach, S. Hilpert und S. Günther, „Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein (openMod.sh)“, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, Hochschule Europa-Universität Flensburg (ZNES), Flensburg, 2017.
- [32] S. Hilpert *et al.*, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling, Energy Strategy Reviews,“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>.
- [33] *The Modelica Association — Modelica Association*. [Online]. Verfügbar unter: <https://modelica.org/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [34] *Dymola – Dassault Systèmes®*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.3ds.com/de/produkte-und-services/catia/produkte/dymola/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [35] K. Maas, „Analyse der Einflüsse von Photovoltaikanlagen und elektrischen Ladesäulen auf Niederspannungsnetze im ländlichen Quartier“. Masterarbeit, Lehrstuhl Energiesysteme & Energiewirtschaft (EE), Ruhr Universität Bochum (RUB), 2021.

- [36] J. Benthin *et al.*, „Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze“. Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens INTEGRANET, Oberhausen/Essen,, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht\\_V1.1.pdf](https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht_V1.1.pdf).
- [37] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig 2015. *Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Datensatz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/> (Zugriff am: 6. Mai 2020).
- [38] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz 2021. *Solarkataster NRW*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.energieatlas.nrw.de/site/karte\\_solarkataster](https://www.energieatlas.nrw.de/site/karte_solarkataster) (Zugriff am: 2. Mai 2021).
- [39] H. Dörr, N. Lucke und E. Schumann. *Smart District: Sektorenkopplung zur effizienten Transformation der Energieversorgung. Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201613/353f65>.
- [40] T. Weide, J. Peitzmeier, C. Wetter, M. Wichern und E. Brüggling, „Comparison of thermophilic and hyperthermophilic dark fermentation with subsequent mesophilic methanogenesis in expanded granular sludge bed reactors“, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.156.
- [41] T. Weide, E. Brüggling und C. Wetter, „Anaerobic and aerobic degradation of wastewater from hydrothermal carbonization (HTC) in a continuous, three-stage and semi-industrial system“, *Journal of Environmental Chemical Engineering*, Jg. 7, Nr. 1, S. 102912, 2019, doi: 10.1016/j.jece.2019.102912.
- [42] T. Weide, E. Brüggling, C. Wetter, A. Ierardi und M. Wichern, „Use of organic waste for biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 44, Nr. 44, S. 24110–24125, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.140.
- [43] T. Weide, C. D. Baquero, M. Schomaker, E. Brüggling und C. Wetter, „Effects of enzyme addition on biogas and methane yields in the batch anaerobic digestion of agricultural waste (silage, straw, and animal manure)“, *Biomass and Bioenergy*, Jg. 132, S. 105442, 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2019.105442.
- [44] T. Weide, R. E. Hernández Regalado, E. Brüggling, M. Wichern und C. Wetter, „Biohydrogen Production via Dark Fermentation with Pig Manure and Glucose Using pH-Dependent Feeding“, *Chem. Eng. Technol.*, Jg. 43, Nr. 8, S. 1578–1587, 2020, doi: 10.1002/ceat.201900678.
- [45] T. Weide, „Biohydrogen production from organic waste and wastewater via dark fermentation“. Dissertation, Fakultät für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften, Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2021.
- [46] M. A. Voelklein, D. Rusmanis und J. D. Murphy, „Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion“, *Applied Energy*, Jg. 235, S. 1061–1071, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.006.
- [47] I. Bassani, P. G. Kougias, L. Treu und I. Angelidaki, „Biogas Upgrading via Hydrogenotrophic Methanogenesis in Two-Stage Continuous Stirred Tank Reactors at Mesophilic and Thermophilic Conditions“ (eng), *Environmental science & technology*, Jg. 49, Nr. 20, S. 12585–12593, 2015, doi: 10.1021/acs.est.5b03451.
- [48] L. M. Agneessens *et al.*, „Parameters affecting acetate concentrations during in-situ biological hydrogen methanation“ (eng), *Bioresource technology*, Jg. 258, S. 33–40, 2018, doi: 10.1016/j.biortech.2018.02.102.
- [49] R. Pieper, Hg. *Lexikon Management*. Gabler, 1992.
- [50] Bundesregierung Deutschland. *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Glaeserne\\_Gesetze/19\\_Lp/ksg\\_aendg/Entwurf/ksg\\_aendg\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf)
- [51] European Commission 2019. *European Green Deal: Der europäische Grüne Deal*.

### INTEGRIERTES PLANUNGSTOOL FÜR DIE KOSTEN- UND 3D STRUKTURPLANUNG FÜR OFFSHORE-WINDPARKS ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF

*Martin Hayduk<sup>1</sup>, Oliver Kühn<sup>2</sup>, Romy Sommer<sup>1</sup>, Johannes Gulden<sup>1</sup>, Florian Beuß<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES),  
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Deutschland

<sup>2</sup> Fraunhofer-Institut für Großstrukturen in der Produktionstechnik (IGP),  
Albert-Einstein-Str. 30, 18059 Rostock, Deutschland

#### ABSTRACT

Die Planung neuer Offshore Windparks ist von einer zunehmenden Komplexität geprägt. Neben technischen Faktoren (z.B. Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit, Windausbaute, etc.) besteht auch beim Konzept des Windparks eine zunehmende Auswahl an Gestaltungsmöglichkeiten. Dies betrifft insbesondere die Integration von Wasserstoff in die Wertschöpfungskette für Offshore Windstrom. Für den Windparkplaner müssen z.B. Fragen beantwortet werden, ob eine dezentrale Elektrolyse direkt am Windpark oder eine zentrale Elektrolyse z.B. an der Hafenkante sinnvoller sind. Auch hier sind die Einflussfaktoren vielfältig (z.B. Kabellänge für Landanschluss, potenzielle Speicherung und Abnahme von Wasserstoff nahe der Hafenkante, Wasserstofftransport über Pipelines/Schiff/..., etc.)

Um dieser Komplexität zu begegnen, soll ein Planungstool entwickelt werden, das eine ganzheitliche Bewertung von Offshore-Windparkalternativen ermöglicht. Kern des Tools ist ein holistisches Kostenmodell für die Installation von Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung. Darauf aufbauend wird ein interaktives 3D Planungstool entwickelt, welches es ermöglicht, die flexible Strukturplanung neuer Windparks auf Basis von GIS-Daten in einer VR-Umgebung darzustellen. Die interaktive Anpassung des Windparks verändert die Kostentreiber des Kostenmodells. Zudem wird im 3D-Modell der Landanschluss sowie dazugehörige Transportwege ausgewählt und in das Kostenmodell überführt. Der Windparkplaner sieht direkt die Auswirkungen von Veränderungen auf die Gesamtkosten. Somit hilft das System bei der Ausgestaltung und Strukturplanung neuer Offshore-Windparks sowie der Umrüstungsplanung bestehender Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung.

**Schlüsselwörter:** Planungstool, Offshore-Windpark, Wasserstoff

#### 1. EINFÜHRUNG

Die Nutzung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>), als Energieträger rückt immer mehr in den Fokus der Öffentlichkeit. Dabei geht es vor allem um den sogenannten grünen Wasserstoff, der aus Windenergie erzeugt wird. [1] Die Kombination von Offshore-Windparks (OWP) und integrierter H<sub>2</sub>-Erzeugung wurde bisher nur theoretisch betrachtet, wird jedoch als vielversprechendes Zukunftsthema gehandelt. [2] Grund für die geringe Realisierungsquote ist unter anderem die Komplexität der ganzheitlichen Planung von Windparks auf See mit dazugehöriger Erzeugung von H<sub>2</sub>. Es existieren bisher keine Hilfsmittel, um diesen hochkomplexen Prozess zu unterstützen und somit die Realisierung der umweltfreundlichen Erzeugung von H<sub>2</sub> im industriellen Maßstab voranzutreiben. [3] Daher soll im Rahmen dieses Projektes ein Planungstool entwickelt werden, das die flexible Kosten- und 3D Strukturplanung neuer OWPs mit einer H<sub>2</sub>-Erzeugung aus Offshore-Strom auf Basis von Geoinformationssystem-Daten (GIS-Daten) ermöglicht. Um den komplexen und interdisziplinären Planungsprozess und die damit verbundenen Abstimmungen zu vereinfachen, soll die Umsetzung in einer VR-Umgebung erfolgen. In das Planungstool werden Kostenmodelle zur Berechnung der Gesteuerungskosten für die Offshore-Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit des Standortes und der Entfernung zum Festland sowie den damit verbundenen Logistikkosten integriert. Die Ergebnisse des Projektes sollen somit die Durchführung entsprechender Projekte vorantreiben.

## 2. METHODIK

Im ersten Schritt wurden die technischen Daten aktueller Elektrolysetechnologien in einer Literaturrecherche sowie Expertenbefragungen bei Partnern aus der Industrie erhoben. Die Daten wurden mittels einer Nutzwertanalyse ausgewertet. Es folgte die Analyse der Standorteinflussfaktoren von OWP. Anschließend wurde eine Datenerhebung von Wasserstoffspeichertechnologien und entsprechender Auswertung durchgeführt. Dabei wurden unter anderem Tank- und Bunkersysteme für flüssigen sowie gasförmigen Wasserstoff, Metallhydridspeicher, Flüssige Wasserstoffträger (LOHC), Methan, Methanol und Ammoniak miteinander verglichen und in einer Nutzwertanalyse gegenübergestellt. Um die verschiedenen Kostentreiber einzelner Szenarien zu quantifizieren, wurden entsprechende Einflussparameter bestimmt und verschiedene Varianten der Netzanbindung verglichen. Eine Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermöglichten die Bewertung der Standortwahl in Bezug auf ökonomische Fragestellungen. Die Ergebnisse dieser Betrachtung wurden als Basis zur Erstellung eines Kostenmodells für die Offshore-Wasserstoff-Erzeugung genutzt, indem die Module Elektrolyse, Speicher und Standort zusammengeführt wurden. Somit konnte eine erste Bestimmung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten in Abhängigkeit ausgewählter Parameter erfolgen. In einem weiteren Schritt erfolgte die Konzeption einer Planungsmethodik um die Standortbestimmung eines Windparks, die Positionierung der Elektrolyseanlage sowie der Auswahl der Verbindungstechnologie gemäß Konfiguration zu ermöglichen. In einem finalen Schritt wird das Kostenmodell in den Softwaredemonstrator integriert und eine Verknüpfung des Standorts mit GIS-Daten, sowie einer Evaluation des Planungstools erfolgen.

## 3. ERGEBNISSE UND DISKUSSION

Die verschiedenen Daten der Elektrolysetechnologien wurden erfasst und die technischen Parameter miteinander verglichen. Um die Marktreife der verschiedenen Wasserelektrolyseverfahren für den Offshore-Einsatz zu bewerten, wurde eine Nutzwertanalyse bestehender Technologien durchgeführt. Basierend auf einem Punktesystem von 1 (schlecht) bis 10 (sehr gut). Es wurde eine Gewichtung kritischer Parameter für die Frage der Offshore-Eignung vorgenommen. Die Gesamtpunktzahl stellt den Vergleichswert der Technologie dar. Die Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse eignet sich am besten für den Offshore-Einsatz mit einer Gesamtpunktzahl von 886, gefolgt von AEL mit 767 Punkten.

**Tab. 1: Nutzenwertanalyse Elektrolysetechnologien**

|                                       | PEM          | AEL          | AEM          | HTL          | Nutzwert [%]  |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>Leistungsgewicht</b>               | 10           | 5            | 10           | 6            | 4,76          |
| <b>Stellfläche</b>                    | 10           | 8            | 8            | 4            | 9,52          |
| <b>Wirkungsgrad LHV</b>               | 7            | 8            | 7            | 10           | 9,52          |
| <b>Betriebsdruck</b>                  | 9            | 8            | 8            | 9            | 4,76          |
| <b>Lastdynamik</b>                    | 10           | 5            | 3            | 1            | 14,29         |
| <b>Lebensdauer (Stack)</b>            | 8            | 10           | 3            | 4            | 14,29         |
| <b>Eignung (Offshore)</b>             | 10           | 6            | 7            | 1            | 14,29         |
| <b>Marktreife im MW-Bereich</b>       | 7            | 10           | 7            | 6            | 14,29         |
| <b>Wartungs- &amp; Betriebskosten</b> | 10           | 7            | 8            | 5            | 9,52          |
| <b>Kosten pro MW</b>                  | 8            | 9            | 8            | 7            | 4,76          |
| <b>Summe</b>                          | <b>885,7</b> | <b>766,7</b> | <b>628,5</b> | <b>457,1</b> | <b>2738,0</b> |

Der Grund für die Marge muss diskutiert werden. Die PEM-Elektrolyse ist bereits im MW-Bereich auf dem Markt verfügbar und kann, wenn sie entsprechend skaliert wird, sogar ähnliche oder niedrigere Anschaffungskosten als die anderen vergleichbaren Technologien vorweisen [4]. Obwohl die Hochtemperaturelektrolyse (HTL) den Vorteil bietet, Wasser in Form von heißem Dampf für den Herstellungsprozess nutzen zu können und damit deutlich bessere Wirkungsgrade zu erzielen, lässt sich diese Technologie bisher kaum dynamisch betreiben [5]. Damit entfällt die Möglichkeit, die Performance an die volatilen Energieflüsse eines Windparks anzupassen. Darüber hinaus befindet sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase und hat derzeit einen Technology Readiness Level

(TRL) zwischen 6-7 [3,6] und wurde bisher nur in Pilotanlagen getestet. Abbildung 1 vergleicht die vier am Markt verfügbaren Elektrolyseverfahren. Der Prozentsatz stellt die Ergebnisse der Summe (2.738 Punkte) in der Nutzenwertanalyse für die Anwendungen in OWP dar. Die PEM-Wasserelektrolyse wurde als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz ermittelt. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten wie Leistungsgewicht, Stellfläche, Lastdynamik, Lebensdauer, TRL und OPEX klar durchsetzen [7].

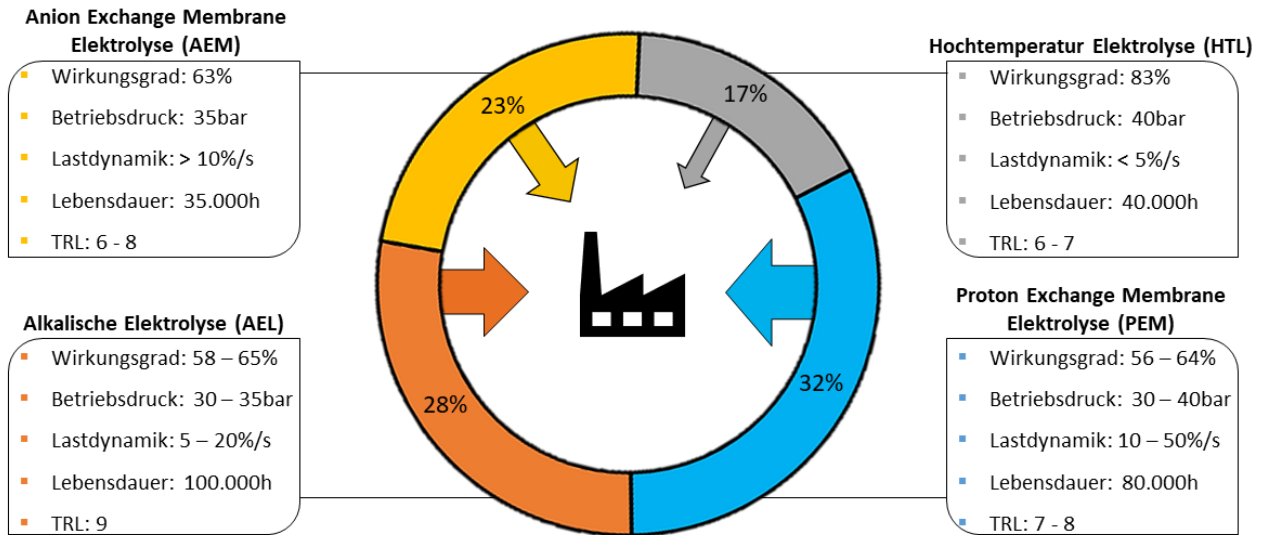


Abbildung 1: Vergleich Elektrolysetechnologien

Parallel dazu wurden Einflussfaktoren auf die Standortplanung von Offshore-Windparks identifiziert und die entsprechenden Auswirkungen gegenübergestellt. Abbildung 2 soll dies veranschaulichen.

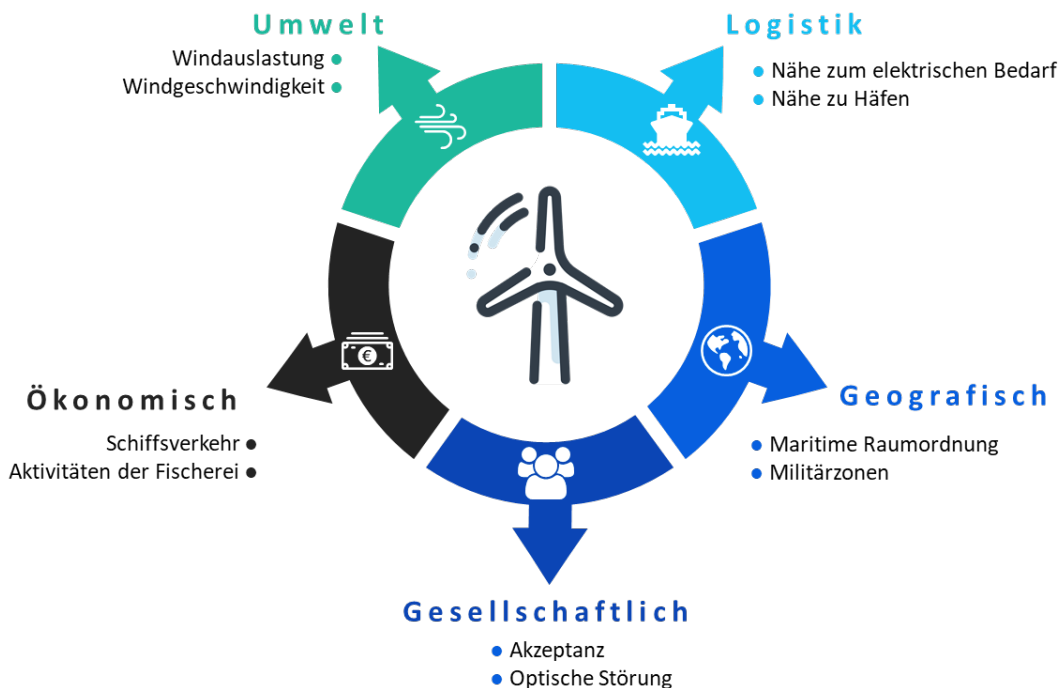


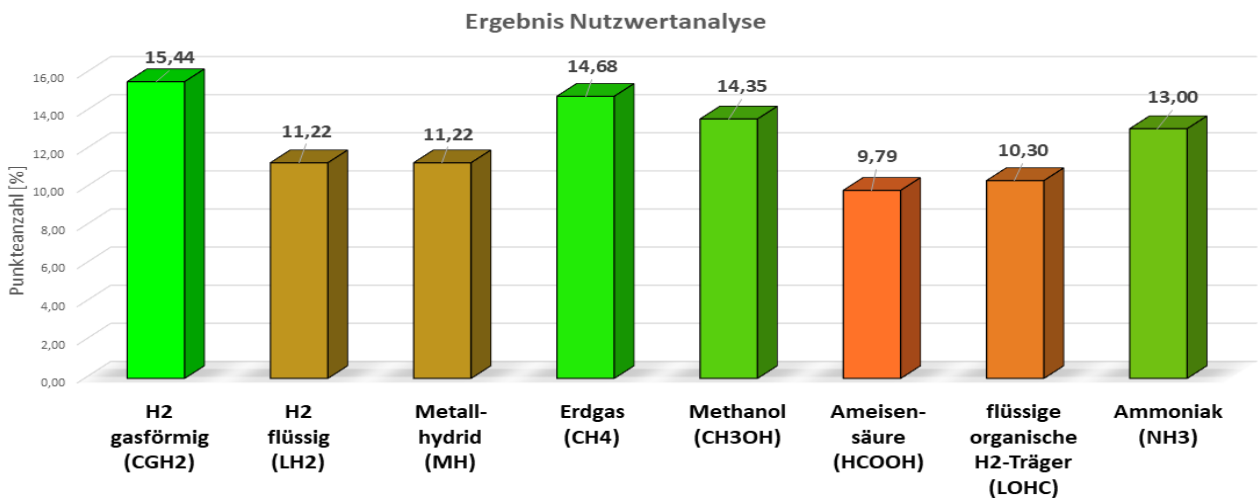
Abbildung 2: Einflussfaktoren auf Standortwahl von OWP

In der zweiten Phase des Projektes wurde eine vergleichende Bewertung verschiedener Wasserstoffspeichertechnologien, ihrer Vor- und Nachteile durchgeführt, die den Stand der Technik und die Eignung für verschiedene Logistiksysteme in Offshore-Anwendungen aufzeigten. Der Fokus lag hier auf Tank & Bunker Systemen wie (CGH2 / LH2 / MH / CH4 / CH3OH / HCOOH / LOHC / NH3), siehe Tab. 2.

**Tab. 2: Nutzenwertanalyse von H2-Speichertechnologien**

|   | CGH2<br>(350bar) | LH2          | MH           | CH4<br>(flüssig) | CH3OH        | HCOOH        | LOHC         | NH3<br>(flüssig) | Nutzwert<br>[%] |
|---|------------------|--------------|--------------|------------------|--------------|--------------|--------------|------------------|-----------------|
| Energie pro Liter                       | 1                | 4            | 9            | 10               | 7            | 3            | 3            | 7                | 9,52            |
| Wirkungsgrad<br>(Bereitstellung)        | 9                | 5            | 8            | 8                | 9            | 3            | 6            | 6                | 9,52            |
| Lebensdauer (Speicher)                  | 9                | 8            | 9            | 8                | 10           | 10           | 10           | 9                | 4,76            |
| Zyklen (Trägermedium)                   | 10               | 10           | 5            | 10               | 10           | 10           | 2            | 10               | 4,76            |
| Lagerung (Trägermedium)                 | 7                | 3            | 10           | 9                | 10           | 9            | 10           | 8                | 4,76            |
| Dynamik (Speicher)                      | 9                | 8            | 7            | 8                | 10           | 10           | 10           | 8                | 4,76            |
| Dynamik (Erzeugung)                     | 9                | 9            | 9            | 6                | 8            | 4            | 7            | 5                | 4,76            |
| Marktreife (im MW-Bereich)              | 10               | 7            | 7            | 10               | 8            | 3            | 2            | 10               | 14,29           |
| Eignung (Offshore)                      | 10               | 6            | 4            | 6                | 6            | 5            | 4            | 9                | 14,29           |
| Umweltverträglichkeit<br>(Trägermedium) | 10               | 10           | 8            | 6                | 4            | 3            | 5            | 1                | 9,52            |
| Kosten (Speicher)                       | 9                | 6            | 4            | 7                | 10           | 10           | 7            | 8                | 4,76            |
| Transport (im MW-Bereich)               | 10               | 4            | 2            | 10               | 10           | 7            | 10           | 7                | 14,29           |
| <b>Summe</b>                            | <b>871,4</b>     | <b>633,3</b> | <b>633,2</b> | <b>828,5</b>     | <b>809,4</b> | <b>552,3</b> | <b>580,9</b> | <b>733,3</b>     | <b>5.642,3</b>  |

Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der zweiten Phase des Projekts vorgestellt. Dabei konnte sich gasförmiger Wasserstoff eindeutig als Referenztechnologie durchsetzen. Für die Übertragung über Pipelines wurde ein besonders hohes Energieübertragungspotenzial festgestellt. Darüber hinaus hatte komprimierter Wasserstoff in der Nutzenwertanalyse entscheidende Vorteile gegenüber flüssigen / chemischen Speichertechnologien in den folgenden Parametern: Effizienz (Versorgung), Dynamik (Speicherung & Erzeugung), Marktreife (im MW-Bereich), Eignung (Offshore), Umweltverträglichkeit (Trägermedium), Lagerkosten und Transport (im MW-Bereich). Die Gesamtpunktzahl für jede Speichertechnologie ist in Abbildung 3 dargestellt und zeigt die signifikante Marge von CGH2 zu den Alternativen.



**Abbildung 3: Vergleich von H2-Speichertechnologien für Offshore-Windenergie**

Die Energieübertragung in Form von gasförmigem Wasserstoff kann je nach Übertragungsdistanz einen Versorgungswirkungsgrad  $> 90\%$  ermöglichen, der derzeit mit keinem anderen Wasserstoffträger in gleichem Maße möglich ist. Als Lagermöglichkeit in dieser Größenordnung bieten Salzkavernen eine wirtschaftliche Option. Beispielsweise kann eine Kaverne mit einem Durchmesser von 60 m, einer Höhe von 300 m und einem nutzbaren Druckbereich von 120 bar ca.  $100 \text{ MNm}^3$  Wasserstoff speichern. Dies entspricht einer Energiemenge von 300 GWh im Verhältnis zum LHV von  $\text{H}_2$ . Gleichzeitig kann das Be- und Entladen mit über 10 t pro Stunde durchgeführt werden, was einer Leistung von mehr als 333 MW pro Kaverne entspricht. Dies ermöglicht den direkten Betrieb mit volatilen erneuerbaren Energiequellen wie der Windkraft [8]. Die Technologie ist bereits verfügbar und könnte einen wichtigen Beitrag zur Wasserstoffspeicherung leisten. Für Europa wird eine Gesamtspeicherkapazität in Salzkavernen auf 84,8 PWh ( $\text{H}_2$ , LHV) geschätzt [9]. Da Wasserstoff ein ungiftiges Gas ist, sind die Auswirkungen auf Umwelt und Natur im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien deutlich geringer. Im Falle eines Lecks gibt es keine Vergiftung von Wasserorganismen ( $\text{NH}_3$  &  $\text{MeOH}$ ) oder erhöhte Emissionen von Treibhausgasen ( $\text{CH}_4$ ). Die Lagerkosten pro  $\text{MWh}_{\text{H}_2}$  in einer Salzkaverne liegen deutlich unter einem Standard-Wasserstoffdruckspeicher bis 350bar [10]. Der Energietransport aus dem Offshore-Windpark kann in einer Pipeline mit gasförmigem Wasserstoff realisiert werden. So kann eine Übertragungskapazität von mehr als  $10 \text{ GW}_{\text{H}_2}$  in nur einer Rohrleitung mit einem Durchmesser von einem Meter erfolgen.

Um bei der Standortwahl die entsprechenden Kostentreiber in die Gesamtbetrachtung mit einzubeziehen, wurden verschiedene Energietransportoptionen ermittelt und eine Analyse bestehender Strukturen hinsichtlich ihres Einflusses auf die Kostenstruktur durchgeführt. Anschließend erfolgte die Einbindung in die Kosten- und Layoutplanung. In Abbildung 4 sind mögliche Szenarien der Energietransportoptionen beispielhaft dargestellt.

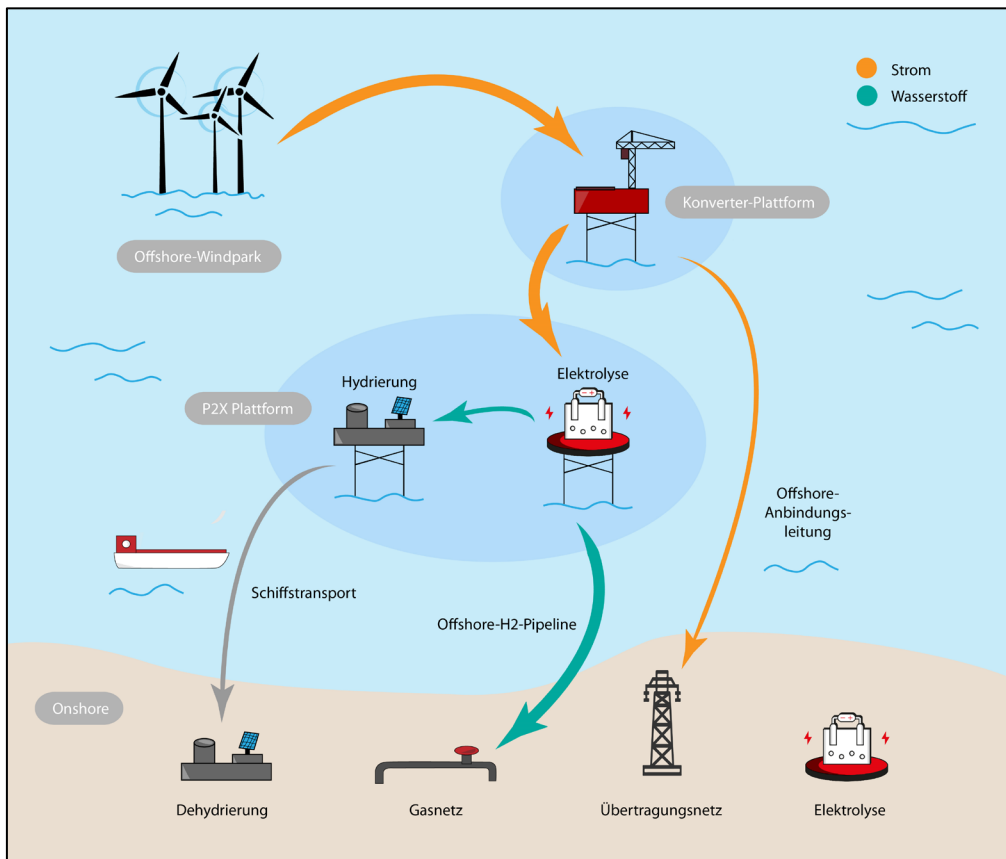
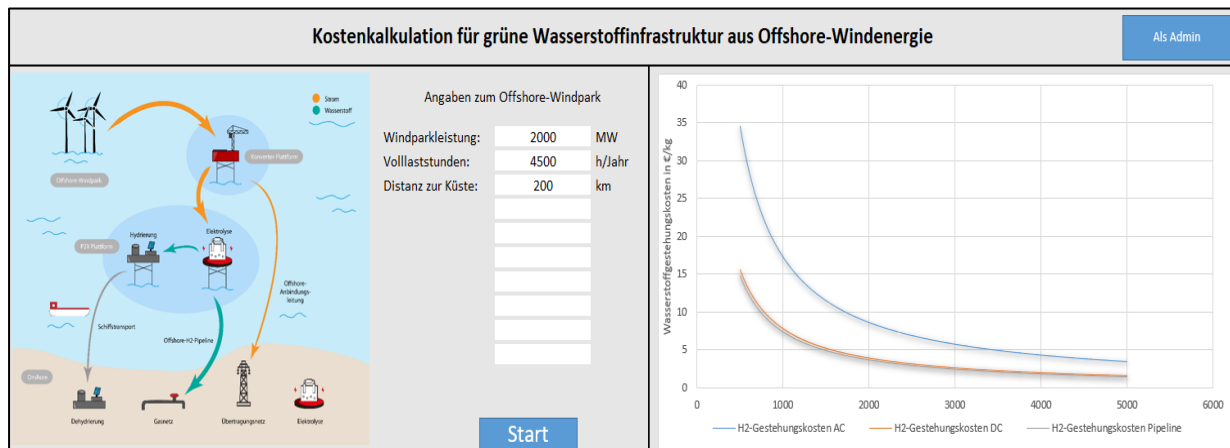


Abbildung 4: Logistische Anbindung für Planungstool

In einem weiteren Schritt wurde das Planungstool für die Kosten- und 3D Standortplanung weiter angepasst und optimiert, so dass die Einbindung von GIS-Daten der zu betrachtenden Umgebung ermöglicht werden konnte. Weiterhin kann nun auch eine Standortbestimmung eines Windparks erfolgen. Die Definition der Gründungsstruktur, die Positionierung der Elektrolyseanlage und die Auswahl einer Energietransportoption ermöglichen einen direkten Vergleich von Kosten und Wirtschaftlichkeit. Dafür wurde ein Kostenmodell aufgestellt in dem die vorherigen Projektergebnisse mit einfließen. Dies ermöglicht die wirtschaftliche Bewertung der Logistikketten inklusive der Verluste bis zum Verbraucher. Abbildung 5 zeigt einen Auszug aus dem Kostenmodell.



**Abbildung 5: Logistische Anbindung für Planungstool**

#### 4. ZUSAMMENFASSUNG

Die PEM-Wasserelektrolyse hat sich als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz herauskristallisiert. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten deutlich durchsetzen. Obwohl die anderen Technologien nicht weit entfernt sind, könnte die zukünftige Entwicklung das Ergebnis ändern. Vor allem AEM und HTL befinden sich nach wie vor auf einem niedrigen TRL und werden sich in Zukunft weiterentwickeln müssen.

Gasförmiger Wasserstoff hat sich als Referenztechnologie für die Energiespeicherung etabliert. Die Nutzwertanalyse der verschiedenen Wasserstoffspeichertechnologien zeigte deutliche Vorteile bei kritischen Parametern für die Anbindung an Offshore-Windparks. Die Speicherung von Wasserstoff im TWh-Maßstab könnte durch Kavernenspeicher wirtschaftlich und sicher realisiert werden.

Die wirtschaftliche Bewertung des Standortes einer Elektrolyseanlage steht in direkter Abhängigkeit der entsprechenden Einflussfaktoren wie Distanz, Übertragungsleistung und Technologie. Weiterhin spielen auch Faktoren wie Netzanbindung, Umweltverträglichkeit, Bodenbeschaffenheit, Umsetzungsdauer und Gesamtkosten eine wichtige Rolle bei der Realisierung möglicher Projekte. Das Kostenmodell ermöglicht eine erste Kostenabschätzung für die Wasserstoffbereitstellung mittels ausgewählter Szenarien. Über entsprechende Parameter kann dabei die Systemleistung, die Distanz und die Volllaststunden des OWP variiert werden und ein direkter Vergleich der Energieübertragungstechnologie erfolgen. Ziel dieses Abschnittes ist es, den wirtschaftlichsten Standort für die Wasserstoffproduktionsanlage zu identifizieren. Im letzten Schritt wird das Kostenmodell mit dem VR-Planungstool des Fraunhofer IGP zusammengeführt und ermöglicht die ganzheitliche Betrachtung von komplexen Wind-Wasserstoff-Systemen im Bereich der Offshore-Wirtschaft. Dies wird voraussichtlich Anfang 2023 erfolgen.



### 5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Stratmann K: *Green Hydrogen: Politicians Discover the Alternative to Electricity*.  
URL <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiwende-gruener-was-serstoff-politik-entdeckt-die-alternative-zum-strom/24856400.html?ticket=ST-9567294-SfkPANbu6JktDt90gpTp-ap5>. Update date: 2019-07-31 - Review date: 07. January 2022
- [2] Diermann R: *Offshore factories: The hydrogen of the future will be produced at sea*.  
URL <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/offshore-wasser-stoff-wellen-wind-und-wasserstoff-a-24524291-ce70-4793-a322-5c1b8b1ae4f2>.  
Update date: 2020-06-10 - Review date: 07. January 2022
- [3] Hebling C., Ragwitz M., Smolinka T., et al. 2019. *A Hydrogen Roadmap for Germany*.  
Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE (Eds.), Karlsruhe & Freiburg. Available online at:  
[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf), Retrieved January 07 2022
- [4] Smolinka T., et.al. 2018. Studie IndWEDe *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland*: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW GmbH P.43
- [5] Dincer I and Acar C. 2018. *Comprehensive Energy Systems Hydrogen Production*. Elsevier P.15
- [6] Lösch O., et.al. 2019. *Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff* Technische Universität Darmstadt. Institut für Produktionsmanagement. Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW) P. 21
- [7] Holst M., Aschbrenner S., Smolinka T., et al. 2021. *Cost forecast for low- temperature electrolysis – technology driven bottom- up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis*.  
Fraunhofer ISE. P 08-33
- [8] Stolzenburg K., Hamelmann R., Wietschel M., Lehmann J., et al. 2014. *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem*. Abschlussbericht P. 115-155
- [9] D. G. Caglayan, et al. 2019 *Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe*  
Institute of Energy and Climate Research, Techno-economic Systems Analysis (IEK-3),  
Forschungszentrum Juelich GmbH
- [10] Töpler J and Lehmann J. 2017. *Hydrogen and Fuel Cell Technologies and Market Perspectives*.  
Springer P. 28-29

### **METHANOL-HAUSAUFGABEN – WAS DIE POLITIK TUN MUSS, DAMIT GRÜNE H<sub>2</sub>-DERIVATE MARKTGÄNGIG WERDEN**

*Jan Klenke<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Berlin

#### **ABSTRACT**

Grünes Methanol ist ein wichtiger Baustein für die klimagerechte Transformation der deutschen Wirtschaft. Die dazu notwendigen Technologien sind derzeit nur bedingt wettbewerbsfähig oder skalierbar. Damit grünes Methanol in Herstellung und Verwendung ein tragfähiges Geschäftsmodell wird, müssen also die richtigen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Es geht dabei um den Bau der passenden Infrastruktur, die Schaffung regulatorischer Anreize und Klarheit, sowie die konkrete Förderung von Anlagen. Dabei hängt vieles an den Rahmenbedingungen der Wasserstoffwirtschaft im Allgemeinen.

#### **INHALT**

Für die grüne Transformation der Wirtschaft sind grüne Kraft- und Brennstoffe in der Form von Wasserstoff und seinen Derivaten nötig, unter anderem grünes Methanol. Der Koalitionsvertrag der Ampelparteien sieht vor, dass 2030 in Deutschland 10 GW Elektrolyseleistung installiert sind. Konservative Schätzungen sehen zugleich einen Bedarf von 17 GW, sodass ein signifikanter Importbedarf bleibt. Zudem werden auch in Deutschland Produktion und Nachfrage von Wasserstoff(-derivaten) nicht notwendigerweise am gleichen Ort erfolgen. Die priorisierten, großen Wasserstoffpipelines werden vornehmlich von Brunsbüttel, Hamburg und Wilhelmshaven in Richtung NRW geplant, von wo sie sich Richtung Baden-Württemberg, Sachsen und Bayern verzweigen werden. Mecklenburg-Vorpommern ist dabei derzeit nicht berücksichtigt. Hier müsste also eine Produktion vor Ort erfolgen, um Methanol aus Wasserstoff herzustellen. Für den Transport von Methanol auch in den Rest der Republik stehen dann die Schiene, die Straße und die Binnenschifffahrt zur Verfügung. Die Politik muss hier auch klären, welchen Teil der Wertschöpfung sie dabei in Mecklenburg-Vorpommern sieht. Darüber hinaus ist derzeit noch unklar, in welcher Form importierter Wasserstoff weitertransportiert würde, speziell wenn er als Ammoniak, Methanol oder gelöst in Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) ankommt.

Neben den infrastrukturellen Herausforderungen gibt es einige regulatorische Herausforderungen, damit die Wasserstoff- und Methanolwirtschaft „ins Geld kommt“. Ein delegierter Rechtsakt zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED) sieht mehrere Anforderungen vor, wann Kraft- und Brennstoffe als grün gelten können – und diese Definitionen werden künftig in nationalem Recht der Einfachheit halber meist zitiert werden. Die Vorschrift sieht vor, dass der zur Herstellung genutzte, erneuerbare Strom aus einer von Netz entkoppelten Anlage stammt, über ein Power-Purchasing-Agreement (PPA) bezogen wird oder die Produktion nachgewiesen nur zu Zeiten eines erneuerbaren Stromüberschusses erfolgt. Die dazu gebauten erneuerbaren Anlagen müssen zudem „zusätzlich“ gebaut worden sein, was durch eine zeitliche Korrelation der Inbetriebnahme sichergestellt werden soll. Das alles stellt eine große Summe an Voraussetzungen dar, die investitionswillige Unternehmen erst einmal erfüllen müssen und die eine Hypothek auf die Geschäftsmodelle darstellen. Es wäre zu begrüßen, wenn zumindest das Kriterium der Zusätzlichkeit entfällt und diese stattdessen über Ausbaupflichtungen des Bundes oder der Länder umgesetzt würde, statt es den Unternehmen aufzubürden. Die entsprechenden Herkunftsnachweise benötigen weitere Klarheit. Hierbei sind vor allem die EU und der Bund in der Pflicht.

Die Förderung der Wasserstoff- und Methanolwirtschaft erfolgt zudem derzeit vor allem durch

Forschungsförderung und die Förderung erster Demonstrationsanlagen. Die tatsächliche Produktion grüner Kraft- und Brennstoffe wird mit der Freistellung des Strombezugs von der EEG-Umlage angereizt, sowie zusätzlich mit einer EEG-Förderung sofern der Wasserstoff oder das Derivat ausschließlich zur Rückverstromung genutzt wird. Zugleich lassen die angekündigten Klimaschutzverträge auf sich warten, die einen Anreiz in der produzierenden Industrie schaffen sollen, grünes Methanol, Ammoniak oder Wasserstoff in ihren Fabriken zu nutzen. Dieses Instrument würde Planungssicherheit für die produzierende Industrie bedeuten, die dadurch einen garantierten Preis für die Laufzeit des Vertrages erhielte. Eine hohe Bedeutung hat hier auch die Bereitstellung einer ausreichend hohen Investitionsförderung für skalierte Anlagen jenseits des Demonstrationszwecks. Solche Förderung kann grundsätzlich auch durch eine Landesregierung erfolgen.

Wenn diese infrastrukturellen, regulatorischen und förderpolitischen Stellschrauben sinnvoll und bürokratiearm umgesetzt werden, kann eine grüne Wasserstoff- und Methanolwirtschaft die Ambition entwickeln, die notwendig ist, um die Transformation unserer Wirtschaft in Mecklenburg-Vorpommern und Deutschland zu bewerkstelligen.

## PRODUCTION OF SYNTHETIC METHANOL AND ITS INTEGRATION INTO THE ENERGY INDUSTRY

*M. Kuosa, T. Linnanen, I. Turku, L. Pulkkinen*

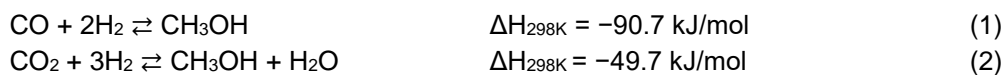
South-Eastern Finland University of Applied Sciences

### ABSTRACT

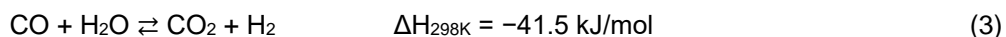
Methanol is one critical chemical used in synthesizing of other chemicals and products, including the possibility of its usage as an alternative transportation fuel. Climate changes, the unstable situation with traditional fossil fuels, and continuously growing methanol use increase interest in renewable methanol production. Using renewable carbon sources and sustainable electricity sources via power-to-X processes can facilitate creating a CO<sub>2</sub>-neutral cycle in methanol processing. Methanol may be synthesized by hydrogenation of carbon dioxide with the help of a separate energy source. The necessary hydrogen can be produced, for example, in high-temperature electrolysis. Methanol production in the industrial environment is investigated as follows: using an energy source utilizing thorium fuel, a CHP power plant, and landfill gases as an energy source. Synthetic methanol was produced obtaining H<sub>2</sub> electrically by splitting the water, and CO<sub>2</sub> was separated from the atmosphere or exhaust gases.

### 1. PRODUCTION OF SYNTHETIC METHANOL

The main technology of methanol synthesis (MeOH) is a high-temperature and high-pressure catalytic reaction of synthetic gas: a mixture of CO, H<sub>2</sub>, and CO<sub>2</sub>. Carbon monoxide and dioxide react with hydrogen to produce methanol and water as by-products, as Eqs. 1 and 2 [1] show.



Another route for methanol synthesis is producing syngas by hydrogenation CO<sub>2</sub> through reverse water–gas shift (rWGS) reaction, Eq. 3, after which syngas is fed to a methanol synthesis reactor.

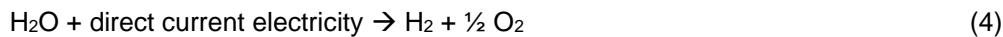


Currently, the main substrate for the production of syngas—an intermediate for methanol synthesis—is methane-rich natural gas. From environmental and economical viewpoints, sustainable routes for methanol production with low (or even zero) CO<sub>2</sub> footprint technologies have become increasingly significant in recent decades. Biomass or exhaust CO<sub>2</sub> can be used as a carbon source, whereas water electrolysis reaction is a way to produce high-purity H<sub>2</sub>.

Biomass and urban solid waste are prospective sources for syngas/methanol manufacture. The thermochemical gasification process is the most used technology for producing syngas from those sources. Along with syngas target gases, multiple impurities are produced, which must be cleaned up before the gas mixture is fed into the methanol synthesis reactor. Another attractive way for MeOH synthesis is direct hydrogenation of CO<sub>2</sub>, Eq. 3. The carbon dioxide can be captured from, e.g., power plant exhausts, mitigating its emission into the atmosphere. Using sustainable H<sub>2</sub> sources can optimize this process.

Most of the hydrogen is produced from steam reforming of fossil sources, natural gas, oil, and coal. Water electrolysis is considered as an alternative route for H<sub>2</sub> processing. In water electrolysis, water is

split into hydrogen and oxygen by applying electrical energy, Eq. 4.



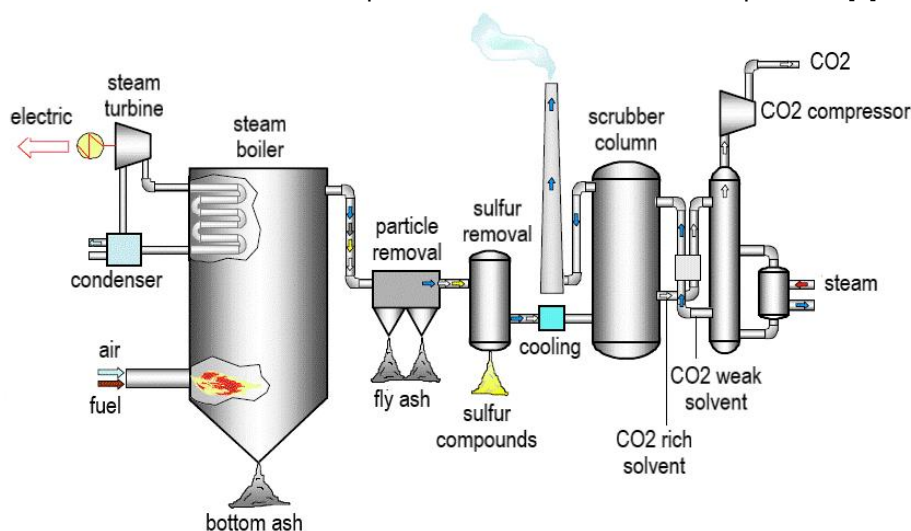
Combining electrolysis with P-t-X technologies, e.g., wind and solar radiation, making producing  $\text{H}_2$  completely free from  $\text{CO}_2$  emission. Besides being a feedstock for methanol synthesis,  $\text{H}_2$  is an important energy source with a lower heating value (LHV) of 119.9 MJ/kg—over two times higher than the LHV of methane [3].

Electrolysis can be divided into three types: alkaline electrolysis (AEL), polymer electrolyte membrane electrolysis (PEM), and solid oxide electrolysis (SOE). AEL is already a developed technology with commercial large scale-systems. PEM systems are also commercially available but only for small-scale hydrogen production, while SOE is still in the prototype stage [3]. Despite the high demand for green  $\text{H}_2$  sources, less than 0.1% of today's hydrogen is produced based on electrolysis [4]. Currently, water electrolysis systems mostly utilize non-sustainable energy sources to produce electricity for water splitting [5].

## 2. $\text{CO}_2$ RECOVERY FROM EXHAUST GASES

The increase in  $\text{CO}_2$  concentration in the atmosphere one cause of climate change. Several methods have been proposed to control global warming, such as carbon fines, emissions trading, sequestering carbon dioxide, and so forth. However, these methods are generally uneconomic, meaning they do not produce economically valuable raw materials [6].

Due to  $\text{CO}_2$  separation, fuel consumption is estimated to increase by 10–40% and electricity production costs by 20–90%, depending on the recovery process and the price of fuel [7], [8]. Process planning can influence the installation in, e.g., a power plant so that the effects on the efficiency are as small as possible [9]. All options consume tremendous energy, so the recovery method must be chosen on a case-by-case basis [7]. The most common is  $\text{CO}_2$  separation from flue gases in industry is based on a solvent (chemical absorption, amine washing,  $\text{CO}_2$  recovery 90%, Figure 1). Adsorption with solid sorbents and membrane filtration also has potential for commercial-scale operation [9].



**Figure 1: Solvent-based  $\text{CO}_2$  separation from flue gases [6]**

Carbon dioxide separation can also be done by water absorption. The South-Eastern Finland University of Applied Sciences has developed a method that recovers more than 90% of carbon dioxide: carbon

dioxide from flue gas is dissolved in water under overpressure. It dissolves in water about 70–100 times more effectively than nitrogen, for example. In the second step, the pressure is lowered, releasing CO<sub>2</sub>. [10] The method is well-suited for recovering normal flue and process gases, containing carbon dioxide at a volume of 10–15% or more. Based on certain fractions, CO<sub>2</sub> can be enriched by water circulation with a good recovery efficiency to a concentration of over 95 vol%. [11]

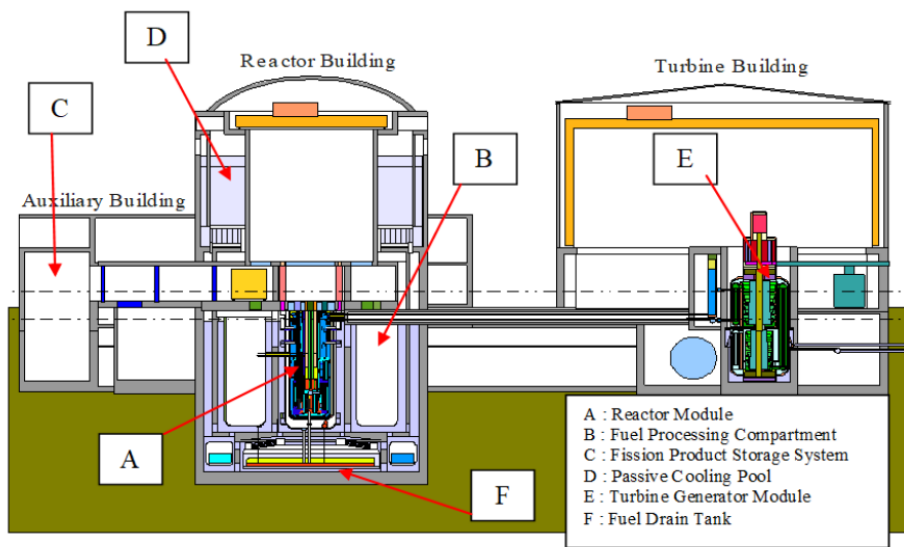
The good aspects of water absorption related to the amine process are, among other things, water's selectivity in CO<sub>2</sub>'s solubility over other gases in the flue gas, enabling CO<sub>2</sub> recovery and enrichment with a good degree of separation and product gas concentration. The total energy requirement is lower when heat and electricity consumption are combined than the amine process. It does not need chemicals or high temperatures. The water absorption method mainly uses electric energy.

The study examined the electricity consumption also, when H<sub>2</sub> is produced by splitting water. It was compared to CO<sub>2</sub> recovery from exhaust gases. Compared to producing the necessary H<sub>2</sub> by electrolytically splitting water, water absorption consumes the necessary CO<sub>2</sub>—about 1/10 of the total electricity methanol production requires.

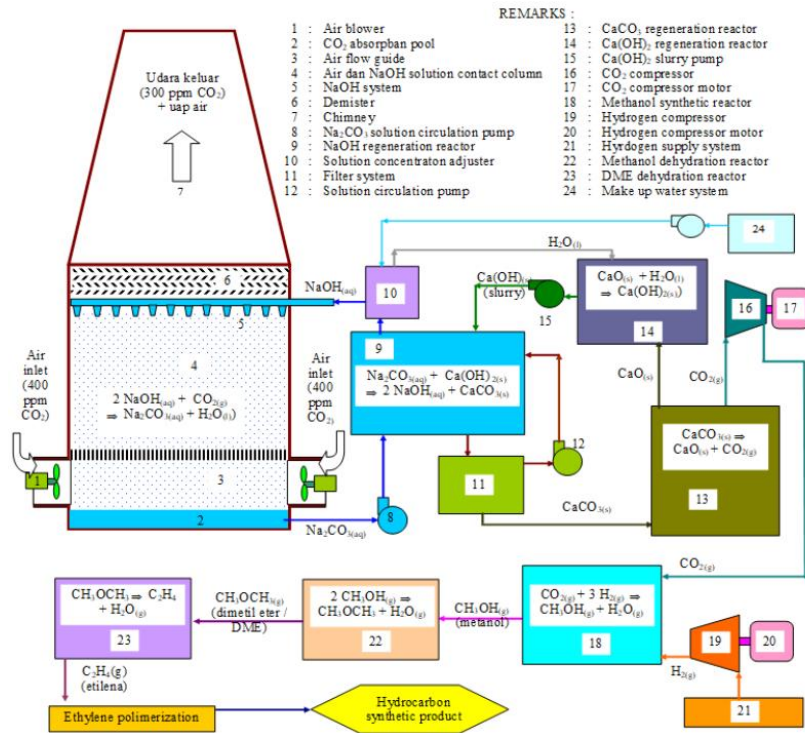
**3. INTEGRATION INTO ENERGY INDUSTRY**

The first object of review is a facility based on a literature source utilizing an energy source using thorium fuel. In this object, carbon dioxide was recovered from the atmosphere, and methanol, hydrogen, oxygen, and electricity were produced for commercial sale. In another case, we look at a CHP plant in Finland that produces electricity and heat. Key figures related to hydrogen production, separation of CO<sub>2</sub> from flue gases, and methanol production are presented. The third case is methanol from landfill gases and related power generation systems. Methanol's production potential is presented in two example landfills.

In the article [6], the PCMSR reactor (passive compact molten salt reactor) utilizing thorium nuclear fuel resources was used as an energy source for the producing hydrogen and recovering the necessary carbon dioxide to produce methanol. The plant's thermal output was 460 MW. As a fuel, PCMSR used a liquid fluoride salt mixture with 70 mol% LiF, 29 mol% ThF<sub>4</sub> and 1 mol% UF<sub>4</sub>. Thorium was converted into fissile U-233, which undergoes a fission reaction and produces reactor power. PCMSR uses graphite as a retarder and LiF-NaF-KF as an intermediate coolant. Figure 2 shows the plant with specifications.



**Figure 2: Schematic diagram of the PCMSR facility [6]**



**Figure 3: Atmospheric carbon dioxide capture system (and production of synthetic hydrocarbons) based on the chemical capture of carbon dioxide [6]**

Carbon dioxide was recovered from the atmosphere based on the chemical recovery of CO<sub>2</sub>. The chemical reactions of the used Stolaroff et al. [12] method are visible in Figure 3. The captured CO<sub>2</sub> from the air can be reacted with H<sub>2</sub> to produce methanol CH<sub>3</sub>OH (point 18 in the Figure 3). Methanol is valuable, e.g., as a transport fuel, and can be disposed of to produce more valuable fractions.

Hydrogen production is the most energy-consuming reaction in the methanol production. Methanol production's overall reaction is endothermic, meaning an energy source is welcomed. Since the process consumes immense energy, massive and continuous energy sources are needed. In the project, a case-related calculation model was made to produce methanol, hydrogen, oxygen, and electricity for the PCMSR plant. The plant's thermal power was divided into heating of high-temperature steam electrolysis using an SOE cell [13] and electricity production. The total electric power for the process was the electric power needed for electrolysis; the thermal energy of CO<sub>2</sub> recovery, implemented with electric heaters; the electric power of the pumps and mixers, and the electric power needed for H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> compression (Figure 3).

In summary, the plant's carbon dioxide recovery capacity was 7.2 t/h of atmospheric carbon dioxide. The system produced 3.34 t/h of hydrogen, 34.56 t/h of oxygen, 5.24 t/h of methanol, and 86.74 MW of additional electricity for customers.

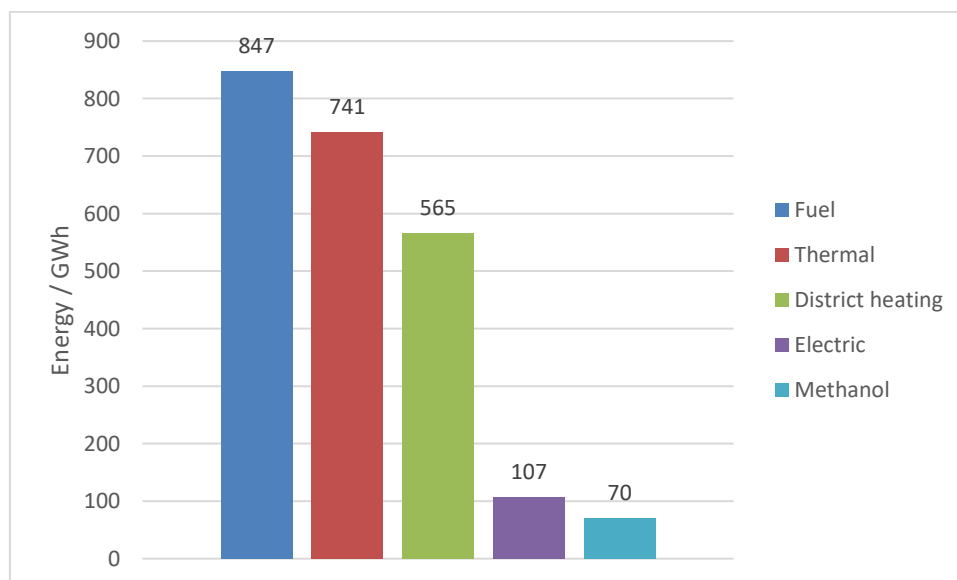
Pursiala's CHP power plant is in Mikkeli, Finland (Figure 4), producing electricity and heat for use in Etelä-Savo Energia's distribution area. The power plant annually produces all the company's electricity and over 90% of the district heating. Remote-use plants produce the remaining 10% of the district heat demand. The plant's original rated electric output was 62 MW, and the district heating output was 125 MW. The power plant's share of renewable fuels in 2012 was 2/3. Wood accounted for 67.9% of fuels, and peat for 31.6%. The share of oil was only 0.5%. The fuels in order of magnitude were forest fuel, industrial wood waste, and milling peat [14].



**Figure 4: Aerial view of the Pursiala power plant [15]**

One project goal was to learn the possibility of synthetic methanol production in connection with a typical power plant in Finland. The Pursiala power plant, consisting of two combustion plants producing electricity and heat and one heating boiler, was selected as the subject of review

Twenty percent of the peak load was obtained as part load of the plant [16]. The plant's annual power values (MW) were calculated based on Mikkeli's outdoor temperatures in 2021. Electricity consumption of 8 MW was roughly chosen to produce methanol, including H<sub>2</sub> production by AEL and CO<sub>2</sub> recovery from flue gases via water absorption. In this case, supplying a small amount of electric power to the network was also possible. Figure 5 shows the corresponding annual energy values (GWh): fuel, thermal, district heating, electric, methanol production, and the net production of electricity (107 GWh) when methanol production consumes part of the electricity production (70 GWh).



**Figure 5: Energy values: fuel, thermal, district heating, electric and methanol production**

Table 1 presents some key figures for methanol production, such as electric power, hydrogen production, separation of carbon dioxide, and methanol production, suitable for the Pursiala power plant.



**Table 1: Key figures for methanol production at the Pursiala power plant [17]**

|  |        |
|--|--------|
| <b>Electric power to produce hydrogen, MW</b>  | 8      |
| Price of electricity, €/MWh  | 60     |
| <b>Hydrogen production</b>   |        |
| Efficiency of hydrogen production by electrolysis % of electricity   | 85     |
| Electrolysis temperature (0-100 °C)  | 90     |
| Hydrogen production ( $3 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 3 \text{ H}_2 + 3/2 \text{ O}_2$ ), mol H <sub>2</sub> /s     | 30.6   |
| Price of electricity needed for hydrogen production, k€/a  | 4 205  |
| <b>Separation of carbon dioxide from flue gas</b>  |        |
| Electrical energy consumption of separation, MWh/t   | 0.45   |
| Carbon dioxide needed to produce methanol, mol CO <sub>2</sub> /s  | 10.2   |
| Carbon dioxide per year, t/a   | 14 149 |
| Cost of carbon dioxide separation, k€/a  | 382    |
| <b>Methanol production</b> ( $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ ), kg/s | 0.3    |
| Methanol per year, t/a   | 10 302 |
| Calculated methanol price, €/t CH <sub>3</sub> OH  | 445    |
| Share of electric energy for hydrogen production, %  | 92     |

Landfill gas (LFG) is considered a renewable energy resource that can be used to produce electric energy. The gas can be collected using a network of installed wells and pipes. Landfill gas is typically used in combined electricity and heat production as a fuel in industrial processes and as a transport fuel. LFG can be used in all device technologies designed for natural gas and in some solutions for liquid fuels, such as liquid gas and oil [18].

Energy recovery, i.e., using landfill gas for electricity and heat production, is the most studied form of LFG use. The quality and production quantity of LFG are determining factors for choosing the optimal electric energy production technology. Environmental legislation, gas emissions, carbon footprint, and technology maturity should also be considered in the selection [19]. The composition of LFG is CH<sub>4</sub>: 37–68 vol%, CO<sub>2</sub>: 24–43 vol% and H<sub>2</sub>S: 15–500 ppm [20].

Electric energy production at landfills is most commonly done with internal combustion engines, requiring a minimum of approximately 40% of the methane content of the landfill gas. Microturbines have also been used to produce electrical energy (requiring at least 35% methane content). Conversely, a relatively new process—gradual oxidation—can produce electrical energy with methane concentrations as low as 1.5%. Figure 6 shows electric energy production processes from the landfill gas. [19]



**Figure 6: Electric energy production processes from landfill gas: combustion engine on the left, microturbines in the middle and gradual oxidation on the right [19]**

In the project, methanol production from landfill gas was examined as follows. Operational data was available from two example landfills in Finland, such as the flow of biogas ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) for five years [21], and was used to examine the electricity demand for  $\text{H}_2$  production in AEL,  $\text{CO}_2$  capture from exhaust gases via water absorption, and the methanol's annual production potential. The landfills in question were Peltomäki in Iisalmi and Nousiala in Savonlinna.

Methane content varied between 43 and 54 vol% at the Peltomäki during the review period (2014–2019) and between 39 and 59 vol% at the Nousiala (2013–2018). Results such as biogas volume flow ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ), available electric power (kW), and methanol production potential (t/h) were presented graphically. In the calculation, the LHV of biogas was chosen  $15 \text{ MJ}/\text{m}^3$  and the efficiency of the electric production was 25% [18]. The electricity production outputs from Peltomäki and Nousiala varied between 57 and 76 kW and 55–104 kW. Thus, the design powers of microturbines suitable for these landfills might be around 70 and 100 kW. The electric power obtained from microturbines (for the  $\text{H}_2$  production and  $\text{CO}_2$  separation of  $\text{CO}_2$  from the microturbine exhaust gases) was added to the calculation of the methanol production model (comparable to table 1). Thus, the  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$  and, the methanol amounts were obtained.

The average amounts of  $\text{CO}_2$  needed for methanol production were 123 t/a, and 149 t/a, for the Peltomäki and Nousiala. The amount of  $\text{CO}_2$  separated from the exhaust gas was examined with the rule of  $1000 \text{ t}/0.5 \text{ MW}/\text{a}$ . Methanol's annual production potentials of methanol varied between 74 and 98 t/a, and 71–134 t/a, at the respective landfills.

#### 4. SUMMARY

The study reviewed methanol production paths, carbon dioxide recovery, and hydrogen production. Integrating methanol production into the energy industry was examined as follows:

- Hydrogen ( $\text{H}_2$ ) was produced by solid oxide electrolysis when thorium fuel energy source was utilized; in this case, carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ) was captured from the atmosphere. The methanol plant produced 3.34 t/h of  $\text{H}_2$ , 34.56 t/h of oxygen, 5.24 t/h of methanol, and 86.74 MW of additional electricity.

- A CHP plant producing electricity and district heat in Mikkeli, Finland, where 8 MW of the plant's electric output was used to produce methanol.  $\text{H}_2$  was produced with alkaline electrolysis, and  $\text{CO}_2$  was separated from flue gases. According to the preliminary study,  $\text{H}_2$  production (30.6 mol/s) and  $\text{CO}_2$  separation from flue gases (10.2 mol/s) produce 10 302 t of methanol per year.

- Electricity production from landfill gas discussed via different methods. Methanol production was studied at two example landfills in Finland during the five-year periods. In the landfills, the electricity was produced with 70- and 100-kW microturbines. Methanol production's annual potential varied between 74 and 98 t/a at the Peltomäki landfill in Iisalmi and 71 and 134 t/a at the Nousiala landfill in Savonlinna.

#### Acknowledgements

The authors would like to thank all partners as part of the FLARE (Environmentally efficient utilization of flaring gas into a liquid fuel) project in South-Eastern Finland University of Applied Sciences. The project

was implemented in co-operation with the University of Oulu. The project was partly funded by the Etelä-Savo Centre for Economic Development from the European Regional Development Fund, Andritz, Suusavon Sähkö, CarbonReUse Finland, and the city of Savonlinna.

### 5. BIBLIOGRAPHY

- [1] P. L. Spath, D. C. Dayton, Preliminary Screening — Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas, Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- [2] P. Galindo Cifre, O. Badr, Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol, *Energy Conversion & Management* 48, 2007, 519-527.
- [3] B.T. Vasconcelos, J.-M. Lavoine (2019) Recent Advances in Power-to-X Technology for the Production of Fuels and Chemicals, *Frontiers in Chemistry* 7, 392, 2019.
- [4] Anon a: [//www.cnn.com/2020/12/04/green-hydrogen-is-gaining-traction-but-it-must-overcome-big-hurdles.html](https://www.cnn.com/2020/12/04/green-hydrogen-is-gaining-traction-but-it-must-overcome-big-hurdles.html) (11.10.2022).
- [5] M. El-Shafie, S. Kambara, Y. Hayakawa, Hydrogen production technologies overview, *Journal of Power and Energy Engineering*, 7, 2019, 107-154.
- [6] A. W. Harto, M. Soelanda, Mass and energy balance analysis of methanol production using atmospheric CO<sub>2</sub> capture with energy source from PCMSR, *E3S Web of Conferences* 42, 01004 (2018), Astechnova 2016, <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184201004>
- [7] S. Teir, A. Arasto, T. Pikkarainen, L. Kujanpää, E. Tsupari, J. Kärki, S. Aatos, Carbon capture and storage (CCS), *VTT Working Papers* 161, 2011.
- [8] IPCC 2005, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, L. A. Meyer (Eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, 422 s.
- [9] J. Syrjälä, Recovery of carbon dioxide from flue gases, University of Tampere, bachelor's thesis, 2020 (in Finnish).
- [10] H. Kuopanportti, South-Eastern Finland University of Applied Sciences, personal communication (February 3, 2022).
- [11] N. Haatanen, Innovative mine water cleaning solutions and eco-efficient piloting (iFORMINE), 2018 (in Finnish), <https://www.theseus.fi/handle/10024/152747>
- [12] J. K. Stolaroff, D. W. Keith, G. V. Lowry, Carbon dioxide capture from atmospheric air using sodium hydroxide spray, *Environ. Sci. Technol.* 42, 2008, 2728-2735.
- [13] J. E. O'Brien, C. M. Stoots, J. S. Herring, M. G. McKellar, E. A. Harvego, M. S. Sohal, K. G. Condie, High temperature electrolysis for hydrogen production from nuclear energy – technology summary, The INL is a U.S. Department of Energy National Laboratory, February 2010.
- [14] ESE 2012, Etelä-Savon Energia Oy, Annual Report 2012 (in Finnish).
- [15] M. Karppinen, Fuel reception and development - Pursiala power plant, Saimaa University of Applied Sciences, Bachelor's Thesis 2014 (in Finnish).
- [16] A. Koivuniemi, Etelä-Savon Energia, personal communication (March 24, 2022).
- [17] T. Linnanen, Methanol production key figures calculation model, South-Eastern Finland University of Applied Sciences, 2022.
- [18] P. Karttunen, Utilisation possibilities of landfill gas at Anjalankoski ekopark, Lappeenranta University

of Technology, Master's thesis 2007 (in Finnish).

[19] V. Manasaki, I. Palogos, I. Chourdakis, K. Tsafantakis, P. Gikas, Techno-economic assessment of landfill gas (LFG) to electric energy: selection of the optimal technology through field-study and model simulation, *Chemosphere* 269, 2021, 128688.

[20] T. Putkonen, The technical economic considerations for usage of landfill gas for electricity production, Lappeenranta University of Technology, Master's thesis 2016 (in Finnish).

[21] J. Silvennoinen, Application potential mapping for low-quality methanol, Environmentally efficient utilization of flaring gas into a liquid fuel (FLARE), South-Eastern Finland University of Applied Sciences, Final report of the Flare project, 2022.

### OPEN-SOURCE-TOOL ZU LADESTRATEGIEN FÜR E-FAHRZEUGE

*Wiebke Labudde, Tabea Katerbau, Jakob Gemassmer*

Reiner Lemoine Institut, Berlin

#### ABSTRACT

Im Rahmen des vom BMWK geförderten Projekts Netz\_eLOG hat das Reiner Lemoine Institut das Open-Source-Tool SpiceEV entwickelt. Anhand des Tools können verschiedene Ladestrategien für elektrische Fahrzeuge simuliert werden und somit das Flexibilitätspotential und Lastverläufe ermittelt werden. Außerdem ist eine Kostenbetrachtung möglich. Durch das netzdienliche Laden werden die Netzbelastung und ein möglicher Netzausbau reduziert. Für die Simulation notwendig sind Informationen über die Fahrzeuge und deren Fahrten, das lokale Energiesystem sowie ggf. Kostenparameter. Im Tool sind bislang fünf Ladestrategien hinterlegt, von denen sich drei an externen Preis- oder Netzsignalen orientieren. Das Tool ist frei zugänglich und kann individuell auf verschiedene Anwendungsfälle angepasst und erweitert werden.

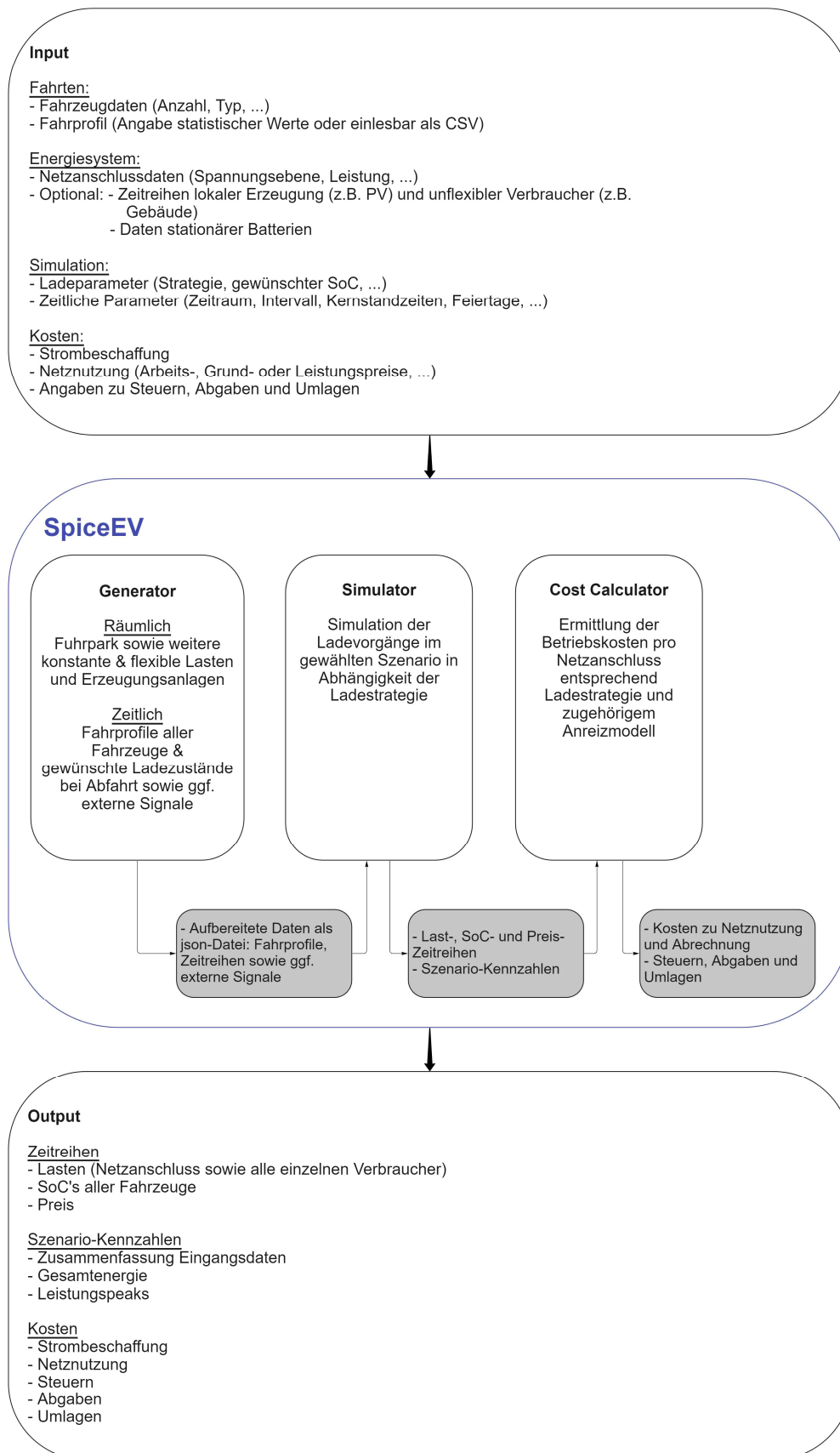
#### 1. EINLEITUNG UND HINTERGRUND

Die zunehmende, volatile Einspeisung Erneuerbarer Energien im Zuge der Energiewende macht die Nutzung von Flexibilitäten für Netzbetreiber aber immer wichtiger. Elektrofahrzeuge bieten aufgrund der verbauten Speicher ein hohes Flexibilitätspotenzial. Um diese Flexibilitätsoptionen, die sich insbesondere aus längeren Standzeiten der Fahrzeuge ergeben, intelligent zu nutzen, ist die Entwicklung netzdienlicher Ladestrategien notwendig. Durch eine intelligente Netzintegration kann nicht nur das Netz selbst entlastet werden, es können sich auch wirtschaftliche Vorteile für Flottenbetreiber ergeben. So kann die Netzintegration ein wichtiger Schritt zur Beschleunigung der Energie- und Verkehrswende sein. Im Rahmen des Forschungsprojekts "Netz\_eLOG: Intelligente Netzintegration der elektrifizierten Logistik" [1] hat das Reiner Lemoine Institut das Open-Source-Tool SpiceEV entwickelt. Im Projekt wird das netzdienliche Laden einer elektrischen Logistik-Flotte betrachtet.

Die Entwicklung des Tools hatte auch zum Ziel über die lokalen Analysen der Logistikflotte hinaus weitere Anwendungsgebiete und Szenarien zu untersuchen. Mit SpiceEV lassen sich verschiedene Ladestrategien auf konkrete und statistische Fahrprofile anwenden. Darin kann für eine beliebige Anzahl und Kombination aus Fahrzeugtypen Fahrprofile angewendet, jeweils das lokale Energiesystem inkl. Ladestationen modelliert und die stattfindenden Ladevorgänge unter Berücksichtigung externer Signale (bspw. Strompreis oder netzseitige Signale) simuliert werden. Nachfolgend wird näher auf den Aufbau und die Funktionsweise von SpiceEV eingegangen.

#### 2. OPEN-SOURCE-TOOL „SPICEEV“

SpiceEV (kurz für: Simulation program for individual charging events of electric vehicles) ist ein objektorientiertes Modell auf Python-Basis [2], mit dem Ladestrategien für einzelne Fahrzeuge oder Fahrzeugflotten simuliert werden können. Als bei GitHub veröffentlichtes Open-Source-Modell kann es nach eigenen Anforderungen angepasst oder auch neue Ladestrategien hinzugefügt werden. Vorhandene, im Projekt Netz\_eLOG entwickelte, Ladestrategien werden im nachfolgenden Kapitel erläutert. Die Kernfunktionen sind ohne externe Abhängigkeiten umgesetzt und verwenden ausschließlich die Python 3 Standardbibliothek. Für die optionale Visualisierung der Ergebnisse wird matplotlib verwendet. Der grobe Ablauf einer Simulation wird im folgenden Bild dargestellt.



**Abbildung 1: Aufbau von SpiceEV inkl. Inputparameter und Ergebnis-Dateien**

Um die Simulation ausführen zu können müssen verschiedene Eingangsdaten implementiert werden. Die Simulation an sich läuft durch einen Generator, einen Simulator und einen Cost Calculator.

### 2.1 INPUT

Grundsätzlich müssen dem Tool verschiedene Daten zu den Fahrzeugen und deren Fahrprofilen, zum lokalen Energiesystem (z.B. Netzanschluss oder eine Gebäudelast) und die gewünschte Ladestrategie sowie zeitliche Angaben für den Simulationszeitraum übergeben werden. Je nach Ladestrategie müssen zudem Preissignale oder die vorliegende Netzlast (Residuallast und Abregelung) als Zeitreihen eingegeben werden. Sofern auch eine Berechnung der Kosten für den Betrieb der Fahrzeugflotte vorgenommen werden soll, müssen außerdem weitere preisbezogene Angaben getätigt werden. Optional können lokale Erzeugungszeitreihen (z.B. einer PV-Anlage), eine stationäre Batterie oder die V2G-Technologie durch die Eingabe der entsprechenden Daten simuliert werden. Je genauer diese Daten zur Verfügung stehen, desto aussagekräftiger sind die Simulationen der Ladestrategien. Diese Eingangsdaten können alle individuell eingestellt werden und je nach Anwendungsfall eigenständig erweitert werden.

### 2.2 SIMULATION

Zuerst wird mit dem Generator das zu untersuchende Szenario erstellt. Der Generator stellt eine Ansammlung aus verschiedenen Skripten, die miteinander verknüpft sind, dar. Das Szenario besteht aus den aufbereiteten Eingangsdaten. Der Generator weist allen Verbrauchern und Erzeugungsanlagen einen Netzanschluss und ggf. Ladestationen zu. In einer json-Datei werden alle unveränderlichen Eigenschaften sowie eine Liste an Ereignissen (Events) gespeichert, die das Geschehen im modellierten Zeitraum beschreiben. Über eine Konfigurationsdatei können folgende Parameter eingestellt werden:

- Startzeitpunkt, Simulationsdauer sowie zeitliche Auflösung
- Anzahl der Fahrzeugtypen inkl. Batteriekapazität, Stromverbrauch, Ladekurve und V2G-Funktionalität
- Gewünschter SoC am Ende der Standzeit
- Leistung des Netzanschlusses
- Externe Zeitreihen (Gebäudelast, lokale Stromerzeugung, Preissignale)

Zwei Ladestrategien nutzen zudem Informationen über die vorliegende Residuallast sowie Abregelung im vorgelagerten Netz. Diese wird über ein weiteres Modul eingelesen und in Netzsignale für die Strategien umgewandelt. Hierzu kann eine weitere Konfigurationsdatei genutzt werden.

Der Simulator führt dann ausgehend von den erstellten Fahrprofilen, den aufbereiteten Energiesystem- und Simulationsdaten sowie der angegebenen Ladestrategie die Simulation durch. Im Anschluss an die Simulation werden die erwähnten Zeitreihen, welche die Daten für jeden simulierten Zeitschritt enthalten, in csv-Dateien ausgegeben. Darüber hinaus können, wenn gewünscht, auch direkt Graphen des zeitlichen Verlaufs der Ladeleistungen, der Fahrzeug-SoCs sowie aller Leistungen an einem Netzanschluss ausgegeben werden. Eingangsparameter für die Simulation sind:

- Die vorab generierte Beschreibung des Szenarios als json-Datei
- Name der Ladestrategie
- Weitere optionale Parameter je Strategie (z.B. Zeithorizont für Blick in die Zukunft, erlaubte Abweichung vom gewünschten SoC nach jedem Ladevorgang, ...)

Insgesamt sind aktuell fünf verschiedene Ladestrategien implementiert. Zwei davon dienen als Referenz: das „unkontrollierte“ Laden und das „ausgeglichene“ Laden. Sie sind nicht an der Netzsituation ausgerichtet und folgen keinen Steuersignalen des netzbetriebenden Unternehmens (VNB). Die drei weiteren Strategien basieren auf dem ausgeglichenen Laden, jedoch beinhalten sie

verschiedene Steueroptionen für den VNB und stellen damit Möglichkeiten zur netzdienlichen Fahrzeugbe- und entladung dar. Sie lauten „Preisorientiertes“ Laden, Laden entsprechend „Flexiblen Zeitfenstern“ und Laden nach „Ladefahrplan“. In allen drei Strategien erfolgt das Laden gleichmäßig verteilt innerhalb der gewünschten Zeitfenster.

Unkontrolliert: Sobald ein Fahrzeug angeschlossen wird, wird es mit der maximalmöglichen Leistung geladen bis der gewünschte SoC-Stand erreicht ist. Dadurch wird die Dauer des Ladevorgangs minimiert und sichergestellt, dass die Fahrzeuge so schnell wie möglich vollgeladen sind. Es erfolgt keine Abstimmung mit anderen Fahrzeugen, um evtl. auftretende Lastspitzen zu vermeiden. Gegebenenfalls muss die Leistung gedrosselt werden, um die maximale Leistung des Netzanschlusses nicht zu überschreiten. Es werden weder externe Signale noch die zur Verfügung stehende Verweildauer berücksichtigt.

Ausgeglichen: Sobald ein Fahrzeug eintrifft, wird die minimal nötige Ladeenergie ermittelt, um den gewünschten SoC während der Standzeit zu erreichen. Mit dieser (bei langen Verweildauern sehr niedrigen) minimalen Ladeenergie wird konstant über die gesamte Dauer der Standzeit geladen. Vorab kann pro Fahrzeugtyp eine minimalmögliche Ladeleistung definiert werden. Dadurch können Lastspitzen reduziert werden. Es erfolgt jedoch keine absichtliche Verschiebung in kostengünstige Zeiträume oder eine Abstimmung mit anderen Fahrzeugen oder Verbrauchern am selben Netzanschluss. Voraussetzung für diese Strategie ist eine Schätzung der Standzeit. Im Simulationsmodell wird dazu perfect foresight genutzt. Über die Angabe eines Zeithorizonts kann bestimmt werden wie weit in der Zukunft Abfahrtszeiten bekannt sind.

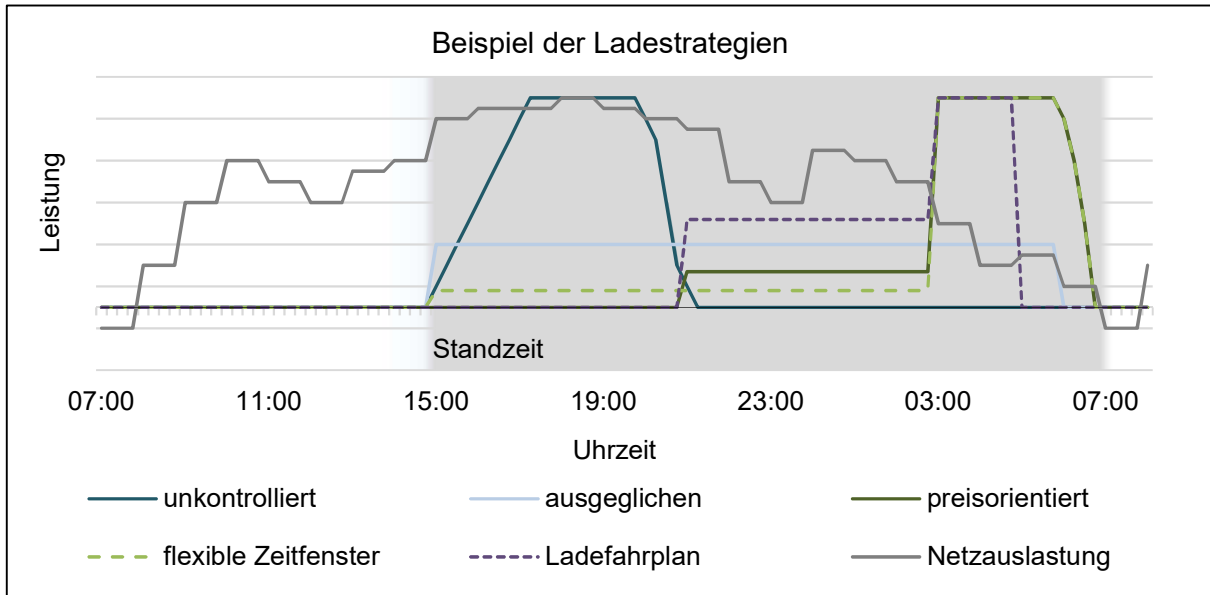
Preisorientiert: Fahrzeuge orientieren sich an einer externen Preiszeitreihe, welche sich über einen festgelegten Zeithorizont erstreckt. Es wird versucht möglichst viel Strombezug in die günstigen Zeiten zu verlagern. Dabei wird innerhalb allergenutzten Zeitfenster gleichbleibender Preise ausgeglichen geladen, wobei auch etwaige minimal mögliche Ladeleistungen der Fahrzeugtypen berücksichtigt werden. Die Preiszeitreihe kann dazu bspw. vom Stromversorger oder VNB überzeitvariable Netzentgelte kommen.

Flexible Zeitfenster: Angelehnt an die Hochlastzeitfenster gemäß §19.2 Strom-NEV sendet der VNB prognostizierte Zeitfenster, in denen entsprechend der Netz-situation der Netzbezug gewünscht ist oder reduziert werden soll. Dabei handelt es sich jedoch nicht um starre, über einen langen Zeitraum unveränderliche, sondern um dynamische Zeitfenster, in welchen die veränderlichen Netzzustände besser Berücksichtigung finden können. Dadurch kann nicht nur auf absehbare Lastspitzen im Netz, sondern auch auf Einspeisespitzen eingegangen und Abregelungen entgegengewirkt werden.

Ladefahrplan: Anschlussnutzenden wird individuell ein „Ladefahrplan“ vom VNB übermittelt, welcher den Zeitpunkt und die Höhe der abzurufenden Leistung für den gesamten Netzanschluss enthält. Der Ladefahrplan wird auf Grundlage des Flexibilitätspotenzials der Anschlussnutzenden (Kernstandzeit der Fahrzeugflotte, Gesamtenergiebedarf, maximale Gesamtleistung des Standorts) und der zu erwartenden Netzsituation erstellt. Als Kernstandzeit wird ein festgelegter Zeitraum bezeichnet, in dem alle Fahrzeuge gesichert zur Verfügung stehen. Zusätzlich kann eine individuelle Steuerung aller Fahrzeuge angenommen werden, wobei dann auf die Kernstandzeit verzichtet werden kann.



Die folgende Grafik zeigt an einem vereinfachten Beispiel, wie die Ladestrategien jeweils auf die wechselnde Netzauslastung reagieren. Die Fahrzeuge in diesem Beispiel haben eine durchschnittliche Standzeit von 15 bis 7 Uhr am Folgetag.



**Abbildung 2: Beispiel Ladestrategien**

Die unkontrollierte Strategie startet mit Ankunft der Fahrzeuge den Ladevorgang, wohingegen bei der ausgeglichenen Strategie die gesamte Standzeit und damit eine geringere Leistung genutzt wird. Bei den netzdienlichen Strategien werden vor allem bei einer niedrigen Netzauslastung (in diesem Fall: kurz vor der Abfahrt) hohe Ladeleistungen abgerufen. Die Auslastung wird jeweils in unterschiedliche Zustände eingeteilt, sodass bei jeder Strategie zu unterschiedlichen Zeitpunkten mit den Ladevorgängen begonnen wird.

Abhängig vom Anwendungsfall ist es möglich individuell und eigenständig weitere Ladestrategien zu testen und implementieren.

Optional können danach mit dem Cost Calculator die Kosten pro Netzanschluss errechnet werden. Darin enthalten sind Kosten für Strombezug und –einspeisung, Netznutzungskosten sowie weitere mögliche Fixkosten, welche bspw. für den Messstellenbetrieb anfallen. Zudem können Steuern, Abgaben und Umlagen angegeben werden: Dies sind beispielsweise die KWKG-Umlage entsprechend Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG, Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV, EEG-Umlage (für Zeitraum vor Juli 2022), Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Umsatzsteuer. Die Kostenkalkulation kann direkt automatisch im Anschluss an die Simulation oder aber zu einem späteren Zeitpunkt separat durchgeführt werden. Im ersten Fall werden die Listen mit den erstellten Zeitreihen direkt an den Cost Calculator übergeben. Für eine Berechnung der Kosten zu einem späteren Zeitpunkt müssen die csv-, json- und Konfigurationsdateien des entsprechenden Szenarios neu eingelesen werden. Jedoch ermöglicht diese Option eine Untersuchung verschiedener Tarife und ist vor allem bezüglich der Vergütung von V2G, für welche es noch keine gesetzliche Regelung gibt, interessant. Die jeweiligen Tarife für die Netzentgelte, Einspeisevergütungen, Abgaben, Umlagen sowie die Steuersätze können über eine json-Datei angegeben werden. Im Anschluss an die Kostenkalkulation wird eine detaillierte Aufschlüsselung der einzelnen Kostenpunkte in die Ergebnis-json, welche bereits die Szenario-Kennzahlen enthält, geschrieben.

Die Kostenkalkulation erfolgt entsprechend der gewählten Ladestrategie. Da die aktuelle

Netzentgeltssystematik bislang keinen Anreiz zum netzdienlichen Laden bietet, wurden im Rahmen des Projekte Netz\_eLOG für die Ladestrategien auch Anreizmodelle entwickelt, die sich im Cost Calculator wiederfinden. Je nach Entwicklungen der Netzentgeltstruktur oder individuellen Verträgen ist es möglich den Cost Calculator an die eigenen Rahmenbedingungen anzupassen.

2.3 OUTPUT

Im Anschluss an die Simulation werden die Lastprofile des Netzanschlusses und aller einzelnen Erzeuger und Verbraucher für jeden simulierten Zeitschritt ausgegeben. Zusätzlich wird mit Abschluss der Simulation ein visueller Output in Form eines Ergebnisplots gezeigt, welches die folgende Abbildung beispielhaft für zwei Tage zeigt.

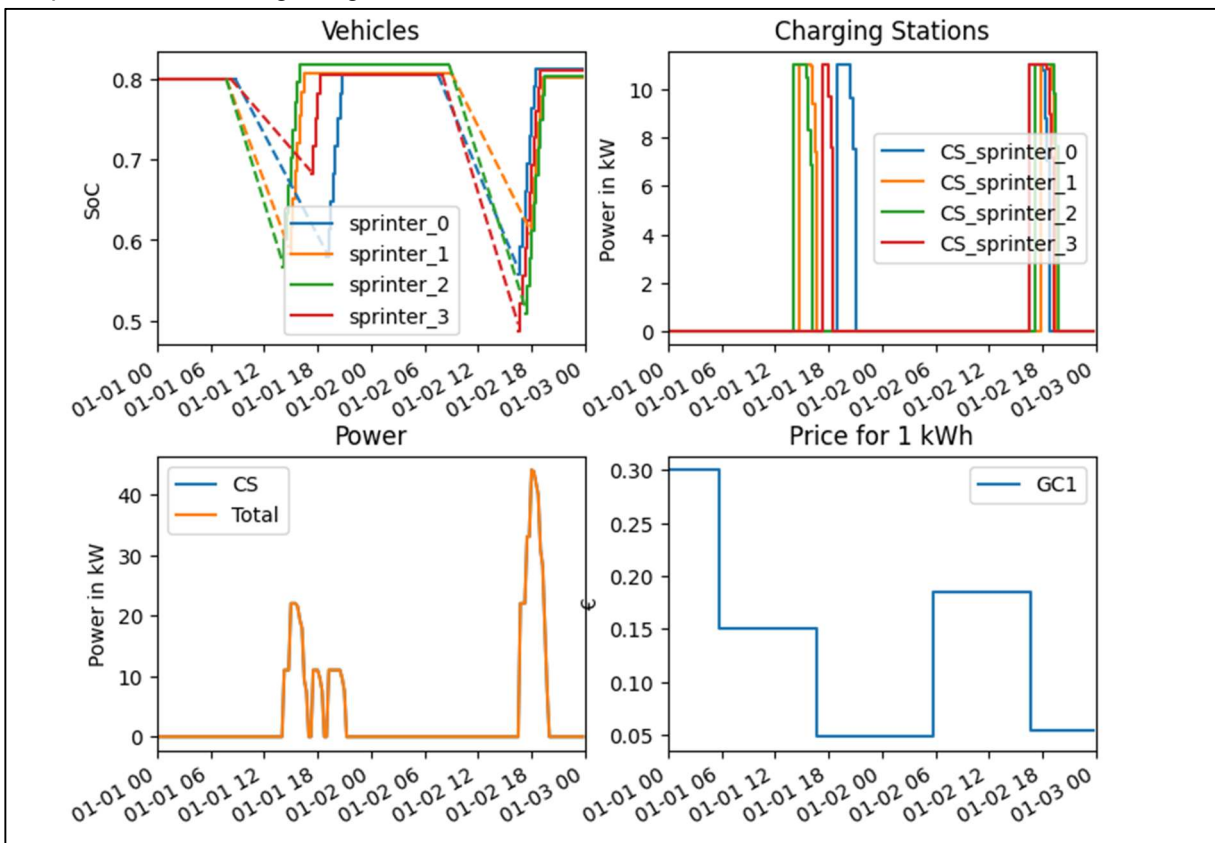


Abbildung 3: Beispiel Ergebnisplot SpiceEV

Oben links wird der Ladezustand jedes Fahrzeuges im Zeitverlauf der Simulation gezeigt. Das Bild daneben stellt die Ladeleistungen an den Ladestationen dar. Des Weiteren werden die Leistung am Standort sowie der Preis für eine kWh im Zeitverlauf abgebildet.

Die entsprechenden Zeitreihen, auf deren Grundlage der visuelle Output entsteht, sind in csv-Dateien und allgemeine Kennzahlen der Simulation inkl. der berechneten Kosten in einer json-Datei einsehbar. Aus den Ergebnissen kann die Eignung der verschiedenen Ladestrategien unter Einbezug der Kosten bewertet werden. Auch der Gesamtenergiebedarf und das Flexibilitätspotential der Flotte sind durch die Simulationen bestimmbar.

### 3. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Open-Source-Tool SpiceEV ermöglicht es durch die Eingabe von individuellen Daten über die Fahrten, das Energiesystem und von Kosten verschiedene Ladestrategien zu simulieren. Dadurch kann das Flexibilitätspotential von elektrischen Fahrzeugen ermittelt werden und zudem die Wirtschaftlichkeit überprüft werden. Durch das Nutzen von Flexibilitäten kann das Stromnetz entlastet, variable Erzeugung bestmöglich genutzt und der Netzausbau reduziert werden. Das Tool eignet sich daher für VNB mit großen Anschlussnutzern, welche Elektromobilität nutzen. Aber auch Flottenbetreiber, welche elektrische Fahrzeuge besitzen oder überlegen diese anzuschaffen, können SpiceEV nutzen. Für eine elektrische Flotte kann das passende Geschäftsmodell und zu erwartete Vergütungen und Kosten ermittelt werden. Das Tool kann individuell genutzt werden. Durch eigenständige Anpassungen und die Möglichkeit der Erweiterung ist das Tool branchenunabhängig und für viele Anwendungen nutzbar. Die Bereitstellung auf GitHub eröffnet das gegenseitige Teilen von Veränderungen und Kommunizieren von neu entdeckten Möglichkeiten.

### 4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Reiner Lemoine Institut, Webseite Projekt Netz\_eLOG:  
<https://reiner-lemoine-institut.de/intelligente-netzintegration-e-mobilitaet/>, letzter Zugriff: 17.10.2022
- [2] Reiner Lemoine Institut, Github-Seite SpiceEV:  
[https://github.com/rl-institut/spice\\_ev](https://github.com/rl-institut/spice_ev), letzter Zugriff: 17.10.2022

## PROGRESS STEPS IN GREEN TRANSITION – ROLE OF ELECTRICITY CONSUMPTION ELASTICITY

*Mäkelä, M.<sup>1</sup>, Laine, T.<sup>1</sup>, Höök, T.<sup>1</sup>, Tuliniemi, E.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> South-Eastern Finland University of Applied Sciences, Kotka, Finland

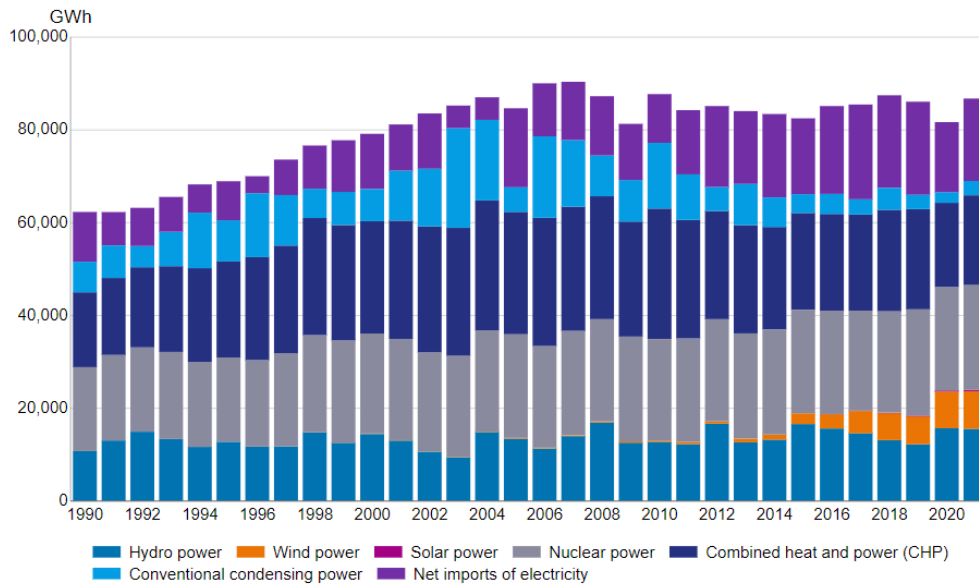
### ABSTRACT

Consumption elasticity or demand elasticity mainly stands for transferring the use of power from high consumption and high prices peaks to lower consumption and lower prices periods. Principally, total power consumption could be reduced and less power capacity would be needed. If high consumption peaks could be avoided, this would lead permanently to less power capacity needs. High consumption peaks could also be covered using special pre-planned energy reserves but energy savings would not be achieved. Since the summer 2021 we have seen occasionally exceptional high electricity wholesale prices in the Nordic electricity market, although the markets have been rather stabilized during the last ten years. Varying wind power production in Denmark and Southern Sweden, for example, is shaking the market prices. Recent fast changes in politics in Europe force the whole energy source palette to change into in a new, hopefully more renewable and emission-free direction. In this article the role of energy consumption elasticity is discussed in three contexts, firstly from the transmission system operator's point of view, secondly based on the activities of distribution supplier organizations, and thirdly from the behaviour of final consumers.

### 1. INTRODUCTION

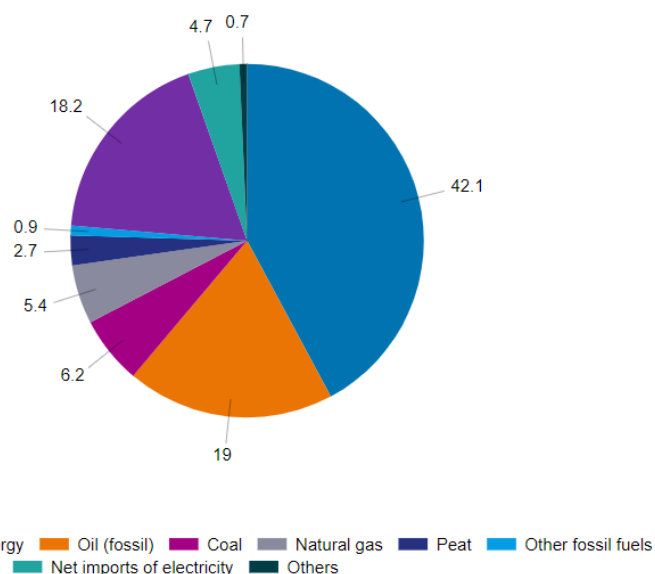
Due to continuous global warming of climate, several changes in energy-related political decision-making and people's minds are needed. According to IEA scenarios a green transition from fossil sources to renewable ones will not take place significantly during the next 20 years due to increasing population and energy consumption (Source IEA). Natural resources and readiness to commission renewable sources vary from country to country. Recent political changes in Eastern Europe imply new energy source arrangements. Reasonable ways to ease this too slow green transition is the promotion of distributed, small-scale production and the increase of power consumption elasticity in several ways.

Since the summer 2021 we have seen occasionally exceptional high electricity wholesale prices in the Nordic electricity market, although the markets have been rather stabilized during the last ten years. Varying wind power production in Denmark and Southern Sweden, for example, is shaking the market prices. More storage and control capacity for electricity would be needed. About 70 % of electricity in Finland is marketed through Nord Pool. In 2020, about 18 % of the final electricity consumption was covered by imports. In earlier years it has been more profitable to buy missing electricity from the market than to invest in new production facilities [1]. The final start-up of the nuclear reactor Olkiluoto OL3 in 2022, after 22 years construction, will cover most of the imports in the future. In Finland the final electricity consumption has not been increasing since 2004, partly because of industrial production changes and improvements of energy efficiency in industries, public infrastructure and private consumption. The whole consumption trend has been slightly decreasing (Fig. 1).



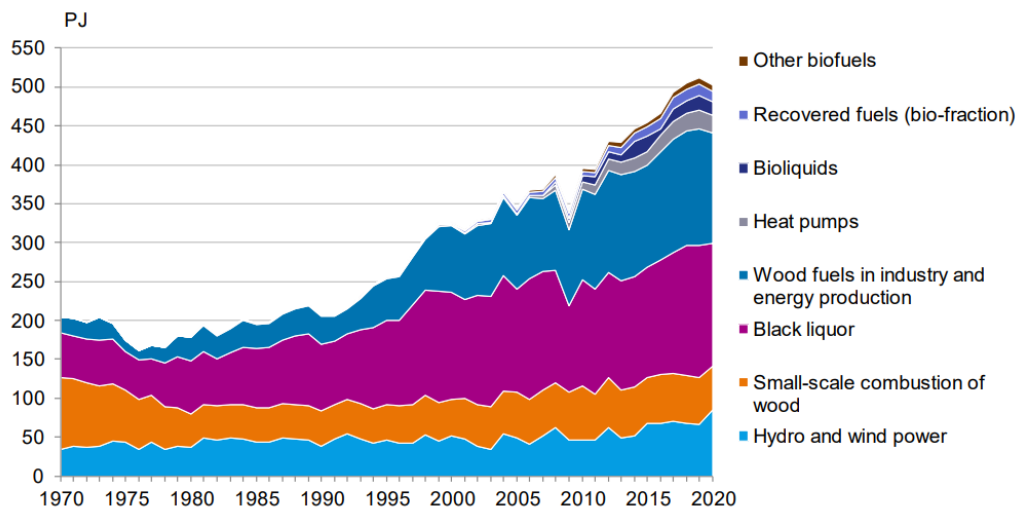
**Figure 1: Total consumption of electricity by production mode 1990-2021 in Finland [2]**

The total consumption of electricity in Finland in 2021 was 87 TWh, including the net imports 18.0 TWh. The main production modes were nuclear power (26.1 %), combined heat and power (25.7 %), hydro power (17.9 %), wind power (9.4 %), and solar power (0.4 %). The net imports were 20.5 % of the total electricity consumption (Fig. 2). Centralized production modes are dominant, while there would be potential in distributed, small-scale production. The renewable sources covered 52 % (34.7 TWh) of total electricity generation in 2021, including wood-based fuels and black liquor, wind power, hydro power and solar power [3]. In power production Finland has several energy sources but the imports have been at a rather high level since 2005. The starting of Olkiluoto OL3 nuclear reactor will cover most of those imports after 2022.



**Figure 2: Total energy consumption by energy source in 2021 in Finland [2]**

In 2021 about 42 % of total energy consumption in Finland came from renewables. The trend of renewables in 1970-2020 has been continuously increasing (Fig. 3). The renewables in Finland mainly comprise wood-based sources including bioliquids, and hydro power and wind power. Wind power and the use of heat pumps and recovered sources have been increasing significantly during the last ten years. Wood-based sources are utilized for electricity and heat by combustion which always makes some emissions, such as carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), carbon monoxide (CO), nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>), and particle matter (PM). On the other hand, the energy efficiency of CHP production is rather high.



**Figure 3: Renewable energy sources 1970-2020 in Finland [3]**

## 2. MANAGEMENT OF ELECTRICITY CONSUMPTION ELASTICITY

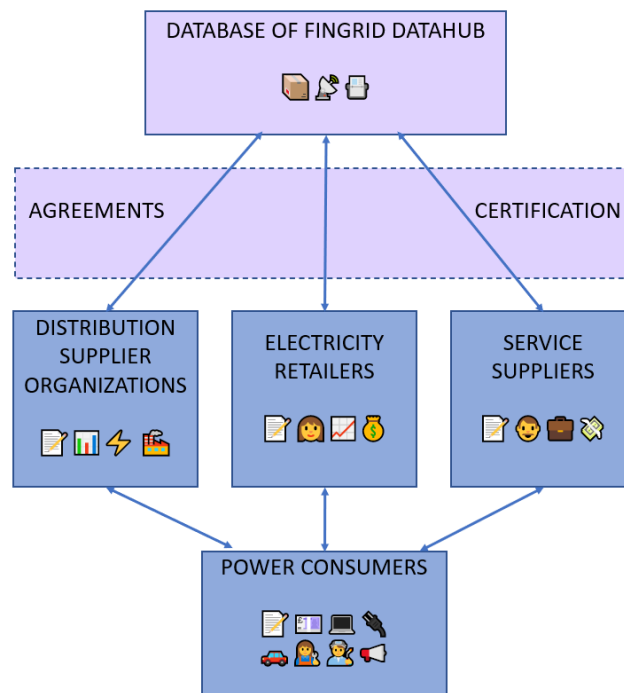
Generally, power transmission is regarded as a monopoly business. Transmission system operators transfer electricity from centralized power production to distribution supplier organizations and directly to large consumers. The DSOs transfer electricity further to low voltage networks where households and other small consumers are connected. More and more distributed, weather-dependent renewable power production comes to low voltage networks from wind turbines and solar photo-voltaic systems. Households and other consumers may also be distributed power producers. More elasticity is needed in the management of networks, and in the consumption behavior.

Demand elasticity or consumption elasticity mainly stands for transferring the use of electricity from high consumption peaks with high prices to lower consumption periods with lower prices. Consumers are persuaded to participate in market-based consumption elasticity. In principle there are three different mechanisms for consumption elasticity to choose:

- The power consumption is reduced in high consumption periods, and missing production will not be compensated. Less electricity in total is used.
- The power consumption of high consumption peaks is changed over to lower consumption periods.
- In high consumption peaks different kinds of reserves are commissioned in order to cover needed energy consumption.

2.1 TSO LEVEL ELASTICITY

Finland has 3.7 million separate electricity consumer locations for its 5.5 million inhabitants. Finland has one national transmission system operator (TSO) called Fingrid which is responsible for the security of electricity supply and the high-voltage transmission grid. Fingrid has commissioned in 2022 a centralized database called Datahub which offers one platform in common to Distribution Supplier Organisations (DSOs), electricity retailers and service suppliers (Fig. 4). This arrangement will help the parties to get up-to-date data all the time. In addition, Datahub will support in the standardization and simplification of processes, such as the exchange of retailers and service suppliers. [4]



**Figure 4: Collaboration data of DSOs, electricity retailers, service suppliers and power consumers stored in a centralized database**

Power production and consumption have to be in a balance all the time. Nordic TSOs are responsible for keeping the balance in real time. Otherwise, there will be changes in the frequency of the network. The allowed normal variation in the frequency is from 49.9 to 50.1 Hz. Basic dealing takes place in day-ahead and intraday electricity markets like Nord Pool. In addition, some reserve markets are needed.

Fingrid maintains and develops markets for reserves and balancing power. There are about 50 balancing service providers of Fingrid 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), balancing energy market reserves (mFRR) and reserve power plants. [5]

The power production and feeding into the electricity network has to be in a balance for the needed load. The power imbalance settlement period (ISP) has been one hour in Finland since a longer time. Conventional power production, such as CHP production has been able to adapt its controlling power to the needed load in one hour. Varying wind and solar power production asks for faster balancing.

Based on European guidelines there is a governmental decision to come over to a 15-minute imbalance settlement period. This implies that in the future both the sales and the compensation will take place using this ISP resolution of 15 minutes. The Nordic TSOs have decided that the start-up for the new imbalance settlement period will be the date 22.5.2023. In the future, this relative short imbalance settlement time helps to cut needed balancing power. It also implies significant changes in the basic electricity dealing and reserve dealing, and data systems. [6]

### 2.2 DSO LEVEL ELASTICITY

In Finland the first-generation smart electricity meters were commissioned mostly in 2008-2013 by electricity distribution supplier organizations, and the coverage has been almost 100 % [7]. Other EU countries with high smart metering coverage are Estonia, Italy, Malta, Spain and Sweden. Some countries have lags due to strict data protection practices. These first meters have allowed the remote monitoring of electricity consumption data by DSOs and retailers in order to charge up-to-date. These meters have been able to compute incoming and outgoing electricity. The consumers have been able to get information in internet but these services have not been used very widely for electricity consumption optimization.

Unfortunately, the life-cycle of this first-generation metering technology has been only about 15 years. The first meters should be replaced in coming years 2022-2028 mainly due to the commissioning of 15-minute imbalance settlement time. The next generation meters are expected to fulfil additional requirements such as load control [8]. Besides electricity metering, these smart meters would have control capacity to optimize the heating load of homes and offices, for example, from high consumption peaks to lower ones. The installation of next generation meters makes rather high costs for DSOs. Some DSOs have already announced coming next generation metering. A DSO with its 400 000 customers has announced to install the next generation smart meters in 2022-2025 [9].

### 2.3 CONSUMER LEVEL ELASTICITY

In 2020, in Finland electricity covered 36 %, district heating 28 %, wood 22 % and heat pumps 9 %, oil and others 5 % of all household energy consumption [10]. Since 30 years electricity sellers have been guiding consumers to rough consumption elasticity by offering inexpensive night tariffs in low-peak electricity consumption periods. It has been common to heat floors and warm water boilers, for example, using this inexpensive, time-dependent tariff outside high consumption peaks. These night tariff arrangements have been fixed agreements between sellers and consumers, adapting night tariff charging for example from 22 in the evening to 7 in the morning. In elderly houses the heating control of floors and boilers have been implemented using simple hard-wired technology. The floors and boilers are heated at night when needed, and room radiators are switched off when sauna heating is on.

Electric residential and office heating, as well as the heating of warm water boilers, are potential objects for consumption elasticity. It is estimated that there is a large, about 1000-1800 MW heating load, in the electric heating of Finnish residential houses and warm water boilers [8]. The national TSO Fingrid would like to give up the stiff, time-dependent day and night tariff arrangements organized by DSOs. Due to green transition, there is pressure to come over to more market-based heating optimization. The electricity market prices should affect the heating control. Thus, advanced heating control optimization methods are called for.

The warm water boilers equipped with solar thermal systems help to reduce the electricity consumption needed for warm water heating. Those solar thermal systems work as short-term heat accumulators storing heat when it is available from solar radiation. Solar thermal systems are provided with digital control systems to maximize their heat transfer according to production conditions.

Smart vehicle recharging units can be programmed to work in a time when there is less electricity consumption. The recharging periods could be chosen based on market prices in the future. With



increasing rechargeable electric vehicles, batteries of vehicles could basically serve as short-term electricity storages but the manufacturing technology does not allow it, yet. This battery-based storage capacity could be used to cover occasional high consumption peaks.

### 3. VIRTUAL ELECTRICITY COMMUNITIES

Consumer level elasticity could be empowered by making more collaboration. According to Finnish laws it has been possible to establish energy communities since 2021. A virtual energy community works for the sharing of its participants' energy resources in a sustainable way. By making investments in common, it is possible to get economic advantages, as well. The virtual energy communities may have power and heat production, and storage capacity, and they are participating in the consumption elasticity by optimizing their loads in a profitable way. The energy communities may have virtual power plants (VPP) which are digital platforms. The VPPs are aiming at the controlling of energy consumption, especially in different kinds of residential, public and business properties.

A virtual electricity community utilizes local low and medium voltage networks managed by DSOs, as well as high voltage transmission lines managed by TSOs to get power. In virtual electricity communities some distribution losses can be avoided. Principally, we are able to identify two different kinds of basic virtual electricity community models.

#### 3.1 LOCAL ELECTRICITY COMMUNITY INSIDE A PROPERTY

An electricity community inside a property consists of power consumers located in the same property or property group such as a housing association. The costs and profits of solar PV systems, for example, are shared by the community participants, and in a longer term, electricity costs can be reduced. There is no taxation for the consumed electricity which has been produced by the community itself. The Finnish Electricity Market Act 4§ states that a microgrid can be built inside a property or property group without a permission from Finnish Energy Authority. From the beginning of 2021, an energy community inside a property can utilize two cost distribution methods: compensation calculation or post-measuring (5). The ownership of buildings determines if an energy community can operate inside a single property line. The property group is not defined in the Electricity Market Act but based on the inquiry made by a local energy company, Finnish Energy Authority stated that a property group can only be established between the buildings with a same owner [11].

In a case of a large solar PV system acquired to a property, the investment costs are shared by the community participants, for example based on their housing area. In a compensation calculation, the electricity production from the PV system is distributed to the participants based on their share of the investment. There is no taxation for the consumed electricity which has been produced by the community itself if the yearly production amount is less than 800 000 kWh [12]. The compensation calculation is a good option for completed buildings because it utilizes the existing electricity meters of properties.

In a cost distribution method based on post-measuring, the consumption of every participant is measured with a separate electricity meter. With the utilization of accurate measuring of electricity consumption and production inside the community, there is no need to divide the solar PV system into segments. This increases the flexibility between participants and helps further investments such as electric vehicle (EV) recharging facilities. The post-measuring model needs an operator to control the electricity usage and the property will be operated using a single electricity contract. This method implies that participants cannot manage and bid their own contracts. The post-measuring method suits best to novel buildings [13].

#### 3.2 ELECTRICITY COMMUNITIES OF SEVERAL PROPERTIES

An electricity community extending outside a property has electricity consumption and production in

separated, but neighboring properties. This community network is connected to the low and medium voltage networks over one single connection point, and there is no ring-like connection to networks. This community model is feasible in villages where solar PV power production could take place on one neighbor's field, and the participating neighbors would share the costs and production.

Neighboring properties with different owners have been able to share a large solar PV system in Finland since 1.8.2021. There was a change in the Electricity Market Act that removed the need of permission for building a connection line from production to consumption that crosses property border [14]. Larger solar PV systems utilized by many participants decrease investment costs for a single consumer compared to their own small system. The problem in this energy community model is that the production plant must be divided into smaller segments utilized by only one participant. For that reason, the solution is limited in terms of flexibility between the consumers in the area.

A geographically distributed electricity community comprises a bigger unit of power consumers and producers which are in any location in Finland. The main idea of these distributed communities is to utilize own power production as effectively as possible. Those communities utilize low, medium and high voltage networks, and thus pay taxes, and pay for power transmission.

Distributed energy communities virtually utilize self-produced electricity from different locations. The production that cannot be consumed on own property is sold to the community grid and some other participant of the community can utilize that overproduction for own consumption. This kind of community working is profitable if buying from the national grid is more expensive than selling to the grid. Distributed energy community participants need to pay the transmission fee to the DSO, even if the transferred electricity is self-produced. Co-operation with a local DSO is thus required.

A German company with its umbrella concept called Flexible Europe together with Finnish parties, started one significant energy community where several real estates, commercial and industrial companies are participating [15]. This consortium is participating in the power reserve markets maintained by the TSO Fingrid. There are also similar kinds of projects started in other Nordic countries. This project managing company can be regarded as an aggregator in this context.

#### 4. CONCLUSIONS

The share of renewables in Finnish energy consumption is rather high according to European norms but the renewables mostly comprise wood-based sources. These wood-based sources are utilized for energy using combustion which produces carbon dioxide CO<sub>2</sub>, carbon monoxide CO, nitrogen oxides NO<sub>x</sub> and particular matter PM. Finland gets its power from several sources which don't make significant harmful emissions. Since 2007 Finland has been able to stabilize its electricity consumption and reduce its emissions without significant losses in living standards.

The use of wind power has been increasing and it covers 10 % of total electricity generation in 2021. This implies that more varying capacity is in the electricity market, and more consumption elasticity also from consumers is thus expected. Finland will in 2023 come over to the 15-minute power imbalance settlement period which requires next generation smart electricity meters. This will change whole dealing and accounting of electricity but smoothens the way to a European electricity market in common.

DSOs and governmental institutes encourage people to energy savings by nationwide campaigns. The electricity communities are one solution to cut down losses in electricity distribution. It is very difficult to estimate how private people like to commit to these collaborative communities if they don't see immediate profits. Due to wide usage of district heating, there is even more interest in heat communities by industrial companies, public institutions and private people.

### 5. LITERATURE

- [1] Vakkilainen, E., Kivistö A., Sähkön tuotannonkustannusvertailu (Comparison of electricity generation costs), Lappeenranta University of Technology, 2017. 26 p.
- [2] Statistics of Finland, Energy supply and consumption, published 13.4.2022. Available 15.10.2022 in: <https://www.stat.fi/en/statistics/ehk#graphs>.
- [3] Statistics of Finland, Energy supply and consumption, Renewable energy Sources 1970-2020, published 16.12.2021. Available 15.10.2022 in: [https://www.stat.fi/til/ehk/2020/ehk\\_2020\\_2021-12-16\\_kuv\\_004\\_en.html](https://www.stat.fi/til/ehk/2020/ehk_2020_2021-12-16_kuv_004_en.html).
- [4] Datahub compiles information on accounting points into one system, Fingrid. Available 15.10.2022 in: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/datahub/>.
- [5] Reserves and balancing power, Fingrid. Available 15.10.2022 in: [https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves\\_and\\_balancing/](https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/).
- [6] Amendments in relation to the introduction of the 15-minute imbalance settlement period submitted for approval, Fingrid. Available 15.10.2022 in: <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2022/amendments-in-relation-to-the-introduction-of-the-15-minute-imbalance-settlement-period-submitted-for-approval/>.
- [7] Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet (Minimum functionality of next generation smart electricity meters) AMR 2.0, Pöyry Management Consulting Oy, 2017. 112 p. Available 15.10.2022 in: <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017/6a2df7e6-a963-40c0-b4d8-d2533fbca488/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf>.
- [8] Pahkala, T., Uimonen, H., Väre, V., Flexible and customer-centered electricity system, Final report TEM 33/2018 of the Smart Grid Working Group, Ministry of Economic Affairs and Employment, Helsinki 2018. 48 p. Available 15.10.2022 in: <https://tem.fi/en/publication?pubid=URN:ISBN:978-952-327-352-8>.
- [9] Asennamme älykästä huomista Elenian kanssa (We install smart future with Elenia), 2021. Available 15.10.2022 in: <https://www.voimatel.fi/asennamme-alykasta-huomista-elenian-kanssa/>.
- [10] Statistics of Finland, Energy consumption in households by energy source in 2020, published 16.12.2021. Available 15.10.2022 in: [https://www.stat.fi/til/asen/2020/asen\\_2020\\_2021-12-16\\_kuv\\_001\\_en.html](https://www.stat.fi/til/asen/2020/asen_2020_2021-12-16_kuv_001_en.html).
- [11] Lempäälän lämpö Oy:n lausuntopyyntö (statement request on property group), Energy Authority Finland, 2020. Available 15.10.2022 in [https://Energiavirasto-Lempaalan-Lampo-Oy-lausunto-1468\\_403\\_2020.pdf](https://Energiavirasto-Lempaalan-Lampo-Oy-lausunto-1468_403_2020.pdf) (eehanke.fi).
- [12] Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (Act on excise duty on electricity and certain fuels) 13.12.1996/1260.
- [13] Auvinen, K., Honkapuro, S., Ruggiero, S., Juntunen, J., Aurinkosähköä taloyhtiön asukkaille – Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja (Solar power to property inhabitants – From measurement challenges to digital energy community services). Unigrafia Oy, Helsinki, 2020. Series Trade and Economy 3/2020 of Aalto University. ISBN: 978-952-60-8988-1.
- [14] Sähkömarkkinalaki (Electricity Market Act) 9.8.2013/588. Modification decree 15.7.2021/730.
- [15] Flexible Europe, Siemens, published 5.11.2020. Available 15.10.2022 in: <https://press.siemens.com/fi/fi/lehdistotiedote/flexible-europe-voi-olla-koko-eun-kaipaama-lippulaivahanke-valtavat>.

### MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN DER KONSTRUKTIVEN LADUNGSWECHSELOPTIMIERUNG FÜR MITTELSCHNELLE GROßMOTOREN

*L. Marquardt, H.-J. Katke, A. Reinke, N. Kockskämper*

Hochschule Stralsund, Laboratorium „Kolbenmaschinen“, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

#### ABSTRACT

Bei der Gestaltung der Ventile für den Ladungswechsel von Großmotoren ist grundsätzlich ein konstruktiver Kompromiss zwischen Funktionalität und Lebensdauer zu finden. Zum einen werden möglichst große effektive Ventilquerschnittsflächen zur Minimierung der Ladungswechselverluste verlangt. Dem entgegen stehen die durch die Zylinderbohrung limitierten Ventildurchmesser, der erforderliche Ventilfeigang sowie die verschleißminimierende Wirkung möglichst kleiner Sitzwinkel.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der grundsätzliche Einfluss verschiedener Sitzwinkel auf die Betriebsgrößen und Emissionswerte am Beispiel des Einzylinder-Forschungsmotors FM16/24 untersucht und dargestellt. Ein eigener Blas-Prüfstand diente dabei zur experimentellen Untersuchung der Durchflussbeiwerte der Ventile. Dessen Ergebnisse wurden als Eingangsdaten für Kreisprozessrechnungen verwendet.

Anhand von 4 verschiedenen untersuchten Zylinderdeckeln aus der Serie konnten zudem Einflüsse der Fertigungstoleranzen aus dem Gießprozess quantifiziert werden.

#### 1. ANLASS DER UNTERSUCHUNGEN

Für mehr als 95 % der Welthandelsflotte stellen Dieselmotoren für Haupt- und Hilfsantriebe den primären Energiewandler. Der gegenwärtige Anteil für Schwerölfeuerungen beträgt dabei ca. 71 % [1]. Lediglich 1 % der Schiffe werden bedingt durch die energetische Nutzung von Boil-off bei gleichzeitigem Fehlen von Betriebspersonal für Dampfanlagen (LNG-Tanker) oder aus Gründen des Marketings (Kreuzfahrer) mit verflüssigtem Erdgas betrieben. Für Hauptantriebe von Tankern, Container-, Stück- und Schüttgutfrachtern dominiert der direkt treibende langsamlaufende Zweitakter, während für Hilfsantriebe sowie Propulsionsanlagen von Feedern, Fähren, Kreuzfahrern und Schwergutschiffen i.d.R. mittelschnelle Viertakter vorgesehen sind. Der intensive Verdrängungswettbewerb während der letzten 2 Dekaden führte neben der Marktkonzentration auf wenige große Anbieter und damit dem Ausscheiden etlicher etablierter Produzenten (MWM, MaK, Stork-Werkspoor, GMT, SKL, S.A.C.M., Ruston, Mirrlees-Blackstone, Paxman ...) zum umfangreichen Produktionstransfer/Lizensierung nach Fernost. Zudem wurden für eine Reduzierung der leistungsbezogenen Kosten immense Steigerungen der Mitteldrücke durchgeführt, die entsprechend hohe Ladeluftdrücke voraussetzen.

Die einstufig zu erzielenden Ladeluftdrücke werden dabei durch die zulässigen Umfangsgeschwindigkeiten des Laufzeuges der Turbolader sowie die Medientemperaturen von Abgas und Ladeluft begrenzt. Zweistufig aufgeladene Maschinen sowie die Verwendung von Titan-Verdichterrädern bieten aus verschiedenen Gründen lediglich Speziallösungen, sodass die vom Kunden bezahlte, erzielbare Motorleistung durch die Kapazität der Aufladeaggregate eingeschränkt wird. Zusätzlich erfordern immer schärfere Abgasbeschränkungen, Teile des verfügbaren Ladeluftdruckes zur Emissionsreduzierung einzusetzen. Diese Kosten sind am Markt i.d.R. nicht zu realisieren. Ein gültiges Abgaszertifikat (MARPOL, Weltbank) stellt aber die Grundbedingung für den Motorverkauf dar.

Ein optimierter und damit strömungsverlustarmer Ladungswechsel mit möglichst großen effektiven Ventilquerschnitten kann eine konstruktive Teillösung sein. Randbedingungen, wie die maximal möglichen Durchmesser der Ventile, notwendige Ventilfeigänge und Standzeiten (TBO) sind dabei

ebenso zu beachten, wie die herstellerspezifische Grundgestaltung (Quer- und Längsfluter-Zylinderdeckel) der Maschinen. Gegenwärtig dominieren ein- und auslassseitige Ventilsitzwinkel  $\beta_V = 30^\circ$  bei nahezu allen Modellen. Bei Verwendung von Brennstoffen, deren Verbrennungsprodukte nur wenig oder nicht schmierfähig sind, ist ggf. eine Einlasssitzschmierung (Gasölbetrieb) oder ein geringerer Sitzwinkel (Gasbetrieb) vorzusehen.

Im Rahmen dieser Arbeit sollte der grundsätzliche Einfluss verschiedener Sitzwinkel auf die Betriebsgrößen (Abgastemperatur, Verbrennungsluftverhältnis, Verbrauch) und Emissionswerte  $\text{NO}_x$  am Beispiel des Einzylinder-Forschungsmotors FM16/24 untersucht werden. Eine vorab durchgeführte Literaturrecherche ergab keine bisherigen Publikationen zu dieser Thematik. Anhand von 4 verschiedenen untersuchten Zylinderdeckeln aus der Serie werden zudem Einflüsse der Fertigungstoleranzen aus dem Gießprozess quantifiziert und deren Auswirkungen auf den Zylinderabgleich bei der Inbetriebnahme dargestellt.

Erste Ergebnisse dieser umfangreichen Untersuchungen, die sich zunächst nur auf den Einfluss des einlassseitigen Sitzwinkels bezogen, wurden mit [2] einem ausgewähltem Fachpublikum vorgestellt.

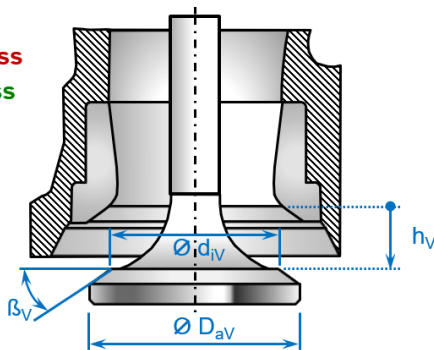
**2. EXPERIMENTELLE UNTERSUCHUNGEN AM DURCHFLUSSPRÜFSTAND**

Für die Definition des geometrischen Bezugsquerschnittes  $A_{V_{geo}}$  ist es unerheblich, welche Fläche hierfür herangezogen wird. In Anlehnung an [3] wird für diese Arbeiten der sich senkrecht zum Ventilsitz ergebende Kegelstumpfmantel gewählt (Abb. 1). Als Produkt mit dem experimentell ermittelten Durchflussbeiwert  $\mu_V$  ergibt sich der für den Motorprozess relevante effektive Ventilquerschnitt.

**Index:**

**A – Auslass**

**E – Einlass**

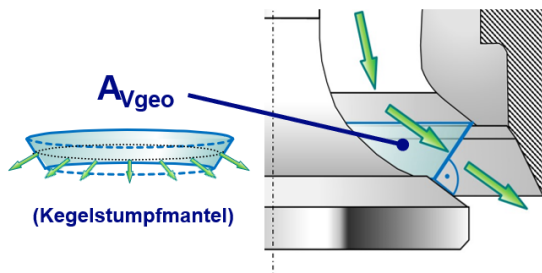


**Größen:**

- $h_V$  – Ventilhub
- $D_{aV}$  – Tellerdurchmesser
- $d_{IV}$  – Innerer Sitzdurchmesser
- $\beta_V$  – Sitzwinkel
- $z_V$  – Anzahl der Ventile
- $\dot{m}_L$  – Massenstrom
- $p_{VV}$  – Druck vor Ventil
- $\rho_{VV}$  – Dichte vor Ventil
- $\Psi (\Pi_V, \kappa_L)$  – Ausflussfunktion

**Geometrischer Strömungsquerschnitt:**

$$A_{V_{geo}} = z_V \cdot h_V \cdot \cos(\beta_V) \cdot d_{IV} + h_V \cdot \sin(\beta_V) \cdot \cos(\beta_V) \cdot \pi$$

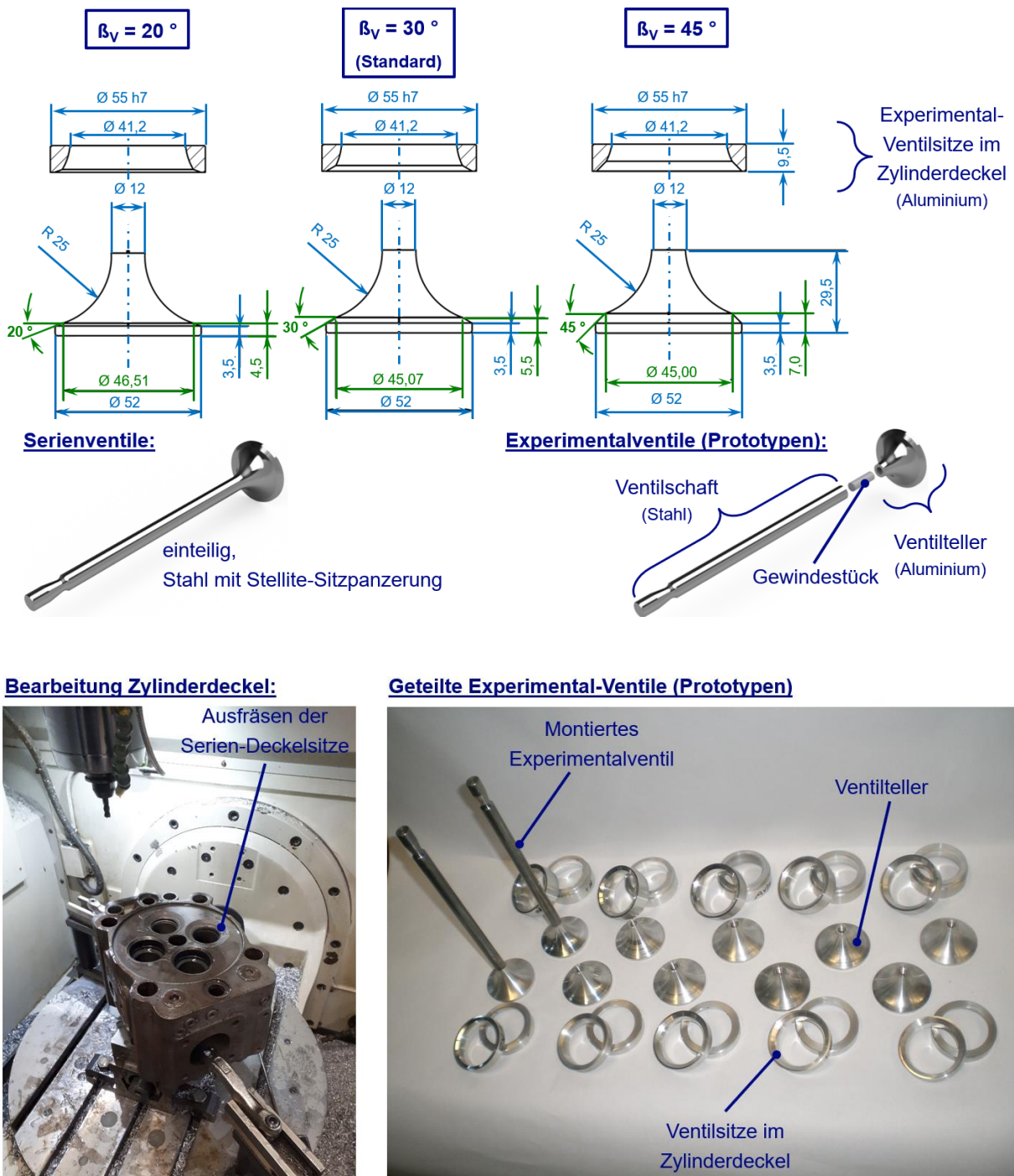


**Durchflussbeiwert:**

$$\mu_V = \frac{\dot{m}_L}{A_{V_{geo}} \cdot \sqrt{p_{VV} \cdot \rho_{VV}} \cdot \Psi (\Pi_V = p_{nV} / p_{VV}, \kappa_L)}$$

**Abbildung 1: Definition von geometrischer Bezugsfläche und Durchflussbeiwert**

Für den Entwurf und die anschließende Fertigung der Versuchsbauteile war mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen ein Kompromiss zwischen Realitätsnähe und ökonomischem Aufwand hinsichtlich Materialeinsatz und Bearbeitungszeit zu finden (Abb 2, oben). Gewählt wurde schließlich ein Entwurf mit geteiltem Ventilschaft, bei dem die 4 notwendigen Schäfte aus Stahl mit den jeweiligen Ventiltellern verschraubt wurden. Zur rationelleren Fertigung kam als Material für die einzelnen Teller ebenso wie für die Ventilsitze im Zylinderdeckel (Deckelsitze) Aluminium zum Einsatz (Abb. 2, unten rechts).

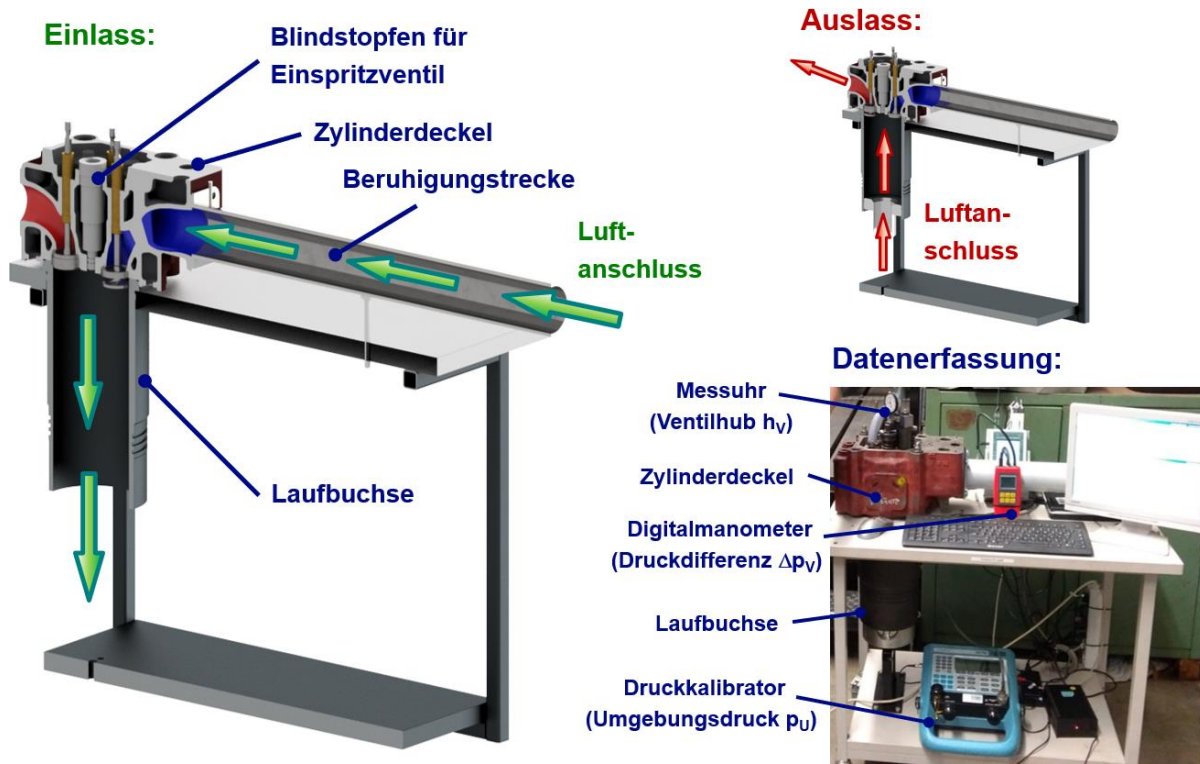


**Abbildung 2: Entwurf der Experimentalventile (oben) und Teilefertigung (unten)**

Die ursprünglichen Deckelsitze eines gebrauchten Zylinderdeckels aus dem Serieneinsatz wurden nach dessen Serienvermessung ausgefräst, um hier die Montage der Experimentalteile zu ermöglichen (Abb. 2, unten links).

Für die notwendigen experimentellen Untersuchungen wurde ein geeigneter Durchflussprüfstand entworfen und gefertigt (Abb. 3). Die Druckluftversorgung erfolgte mit dem Aufladesystem des Versuchsträgers über einen großvolumigen Beruhigungsbehälter. Es wurde die zugehörige Durchflussmesstechnik (thermischer Massendurchflussmesser) genutzt. Nach der Montage der jeweils zu untersuchenden Ventile und Deckelsitze wurde der präparierte Zylinderdeckel am Prüfstand

aufgespannt sowie mit seinen Versorgungs- und Messanschlüssen versehen. Das Einstellen der diskreten Ventilhuber erfolgte mit einer gewöhnlichen Messuhr. Druckdifferenzen über die Ventile wurden mit einem Digitalmanometer und der Umgebungsdruck mit einem Druckkalibrator erfasst. NTC-Sensoren kamen für die Ermittlung der notwendigen Lufttemperaturen zum Einsatz.



**Abbildung 3: Durchflussprüfstand für Zylinderdeckel**

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Durchflussmessungen ein- und auslassseitig für Ventilsitzwinkel von  $\beta_V = 20, 30$  und  $45^\circ$ . Für jeden Sitzwinkel wurden die Einzelmessungen mindestens einmal wiederholt. Die sehr gute Wiederholgenauigkeit wird deutlich. Der einlassseitige Sitzwinkel der Serie beträgt  $\beta_E = 30^\circ$  ( $\chi$ ). Zur Bewertung der Güte des verwendeten geteilten Ventilentwurfs sind zunächst die ermittelten Durchflussbeiwerte mit demselben Sitzwinkel ( $\square$ ) der Experimentalventile zu betrachten. Im relevanten Bereich mit Einlasshuben  $h_{VE} > 2$  mm zeigt der Durchflussbeiwert  $\mu_{VE}$  des geteilten Experimentalventils um ca. 4 %-Punkte geringere Durchflüsse, die auf Fertigungsungenauigkeiten beim Übergang vom Ventilschaft auf den -teller zu erklären sind. Alle Interpretationen zum Sitzwinkleinfluss werden deshalb auf die Prototypen mit Seriegeometrie bezogen.

Wie erwartet nehmen die Durchflussbeiwerte einlassseitig mit größeren Sitzwinkeln zu. Allerdings reduzieren sich dabei ebenso die geometrischen Bezugsflächen, sodass der Effekt der ungestörteren Strömung nahezu kompensiert wird. Die Unterschiede der effektiven Ventilquerschnitte sind für alle untersuchten Sitzwinkel gering. Während bei größeren Hüben  $h_{VE} > 5$  mm die größeren Sitzwinkel höhere Durchflüsse ergeben, dreht sich bei den für Überspülung in der Phase der Ventilüberschneidung entscheidenden geringeren Hüben diese Tendenz um. Eine Aussage zum Einfluss auf die Betriebswerte ist aus diesem Grund nicht möglich, sodass Prozessrechnungen zur Klärung durchzuführen sind. Bemerkenswert ist hier, dass für den Einlasssitzwinkel  $\beta_E = 45^\circ$  ( $o$ ) der effektive Maximalquerschnitt nicht mehr bei voll geöffnetem Ventil erreicht wird, sodass hier zur Optimierung eine Reduzierung des Maximalhubes auf  $h_{VE} = 11$  mm notwendig wird. Insbesondere der Übergang vom Standardsitzwinkel  $\beta_E = 30^\circ$  ( $\square$ ) auf  $\beta_E = 20^\circ$  ( $+$ ), der zur Verschleißreduzierung bei gasfeuerten Maschinen genutzt wird, zeigt keine negativen Auswirkungen auf die Durchflüsse.

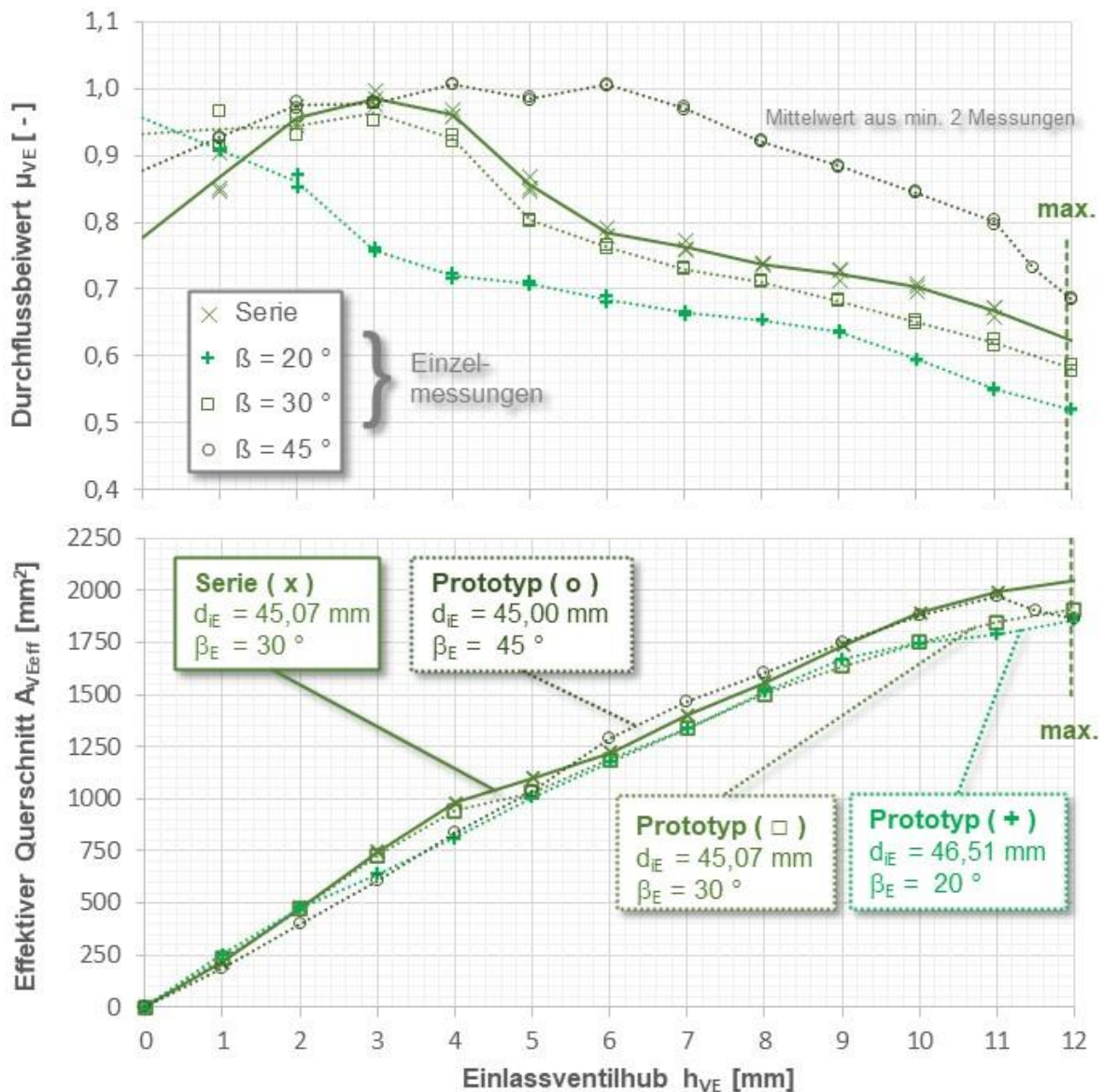


Abbildung 4a: Einlassseitige Ergebnisse der Durchflussmessungen

Auslassseitig ist zur Bewertung des gewählten Ansatzes ebenfalls das Serienventil mit  $\beta_A = 45^\circ$  (x) mit den winkelgleichen Prototypen (o) zu vergleichen. Auch hierbei wirken sich die Übergänge vom Schaft auf den Teller bei hohen Durchsätzen hemmend auf den Durchsatz aus. Genau wie am Einlass werden alle Aussagen auf das Experimentalventil mit dem Auslasssitzwinkel  $\beta_A = 45^\circ$  (o) bezogen. Außerdem bestätigt sich die bekannte Tatsache, dass gleiche Sitzwinkel auslassseitig aufgrund der Diffusorwirkung der Ventilkehle zu höheren Durchflüssen führen. Mit Betrachtung der effektiven Auslassquerschnitte wiederholt sich die einlassseitige Tendenz, dass Standardsitzwinkel  $\beta_A = 30^\circ$  (□) und verschleißoptimierte Variante  $\beta_A = 20^\circ$  (+) keine signifikanten Unterschiede aufweisen, die größeren Sitzwinkel  $\beta_A = 45^\circ$  (x und o) jedoch leichte Vorteile zu bieten scheinen.

### 3. EINZYLINDER-VERSUCHSLAUF UND RECHENMODELL-KALIBRIERUNG

Zur quantitativen Ermittlung der Auswirkungen unterschiedlicher Sitzwinkel wurden am Einzylinder-Versuchsmotor FM16/24, der die untersuchten Zylinderdeckel verwendet, Basismessungen im Konstantdrehzahl-Betrieb durchgeführt. Dessen Hauptdaten werden in Abb. 5 dargestellt.



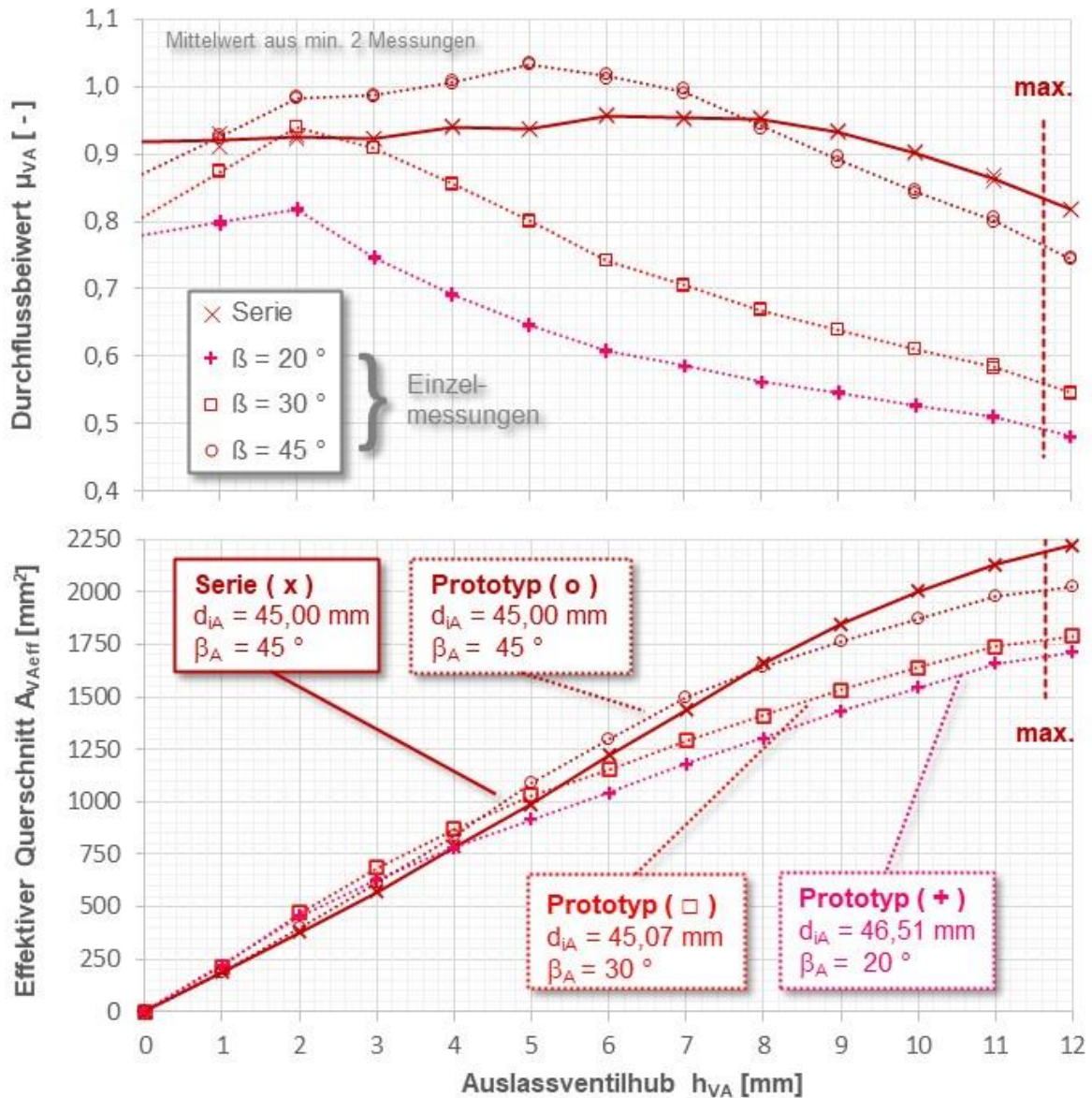


Abbildung 4b: Auslassseitige Ergebnisse der Durchflussmessungen

Für diesen Testlauf wurde der Konstantdrehzahl-Betrieb mit Leistungen zwischen 100 % und 10 % gewählt. Der Förderbeginn der Einspritzpumpen blieb konstant. Dieser Betrieb ist typisch für einen Mittelschnellläufer als Hauptantrieb mit Verstellpropeller und Wellengenerator sowie als Hilfsdiesel oder Kraftwerksmaschine zur reinen Stromerzeugung.

Der Brennstoffverbrauch wurde mit einem Coriolis-Durchflussmesser ermittelt. Für alle relevanten Abgasemissionen stand eine klassische physikalische Abgasanalyse HORIBA MEXA-ONE zur Verfügung. Der Motor ist vollindiziert. Die gesamte Messdatenauswertung inklusive der Emissionsberechnung nach ISO8178 sowie Einspritz- und Druckverlaufsanalysen erfolgen mit eigenen Berechnungsroutinen. Mit diesen Daten wurden die verwendeten Rechenmodelle kalibriert.

#### 4. Ergebnisse der Prozessberechnungen

Die Ergebnisse dieser Experimente am Einzylinder wurden mit einem einfachen nulldimensionalen Einzonnenmodell und zwei Behältern (vor und nach Zylinder) nachgerechnet. Die gemessenen Ladeluft- und Abgasgedrücke wurden den Behältern für diese Berechnung konstant aufgeprägt. Die indizierte

Wärmefreisetzung bei Vollast im Zylinder bildete die Basis für die Generierung einer geeigneten Vibe-Funktion. Deren Parameter wurden für abweichenden Betrieb entsprechend den Gleichungen von Woschni/Anisits [4] umgerechnet und der Exponent zu Berücksichtigung der Zylindergasmasse dabei entsprechend [5] auf  $X = 0,5$  gesetzt. Die Ermittlung des Wandwärmetransfers erfolgte nach dem von Gerstle/Eilts [6] modifizierten konvektiven Ansatz von Woschni. Ein an Heider [7] angelehntes Zweizonenmodell wurde bei Vollast kalibriert (A-Faktor) und diente der Abschätzung der spezifischen  $\text{NO}_x$ -Emissionen.



### Einzyylinder-Versuchsmotor FM16/24:

|                   |   |
|-------------------|---|
| Bohrung x Hub:    | 160 mm x 240 mm   |
| Nennleistung:     | 100 kW(m.) @ 1200 rpm   |
| Zünddruck:        | 170 bar   |
| Belastung:        | Asynchron-Maschine / 200 kW(el.)  |
| Aufladung:        | Trockener Schraubenkompressor (10 bar)<br>Behälter (10 bar/80 °C + 10 bar/550 °C)<br>Elektrische Ladeluftheizung (80 °C)<br>Einstellbare Abgasdrossel |
| Leistungsmessung: | Drehmomentenflansch 5000 Nm   |
| Ventiltrieb:      | Steuerwelle mit hydraulisch verspannten<br>Einzelnocken   |
| Einspritzung:     | Konventionelles PLD (WGG-H),<br>Förderbeginn im Betrieb verstellbar<br>Optional: CR-System mit 2000 bar (WTZ)   |
| Brennstoff:       | Destillate (Option: bis IFO380)   |

**Abbildung 5: Versuchsträger FM16/24**

Abb. 6 zeigt die zufriedenstellenden Übereinstimmungen von Messungen und Prozessrechnungen für den Lastbereich  $P_{eZ} \geq 50\%$ . Insbesondere die Abgastemperatur  $t_{vT}$  kann mit Fehlern von max. 10 K gut wiedergegeben werden, was die Korrektheit von Verbrauch  $b_{e42.7}$  und spez. Luftdurchsatz  $l_e$  voraussetzt. Die berechneten  $\text{NO}_x$ -Emissionen folgen mit Fehlern kleiner als 0,2 g/kWh den gemessenen Werten. Die Abweichungen im Zünddruck betragen bedingt durch die modellhafte Wärmefreisetzung im Zylinder  $\Delta p_{Zmax} \approx 3$  bar. Bei Schwachlast werden die Abweichungen erfahrungsgemäß größer. Mit dieser Nachrechnung konnten die Gültigkeit und Korrektheit des verwendeten Rechenmodells als Grundvoraussetzungen für die im folgenden durchgeführten Untersuchungen bestätigt werden.

Das in Abb. 7 dargestellte Rechenmodell mit 6 Behältern wurde zur Vorausberechnung der Betriebswerte für eine 9-zylindrige Vollmaschine verwendet, die sich aus der Variation der Ventilgeometrien ergaben. Alle 9 Zylinder werden abgasseitig über einen großvolumigen Sammler zusammengefasst (Stauaufladung) und dem Abgasturbolader (hier MAN TCR14-41xxx) zugeführt. Die Antriebsleistung der angehängten Pumpen wurde mit 19,8 kW abgeschätzt. Wie für Maschinen mit begrenztem Zünddruck üblich, verwendet dieser Motor eine reine Gleichdruckverbrennung zur Erzielung eines zufriedenstellenden Trade-off zwischen Verbrauch und  $\text{NO}_x$ -Emission.

Abb. 8 zeigt die Ergebnisse der durchgeführten Prozessberechnungen für verschiedene interessante Kombinationen aus Ein- und Auslassitzwinkel im Vollastpunkt G100 ( $P_{eZ} = 110$  kW @ 1200 Upm). Mit der Anpassung des Turbinenersatzquerschnittes wurden unter Beibehaltung konstanter Förderbeginne jeweils konstante Zünddrücke  $p_{Zmax} = 170$  bar(a) mit einer Genauigkeit von 100 mbar eingestellt. Die hierfür notwendigen Anpassungen lagen mit maximalen Änderungen um 1,2 % deutlich unter den üblicherweise verfügbaren Stufensprüngen der Düsenringe.

Zur Bewertung der Sinnhaftigkeit des hier verwendeten Vorgehens mit geteilten Ventilschäften werden zunächst die Ergebnisse für die Varianten S1 und P1 unter Verwendung der Seriengeometrien ( $\beta_A = 45^\circ$ ,  $\beta_E = 30^\circ$ ) gegenübergestellt.

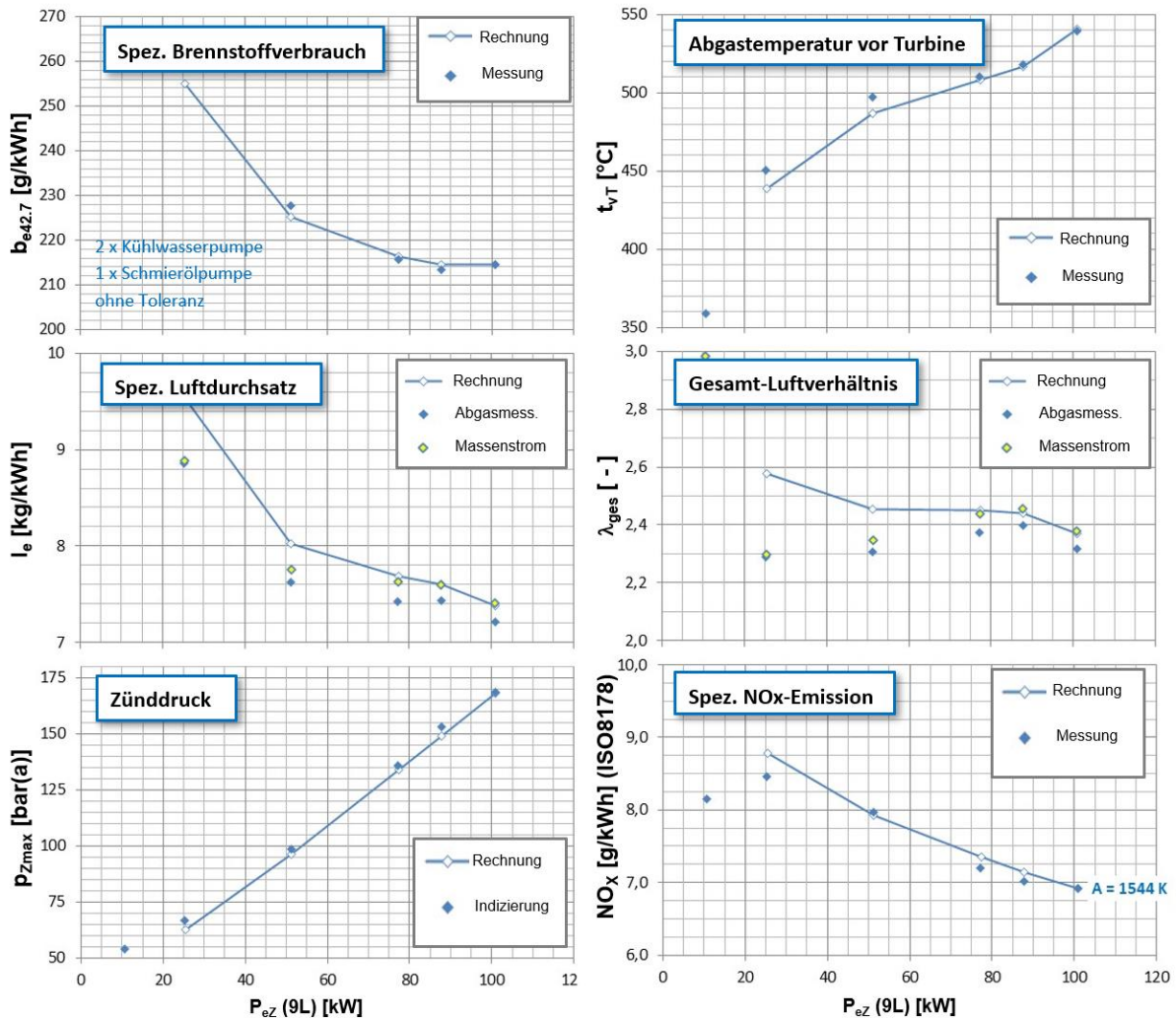


Abbildung 6: Vergleich zwischen Messung und Prozessrechnung ( $n_M = \text{konstant}$ )

Die Unterschiede in den relevanten Messgrößen Abgastemperatur vor Turbine  $t_{VT}$ , spezifischer Verbrauch  $b_{e42.7}$  und spezifische Emission  $NO_x$  liegen innerhalb der Wiederholgenauigkeit am verwendeten Einzylinder und weit innerhalb üblicher Serienstreuungen, sodass das Vorgehen als zweckmäßig eingestuft wird.

Vergleicht man die sich ergebenden Betriebswerte mit unterschiedlichen Einlasssitzwinkeln  $\beta_E$  (Varianten P1, P2 und P3 mit  $\beta_A = 45^\circ$ ), werden die Ergebnisse aus den vorherigen Untersuchungen [2] reproduziert. Aufgrund der niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten am Einlass ändern sich gegenüber der Seriengeometrie weder Verbrauch noch Abgastemperatur oder Emission, sodass die für gasgefeuerten Maschinen gelegentlich angewandte Reduzierung des Einlasssitzwinkels zur Verschleißreduzierung keinerlei negative Auswirkungen auf den Motorbetrieb zeigt und ggf. ebenso auf destillatbetriebene Anlagen ausgedehnt werden kann. Insbesondere der Vergleich der Standardvariante P4 ( $\beta_A = \beta_E = 30^\circ$ ) mit der bei MaK-Gasmotoren verwendeten Kombination P5 ( $\beta_A = 30^\circ, \beta_E = 20^\circ$ ) bestätigt nochmals diese Aussage. Dagegen zeigen aufgrund der Zylinderausströmung mit bis zu Schallgeschwindigkeit steilere Auslasssitzwinkel  $\beta_A = 45^\circ$  (Vergleiche P2/P5 und P4/P1) eine nennenswerte thermische Entlastung um ca. 5 K bei der Abgastemperatur  $t_{VT}$ , sodass für grenzwertige Laderauslegungen diese Option in Betracht gezogen werden sollte. Zudem wird hierbei ein Verbrauchsgewinn  $b_{e42.7}$  um ca. 1 g/kWh prognostiziert, was ggf. entsprechende Pönalen reduziert, zumal die Änderung der Ventilgeometrie die IMO-Zertifizierung nicht berührt.

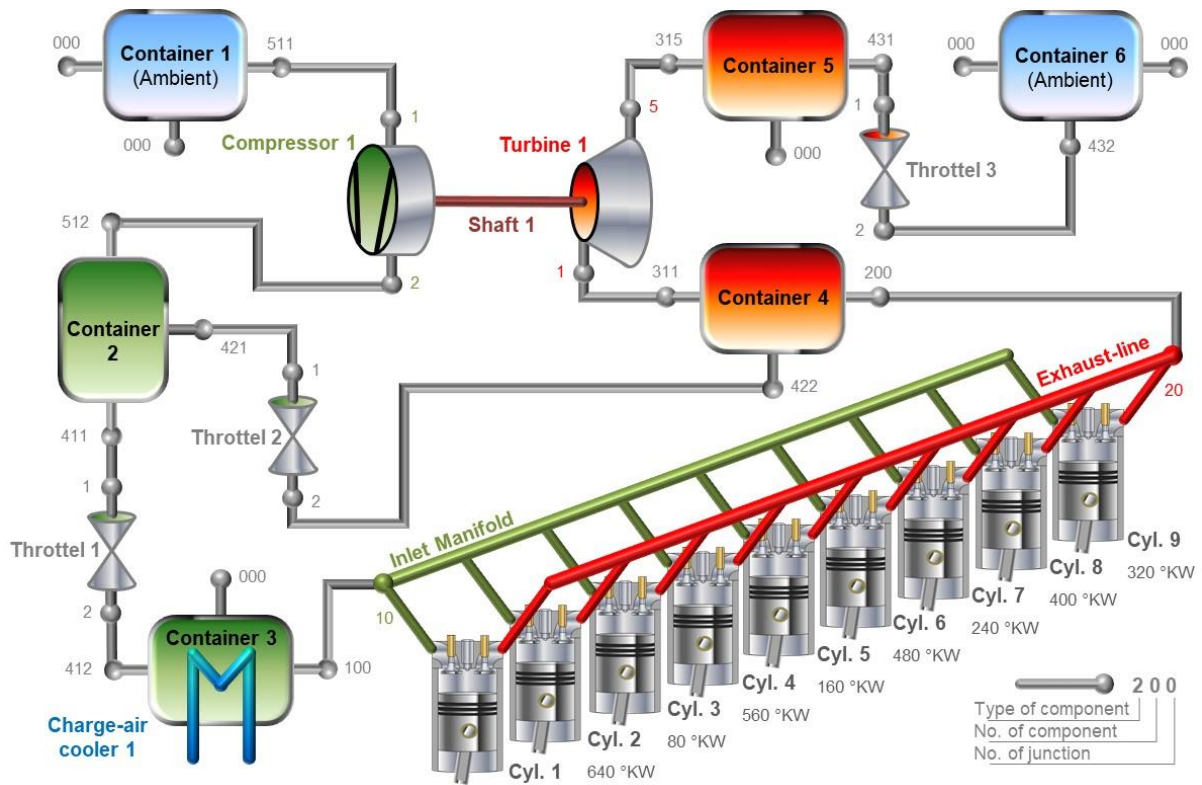


Abbildung 7: Rechenmodell für die Vollmaschine (9L) mit Abgasturboaufladung

|                       |                             | Sitzwinkelvariation_Mqt02.xlsx |                             |        |        |        |        |
|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                       |                             | 100                            |                             |        |        |        |        |
|                       |                             | 1200                           |                             |        |        |        |        |
|                       |                             | Serie                          | Prototypen mit Schafteilung |        |        |        |        |
| Zylinderleistung      | $P_{eZ}$ [kW]               | 45 (x)                         | 45 (o)                      | 45 (o) | 45 (o) | 30 (□) | 30 (□) |
| Drehzahl              | $n_M$ [ $\text{min}^{-1}$ ] | 30 (x)                         | 30 (□)                      | 20 (+) | 45 (o) | 30 (□) | 20 (+) |
| Ventilkonstruktion    | Serie/Prototyp              | 3700                           | 3712                        | 3717   | 3710   | 3709   | 3718   |
| Sitzwinkel Auslass    | $\beta_A$ [°]               | 170,1                          | 170,2                       | 170,1  | 170,1  | 170,1  | 170,2  |
| Sitzwinkel Einlass    | $\beta_E$ [°]               | 7,50                           | 7,50                        | 7,48   | 7,48   | 7,49   | 7,48   |
| Ladeluftdruck         | $p_{vZ}$ [mbar(a)]          | 213,7                          | 214,5                       | 214,7  | 214,3  | 215,6  | 215,7  |
| Zünddruck             | $p_{Zmax}$ [bar(a)]         | 2,08                           | 2,07                        | 2,07   | 2,07   | 2,06   | 2,06   |
| Spez. Luftdurchsatz   | $l_e$ [kg/kWh]              | 531                            | 533                         | 535    | 534    | 538    | 539    |
| Spez. Verbrauch       | $b_{e42.7}$ [g/kWh]         | 7,0                            | 7,1                         | 7,1    | 7,1    | 7,1    | 7,1    |
| Verbrennungsluftverh. | $\lambda_V$ [-]             | S1                             | P1                          | P2     | P3     | P4     | P5     |
| Turbineeinlasstemp.   | $t_{vT}$ [°C]               |                                |                             |        |        |        |        |
| Volllastemission      | $\text{NO}_x$ [g/kWh]       |                                |                             |        |        |        |        |
| Variante              | $V_{xx}$                    |                                |                             |        |        |        |        |

Abbildung 8: Ergebnisse der Prozessrechnungen für die Vollmaschine

Im Zuge der visuellen Begutachtung aller verwendeten Zylinderdeckel fielen Qualitätsstreungen in Bezug auf Lagetoleranzen der Gusskerne im Sitzringbereich auf. Zwischen Sitzringoberkante und Einlasskanal ergaben sich bei einzelnen Zylinderdeckeln sicht- und fühlbare Versätze, die ihrerseits unerwünschte Strömungswiderstände darstellen. Durch eine Strömungsvermessung aller verfügbaren Zylinderdeckel mit demselben Satz an Serienventilen wurden deren Auswirkungen auf die Durchflussbeiwerte und effektiven Ventilquerschnitte quantifiziert. Die anschließend zur Ermittlung der sich ergebenden Betriebswerte durchgeführten Prozessrechnungen mit konstanten Turbinenersatzquerschnitten ergaben jedoch nur minimale Streuungen im Verbrauch von  $\Delta b_{e42.7} = 0,5 \text{ g/kWh}$  und in der Abgastemperatur von  $\Delta t_{vT} = 2,4 \text{ K}$ , sodass aufgrund dessen der Einfluss auf den Zylinderabgleich zu vernachlässigen ist.

### 5. Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen

Mit finanzieller Unterstützung durch die Interne Forschungsförderung der Hochschule Stralsund (IntFoFö2022-1) wurden experimentelle und rechnerische Untersuchungen zum Einfluss der Ventilgeometrien und Gusstoleranzen auf die Betriebs- und Emissionswerte mittelschneller Großdieselmotoren durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse werden wie folgt zusammengefasst:

- Eine Reduzierung des einlassseitigen Sitzwinkels zur Verschleißreduzierung von üblichen  $\beta_E = 30^\circ$  auf  $20^\circ$  beeinflusst die Betriebs- und Emissionswerte aufgrund der geringen Strömungsgeschwindigkeiten nicht nennenswert negativ ( $\Delta t_{vT} = +1 \dots +2 \text{ K}$ ,  $\Delta b_{e42.7} = +0,2 \text{ g/kWh}$ , Rest unverändert).
- Auslassseitig auftretende Schallgeschwindigkeiten führen in Kombination mit steileren Sitzwinkeln ( $\beta_A = 45^\circ$  statt  $30^\circ$ ) zu signifikanten thermischen Entlastungen ( $\Delta t_{vT} = -5 \text{ K}$ ) und messbaren Verbrauchsverbesserungen ( $\Delta b_{e42.7} = -1 \text{ g/kWh}$ ), sodass für thermisch hochbelastete Maschinen und solche mit geringen Abständen zum Vertragsverbrauch diese Option sinnvoll wird.
- Selbst erhebliche Lageabweichungen der Guskerne für die Gaskanäle im Zylinderdeckel haben nur geringe Auswirkungen auf Zylinderabgleich und Motorbetrieb.
- Auswirkungen geänderter Ventilgeometrien auf den Verschleiß von Sitzen und Sitzringen, insbesondere beim Einsatz rückstandsarm verbrennender Kraftstoffe (MGO, MDO, LNG) können im Rahmen der Möglichkeiten einer Hochschule in Bezug auf hierzu notwendige Dauerläufe nicht realisiert werden, wären aber für Hersteller und Betreiber von erheblichem wirtschaftlichem Interesse.

### 6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] A. Wimmer,  
The Future Role of IC Engines for Sustainable Ship Propulsion,  
2nd LEC Sustainable Shipping Technologies Forum, Graz 27.04.2021.
- [2] L. Marquardt; H.-J. Katke; A. Reinke; N. Kockskämper,  
Influence of Valve-Seat Angles to Operation Values and Emissions of Medium-Speed Diesel-Engines,  
XXV International Symposium, Research–Education–Technology, Bremen 30.06.2022.
- [3] H. Zellbeck,  
Ermittlung des dynamischen Betriebsverhaltens von abgasturboaufgeladenen Dieselmotoren,  
Abschlussbericht FVV-Vorhaben 234 + 286, Heft 304, Frankfurt/M. 1982.
- [4] G. Woschni; F. Anisits,  
Eine Methode zur Vorausberechnung der Änderungen des Brennverlaufs mittelschnellaufender Dieselmotoren bei geänderten Betriebsbedingungen,  
MTZ 34 (1973), S. 106 ff.
- [5] L. Marquardt,  
Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur innermotorischen Stickoxidreduzierung bei mittelschnellen Großdieselmotoren im Schwerölbetrieb,  
Diss. TUHH, Shaker-Verlag, Aachen 2007, ISBN978-3-8322-5912-9

- [6] M. Gerstle,  
Simulation des instationären Betriebsverhaltens hochaufgeladener Vier- und Zweitakt-Dieselmotoren,  
Diss. Universität Hannover, 1999
- [7] G. Heider,  
Rechenmodell zur Vorausrechnung der NO-Emissionen von Dieselmotoren,  
Diss. TU München, 1996

### DANKE



Interne Forschungsförderung 2022-1



7 Zylinderdeckel SKL VD24/16-AL



INST 295/44-1 FUGG „Einzyylinder-Forschungsmotor“  
INST 295/54-1 „Abgasanalyse“



GHS16-0027, GHS16-0028  
GHS16-0033, GHS17-0024



Anpassung des Prüfstandes



Beitrag vorab begutachtet von  
P. Holand (Leiter Thermodynamik)

### 03EI5419A HYTECH – BIOLOGISCHE WASSERSTOFFERZEUGUNG FÜR EINE NACHHALTIGE ENERGIEWIRTSCHAFT

Eike Meemann<sup>1</sup>, Juliana Rolf, Sören Kamphus, Dr.-Ing. Elmar Brüggling

<sup>1</sup> FH Münster, 48565 Steinfurt

#### ENTWICKLUNG UND ANWENDUNG DER DUNKLEN FERMENTATION ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG

Die Bundesregierung geht in der nationalen Wasserstoffstrategie von einer Verdopplung des Wasserstoffbedarfs von aktuell 55 TWh/a auf bis zu 110 TWh/a im Jahr 2030 aus [1]. Um die Nachfrage an nachhaltig produziertem Wasserstoff klimaneutral decken zu können, sollte die Kapazität des in Deutschland produzierten Wasserstoffs gesteigert werden, um unabhängiger von Energieimporten zu werden. Das durch das BMWK geförderte Forschungsprojekt „HyTech - Biologische Wasserstoffproduktion für eine nachhaltige Energiewirtschaft“ erforscht die biologische Wasserstoffproduktion mit Hilfe der dunklen Fermentation. Durch die Wasserstoffproduktion mittels der dunklen Fermentation können Unternehmen energieunabhängiger werden und fossile Energieträger substituieren.

Das Verfahren verwendet ungenutzte Rest- und Abfallstoffe und ist damit ein sehr nachhaltiger Herstellungspfad von Biowasserstoff. Im Prozess werden organische Substrate unter Abwesenheit von Licht zu Wasserstoff ( $H_2$ ), Kohlenstoffdioxid ( $CO_2$ ) und flüchtigen organischen Säuren (FOS) abgebaut. Der Prozess ist als 2-stufiges Verfahrenskonzept konzipiert. In der Abbildung 1 ist das Schema des Verfahrens dargestellt.

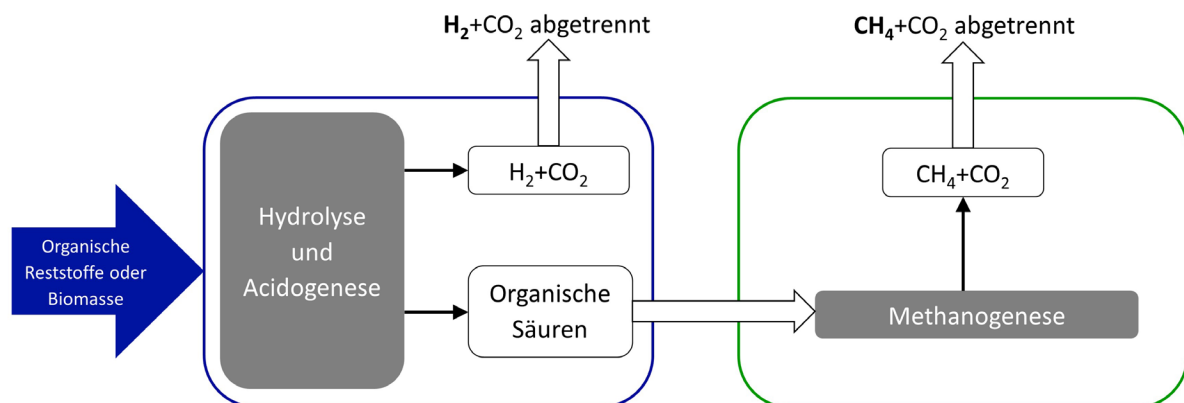


Abbildung 1: Schematische Darstellung des 2-stufigen Systems (© FH Münster)

Die räumliche Trennung des Biogasprozesses in zwei Stufen ermöglicht die biologische Produktion von Wasserstoff mittels dunkler Fermentation in der ersten Stufe (Wasserstoffreaktor) und die anschließende Produktion von Methan in der nachgeschalteten zweiten Stufe (Methanreaktor).

Das untersuchte Verfahren zeichnet sich durch die besonderen moderaten Prozessbedingungen von 60 °C und Umgebungsdruck aus. Bereits etablierten Wasserstoffproduktionsverfahren, wie die Hochtemperatur-Elektrolyse oder die Dampfreformierung, die bei bis zu 1.700 °C und 300 bar betrieben werden, sind deutlich energieintensiver. [2]

Das Projektkonsortium bestehend aus der FH Münster und den Unternehmen EMCEL GmbH und BlueMethano GmbH verfolgt im Forschungsprojekt HyTech folgende Ziele:

- Prozessstabilität und Verfahrenseffizienz durch innovative Reaktordesigns verbessern
- Nutzbares Reststoffspektrum für die dunkle Fermentation erweitern
- Nutzungsmöglichkeiten des erzeugten Biowasserstoffes darstellen
- Wirtschaftlichkeit des Verfahrens bewerten
- Entwicklung neuer Gasesstechnik für Biowasserstoff

Im Projekt werden zwei unterschiedliche Reaktorkonzepte für die erste Stufe des Verfahrens erprobt, dazu zählt ein Festbettreaktor und ein Rührkesselreaktor. Beide Reaktoren werden mit einem Mikroorganismen Rückhalt betrieben. Durch diesen kommt es zu einer Aufkonzentrierung der Mikroorganismen in den Reaktoren, sodass diese deutlich effizienter und mit hohen Substratdurchsätzen betrieben werden können. Ziel ist es damit, die H<sub>2</sub>-Ausbeute und Substratabbauraten zu erhöhen.

Das Ingenieurbüro EMCEL bewertet die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens, betrachtet die Nutzungsmöglichkeiten des produzierten Wasserstoffs und greift dabei auf langjährige Erfahrung auf dem Gebiet zurück. Das Unternehmen BlueMethano entwickelt im Rahmen des Projektes ein neues Messgerät für die Versuchsanlagen zur Messung von kleineren Biowasserstoffvolumenströmen.

Das Projekt HyTech läuft insgesamt über drei Jahre und ist im August 2020 gestartet. Aktuell wird eine Versuchsreihe mit einem künstlichen Abwasser durchgeführt, bei dem der optimale Betriebspunkt der unterschiedlichen Versuchsanlagen ermittelt wird.

### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), Die Nationale Wasserstoffstrategie, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de).
- [2] T. Weide; E. Brüggling; C. Wetter; A. Ieradi; M. Wichern, Use of organic waste für biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane, International Journal of Hydrogen Energy 44, S. 24110-24125, 2019.



# Entwicklung eines Dimensionierungswerkzeugs für die überschlägige Auslegung dezentraler Wasserstofferzeugungs- und Verbrauchsinfrastrukturen für die H<sub>2</sub>-Mobilität

Nicole Meyer<sup>1</sup>, Mark F. Jentsch<sup>1</sup>, Saskia Wagner<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Professur Energiesysteme, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar

Schwanseestraße 1a, 99423 Weimar

## ABSTRACT

Das Interesse an der Umsetzung von kleinen Wasserstofferzeugungs- und Verbrauchsinfrastrukturen ist derzeit sehr ausgeprägt, was durch eine Vielzahl von entsprechenden Studien und Voruntersuchungen belegt wird. Allerdings müssen hierfür in der Regel für jeden Einzelfall neue Dimensionierungsrechnungen durchgeführt werden. In dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell vorgestellt, das zur grundlegenden Systemdimensionierung von Elektrolyseanlagen an kleinen bis mittleren dezentralen Erneuerbaren-Energien-Anlagen genutzt werden kann und somit dazu beiträgt, eine Beschleunigung in der Bewertung eines Standortes bzw. einer Systemkonfiguration zu erzielen. Das aus diesem Modell resultierende Softwaretool erlaubt es, eine grundlegende Dimensionierung eines Elektrolyseurs und der dazugehörigen stationären H<sub>2</sub>-Speicher auf Grundlage des Energiedargebots aus erneuerbaren Energien sowie der H<sub>2</sub>-Abnahme von verschiedenen Standorten vorzunehmen und die notwendige Transportlogistik mit mobilen Speichern zu dimensionieren. Dabei wird aufgezeigt, wie sich die Dimensionierung auf ein dezentrales Wasserstoffversorgungssystem bestehend aus Erzeugung, Verteilung und Fahrzeugnutzung auswirkt, so dass ein am Bedarf orientiertes Gesamtsystem zur dezentralen Wasserstofferzeugung, -verteilung und -nutzung in Verbindung mit einer Kompakttankstelle entsteht.

## 1. EINLEITUNG

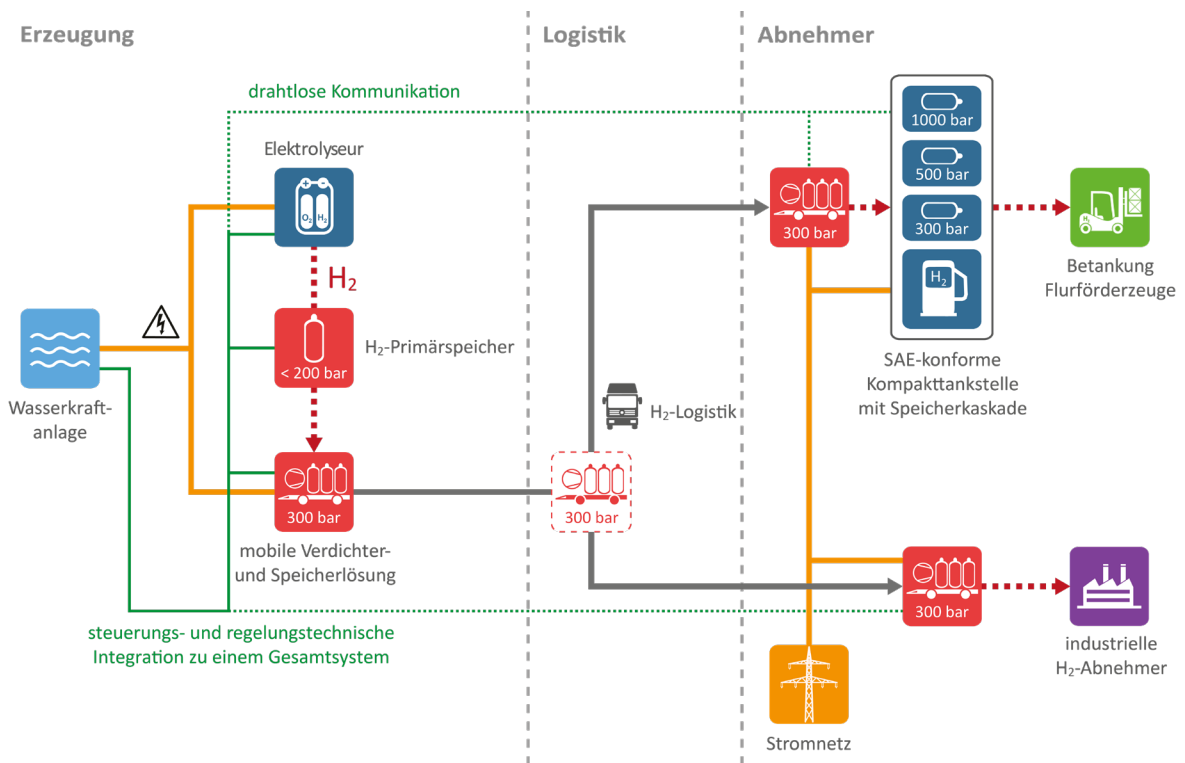
Es gibt verschiedene Systemstudien zur Integration von Wasserstoffsystemen mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen mit dem Ziel der Realisierung einer vollständig grünen Wasserstoffgestehungskette für Mobilitätsanwendungen, die sich jedoch in der Regel auf einer eher übergeordneten Ebene bewegen. Weiterhin gibt es in der Literatur Betrachtungen zur Dimensionierung und Bewertung von Teilkomponenten von Wasserstoffinfrastruktursystemen, wie zum Beispiel zur Modellierung und gegebenenfalls Optimierung einzelner Bau- oder Anlagenteile wie dem Elektrolyseur [1] oder zur Prozessoptimierung wie dem Befüllprozess von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen [2]. Ganzheitliche Betrachtungen zur Untersuchung angepasster Betriebsweisen von kleinskaligen Elektrolysesystemen an Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind hingegen bisher, bis auf einzelne Ausnahmen [3,4], kaum durchgeführt worden. Bei den bisherigen Modellierungen wird sich darüber hinaus meist entweder auf technische Fragestellungen konzentriert oder auf Berechnungen zu den CAPEX- und OPEX-Kosten sowie deren Optimierung. Zudem handelt es sich bei diesen Betrachtungen häufig um rein hypothetische Analysen, in die zwar Betriebsdaten von Erneuerbaren-Energien-Anlagen einfließen, die jedoch kein detailliertes Betriebs- und Regelungskonzept beinhalten.

Übergeordnete Optimierungsfragen im Zusammenhang mit Wasserstoffsystemen beziehen sich unter anderem auf Managementfragestellungen in sogenannten Microgrids, um eine unterbrechungsfreie Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten [5]. Aber auch Untersuchungen zu wasserstoffbasierten Energiezentralen oder zum Einsatz von Elektrolyseuren als flexible Last im Elektrizitätsnetz sind bereits durchgeführt worden [6,7]. Gleiches gilt für Modellierungen sowie Untersuchungen zum Energiemanagement von Wasserstoffsystemen auf der Ebene von Wohngebäuden [8] und größeren

Gebäudekomplexen [9]. Zudem sind bereits vereinfachte Planungswerkzeuge für die Integration von Elektrolyseuren und Photovoltaikanlagen [10] sowie Elektrolyseuren und Windkraftanlagen [11] entwickelt worden. Was jedoch all diesen Studien in der Regel fehlt, ist der direkte Abgleich mit einer realen Anlagenkonfiguration, so dass das Teillastverhalten, die tatsächliche Nachfrage- und Speichersituation sowie Störanfälligkeiten oftmals nur unzureichend dargestellt werden können. Systemuntersuchungen wie die von Kelly, Gibson und Ouwerkerk [4] oder Skalierungsrechnungen wie die von Jentsch und Büttner [12] im Rahmen des HYPOS-Vorhabens LocalHy, die auf einer realen Versuchsanlage basieren, sind eine Ausnahme. An diesem Punkt setzt das hier beschriebene Dimensionierungswerkzeug an, indem die Modellentwicklung und -überprüfung parallel zur Entwicklung eines technischen Systems erfolgen und eine Validierung mit Monitoringdaten ermöglicht wird.

**2. DIMENSIONIERUNGSWERKZEUG FÜR DEZENTRALE WASSERSTOFFSYSTEME**

Das in den folgenden Abschnitten beschriebene Dimensionierungswerkzeug ist Bestandteil der Entwicklungsarbeiten im vom BMBF geförderten Forschungsvorhaben h2well-compact, das die Entwicklung und Erprobung eines kompakten, kleinskaligen Wasserstoffversorgungssystems für dezentrale Mobilitätsanwendungen zum Ziel hat. Über die mit diesem System gewonnenen Erfahrungen werden die Voraussetzungen für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Implementierung solcher Infrastrukturen in einem größeren Maßstab an regionalen Erneuerbaren-Energien-Anlagen geschaffen. Im Rahmen des Vorhabens soll konkret an einer bestehenden Kleinwasserkraftanlage im Ortsteil Oberroßla der Stadt Apolda in Thüringen eine kompakte Elektrolyseanlage entstehen, die den Wasserstoff mit einem Ausgangsdruck von 100 bar zur Verfügung stellt und in einem stationären Wasserstoffspeicher zwischenspeichert. Von diesem wird der Wasserstoff über einen Verdichter auf einer Wechselbrücke auf einen Speicherdruck von 300 bar gebracht und an eine kompakte Tankstelle ohne eigenen Verdichter bei einem lokalen Abnehmer transportiert, um einen Gabelstapler zu betanken. Abbildung 1 zeigt ein Schema dieses Infrastruktursystems, das die Grundlage für das hier vorgestellte Dimensionierungswerkzeug bildet.



**Abbildung 1: Schematische Darstellung des in Apolda zur Umsetzung kommenden  $H_2$ -Systems**

Analog zum Forschungsvorhaben ermöglicht das Dimensionierungswerkzeug es dem Nutzer, eine dezentrale Wasserstoffherstellungs- und Verbrauchsinfrastruktur für einen oder mehrere Abnehmer in ihren Bestandteilen zu dimensionieren. Das modellierte System besteht hierbei aus einer oder mehreren Erneuerbaren-Energien-Anlagen, einem Elektrolyseur, einem stationären Wasserstoffspeicher, einem mobilen Wasserstoffspeicher, einem Verdichter sowie den Wasserstoffabnehmern. Diese können z.B. Wasserstofftankstellen für Fahrzeuge oder industrielle Abnehmer mit unterschiedlichen Anforderungen sein. Um dieses System mit seinen Bestandteilen (Elektrolyseur, Speicher, Tankstelle) zu dimensionieren, sind zunächst Nutzereingaben zu mindestens einer Erneuerbaren-Energien-Anlage und zum Nutzungsprofil eines Abnehmers wie z.B. einem Fahrzeug erforderlich. Neben der Dimensionierung der Systemkomponenten, ist es bei Bedarf zudem möglich, die erforderliche Transportlogistik zwischen dem Elektrolyseur und dem Wasserstoffabnehmer mitsamt der dazugehörigen Routenplanung zu planen und zu bewerten. Abbildung 2 gibt einen schematischen Überblick über die erforderlichen Nutzereingaben und die Funktionen des Dimensionierungswerkzeugs.

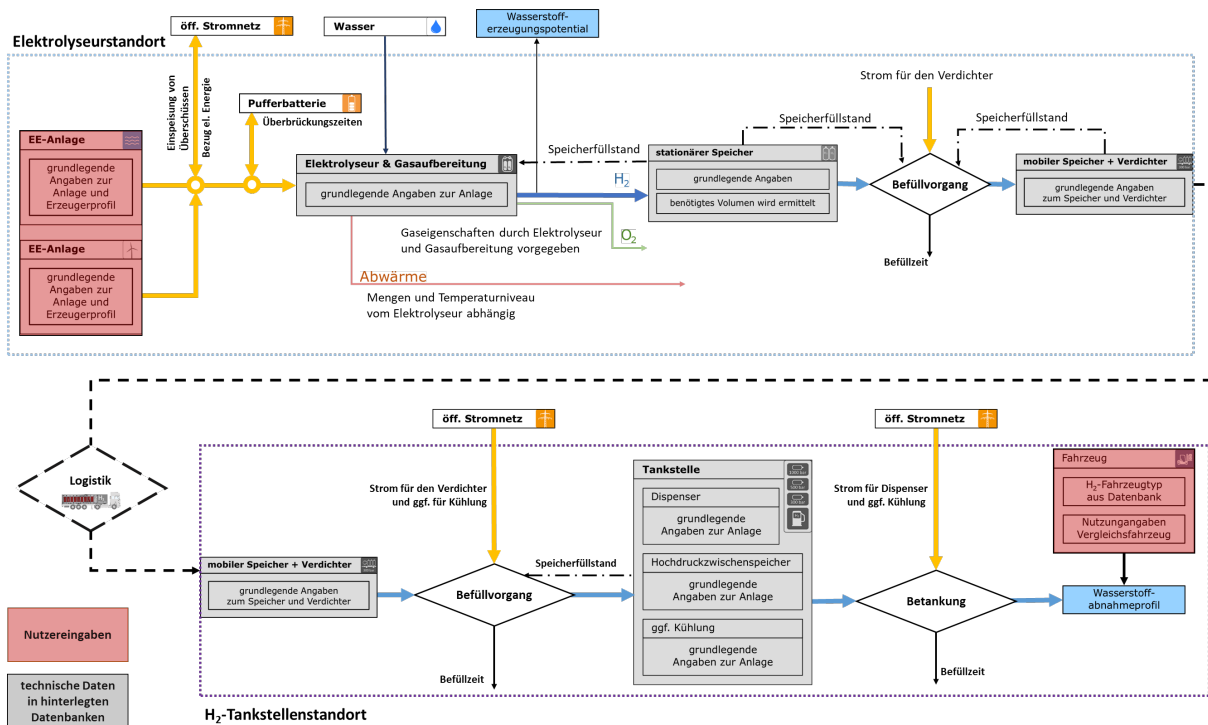


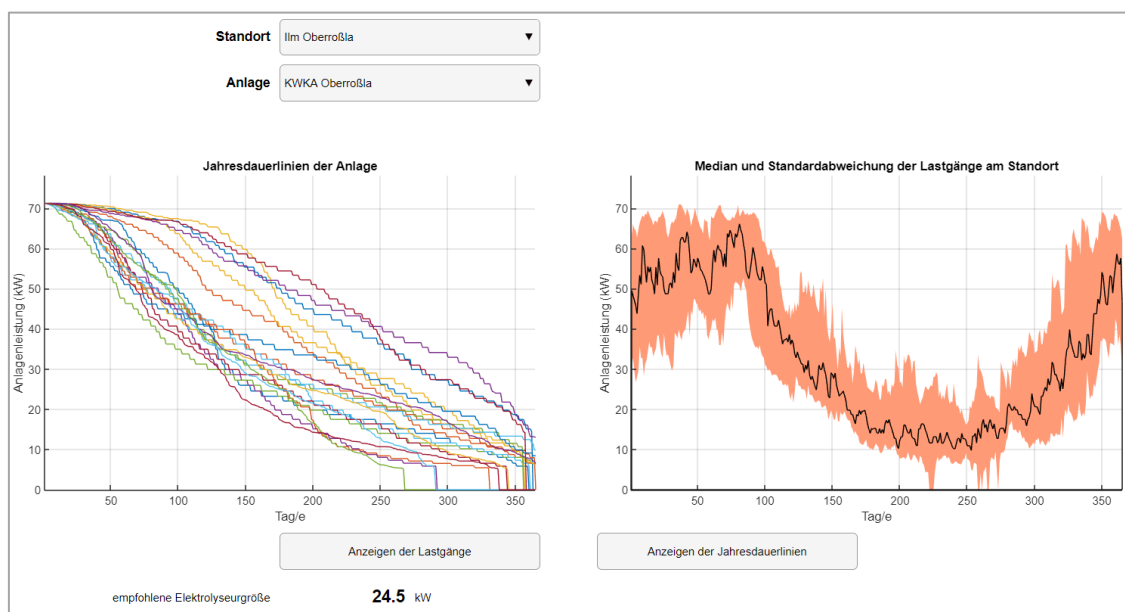
Abbildung 2: Fließschema zum Dimensionierungswerkzeug mit Ein- und Ausgabeparametern

### 3. EINGABE UND AUSWERTUNG VON LASTPROFILIEN ERNEUERBARER-ENERGIEN-ANLAGEN

Die Benutzerführung des Dimensionierungswerkzeugs erfolgt in einem schrittweisen Prozess. In einem ersten Schritt ist durch den Nutzer eine Erneuerbare-Energien-Anlage zu definieren, die bei Bedarf um weitere Anlagen ergänzt werden kann. Die Eingabe umfasst hierbei den genauen Standort, den Typ (Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft) und die installierte Leistung der Anlage, wobei der Standort direkt über der Online-Plattform OpenStreetMap [13] verknüpft wird, um spätere Routenberechnungen für die Transportlogistik zu ermöglichen. Über eine Importfunktion lassen sich in der Folge durch den Nutzer in einer Excel-Datei hinterlegte Lastgänge einer bestehenden Erneuerbare-Energien-Anlage einlesen, die je nach Anlagentyp in Auflösungen von Minuten-, Stunden- oder Tageswerten vorliegen können. In der Excel-Datei können dabei mehrere Jahre an Lastdaten spaltenweise hinterlegt sein, wodurch genauere Auswertungen und Prognosen für die Dimensionierung der H<sub>2</sub>-Anlagen zur Verfügung stehen als für ein einzelnes Jahr. Aus diesen Daten wird dann eine empfohlene Elektrolyseurgröße ermittelt. Hierfür werden bei mehrjährigen Daten die einzelnen Jahre des gesamten Lastprofils in Jahresdauerlinien

überführt und der leistungsbezogene Median der einzelnen Jahre ermittelt. Der Median stellt hierbei die Leistung dar, welche zeitlich 50 % des Jahres mit der Erneuerbaren-Energien-Anlage erreicht wird. Die einzelnen Jahre werden anschließend nach dem Median der Größe nach sortiert. Die Werte des oberen Drittels werden dabei gestrichen und der Mittelwert der verbleibenden Jahre bildet die empfohlene Elektrolyseurgröße. Dies dient dazu, um eine Überdimensionierung des Elektrolyseurs zu vermeiden, damit in möglichst vielen Jahren ein möglichst langer Betrieb unter Volllast gewährleistet ist. Weiterhin werden aus den verbleibenden Lastgängen der tägliche Medianwert und dessen Standardabweichung ermittelt, um ein repräsentatives Lastprofil für den Standort zu erhalten.

In Abbildung 3 wird exemplarisch die Auswertung der jährlichen Lastprofile der oben eingeführten Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla bei Apolda dargestellt. Auf der linken Seite werden hierbei die Jahresdauerlinien der zur Verfügung stehenden 21 Jahre an täglichen Leistungsdaten aufgeführt und auf der rechten Seite die Auswertung des Medianverlaufes mitsamt der Standardabweichung gezeigt. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist, hat das Wasserdargebot in diesem Beispiel einen deutlichen saisonalen Einfluss auf die Kleinwasserkraftanlage. Die entsprechend der oben eingeführten Methode ermittelte empfohlene Elektrolyseurgröße liegt bei 24,5 kW. Mit dieser Leistung sollte der Elektrolyseur an der Kleinwasserkraftanlage im Regelfall 50 % des Jahres unter Volllast laufen können und die verbleibende Zeit im Teillastbetrieb bzw. während ausgedehnter Trockenphasen auch nicht im Betrieb sein. Somit sollten in den meisten Jahren insgesamt Volllaststunden von weit über 4380 h/a mit dem Elektrolyseur erzielt werden können.



**Abbildung 3: Screenshot des Dimensionierungswerkzeugs zum Analyseergebnis der mehrjährigen Lastdaten einer Kleinwasserkraftanlage mit Empfehlung zur Elektrolyseurgröße**

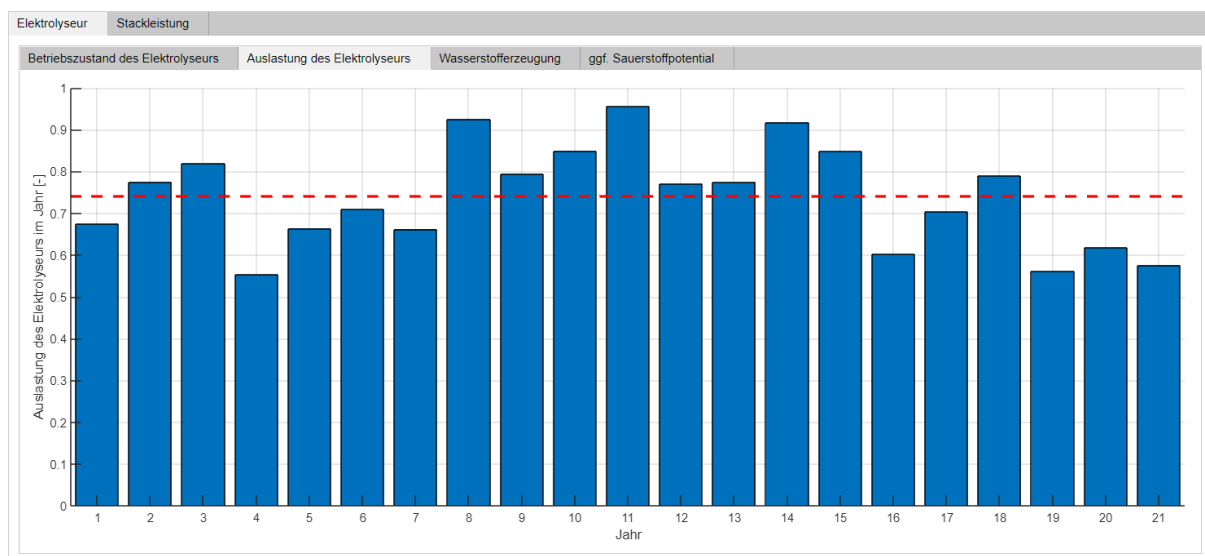
#### 4. ELEKTROLYSEURAUSSWAHL UND -AUSWERTUNG DURCH DAS DIMENSIONIERUNGSWERKZEUG

In dem Dimensionierungswerkzeug ist eine Datenbank mit verschiedenen Elektrolyseuren enthalten. Diese Elektrolyseure sind dabei mit Kennzahlen zum Minimallast-, Teillast- und Volllastbetrieb in der Komponenten-Datenbank hinterlegt und können bei Bedarf durch den Nutzer um weitere Elektrolyseure ergänzt werden. Aus dieser Datenbank wird auf Basis der oben genannten Empfehlung zur Elektrolyseurgröße der Elektrolyseur automatisch ausgewählt, der dieser Empfehlung am dichtesten kommt. In diesem Beispiel wurde, auf Basis der vorhandenen Datenlage, ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Anschlussleistung mit Peripherie von 32 kW ausgewählt, dessen Stackleistung 24 kW

entspricht. Dies hat zur Folge, dass die zu erwartenden Volllaststunden sinken, nicht aber, dass der Elektrolyseur absolut ungeeignet wäre. Auf Basis des so ausgewählten Elektrolyseurs erfolgt nun im Dimensionierungswerkzeug eine Auswertung zum Elektrolyseurbetrieb im Zusammenspiel mit der gewählten Erneuerbaren-Energien-Anlage bzw. bei mehreren Anlagen der Anlagenkonfiguration mit Angaben zu Betriebszustand, Jahresauslastung und Wasserstoffherzeugung. Der Betriebszustand unterteilt sich hierbei in:

- Volllastbetrieb: Die Erneuerbare-Energien-Anlage erzeugt mehr Energie, als der Elektrolyseur unter Volllast benötigt.
- Teillastbetrieb: Die Erneuerbare-Energien-Anlage erzeugt genügend Energie, um einen Betrieb des Elektrolyseurs zu ermöglichen, aber nicht genug, um den Elektrolyseur unter Volllast zu betreiben.
- den Betriebsmodus „aus“: Die Erneuerbare-Energien-Anlage erzeugt nicht genügend Leistung, um den Elektrolyseur unter Minimallast zu betreiben.

Die Auslastung des Elektrolyseurs wird dabei, wie in Abbildung 4 gezeigt wird, pro Jahr angegeben, wobei die Jahre denen des eingelesenen Lastganges der Erneuerbaren-Energien-Anlage entsprechen. Die Jahresauslastung stellt hierbei die im jeweiligen Jahr erzielbaren Volllaststunden des Elektrolyseurs dar. Für das Beispiel der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla kann mit dem 32 kW Elektrolyseur je nach Jahr eine Auslastung von zwischen 55 % und 95 % erreicht werden, bzw. von 4818 bis 8322 Volllaststunden (vgl. Abbildung 4). Mit dem gewählten Elektrolyseur kann damit täglich unter Volllast eine Wasserstoffmenge von etwa 10 kg erzeugt werden, was am gewählten Standort Oberroßla einer Jahresmenge von ca. 2.000 bis 3.500 kg H<sub>2</sub> entspricht.



**Abbildung 4: Screenshot der Ausgabe des Dimensionierungswerkzeugs zur Auslastung des automatisch ausgewählten Elektrolyseurs an einer Kleinwasserkraftanlage**

### 5. EINGABE VON WASSERSTOFFABNEHMERN

Nachdem die Erneuerbare-Energien-Anlage(n) ausgewertet und durch das Dimensionierungswerkzeug ein Elektrolyseur ausgewählt und analysiert wurde, erfolgt die Eingabe der Wasserstoffabnehmer durch den Nutzer. Der oder die Wasserstoffabnehmer werden dabei durch den Nutzer Abnahmestandorten zugeordnet, die über OpenStreetMaps [13] in einen räumlichen Bezug (GPS-Koordinaten) zu den zuvor schon räumlich definierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen gesetzt werden (siehe Abschnitt 3). Dies dient zur automatisierten Routenermittlung zwischen der bzw. den Erneuerbaren-Energien-Anlage(n) als Standort des Elektrolyseurs und dem bzw. den Abnahmestandort(en). Die Routenermittlung

berücksichtigt hierbei die Distanz sowie auch die Zeit, die für die Überbrückung zwischen den Standorten benötigt wird. Nachdem die Abnahmestandorte definiert wurden, werden die erwarteten H<sub>2</sub>-Verbrauchsprofile am Abnahmestandort durch den Nutzer eingegeben.

Da die Wasserstoffabnahme für Fahrzeuge in der Regel nicht bekannt sein dürfte, erfolgt die Ermittlung der Verbräuche in diesem Fall mit Hilfe der in Abbildung 5 dargestellten Eingabemaske, die es erlaubt, auf Basis von Bestandsfahrzeugen und deren Anzahl, den voraussichtlichen H<sub>2</sub>-Bedarf von alternativen H<sub>2</sub>-Brennstoffzellenfahrzeuglösungen zu ermitteln. Sofern also z.B. ein konventionelles Fahrzeug ersetzt werden soll, kann beispielweise im Falle eines Gabelstaplers der bekannte tägliche Diesel- oder Propangasbedarf bzw. der elektrische Energiebedarf für ein Batteriefahrzeug angegeben werden. Hierbei wird der entsprechende Treibstoffbedarf in Abhängigkeit des typischen Wirkungsgrads des Fahrzeugtyps in einen elektrischen Energiebedarf umgerechnet und mit dem Wirkungsgrad einer in einem entsprechenden H<sub>2</sub>-Fahrzeug verbauten Brennstoffzelle in einen Wasserstoffbedarf umgerechnet. Sofern nur die geplante Arbeitszeit bekannt ist, kann diese alternativ angegeben werden, in welchem Fall der Wasserstoffbedarf entsprechend aus Herstellerangaben des H<sub>2</sub>-Fahrzeugs ermittelt wird. Für die Berechnungen steht hierbei eine Datenbank an verschiedenen H<sub>2</sub>-Fahrzeug- und Modelltypen für z.B. Gabelstapler oder Hubwagen zur Verfügung, die bei Bedarf durch den Nutzer ergänzt werden können. Darüber hinaus muss der Nutzer Angaben dazu machen, an welchen Wochentagen eine Fahrzeugnutzung stattfindet (vgl. Abbildung 5). Die Nutzereingabe kann beliebig oft wiederholt werden, so dass einem Abnahmestandort verschiedene Fahrzeugprofile zugeordnet werden können. Aus den eingegebenen Fahrzeugprofilen bzw. den Angaben zu den H<sub>2</sub>-Abnahmemengen von Industrienutzern kann in der Folge der gesamte Wasserstoffbedarf eines Abnahmestandortes ermittelt und mit der bereits errechneten Wasserstoffherzeugung korreliert werden.

The screenshot shows a web-based input form for determining hydrogen consumption for vehicles. It includes the following fields and options:

- Fahrzeugtyp:** Gabelstapler (dropdown menu)
- Modell:** Gabelstapler-Gegenge... (dropdown menu)
- Fahrzeug wird an folgenden Standort betankt:** Apolda (dropdown menu)
- Anzahl der Fahrzeuge:** 1 (input field)
- Wasserstoffbedarfermittlung über:** A section with four radio button options and corresponding input fields:
  - bekannter Dieselverbrauch: 0 liter/d je Fahrzeug
  - bekannten Propanbedarf: 0 Normliter/d je Fahrzeug
  - bekannte Arbeitszeit: 6 h/d je Fahrzeug
  - bekannter elektrischer Bedarf: 0 kWh/d je Fahrzeug
- Verbrauch gilt täglich für die folgenden Wochentage:** A row of seven checkboxes, all of which are checked: Montag, Dienstag, Mittwoch, Donnerstag, Freitag, Samstag, Sonntag.
- Abnehmer übernehmen:** A button at the bottom of the form.

**Abbildung 5: Screenshot des Eingabefensters für die H<sub>2</sub>-Verbrauchsermittlung für Fahrzeuge**

## 6. SPEICHERDIMENSIONIERUNG DURCH DAS DIMENSIONIERUNGSWERKZEUG

Zur Dimensionierung der Wasserstoffspeicher werden die für jedes Jahr einzeln aufsummierten Jahrgänge für die Wasserstoffherzeugung und den Wasserstoffverbrauch miteinander verrechnet (Erzeugung + Speicherstand - Verbrauch in dem vorher festgelegten Zeitraster (siehe Abschnitt 3)), sodass eine potentielle Speicherverlaufskurve generiert wird. Die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem maximalen Wert der potentiellen Speicherverlaufskurve gibt dann die maximale Speichergröße an, die benötigt würde, wenn der gesamte erzeugte Wasserstoff gespeichert werden soll. Der niedrigste

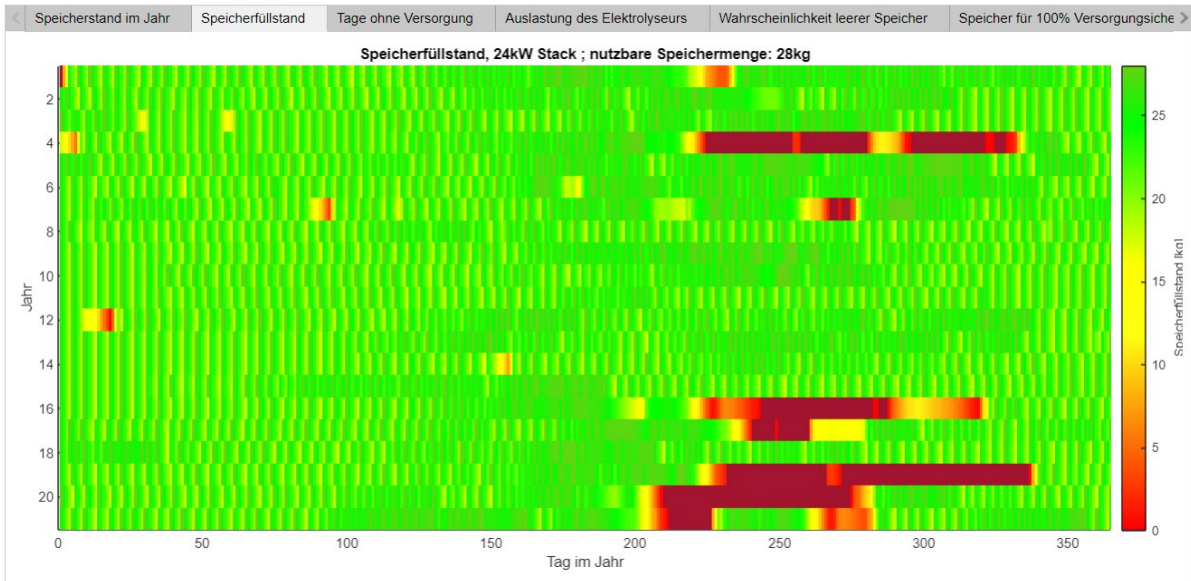
Wert repräsentiert hierbei entweder einen vollständig entleerten Speicher oder aber einen negativen Wert für Fälle in denen der Verbrauch nicht gedeckt werden kann und der Speicher bereits vollständig entleert ist. Eine Auslegung auf diese maximale Speichergröße ist jedoch im Regelfall nicht erforderlich, da die Wasserstoffversorgung der Abnehmer in den meisten Jahren mit einem kleineren Speicher bereits sichergestellt werden kann. Eine kleinere Speichergröße wirkt dabei allerdings limitierend auf das H<sub>2</sub>-Erzeugungspotential, da die H<sub>2</sub>-Produktion des Elektrolyseurs heruntergeregelt wird, wenn der Speicher bereits vollständig gefüllt ist. Auf der anderen Seite können so Versorgungsengpässe entstehen, also Zeiten, in denen eine H<sub>2</sub>-Nachfrage besteht, aber weder die gespeicherte H<sub>2</sub>-Menge noch die H<sub>2</sub>-Produktion, sofern zu diesem Zeitpunkt vorhanden, die Nachfrage decken kann.

Die Speicherkapazität sollte grundsätzlich so gewählt werden, dass es nicht zu Versorgungsengpässen kommt bzw. wenn dem so ist, dann nur in einem vorher definierten „hinnehmbaren Ausmaß“. Für das Dimensionierungswerkzeug wurde dieses „hinnehmbare Ausmaß“ so definiert, dass für 2/3 der betrachteten Jahre eine 100%-ige Versorgung mit Wasserstoff sichergestellt sein soll.

Für die Ermittlung der H<sub>2</sub>-Speichergröße wird im Dimensionierungswerkzeug zunächst ausgehend vom Betriebszustand des Elektrolyseurs die Dauer der „Aus“-Phasen im Jahresverlauf analysiert. Betrachtet werden hierbei neben den Stillstandszeiten auch die zeitlichen Abstände dieser Phasen untereinander. Hierauf folgend wird mit Simulationsrechnungen iterativ die geringstmögliche Speicherkapazität für jedes einzelne Jahr ermittelt, mit der eine 100%-ige Versorgung der H<sub>2</sub>-Abnahme erfolgen kann. Ein wichtiger Punkt bei der Speicherauslegung ist hierbei der Betrieb des Elektrolyseurs zwischen mehreren Versorgungslücken. Anschließend werden die so ermittelten Speichergrößen pro Jahr der Größe nach sortiert und die Speichergröße, welche in mindestens 2/3 der Jahre eine Versorgung sicherstellen kann, als empfohlene Speichergröße für die weiteren Berechnungen ausgewählt.

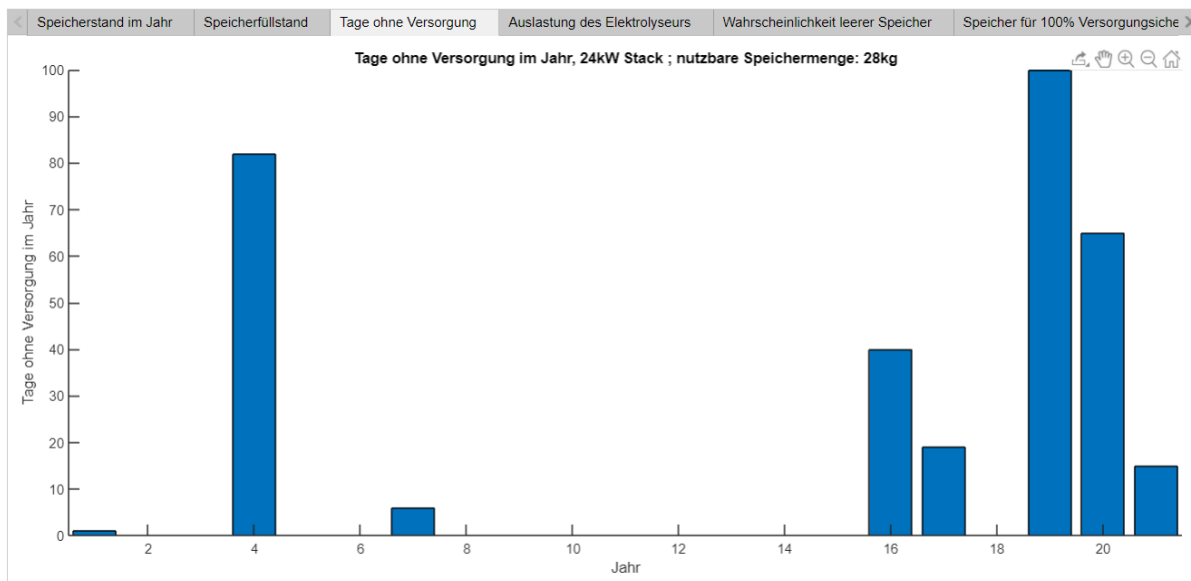
Die H<sub>2</sub>-Versorgung ist mit der gewählten Methode für die Speicherdimensionierung in den meisten Jahren grundsätzlich sichergestellt. Dennoch kann es mit dieser Dimensionierungsmethode aufgrund von saisonalen Schwankungen im Erneuerbare-Energien-Dargebot in einzelnen Jahren zu Versorgungsengpässen kommen. Eine Versorgungssicherheit ist somit in Extremjahren nicht gesichert, sodass der Nutzer für die tatsächliche Umsetzung die Zusatzkosten für mehr Speicherkapazität und die vorhandenen Platzkapazitäten hiergegen abwägen muss. Um dem Rechnung zu tragen, lässt sich daher die vom Dimensionierungswerkzeug vorgeschlagene Dimensionierung im Nachgang vom Nutzer bearbeiten und ändern.

Für das oben eingeführte Fallbeispiel Oberroßla wurde eine wöchentliche Wasserstoffabnahme von etwa 17 kg an der Tankstelle für einen H<sub>2</sub>-Gabelstapler bei einem lokalen Industrieabnehmer in Apolda ermittelt. Abbildung 6 zeigt den aus der Analyse mit dem gegebenen Elektrolyseur resultierenden Speicherfüllstand des Wasserstoffspeichers an der Kleinwasserkraftanlage, der entsprechend der oben beschriebenen Methode dimensioniert wurde und eine nutzbare Speicherkapazität von 28 kg Wasserstoff aufweist, was der 1,6-fachen Menge der wöchentlichen Wasserstoffabnahme entspricht. Anhand der Füllstandsdaten in Abbildung 6 wird deutlich, dass der Verbrauch im Regelfall unterhalb der durchschnittlichen Wasserstoffherzeugung liegt. Ein grüner/gelber Wert bedeutet hierbei, dass der Speicher gefüllt bzw. in Teilen gefüllt und eine Wasserstoffentnahme möglich ist. Ist die Skala rötlich, leert sich der Speicher. Ist der Wert tiefrot, ist der Speicher leer. In diesem Fall kann keine Versorgung stattfinden, und es kommt zu Versorgungsengpässen. Je breiter der tiefrote Bereich ist, desto länger dauert der Versorgungsengpass an. Abbildung 6 zeigt, dass die Versorgung in den meisten untersuchten Jahren grundsätzlich sichergestellt ist. Dennoch kann es aufgrund der in Abschnitt 3 bereits erwähnten saisonalen Schwankungen im Wasserkraftdargebot in einzelnen Jahren zu Versorgungslücken kommen, die im ungünstigen Jahr sogar in Summe 98 Tage betragen.



**Abbildung 6: Screenshot der Ausgabe des Dimensionierungswerkzeugs zum Verlauf des Speicherfüllstandes eines automatisch dimensionierten Wasserstoffspeichers**

Würde bei dem oben beschriebenen Verbrauchsverhalten mit einer Abnahmemenge von 17 kg H<sub>2</sub> die Woche zu jeder Zeit eine sichere H<sub>2</sub>-Versorgung mit einem Elektrolyseur an der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla angestrebt, würde ein Wasserstoffspeicher mit 267 kg nutzbarer Speicherkapazität benötigt. Dies entspricht einer Bevorratung von etwa 15 Wochen, was den fast 15 Wochen am Stück im Jahr 19 geschuldet ist, in denen der Elektrolyseur mangels des zu geringen Wasserdargebots für die Kleinwasserkraftanlage nicht laufen kann. Eine Dimensionierung des Speichers auf diese 267 kg ist in allerdings nicht sinnvoll. Wie in Abbildung 7 gezeigt wird, betrifft die Unterversorgung nämlich in den 21 betrachteten Jahren im Wesentlichen 4 Extremjahre. Sofern der Nutzer die Dimensionierung also nicht händisch überschreibt, setzt das Tool die für dieses Fallbeispiel ermittelten 28 kg als benötigte Speicherkapazität an.



**Abbildung 7: Screenshot der Ausgabe des Dimensionierungswerkzeugs zu den Tagen ohne H<sub>2</sub>-Versorgung bei der Verwendung eines automatisch dimensionierten Wasserstoffspeichers**



### 7. FAZIT UND AUSBLICK

In den hier gemachten Ausführungen wurde gezeigt, dass es mit dem sich in der Entwicklung befindlichen Dimensionierungswerkzeug mit Hilfe von wenigen Eingaben möglich ist, zu ersten Aussagen für eine grundlegende Systemdimensionierung von Wasserstoffinfrastruktursystemen an regionalen Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu kommen. Dies kann dazu beitragen, schneller als bisher die technische Machbarkeit von angestrebten H<sub>2</sub>-Versorgungslösungen zu ermitteln und zu bewerten. In der weiteren Entwicklung soll das Dimensionierungswerkzeug dahingehend ergänzt werden, dass anhand der dimensionierten Systemkomponenten und hinterlegten Datenbankeinträgen für die CAPEX und OPEX Kosten der einzelnen Komponenten die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für dezentrale Wasserstoffherzeugungs- und Verbrauchsinfrastrukturen berechnet werden können, um erste überschlägige Aussagen zu deren Wirtschaftlichkeit zu treffen.

### 8. DANKSAGUNG

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Teilvorhaben des Verbundvorhabens „h2well-compact Kompaktes Wasserstoffversorgungssystem für dezentrale Mobilitätsanwendungen“ wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Förderprogramms „WIR! – Wandel durch Innovation in der Region“ unter dem Förderkennzeichen 03WIR1804A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die geförderten Forschungspartner im Verbundvorhaben h2well-compact sind: Bauhaus-Universität Weimar, Energieversorgung Apolda GmbH, Fraunhofer IKTS Hermsdorf, Höschel & Baumann Elektro GmbH, Imaginata e.V., IMG Electronic & Power Systems GmbH, Kyros Hydrogen Solutions GmbH, MAXIMATOR GmbH, Rießner-Gase GmbH.

### 9. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] E Amores, J Rodríguez, C Carreras. Influence of operation parameters in the modeling of alkaline water electrolyzers for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (25) (2014) 13063-13078.
- [2] M Deymi-Dashtebayaz, M Farzaneh-Gord, N Nooralipoor, H Niazmand, The complete modelling of the filling process of hydrogen onboard vehicle cylinders. *Brazilian Journal of Chemical Engineering* 33 (2) (2016) 391-399.
- [3] Ø Ulleberg, R Hancke, Techno-economic calculations of small-scale hydrogen supply systems for zero emission transport in Norway. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2) (2020) 1201-1211.
- [4] NA Kelly, TL Gibson, DB Ouwerkerk, A solar-powered, high-efficiency hydrogen fueling system using high-pressure electrolysis of water: Design and initial results. *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (11) (2008) 2747-2764.
- [5] F Shahnia, R Majumder, A Ghosh, G Ledwich, F Zare, Operation and control of a hybrid microgrid containing unbalanced and nonlinear loads. *Electric Power Systems Research* 80 (8) (2010) 954-965.
- [6] A Mansour-Saatloo, M Agabalaye-Rahvar, MA Mirzaei, B Mohammadi-Ivatloo, M Abapour, K Zare, Robust scheduling of hydrogen based smart micro energy hub with integrated demand response. *Journal of Cleaner Production* 267 (2020).
- [7] F Grüger, O Hoch, J Hartmann, M Robinius, D Stolten, Optimized electrolyzer operation: Employing forecasts of wind energy availability, hydrogen demand, and electricity prices. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (9) (2019) 4387-4397.

- [8] FK Arabul, AY Arabul, CF Kumru, AR Boynuegri, Providing energy management of a fuel cell–battery–wind turbine–solar panel hybrid off grid smart home system. *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (43) (2017) 26906-26913.
- [9] D Steward, M Penev, G Saur, W Becker, J Zuboy, Fuel Cell Power Model Version 2: Startup Guide, System Designs, and Case Studies Modeling Electricity, Heat, and Hydrogen Generation from Fuel Cell-Based Distributed Energy Systems. Technical Report NREL/TP- 5600-57457, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, June 2013.
- [10] JG García Clúa, RJ Mantz, H De Battista, Hybrid control of a photovoltaic-hydrogen energy system. *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (13) (2008) 3455-3459.
- [11] R Fang, Y Liang, Control strategy of electrolyzer in a wind-hydrogen system considering the constraints of switching times. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (46) (2019) 25104-25111.
- [12] MF Jentsch, S Büttner. Dezentrale Umsetzung der Energie- und Verkehrswende mit Wasserstoffsystemen auf Kläranlagen. *gwf Gas + Energie* 160 (6) (2019) 28-39.
- [13] OpenStreetMap. <https://www.openstreetmap.org>

## HYBRIDER ENERGIEPARK MIT „POWER-TO-GAS“-ANLAGE FÜR DEN WINDKRAFTSTANDORT MICHELSROMBACH

Dr. Thomas Nietsch<sup>1</sup>, Jörg Wirtz<sup>1</sup>, Itxaso Schott<sup>1</sup>, Mike Luther<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ABO Wind AG - Abteilung Zukunftsenergien, Wiesbaden

<sup>2</sup> ABO Kraft & Wärme AG, Wiesbaden

### ABSTRACT

ABO Wind projiziert in Raum Fulda einen Windpark mit Wasserstoffinfrastruktur. Die Wasserstoffinfrastruktur umfasst im Wesentlichen einen Elektrolyseur und eine Wasserstofftankstelle für LKWs und Busse. Es können bis zu 4 LKWs pro Stunden betankt werden. Zusätzlich ist es möglich, Wasserstoff in Trailer abzufüllen, um andere Kunden beliefern zu können. Der Elektrolyseur hat eine Leistung von 5 MW und soll nach 5 Jahren um weitere 2,5 MW erweitert werden. Dann können täglich ca. 2,0 t Wasserstoff produziert oder ca. 65 LKWs betankt werden. Eine Betankungseinrichtung für PKWs kann nachgerüstet werden.

### 1. EINLEITUNG

Im Rahmen des HyLand-Wettbewerbs der NOW GmbH wurde 2020/2021 die HyExperts-Machbarkeitsstudie „HyWheels – Wasser-stoffbasierter Wirtschaftsverkehr in Osthessen zur Einsparung von Emissionen in der Logistik und im Straßenverkehr“ [1] erstellt. Der Fokus von HyWheels lag auf der Dekarbonisierung des Verkehrssektors in Osthessen. Die beteiligten Akteure haben im Feinkonzept die Möglichkeiten zur Anschaffung von 1000 Brennstoffzellen-Lkw, zahlreichen Bussen, Lieferwagen, Carsharing-Flotten für Pkw und Flurförderfahrzeugen untersucht. Hier wird in der großskaligen Anschaffung von Fahrzeugen das Potential zum Aufbau einer nachhaltigen grünen Wasserstoffwirtschaft gesehen. Durch die Errichtung von Wasserstofftankstellen an den Knotenpunkten der Autobahnen A4, A5, A7 und A66 möchte die Region Osthessen zu einem Umschlagspunkt für Wasserstoff in Deutschland werden und damit langfristige Perspektiven für die regionale Wertschöpfung schaffen.

Der Standort Fulda liegt ungefähr in der Mitte Deutschlands. Fulda ist der einzige Logistikstandort in Deutschland, von dem aus alle Deutschen Ballungsräume an einem Tag (hin und zurück) per LKW erreichbar sind.



Abbildung 1: Entfernungen Fulda zu Ballungsräumen

### 2. WINDPARK

Im Rahmen des HyWheels-Projektes konnte der Logistikpark Hessisches Kegelspiel in Hünfeld-Michelsrombach – ca. 15 km nördlich von Fulda an der A7 – als einer der am besten geeigneten Standorte zur Realisierung einer Wasserstofftankstelle in Verbindung mit einer Erzeugung von grünem Wasserstoff identifiziert werden. Im Teilregionalplan Energie des Landes Hessen sind dort in direktem räumlichen Zusammenhang zum Logistikpark drei Windvorranggebiete (FD16, FD20, FD22) ausgewiesen.

In einem ersten Schritt ist jetzt die Errichtung einer Windenergieanlage des Typs Nordex N133 mit den folgenden technischen Parametern geplant:

- Nennleistung: 4,8 MW
- Gesamthöhe: 230,50 m
- Nabenhöhe: 164 m
- Rotordurchmesser: 133 m

Die Inbetriebnahme der Windenergieanlage ist für Ende 2023 vorgesehen. Ein weiterer Ausbau des Windparks im Vorranggebiet FD20 ist in der Projektierung. Darüber besteht auch Potenzial für den weiteren Ausbau in den beiden anderen Vorranggebieten.

### 3. ELEKTROLYSEUR

Der vor Ort erzeugte regenerative Windstrom wird über eine Direktleitung mit der Elektrolyseuranlage verbunden. Diese wandelt ihn in Wasserstoff und Sauerstoff um. Bei diesem Prozess entsteht auch Wärme auf einem Temperaturniveau von 60 bis 80 °C. Der Elektrolyseur kann aber auch Strom aus dem Netz beziehen, wenn der Wind mal nicht bläst. Zugleich kann der Windpark den erzeugten Strom auch ins öffentliche Netz einspeisen, wenn kein Bedarf an grünem Wasserstoff besteht bzw. der Wind mal zu stark bläst und der Strombedarf der Elektrolyse überschritten wird.

Die Elektrolyseanlage hat eine elektrische Leistung von 5 MW und soll nach 5 Jahren um weitere 2,5 MW erweitert werden. Mit einer Produktionsleistung von bis zu 90 kg Wasserstoff pro Stunde können dann täglich ca. 2,0 t Wasserstoff produziert werden. Der Wasserstoff verlässt die Elektrolyse mit einem Druck von bis zu 30 bar. Der Niederdruckspeicher (30 bar) dient als Ausgleichsspeicher zwischen Wasserstoffherzeugung und -abnahme.

### 4. WASSERSTOFFTANKSTELLE

Die Wasserstofftankstelle ist in ca. 200 m Entfernung zur Ausfahrt Hünfeld Schlitz der Autobahn A7 gelegen. Die A7 ist Teil des europäischen Transportkorridors Skandinavien-Mittelmeer, d.h. von Nordskandinavien bis Süditalien. Der Logistikpark Hessisches Kegelspiel in Hünfeld-Michelsrombach eignet sich auch deshalb besonders gut, da neben den bereits dort ansässigen Logistikern derzeit die Fa. Tegut ihr neues Zentrallager errichtet.

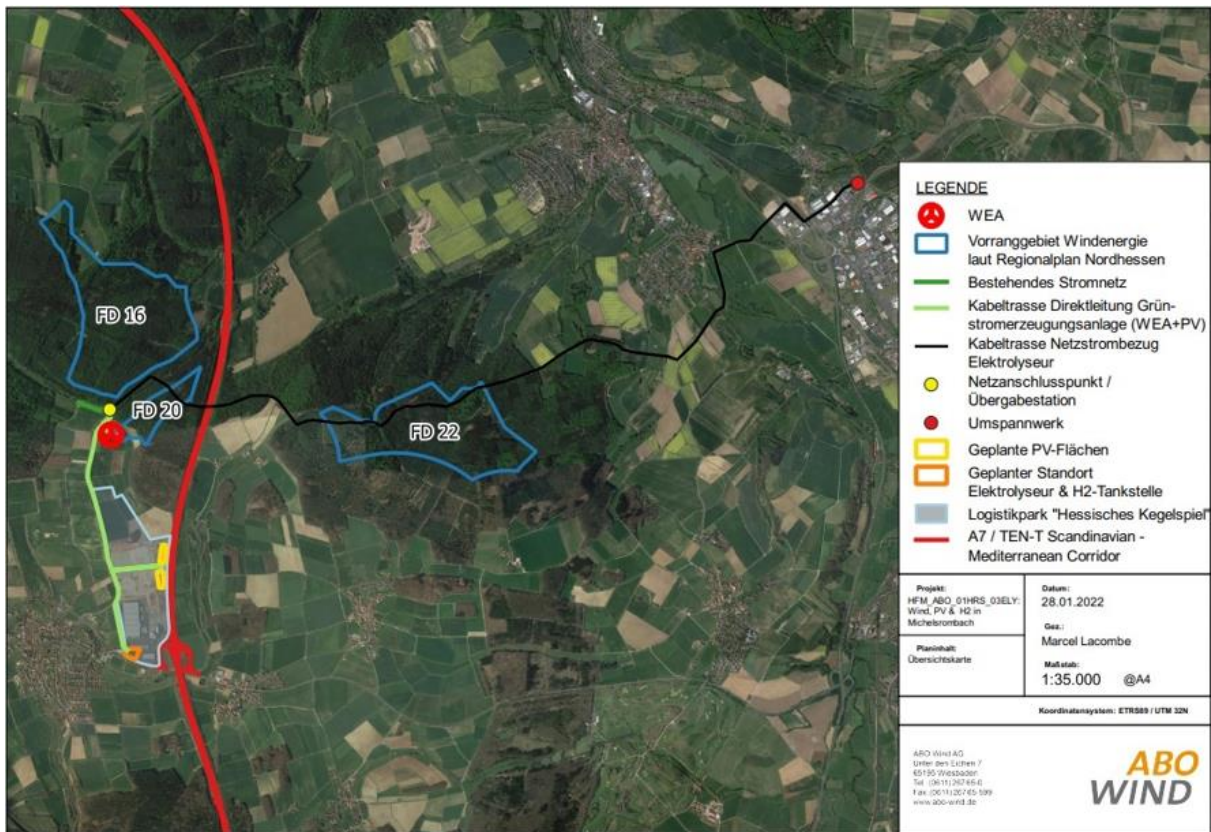


Abbildung 2: Übersichtskarte Standort Hünfeld-Michelsrombach

Die Wasserstofftankstelle besteht im Wesentlichen aus den Komponenten Verdichter, Nieder- und Hochdruckspeicher, Kälteanlage sowie den Zapfsäulen mit den Dispensern. Der vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff wird im Niederdruckspeicher mit einem Druck von 30 bar zwischengespeichert. Die redundant ausgelegten Verdichter komprimieren den Wasserstoff dann auf einen Vordruck von bis zu 500 bar. Der komprimierte Wasserstoff wird dann in Hochdruckspeichern bis zur Betankung zwischengespeichert. Die Gesamtspeichermenge beträgt ca. 680 kg Wasserstoff. Von den Hochdruckspeichern werden dann bei den Tankvorgängen die Dispenser versorgt.

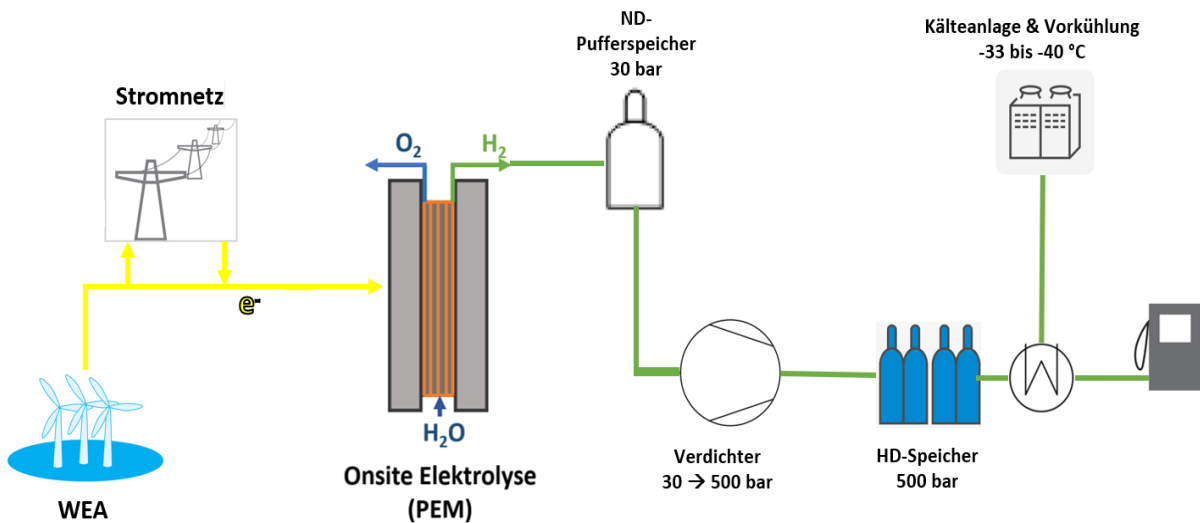


Abbildung 3: Anlagenschema Wind-Wasserstoff-Projekt

Die Wasserstofftankstelle ist so konzeptioniert, dass Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge (Busse, LKW, Transporter, usw.) mit einem Druckniveau von 350 bar betankt werden können. Es können bis zu 4 LKWs pro Stunden betankt werden und bis zu 16 Tankvorgänge hintereinander weg erfolgen. Somit können täglich in der Endausbaustufe bis zu 65 LKWs betankt werden. Eine Betankungseinrichtung für Brennstoffzellen-PKWs kann nachgerüstet werden. Zusätzlich ist es möglich, Wasserstoff in Trailern abzufüllen, um andere Kunden in einem Umkreis von ca. 150 km beliefern zu können.

### 5. FAZIT

Dies ist ein Beispiel für ABO Winds neues Geschäftsfeld Erneuerbare Energien mit Wasserstoffinfrastruktur, d.h. wir entwickeln und errichten jetzt auch Windparks mit PV, Batterie und Wasserstoffinfrastruktur – in diesem Fall mit Wasserstofftankstelle. Dies erleichtert die Akquisition von Flächen, stärkt die lokale Akzeptanz dank innovativer Elemente und verbessert die Lebensqualität im ländlichen Raum, da die Wasserstoffmobilität emissions- und lärmfrei ist. So kommen die Kinder sauber und leise in die Schule und die Eltern zur Arbeit, auch über längere Strecken.

### 6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Dr. S. Ogriseck (Infraserv Co. Höchst KG), Dr. T. Nietsch (ABO Wind AG), et al., HYWHEELS Wasserstoffbasierter Wirtschaftsverkehr in Osthessen zur Einsparung von Emissionen in der Logistik und im Straßenverkehr, Fulda, 30.09.2021

### Große Heißwasserspeicher – Untersuchung der Beladung mit und ohne Drallerzeugung

Felix Oestreich<sup>1</sup>, Matthias Viertel<sup>2</sup>, Thorsten Urbaneck<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Technische Universität Chemnitz Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz

<sup>2</sup> Harald Liebers Behälter- Apparatbau GmbH, 09125 Chemnitz

#### Kurzfassung

Heißwasserspeicher (Druckbehälter) ermöglichen die Speicherung von Wasser mit über 100°C. Diese Speicher werden oft in solaren Wärmeversorgungssystemen, in Heizkraftwerken, in Fernwärmenetzen und in Industrieanlagen eingesetzt. Bei der Beladung treten in schlanken Speichern Strömungseffekte auf, die für den Aufbau der thermischen Schichtung nachteilig sind. Diese Arbeit vergleicht den Aufbau der thermischen Schichtung für die Beladung mit herkömmlichen radialen Diffusoren mit einer neuen Diffusorkonstruktion, die eine drallbehaftete Strömung erzeugt. Die Untersuchungen mit numerischer Strömungssimulation (CFD) zeigen das Verhalten im Diffusor und im Speicher mit Klöpperboden. Die Auswirkungen auf die thermische Schichtung werden mit bekannten Kennzahlen analysiert und ausgewertet.

*Schlüsselwörter: thermische Energiespeicher, Druckbehälter, Heißwasser, Wärmeversorgung, Schichtung, Belader, Diffusor, Optimierung, Leitelement, Drall, Simulation*

---

#### 1. Einleitung

Zur Erreichung der Ziele des Klimaabkommens von Paris ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Bereich der Energieversorgung unumgänglich [1]. Die Versorgung der Raumheizung und der Warmwasserbereitung sowie die Bereitstellung von Prozesswärme (56 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland, Stand 2020) verursachen einen großen Teil dieser Emissionen [2]. Deswegen ist für eine klimaneutrale bzw. emissionsfreie Wärmeversorgung der Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung unbedingt notwendig. Einen wesentlichen Beitrag kann die Mitteltemperatur-Solarthermie im Bereich der Fernwärmeversorgung leisten. Das bestätigen beispielsweise die Untersuchungen von *Stahlhut* et al. [3], [4]. Die Wärmebereitstellung durch Kollektorfelder erfolgt überwiegend zeitlich versetzt zum Wärmebedarf. Thermische Energiespeicher können überschüssige Wärme speichern und zeitlich verzögert dem Wärmenetz bzw. der Verbrauchern zuführen. Damit ermöglichen die Speicher eine zeitliche Entkopplung. In der Fernwärmeversorgung erfüllen Heißwasserspeicher diese Funktion [5].

Verfügbare Speicherkonstruktionen zeigt Abbildung 1 [6]. Für den Temperaturbereich von 95 bis 140 °C sind Flachbodentanks als Zwei-Zonen-Speicher (a4) sowie schlanke Druckbehälter (b1) und kompakte Druckbehälter (b2) geeignet. Diese Arbeit thematisiert schlanke Druckbehälter (b1). Abbildung 2 zeigt solche schlanken Speicher. Der Betriebsdruck von 10 bis 20 bar ermöglicht die Speicherung von flüssigem Wasser bei Betriebstemperaturen von 95 bis ca. 200 °C. D. h., diese Speicher sind auch für die industrielle Wärmeversorgung geeignet.

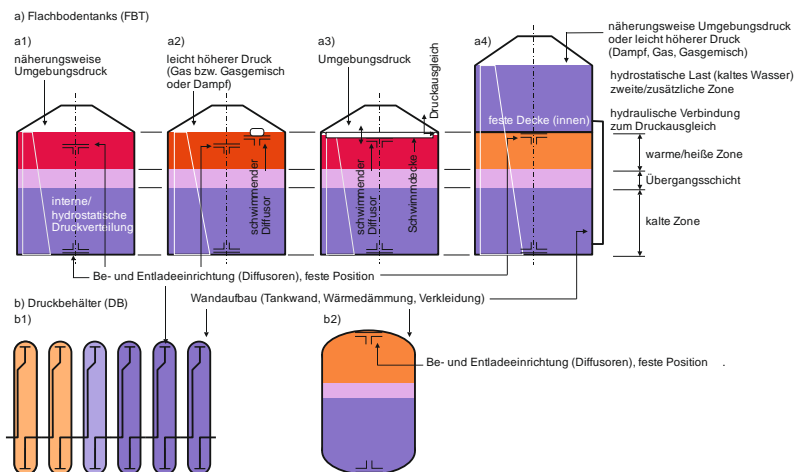
Aufgrund der Fertigung im Werk liegen typische Speichervolumina<sup>1</sup> zwischen 180 und 200 m<sup>3</sup> pro Speicher. Den schematischen Aufbau einer Reihenschaltung von Speichern (b1) zeigt Abbildung 3. Über die Reihen- und Parallelschaltung lassen sich größere Speichervolumina realisieren. Die Speicher werden nach dem Verdrängungsprinzip betrieben. Die Druckhaltung erfolgt außerhalb der Speicher, so dass die Speicher vollständig mit Wasser gefüllt sind. Den schematischen Aufbau mit wesentlichen Größen zeigt Abbildung 4 a).

---

<sup>1</sup> Das maximale Speicherspeichervolumen für einen einzelnen Behälter liegt bei ca. 400 m<sup>3</sup>.

Der Betrieb solcher Speicher ist komplex und hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Ein wesentlicher Aspekt ist die thermische Schichtung. Die Schichtung charakterisiert die vertikale Temperaturverteilung und gibt Aufschluss über Mischvorgänge im Speicher. Eine hohe Qualität der thermischen Schichtung weist geringe innere Speicherverluste<sup>1</sup> aus. Einen signifikanten Einfluss auf die Schichtungsqualität haben die Betriebsparameter (z. B. Dichteunterschied, Volumenstrom) beim Beladevorgang und die Gestaltung (Geometrie, Form) des Beladesystems. Das Ziel dieser Arbeit ist die Verbesserung der thermischen Schichtung bei der Beladung schlanker Heißwasserspeicher. Die Untersuchungen werden mit numerischer Strömungssimulation (CFD) durchgeführt und die Strömungsvorgänge bzw. die Wärmeübertragung im Beladesystem sowie im Speicherraum modelliert. Externe Verluste (z. B. Wärmeübertragungsprozesse an der Speicherwand) sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

Um eine Verbesserung der thermischen Schichtung zu erreichen, werden verschiedene Diffusorkonstruktionen untersucht. Für die Beladung kommt ein herkömmlicher radialer Diffusor zum Einsatz (Abbildung 5 a)). Dieser Diffusor ermöglicht einen radialen Geschwindigkeitsabbau und theoretisch ein gleichmäßiges Einströmen (Gleichverteilung der Richtung und Geschwindigkeit am Diffusorauslass) des Beladefluids in den Speicher. Abbildung 5 b) dieses Verhalten zeigt sehr vereinfacht. Prinzipiell ist dieses Verhalten für den Aufbau der thermischen Schichtung günstig. Untersuchungen von *Brähmer et al.* [8] und *Lohse et al.* [9] zeigen, dass aufgrund des relativ kleinen Speicherradius unerwünschte Strömungseffekte (z. B. Ausbildung eines Wandstrahls und einer großräumigen Mischungszone im oberen Speicherbereich) auftreten, welche zu einer schlechten Ausgangslage bzgl. des Schichtungsbaus führen<sup>2</sup>. Zur Überwindung dieser Strömungsproblematik schlägt *Platzer et al.* [10] die Beladung mit Drall vor. Für die Drallerzeugung werden Leitelemente in den Diffusor eingebaut (Abbildung 5 c)). Diese Leitelemente sind durch den Eintrittswinkel  $\alpha$ , den Austrittswinkel bzw. Drallwinkel  $\beta$  und der Anzahl der Leitelemente (Schaufelzahl)  $z$ . Gekennzeichnet (vgl. mit Abbildung 4 b) und c). Durch die Rotation soll der Impuls des Strahls im oberen Speicherbereich reduziert werden. Dadurch ändert sich das Strömungsverhalten grundlegend (Abbildung 5 d), neuartige Beladung mit Drall). Erste empirische Untersuchungen zeigten die Vorteilhaftigkeit [11]. Anschließende experimentelle Arbeiten lieferten keine klaren Ergebnisse [12], [13]. Deshalb muss grundlegend geklärt werden, ob die Beladung mit Drall einen positiven Einfluss auf die Qualität der thermischen Schichtung hat. Für weitere Optimierungen der Beladung ist im nächsten Schritt ein besseres Verständnis der Strömungsvorgänge bei der Beladung mit Drall dringend notwendig.



**Abbildung 1: Systematisierung der Speicherkonstruktionen [6]**

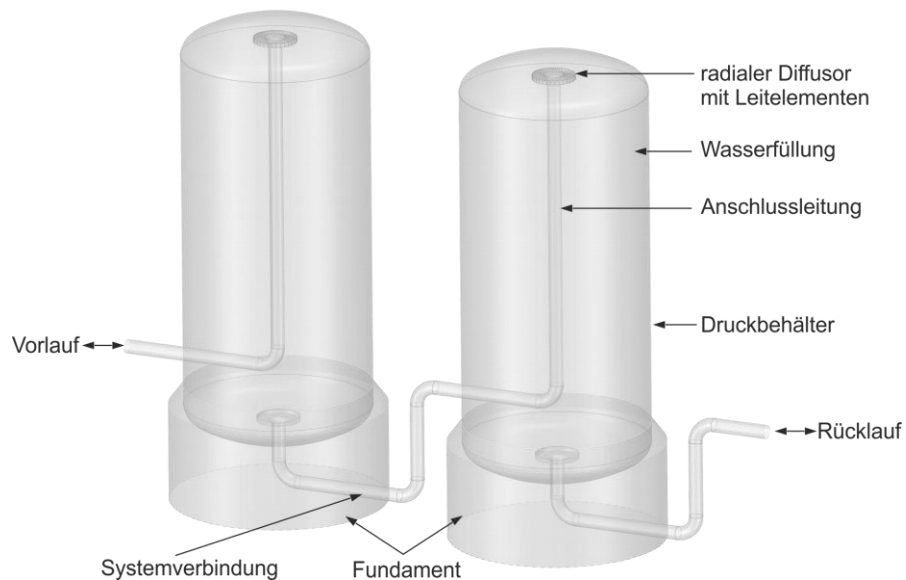
<sup>1</sup> Innere Speicherverluste sind der Temperaturabbau des Speicherwassers durch Mischung oder Wärmeleitung sowie weitere Wärmeübertragungsvorgänge im Speicher. Diese Verluste können über den Anstieg der Entropie oder das Sinken der Exergie beschrieben werden.

<sup>2</sup> Die Ausbildung der Schichtung erfolgt anders als in Flachbodentanks. Dort kann sich bei einem ausreichenden Abstand der Diffusormündung zur Speicherwand ein Dichtestrom ausbilden. Dieser Dichtestrom ist für den Aufbau der Schichtung ein wesentliches Phänomen. In schlanken Speichern kommt es bei der Beladung zu einer intensiven Mischung. D. h., in schlanken Speichern läuft der Aufbau der Schichtung vollkommen anders ab.

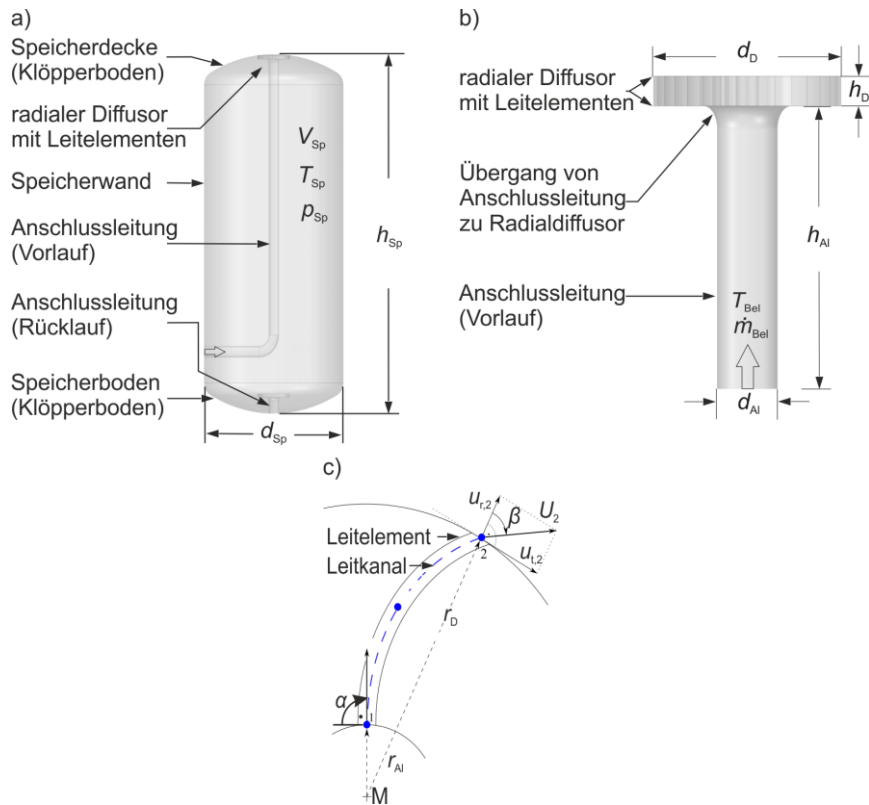




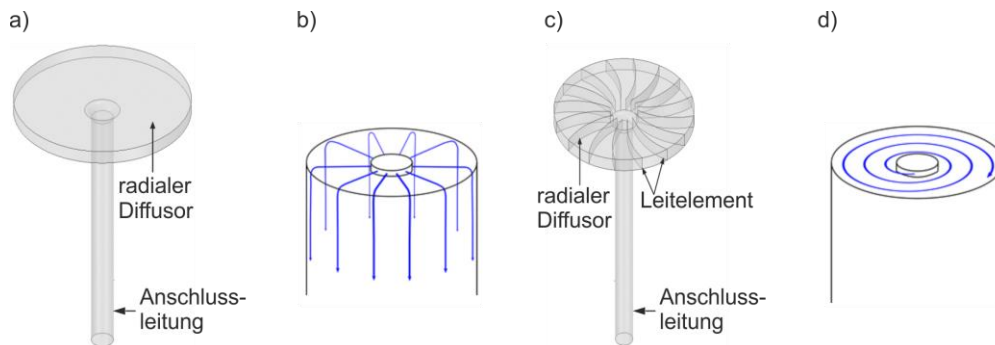
**Abbildung 2: schlanke Heißwasserspeicher, vier mal neun Speicher in Reihe, Fernwärmeversorgung Chemnitz, Betreiber eins/inetz,**



**Abbildung 3: schematischer Aufbau des Speichertyps b1 (Darstellung mit geringer Speicherhöhe) und einer Reihenverschaltung**



**Abbildung 4: schematische Darstellung mit wichtigen Größen a) Heißwasserspeicher (Druckbehälter), b) radialer Diffusor mit Leitelementen und c) Konstruktionsskizze**



**Abbildung 5: a) radialer Diffusor, b) vereinfachte Darstellung der radialen Beladung, c) radialer Diffusor mit Leitelementen, d) vereinfachte Darstellung der Beladung mit Drall [11]**

## 2. Simulation

Für die Simulation der Strömung bzw. der Wärmeübertragung kommt die Software Ansys CFX zum Einsatz [14]. Die Simulationsmodelle für den Diffusor und den Speicher zeigt Abbildung 6. Diese Aufteilung der Gebiete und die Verwendung von Sektionen reduzieren den Berechnungsaufwand. D. h., es erfolgt keine vollständige Modellierung des Speicherraums.

Die geometrischen Größen fasst Tabelle 1 zusammen. Im Speichermodell wird erstmalig auch der Klörperboden erfasst bzw. modelliert. Das Speichermodell berücksichtigt den oberen Speicherbereich mit 30 % der realen Speicherhöhe  $h_{Sp}$ . Das ist für die Simulation des Beladeverhaltens ausreichend [13].

Dieser Beitrag stellt zwei Modellierungsvarianten vor. Bei der Variante a wird nur das Speichermodell (Abb. 6 b) verwendet. Am Einlass (Inlet) erfolgt die Definition der Geschwindigkeitskomponenten (Abb. 6 b) für den herkömmlichen Diffusor (Abb. 5 a)) und den Diffusor mit Drall (Abb. 5 c)). Dann liegt eine

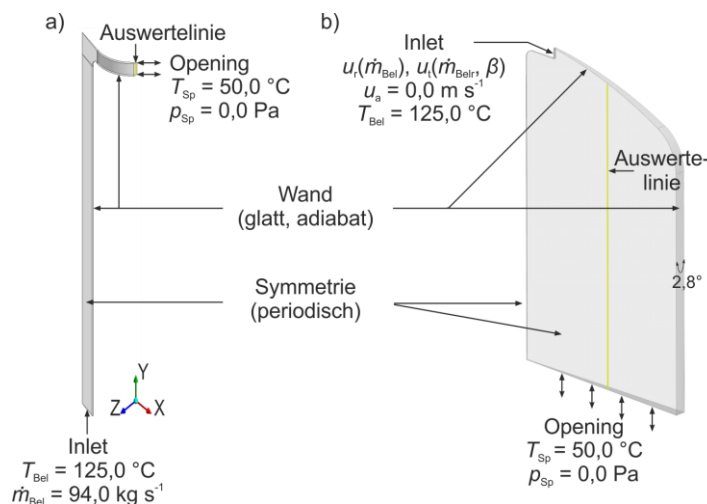
ideale Gleichverteilung des Geschwindigkeitsfeldes vor. D. h., die Strömung im Anschlussrohr und Diffusor wird nicht betrachtet.

Bei der Variante *b* soll das Diffusormodell (Abb. 6 a)) realitätsnahe Einlassrandbedingungen für das Speichermodell (Abb. 6 b)) erzeugen. Deswegen erfolgt die Simulation in zwei Schritten. Zunächst wird das Diffusormodell simuliert. Als Ergebnis liegt u. a. das Temperatur- und Geschwindigkeitsfeld am Diffusorauslass vor. Dieses wird als Einlassrandbedingung (Inlet) am Speichermodell aufgeprägt. Der Diffusor mit Drall besitzt in dieser Untersuchung jeweils eine Schaufelzahl von 128 bzw. 32 und jeweils einen Drallwinkel von  $50^\circ$  bzw.  $10^\circ$ . Dann beträgt der Sektionswinkel  $2,8^\circ$  bzw.  $11,25^\circ$ . Die Varianten heißen dann *RD LE 128 50°* bzw. *RD LE 32 10°*. Die Voruntersuchungen in [11] zeigten, dass diese Varianten ggü. dem herkömmlichen Diffusor Vorteile besitzen (Bezeichnung *RD*).

Die Simulationen bilden eine ideale Beladung ab (z. B. konstante Temperatur, konstanter Volumenstrom). Die Speichergeometrie und die Randbedingungen für die Beladung bleiben bei allen Varianten konstant. Die simulierte Beladedauer umfasst 250 s. Dann ist die thermische Schichtung ausgebildet. Die Zeitschrittweite beträgt 0,1 s. Für die Turbulenzmodellierung findet das  $k - \omega - SST$ -Modell mit Berücksichtigung des Auftriebs Anwendung. Arbeiten von *Findeisen* [7] zeigen die Eignung dieses Turbulenzmodells. Die Bestimmung der temperatur- und druckabhängigen Stoffwerte geschieht mit der Industrieformulierung IAPWS-IF97 [16]. Zum Zeitpunkt  $t = 0$  s besitzt das ruhende Speicherfluid (Wasser) eine konstante Temperatur. Die Auswertung beziehen sich auf das Ende der Simulation zum Zeitpunkt  $t = 250$  s.

**Tabelle 1: geometrische Größen des Speichers und des radialen Diffusors**

|              |       |              |          |
|--------------|-------|--------------|----------|
| $h_{Sp}$ [m] | 10,00 | $r_{Al}$ [m] | 0,16     |
| $r_{Sp}$ [m] | 2,00  | $h_{Al}$ [m] | 1,50     |
| $r_D$ [m]    | 0,50  | $z$ [-]      | 32 / 128 |
| $h_D$ [m]    | 0,10  | $\beta$ [°]  | 10 / 50  |



**Abbildung 6: schematische Darstellung a) des Diffusormodells (gebogene Sektion) und b) des Speichermodells (normale Kreissection) mit Randbedingung für die numerische Strömungssimulation (CFD)**

### 3. Bewertung der thermischen Schichtung

Für die Bewertung der thermischen Schichtung werden im ersten Schritt drei Bereiche definiert (Abbildung 7): die heiße Zone, die Übergangsschicht und die kalte Zone. Die räumliche Verteilung dieser Zonen kann man aufgrund der gleitenden vertikalen Temperaturverteilung nicht genau festlegen. Deswegen findet man in der Literatur verschiedene Vorschriften für die Bestimmung. In dieser Arbeit werden folgende Bewertungskriterien verwendet: die mittlere Höhe der Übergangsschicht  $h_{ÜS,m}$  der

maximale Temperaturgradient  $(\text{grad}T_{\text{Sp}})_{\text{max}}$ , die mittlere Temperatur in der warmen Zone  $T_{\text{wZ}}$ . Die parallele Verwendung verschiedener Bewertungskriterien ermöglicht eine bessere Analyse, da jedes Kriterium Vor- und Nachteile besitzt.

Zur Bestimmung der mittleren Höhe der Übergangsschicht  $h_{\text{ÜS,m}}$  (Abbildung 7) wird das 90/10%-Kriterium verwendet. Die höchste Temperatur  $T_{\text{Sp,max}} = 125 \text{ °C}$  entspricht der Temperatur des Beladefluids. Oberhalb von  $T_{\text{Sp,90\%}} = 117,5 \text{ °C}$  (Gl. 1) befindet sich die heiße Zone<sup>1</sup>. Unterhalb von  $T_{\text{Sp,10\%}} = 57,5 \text{ °C}$  (Gl. 2) liegt die kalte Zone. Die niedrigste Temperatur  $T_{\text{Sp,min}} = 50 \text{ °C}$  entspricht der Temperatur des Speicherfluids zu Beginn der Beladung. Zwischen beiden Zonen liegt die Übergangsschicht. Eine Verkleinerung der Übergangsschicht weist den Vorteil einer Beladetechnik bzw. einer bestimmten Variante nach, was dem generellen Ziel dieser Arbeit entspricht<sup>2</sup>.

In Abbildung 7 sind die Zonen mit einer horizontalen Linie beschrieben, was einer konstanten horizontalen Temperatur entspricht. Bei der Beladung verursachen die Strömungsvorgänge in der Realität und in der Simulation wellenförmige Grenzen zwischen den Zonen. Deswegen werden die Flächen mit den Temperaturen  $T_{\text{Sp,90\%}}$  und  $T_{\text{Sp,10\%}}$  räumlich mit einer relativ neuen Auswertemethode bestimmt. In *Ansys CFD Post* kommen die sogenannten *Isosurfaces* zur Anwendung. Dann kann in jedem Punkt die Höhe der Übergangsschicht berechnet werden [18].

$$T_{\text{Sp,90\%}} = T_{\text{Sp,min}} + 0,9 \cdot (T_{\text{Sp,max}} - T_{\text{Sp,min}}) \quad \text{Gl. 1}$$

$$T_{\text{Sp,10\%}} = T_{\text{Sp,min}} + 0,1 \cdot (T_{\text{Sp,max}} - T_{\text{Sp,min}}) \quad \text{Gl. 2}$$

Der vertikale Temperaturgradient  $\text{grad}T_{\text{Sp}}$  (Abbildung 7) wird mit Gl. 3 bestimmt. Dann dürfen keine horizontalen Temperaturdifferenzen vorliegen, was für das Ende der Beladung zutrifft. Hier ist der Maximalwert  $(\text{grad}T_{\text{Sp}})_{\text{max}}$  von Interesse. Der maximale Temperaturgradient liegt in der Übergangsschicht. Steigt der maximale Temperaturgradient, sinkt die mittlere Höhe der Übergangsschicht  $h_{\text{ÜS,m}}$ , was bereits als Ziel bzw. Bewertungskriterium beschrieben wurde.

In Abbildung 6 b) ist die vertikale Auswertelinie dargestellt, welche sich in der Mitte bei  $r_{\text{Sp}}/2$  befindet. Die Anwendung von Gl. 3 erfolgt über die Auswertung der Temperaturdifferenzen  $\Delta T$  zwischen den Zellen, die einen Abstand von  $\Delta y$  besitzen (Gl. 4). In der Auswertung wird dann der Maximalwert gesucht.

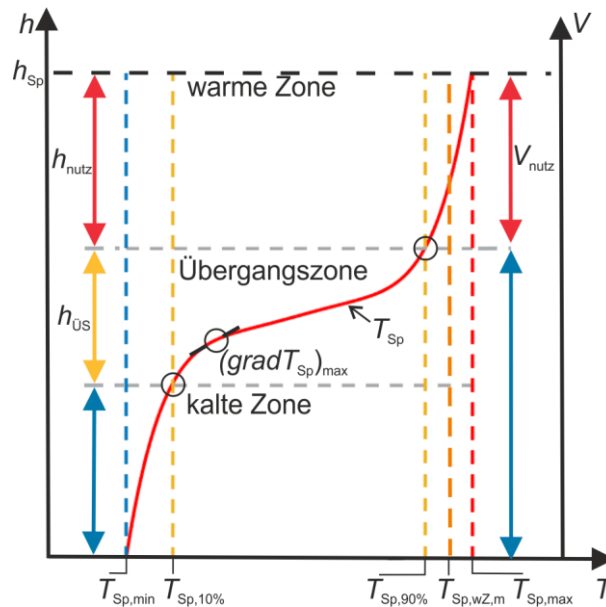
$$\text{grad}T_{\text{Sp}} = \frac{\partial T_{\text{Sp}}}{\partial h_{\text{Sp}}} \quad \text{Gl. 3}$$

$$\text{grad}T_{\text{Sp}} \cong \frac{\Delta T_{\text{Sp}}}{\Delta y} \quad \text{Gl. 4}$$

Die mittlere Temperatur der warmen Zone  $T_{\text{wZ,m}}$  ist das dritte Bewertungskriterium, welches sich auf die heiße Zone bezieht. In *Ansys CFX Post* wird das *Isovolumen* der heißen Zone ausgewertet. Hier gilt folgende Bedingung:  $T_{\text{Sp}} > T_{\text{Sp,90\%}}$ .

<sup>1</sup> Oft wird eine Soll-Vorlauf-Temperatur  $T_{\text{VL,Soll}}$  z. B. für den Vorlauf eines Wärmeverteilnetzes festgelegt. Diese Soll-Vorlauf-Temperatur legt die minimal zulässige Temperatur für den Netzbetrieb fest. D. h., der Speicher kann nur entladen werden, so lang dieses Kriterium erfüllt ist. Damit begrenzt die Soll-Vorlauf-Temperatur die Entladung. In dieser Arbeit soll folgende Bedingung gelten:  $T_{\text{Sp,90\%}} = T_{\text{VL,Soll}}$ .

<sup>2</sup> Dieser Ansatz wird oft verwendet, um eine Reduktion der Mischungsvorgänge bei der Beladung zu bewerten [17]. Das muss hier nicht zwingend sein, da bei der drallbehafteten Beladung Wirbel und Mischungsvorgänge erzeugt werden.



**Abbildung 7: schematische Darstellung der vertikalen Temperaturverteilung in einem Verdrängungsspeicher und wichtige Größen**

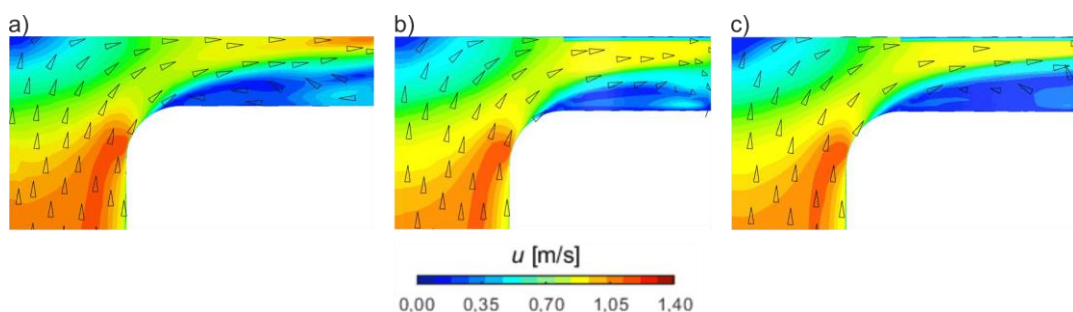
#### 4. Ergebnisse

##### Diffusormodell

Die Berechnung der Strömung im Anschlussrohr und im Diffusor soll das realitätsnahe Ausströmverhalten in den Speicher abbilden. Hier wurde nur ein Sektor des Speicherraumes modelliert (Abb. 6). Dieses Vorgehen setzt ein gleichmäßig verteiltes Ausströmen über dem gesamten Radius (Richtung, Geschwindigkeit, Masse bzw. Massenstrom) voraus. In der Realität oder bei einer vollständigen dreidimensionalen Simulation ist eine gleichmäßige Verteilung über dem Radius wahrscheinlich nicht existent. Das zeigen beispielsweise simulative und experimentelle Arbeiten von *Findeisen* [7]. Die hier dargestellten Ergebnisse beinhalten also ideale Annahmen.

Die Strömungseffekte im Diffusor sind komplex und verursachen eine dreidimensionale Geschwindigkeitsverteilung. Um die Vorgänge zu analysieren, wird zuerst eine senkrechte bzw. gebogene Schnittebene in die Sektion (Abb. 6 a)) gelegt.

Den Geschwindigkeitsverlauf im Diffusor (senkrechte Schnittebene in Abb. 6 a)) für die Variante *b* liefert Abbildung 8. Die Vektoren zeigen die Hauptströmungsrichtung. Diese Ansicht liegt in der  $Z^+$ -Achse in der Mitte der Sektion. Im Übergangsbereich von der Anschlussleitung in den radialen Diffusor beschleunigt die Strömung (roter Bereich), trifft auf die obere Diffusorwand und folgt dem gebogenen Leitkanal (Abbildung 8). Im unteren Diffusorbereich bildet sich ein Rezirkulationsgebiet (Strömung entgegen der Hauptströmungsrichtung im Leitkanal) aus. Dadurch entstehen am Diffusorauslass besonders zu Beginn des Beladevorgangs Mischeffekte. Das ist nachteilig, kann aber mit den hier beschriebenen Maßnahmen nicht vollkommen ausgeschlossen werden.



**Abbildung 8: Verlauf der Geschwindigkeit mit Richtungsvektoren in der Mitte des Diffusors für a) RD b, b) RD LE 128 50° b, c) RD LE 32 10° b**

In der Darstellung der Geschwindigkeitsvektoren gehen niedrige Geschwindigkeiten welche zu kleinskaligen z. T. überlagernde Effekte führen können, unter. Deshalb ist eine isolierte Betrachtung der Geschwindigkeitsvektoren aufschlussreich. Dafür werden die Geschwindigkeitskomponenten der Variante *RD LE 128 50° b* als Vektoren mithilfe von Matlab [18] aufbereitet. Länge und Richtung der Vektoren zeigen die Wirkung. Betrachtet wird der Bereich der Anschlussleitung bis zum Diffusorauslass ( $r_D$ ) über der Höhe  $h_D$ .

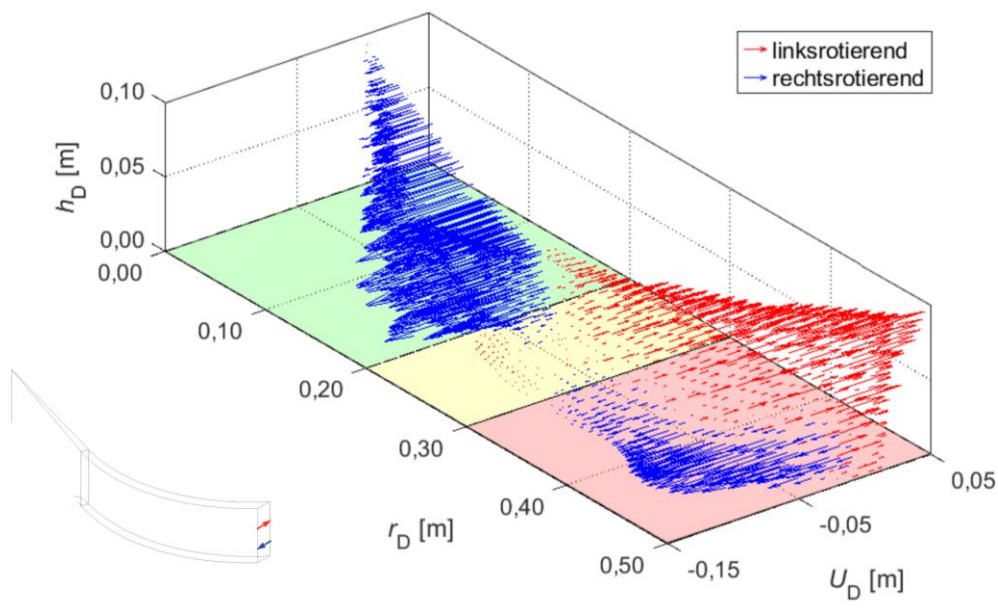
Abbildung 9 zeigt den Verlauf der tangentialen Geschwindigkeit. Die Strömung folgt der Kontur der Leitelemente. Es wirkt eine Zentrifugalkraft. Druckgradienten entstehen zwischen der wandnahen Strömung (Außenseite des Leitkanals) und der wandfernen Strömung im Leitkanal. Es kommt zum Abströmen von der Wand (Sekundärströmung) in den inneren Kanalbereich mit geringeren Drücken. Daraus resultiert ein tangenciales Rezirkulationsgebiet mit sog. Querwirbeln (Abbildung 9, roter Bereich). Eine schematische Übersicht liefert Abbildung 10. Größere Drallwinkel begünstigen vermutlich die Ausbildung von Querwirbeln. Niedrigere Schaufelzahlen fördern die Ausbildung größerer Rezirkulationsgebiete.

Am Wendepunkt des Leitelements wird die Strömung in ihrer Richtung umgelenkt (Abbildung 9, gelber Bereich). Im oberen Bereich des Diffusorauslasses ist die tangential Geschwindigkeit am Höchsten. Im roten Bereich der Abbildung 9 tritt gegensinnige Rotation auf. Das ist beeinflusst durch den Verlauf der radialen Geschwindigkeit (vgl. mit Abbildung 11). Durch die Rückströmung über den ganzen unteren Diffusorbereich (bis  $h_D = 0,05$  m) kehrt sich die Strömung über dem Leitelement um. Den Zusammenhang liefert Abbildung 12. Dadurch wird die Bildung der Querwirbel zusätzlich angefacht. Ferner entsteht ein radialer Längswirbel über weite Teile des Leitkanals (Abbildung 11, roter Bereich).

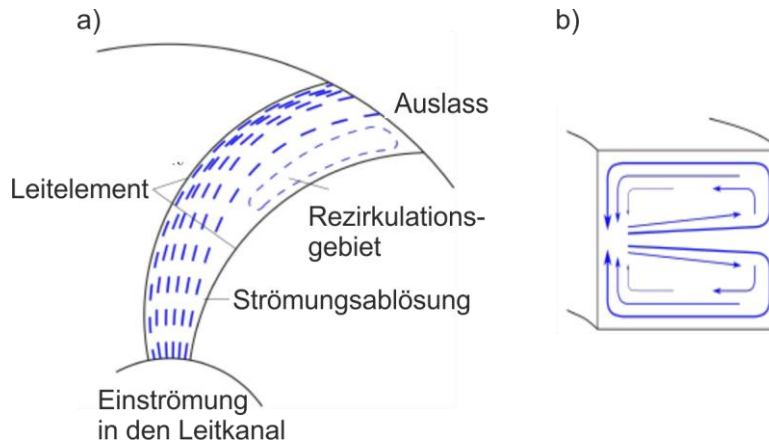
Abbildung 13 zeigt den Geschwindigkeitsverlauf in axiale Richtung. Die Strömung wird durch den Stau an der oberen Diffusorplatte umgekehrt (Abbildung 13, grüner Bereich). Im gelben Bereich tritt Auf- und Abwärtsströmung auf, was den Querwirbel begünstigt. Im roten Bereich dominiert die Abwärtsströmung.

An den überströmten, konkaven Oberflächen der Leitelemente treten in der Grenzschicht zentrifugale Instabilitäten, sog. *Görtler-Wirbel*, auf [20]. Das hier verwendete Turbulenzmodell kann diese Wirbel nicht auflösen. *Chen et al.* [21] berechnet die *Görtler-Wirbel* mithilfe von DNS (direkte numerische Simulation). Dieser Ansatz erfordert mehr Modellierungs- und Simulationsaufwand sowie Rechenkapazität. Eine dimensionslose Kennzahl zur Vorhersage des Auftretens der *Görtler-Wirbel* ist die

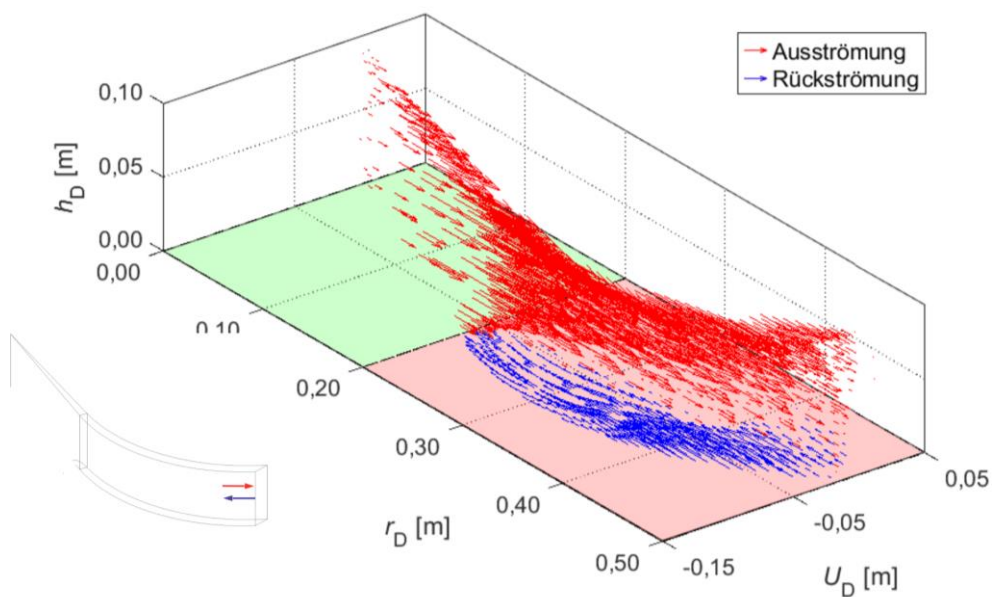
*Görtler-Zahl*  $G$  mit  $G = \frac{u \cdot \delta}{\nu_{\text{W}}} \cdot \sqrt{\frac{\delta}{r_{\text{LE}}}}$  Für  $G > 0,3$  tritt der *Görtler-Wirbel* auf [22]. Das ist hier der Fall.



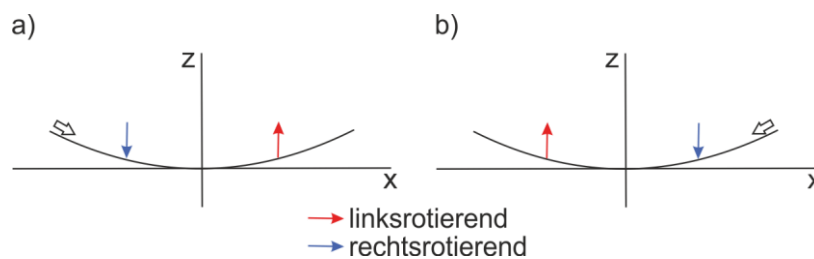
**Abbildung 9: Verteilung der tangentialen Geschwindigkeitskomponente (qualitativ) für *RD LE 128 50° b***



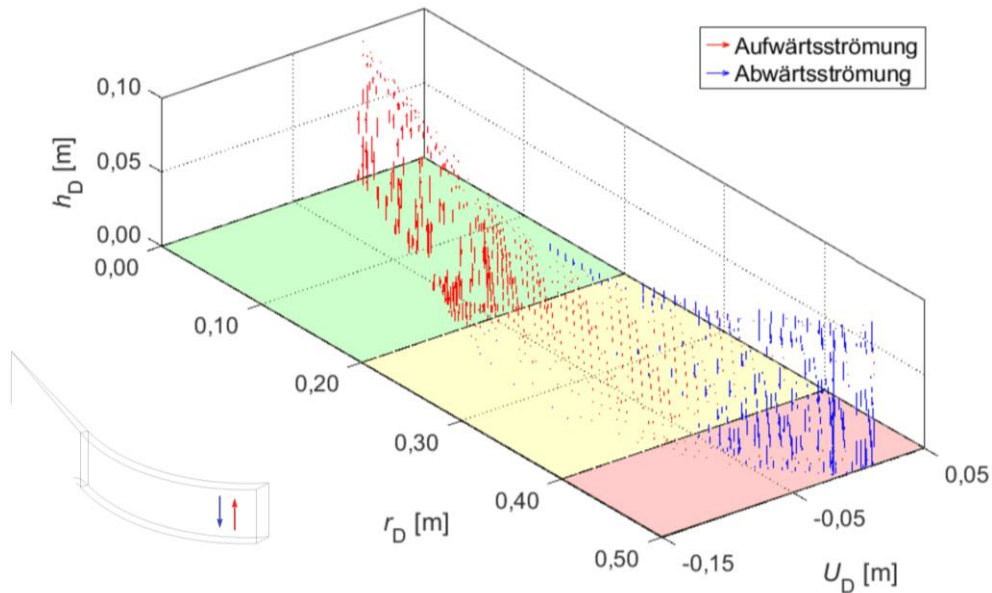
**Abbildung 10: schematische Darstellung der Strömung durch den Leitkanal anhand von Stromlinien a) Hauptströmungsrichtung (horizontaler Schnitt) und b) Doppelwirbel im Querschnitt des Leitkanals**



**Abbildung 11: Verteilung der radialen Geschwindigkeitskomponente (qualitativ) für RD LE 128 50° b**



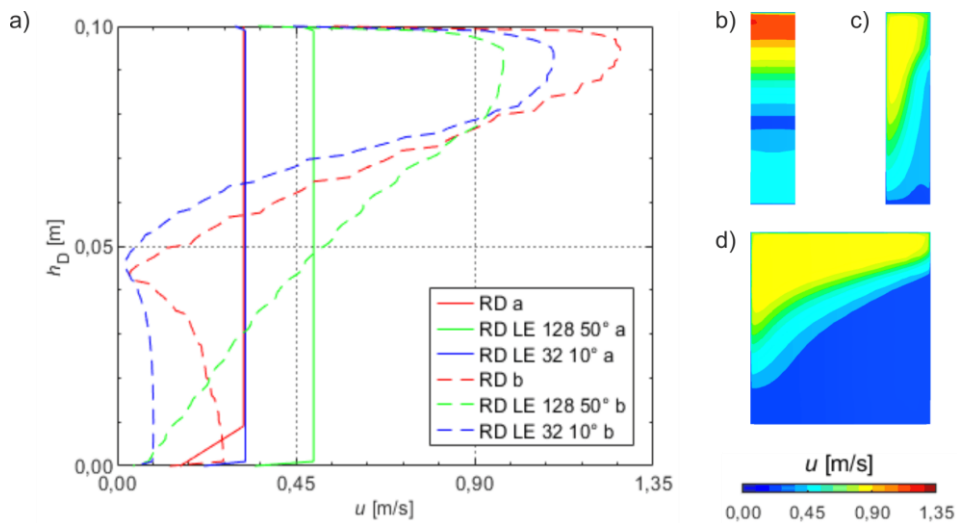
**Abbildung 12: Orientierung der tangentialen Geschwindigkeitskomponente bei a) Ausströmung, b) Rückströmung**



**Abbildung 13: Verteilung der axialen Geschwindigkeitskomponente (qualitativ) für RD LE 128 50° b**

Die mittleren Beträge der Geschwindigkeit und die Geschwindigkeitsverteilungen über dem Diffusorauslass sowie dem Auslass am Leitkanal zeigt Abbildung 14 a). Die Variante *RD LE 128 50° b* besitzt die geringsten Geschwindigkeitsunterschiede. Diese „nasenförmige“ Geschwindigkeitsverteilung (hier umgekehrt) mit einem dem Geschwindigkeitsmaximum in der Nähe der vom Rohr angeströmten Diffusorwand ist oft anzutreffen und stellt auch kein prinzipielles Problem bei Dichteströmen in Flachbodentanks dar. Die Varianten *RD b* besitzt größere Geschwindigkeitsunterschiede im Vergleich zur Variante und *RD LE 32 10° b* und *RD LE 128 50° b*. Es treten deutlich höhere Geschwindigkeiten im oberen Bereich auf.

Der herkömmliche radiale Diffusor *RD b* besitzt eine horizontal geschichtete Verteilung der Geschwindigkeiten (Abbildung 14 b)). Die radialen Diffusoren mit Drallerzeugung (*RD LE 128 50° b*, *RD LE 32 10° b*) zeigen deutlich unterschiedliche Geschwindigkeiten in der Horizontale (Abbildung 14 c) und d)), was mit dem zusätzlichen Wirken der *Görtler*-Wirbel begründet werden kann. Es kann eine Rückströmung auftreten. Das ist anhand des Betrags der Geschwindigkeit ( $u = \sqrt{u_a^2 + u_r^2 + u_t^2}$ ) in Abbildung 14 a) nicht ablesbar.



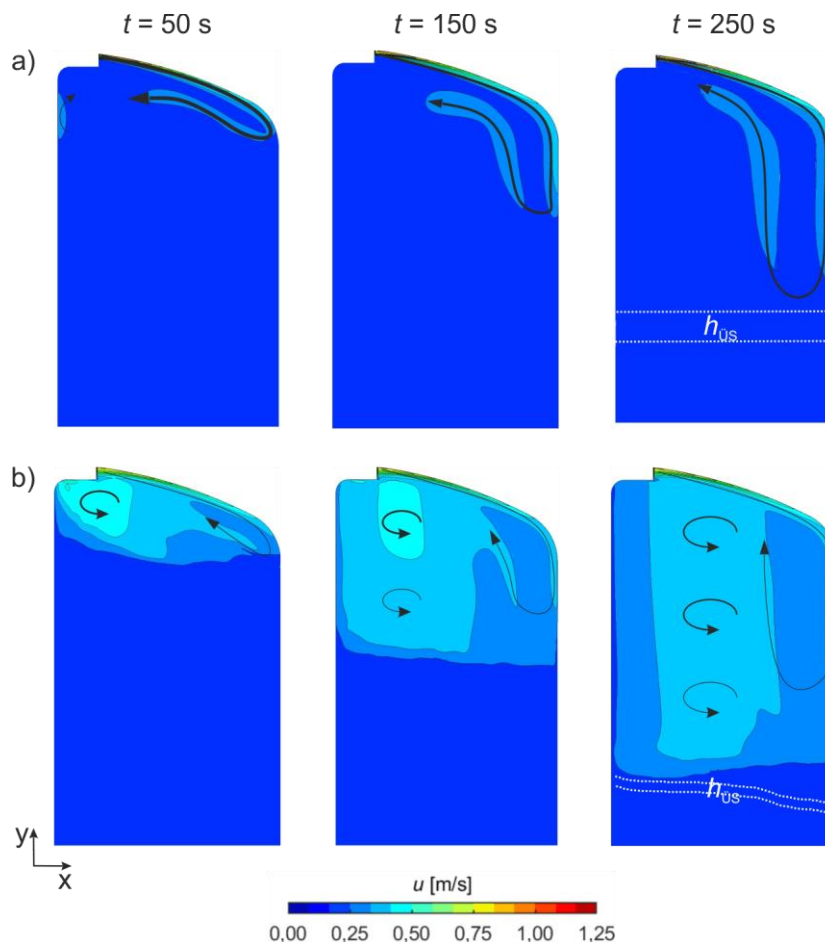
**Abbildung 14: a) Betrag der Geschwindigkeit und Geschwindigkeiten über der Diffusorhöhe am Diffusorauslass und Geschwindigkeitsverteilungen über den Austrittsflächen für b) RD b, c) RD LE 128 50° b, d) RD LE 32 10° b**



### Speichermodell

Die Wirkung der Einlaufströmung beim herkömmlichen radialen Diffusors (Variante *RD b*) für verschiedene Zeiten zeigt Abbildung 15 a). Die Strömung aus dem Diffusor besitzt die höchste Geschwindigkeit mit stark dominierenden radialen Anteil (Abbildung 14, rot gestrichelte Linie). Demzufolge trifft ein hoher Impuls auf die Speicherwand. Es bildet sich ein typischer Wandstrahl aus, der tief in den Speicher eindringt und Mischvorgänge verursacht. Wenn durch die fortgeschrittene Beladung die Temperatur- und Dichtedifferenzen abnehmen ( $t = 250$  s), nimmt die Eindringtiefe des Wandstrahls zu [9]. Die Variante *RD LE 32 10° b* unterscheidet sich nicht wesentlich von der Variante *RD b*. Der geringe Drallwinkel führt zu einer marginalen Abschwächung des Wandstrahls. Das Speicherfluid im oberen Speicherbereich wird geringfügig bewegt. Deswegen ist diese Variante nicht dargestellt.

Die Strömung mit Drall für verschiedene Zeiten und die Variante *RD LE 128 50° b* zeigt Abbildung 15 b). Die Einlaufströmung mit Drall unterscheidet sich vom vorher beschriebenen Strömungsverhalten grundlegend. Die Strömung tritt mit einem Ablenkswinkel in den Speicher ein und generiert eine Rotation der Speicherfluid im oberen Speicherbereich. Dadurch wird der auf die Speicherwand auftreffende Impuls reduziert. Der Wandstrahl bzw. dessen Eindringtiefe nehmen ab (Abbildung 15 b),  $t = 50$  s). Mit zunehmender Beladedauer nimmt die Rotation des Speicherfluids zu (Abbildung 15 b),  $t = 150$  s). Am Ende der Beladung befindet sich das Speicherfluid der heißen Zone in Bewegung (Abbildung 15 b),  $t = 250$  s). Die tangentielle Geschwindigkeit der Speichermasse nimmt axial stark ab.

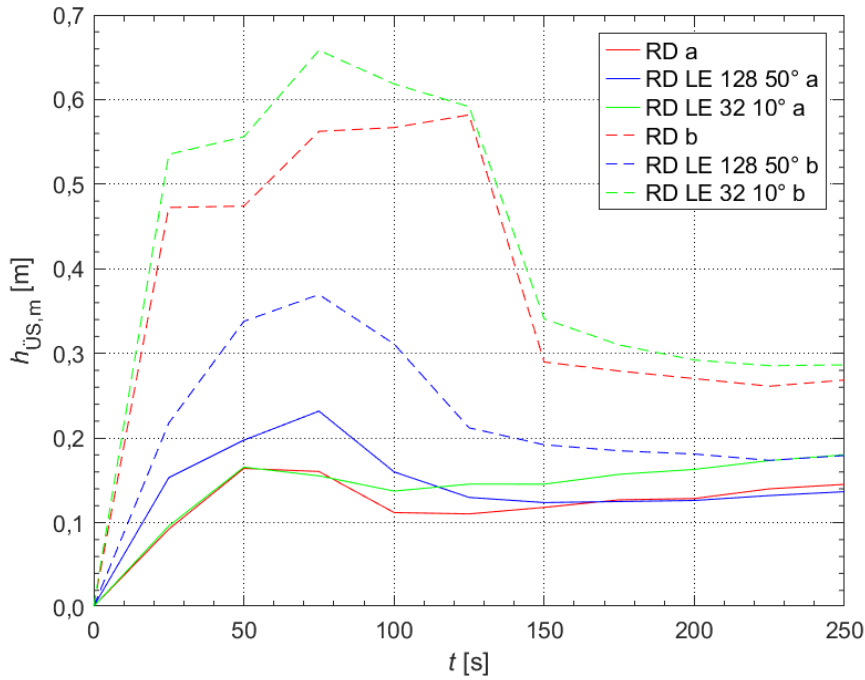


**Abbildung 15: Geschwindigkeitsfelder im Speicher für verschiedene Zeiten und für die Varianten a) *RD b*, b) *RD LE 128 50° b***

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der mittleren Höhe der Übergangsschicht. Die Variante *RD LE 128 50° a* liefert von allen untersuchten Varianten die niedrigste mittlere Höhe der Übergangsschicht bzw.

das beste Ergebnis. Das kann man mit der Gleichverteilung der Einlaufströmung (Richtung, Geschwindigkeit) begründen. Ältere Untersuchungen mit einem vereinfachten Speichermodell ohne Klöpperboden [24] führte der herkömmliche radiale Diffusor *RD a* zu besseren Ergebnissen. Der Abstand zwischen Diffusorauslass und Speicherwand ist im Speicher mit Klöpperboden um ein vielfaches kürzer. Deshalb wirkt die höhere radiale Eintrittsgeschwindigkeit stärker, was sich in einem starken Aufmischen bis  $t = 150$  s widerspiegelt. Der Ansatz mit einem reduzierten Impuls des Wandstrahls bzw. der Beladung durch die Drallerzeugung zeigt hier deutliche Vorteile.

Tendenziell führt der Einsatz von niedrigen Schaufelzahlen und geringen Drallwinkel der Variante *RD LE 32 10°* zu einem stärkeren Aufmischen im oberen Speichergebiet, als bei der Varianten *RD*. Hier sind weitere Untersuchungen zu der korrekten Auslegung des radialen Diffusors mit Leitelementen bzw. Einsatzgrenzen der Beladung mit Drall notwendig.

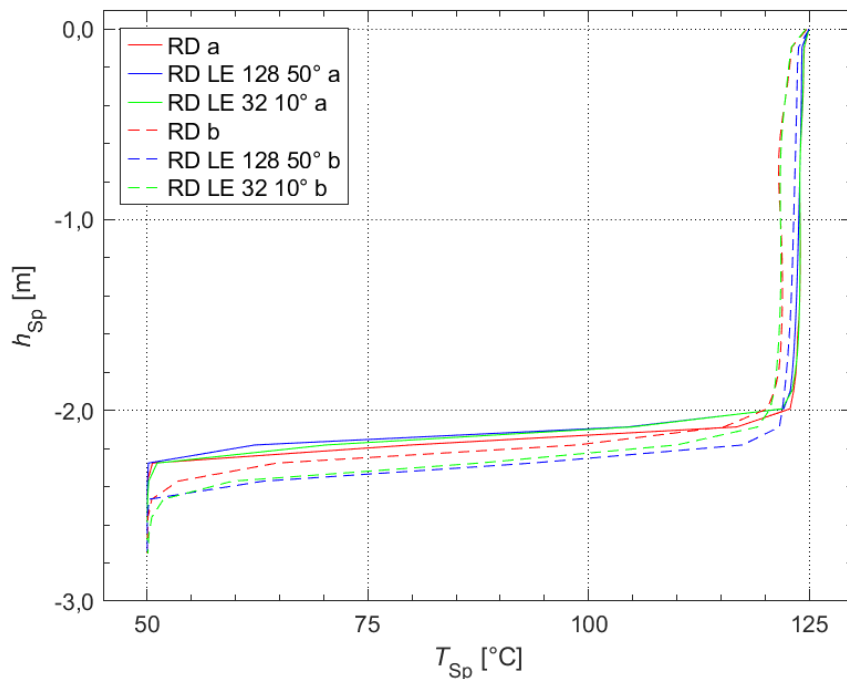


**Abbildung 16: Entwicklung der mittleren Höhe der Übergangsschicht**

Oben genannte Aussagen zur Qualität der thermischen Schichtung belegen auch die Kennzahlen in Tabelle 2. Abbildung 17 ergänzt die vertikalen Temperaturverteilungen. Mit der Konfiguration *a* erreicht die Variante *RD LE 128 50° a* die beste Schichtungsqualität anhand von der mittleren Höhe der Übergangsschicht  $h_{ÜS,m}$  und dem maximalen Temperaturgradienten  $(gradT_{Sp})_{max}$ . Unter der Konfiguration *b* erreicht die Variante *RD LE 128 50° b* die beste Schichtungsqualität. Demnach bietet die Drallbeladung deutliche Vorteile in Bezug auf die Qualität der thermischen Schichtung.

**Tabelle 2: Bewertung der thermischen Schichtung mit Kennzahlen**

|  | <i>RD a</i> | <i>RD LE 128 50° a</i> | <i>RD LE 32 10° a</i> | <i>RD b</i> | <i>RD LE 128 50° b</i> | <i>RD LE 32 10° b</i> |
|--|-------------|------------------------|-----------------------|-------------|------------------------|-----------------------|
| mittlere Höhe der Übergangsschicht $h_{ÜS,m}$ [m]                      | 0,15        | 0,14                   | 0,18                  | 0,27        | 0,18                   | 0,29                  |
| maximaler Temperaturgradient $(gradT_{Sp})_{max}$ [K m <sup>-1</sup> ] | 441,9       | 498,3                  | 428,7                 | 245,3       | 425,3                  | 398,2                 |
| mittlere Temperatur in der warmen Zone $T_{wz}$ [°C]                   | 124,3       | 124,1                  | 124,3                 | 122,9       | 123,7                  | 122,8                 |



**Abbildung 17: vertikale Temperaturverläufe bei  $r_{sp}/2$  (Abb. 6) für alle Varianten**

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Zur Steigerung der Systemeffizienz in der Wärmeversorgung sind bessere Speicherlösungen unbedingt notwendig. In der Fernwärmeversorgung können Heißwasserspeicher schlanker Bauart (Abb. 1, Speichertyp b1)) einen wesentlichen Beitrag leisten. Bisher bestehen jedoch Herausforderungen bzw. Wissenslücken beim Verständnis des Beladeprozesses. Deshalb ist für eine Verbesserung der Speichereffizienz unbedingt auch ein verbessertes Verständnis der Strömungs- und Wärmeübertragungsvorgänge im Radialdiffusor bzw. im Speicher während der Beladung sowie belastbare Aussagen zur Qualität der thermischen Schichtung notwendig. Hier setzt dieser Beitrag an.

Diese Arbeit vergleicht drei verschiedene Diffusorkonstruktionen (ein herkömmlicher Diffusor und zwei Diffusoren mit Drallerzeugung). Dafür werden ein Diffusormodell mit Anschlussleitung sowie ein Speichermodell mit Klöpperboden modelliert und simuliert. Dieser Beitrag stellt eine ideale und eine realitätsnahe Einlaufströmung mit und ohne Drall gegenüber. Die idealen Einlaufströmungen zeigen das theoretische Potenzial eines perfekten Geschwindigkeitsabbaus. Im radialen Diffusor bilden sich großräumige Längs- und Querwirbel aus. Im Bereich der Grenzschicht treten sog. *Görtler-Wirbel* auf. Die Auslaufströmung ist tangential S-förmig verschoben. Dadurch ändert sich die Einlaufströmung in den Speicher im Vergleich zum herkömmlichen Radialdiffusor grundlegend. Durch die rotierende und speziell verteilte Einlaufströmung werden das obere Speichervolumen in Rotation versetzt, der Impuls des Wandstrahls abgeschwächt und großräumige Mischeffekte im oberen Speicherbereich reduziert. Mit zunehmender Beladedauer nimmt die Rotation der Speichermasse zu, wobei der Betrag der tangentialen Geschwindigkeit axial abnimmt. Im Speicher mit Klöpperboden mit geringem Abstand zwischen Diffusorauslass und Speicherwand zeigt die Drallbeladung eine bessere Qualität der thermischen Schichtung als die herkömmliche radiale Beladung.

Künftige Untersuchungen sollen eine bessere Lenkung der Strömungsverläufe im radialen Diffusor ermöglichen. Daraus sollen Gestaltungsempfehlungen radialer Diffusoren mit Drallerzeugung für verschiedene Geometrien und Lastfälle hervorgehen.

## 6. Danksagung

Diesem Beitrag liegt das Kooperationsprojekt *Innovative Beladesysteme für schlanke Speicher* (InnoBeS) zugrunde. Das Verbundvorhaben wird über die AiF im Rahmen des Zentralen Innovationsprogramms Mittelstand (ZIM) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert (ZF4746701ST9, ZF4147603ST9).

Besonderer Dank gilt Herrn Dr. Ralf Hartmann von der AiF. Die Bearbeitung des Projektes erfolgt in Kooperation mit der Fa. Harald Liebers Behälter- Apparatebau GmbH.

### 7. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz: Ziele des Übereinkommens von Paris. [www.bmuv.de](http://www.bmuv.de), 23.07.2022.
- [2] AG Energiebilanzen e.V.: Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland 2020, [ag-energiebilanzen.de](http://ag-energiebilanzen.de), 23.07.2022.
- [3] Stahlhut, M.; Ackermann, C.; Urbaneck, T.: Exemplarische Untersuchung verschiedener Kollektoren zur Einbindung in Fernwärmenetze. EuroHeat&Power, VDE Verlag 51. Jg. (2022), Heft 01-02, S. 40-48. - ISSN 0949-166X.
- [4] Stahlhut, M.; Ackermann, C.; Urbaneck, T.: Exemplarische Untersuchung verschiedener Kollektoren zur Einbindung in Fernwärmenetze – Teil 2. EuroHeat&Power, VDE Verlag 51. Jg. (2022), Heft 03, S. 44- 53. - ISSN 0949-166X.
- [5] Urbaneck, T.: Kältespeicher: Grundlagen, Technik, Anwendung. Oldenbourg Verlag, 2012. - ISBN 3486719882.
- [6] Urbaneck, T.: Water Tank Stores for Medium/Large Applications, Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences, Elsevier, 2020. - ISBN 9780124095489.
- [7] Findeisen, F.: Radiale Diffusoren in Warmwasserspeichern – Einfluss der Beladergeometrie auf Strömungsverhalten und Schichtungsqualität. Dissertation, TU Chemnitz. 2018. - ISBN 978-3-9811424-7-1.
- [8] Lohse, R.; Urbaneck, T.; Brämer, C.; Platzer, B.: Effects during loading of hot water storages with a high aspect ratio. EuroHeat&Power, English Edition VWEW Energieverlag Vol. 9 (2012) Heft 3 S. 42-47. - ISSN 1613-0200.
- [9] Brämer, C.; Urbaneck, T.; Lohse, R.: Influence of Geometry and Operation Parameters on Thermal Stratification. EuroHeat&Power, English Edition VWEW Energieverlag Vol. 9 (2012) Heft 4 S. 30-36. – ISSN 1613-0200.
- [10] Platzer, B.; Findeisen, F.; Urbaneck, U.; Winkler, T.: Verfahren und Vorrichtung zum Be- und/oder Entladen eines thermischen Energiespeichers. Patentanmeldung, 2017120716373300DE. Anmeldung eingegangen am: 07.12.2017.
- [11] Winkler, T.: Radiale Diffusoren mit Drall – Grundlegende Untersuchungen für schlanke Speicher mit Drall. Bachelorarbeit, TU Chemnitz. 2017.
- [12] Kroll, U.; Mücke, J.; Urbaneck, T.; Platzer, B.: Radiale Diffusoren mit Drallerzeugung für schlanke Speicher - Teil 1: Grundlagen und Aufbau des Versuchsstands. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik VDI Fachmedien 71. Jg. (2020) Heft 5-6 S. 43-47. - ISSN 1436-5103.
- [13] Kroll, U., Mücke, J., Urbaneck, T., Platzer, B.: Radiale Diffusoren mit Drallerzeugung für schlanke Speicher - Teil 2: Vorstellung und Auswertung der experimentellen Ergebnisse. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik VDI Fachmedien 71. Jg. (2020) Heft 7-8, S. 56-61. - ISSN 1436-5103.
- [14] ANSYS, Inc.: ANSYS CFX 2019 R2. Canonsburg (USA), 2019.
- [15] Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Fischer, J.; Schwöster, E.; Bank, E. F.: Große Druckbehälter als thermische Energiespeicher, Teil 2: Umsetzungsbeispiel. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 48. Jg. (2019) Heft 01-02 S. 32-42. – ISSN 0949-166X .
- [16] Wagner, W.; Kretschmar, H.: International steam tables: Properties of water and steam based on the industrial formulation IAPWS-IF97. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2008. - ISBN: 978-3-540-74234-0, DOI <https://doi.org/10.1007/978-3-540-74234-0>.

- [17] Urbaneck, T.; Möller, H.; Kressner, T.; Platzer, B.: Kaltwasserspeicher mit radialen Diffusoren. Teil 2a: Schichtungsaufbau im Nahfeld - Grundlagen, Physik, Simulation. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik 60. Jg. (2009) Heft 6 S. 32-36. – ISSN 1436-5103.
- [18] Findeisen, F.; Urbaneck, T.; Platzer, B.: Radiale Diffusoren in Warmwasserspeichern – Funktionale Optimierung mittels CFD; Teil 1 Grundlagen und Modellierung. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik 67. Jg. (2016) Heft 10 S. 20-28. – ISSN 1436-5103.
- [19] MathWorks Inc., Matlab R2022a, Massachusetts (USA), 2022.
- [20] Görtler, H.: Über den Einfluß der Wandkrümmung auf die Entstehung der Turbulenz. Zeitschrift für angewandte Mathematik und Mechanik., Bd. 20, Heft 3 (1940), S. 138-147. - DOI: <https://doi.org/10.1002/zamm.19400200303>.
- [21] Chen, X.; Chen, J.; Yuan, X. et al.: From primary instabilities to secondary instabilities in Görtler vortex flows. Advances in Aerodynamics. 1, 19 (2019). – DOI: <https://doi.org/10.1186/s42774-019-0021-8>.
- [22] Saric W. S.: Görtler Vortices, Annual Review of Fluid Mechanics, Vol. 26 (1994), S. 379- 409.
- [23] Urbaneck, T.; Held, A.; Platzer, B.: Kaltwasserspeicher mit Rohrdiffusoren – Teil 3b: Einfluss der Betriebs- und Geometrieparameter. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik 62. Jg. (2011) Heft 4 S. 31-37. – ISSN 1436-5103.
- [24] Oestreich, F.; Urbaneck, T.: Loading Slim Hot Water Tanks With and Without Swirl Generation - First Results. 14th International Conference on Solar Energy and Buildings. Kassel (Deutschland), Tagungsbeitrag eingereicht.

## 8. Symbolverzeichnis

|                    |   |                     |            |   |
|--------------------|---|---------------------|------------|---|
| $G$                | Görtler-Zahl  | [m]                 | D          | Diffusor  |
| $\text{grad}T$     | Temperaturgradient  | [K/m]               | DNS        | Direkte Numerische Simulation   |
| $h$                | Höhe  | [m]                 | IAPWS-IF97 | The International Association for the Properties of Water and Steam - Industrial Formulation 1997 |
| $\dot{m}$          | Massenstrom   | [kg/s]              | k          | kritisch  |
| $p$                | Druck   | [Pa]                | LE         | Leitelement   |
| $r$                | Radius  | [m]                 | Max        | maximal   |
| $T$                | Temperatur  | [°C]                | Min        | minimal   |
| $t$                | Zeit  | [s]                 | r          | radial  |
| $U$                | Umfang  | [m]                 | rel        | relativer Wert  |
| $u$                | Geschwindigkeit   | [m/s]               | RD         | Radialdiffusor  |
| $z$                | Schaufelzahl  | [-]                 | REV        | repräsentatives Elementarvolumen  |
| $\alpha$           | Eintrittswinkel   | [°]                 | Sp         | Speicher  |
| $\beta$            | Drallwinkel   | [°]                 | t          | tangential  |
| $\delta$           | Grenzschichtdicke   | [m]                 | ÜS,m       | mittlerer Wert der Übergangsschicht   |
| $\nu$              | kinematische Viskosität                                       | [m <sup>2</sup> /s] | W          | Wasser  |
| <b>Abkürzungen</b> |   |                     | wZ         | warme Zone  |
| a                  | axial   |                     | 32, 128    | Schaufelzahl  |
| Al                 | Anschlussleitung  |                     | 10°, 50°   | Drallwinkel   |
| Bel                | beladen   |                     |            |   |
| CFD                | Computational Fluid Dynamics (numerische Strömungssimulation) |                     |            |   |

### GRÜNE ENERGIE VOR ORT: DOING HYDROGEN

*Stephan Petzoldt*

ENERTRAG SE

#### ABSTRACT

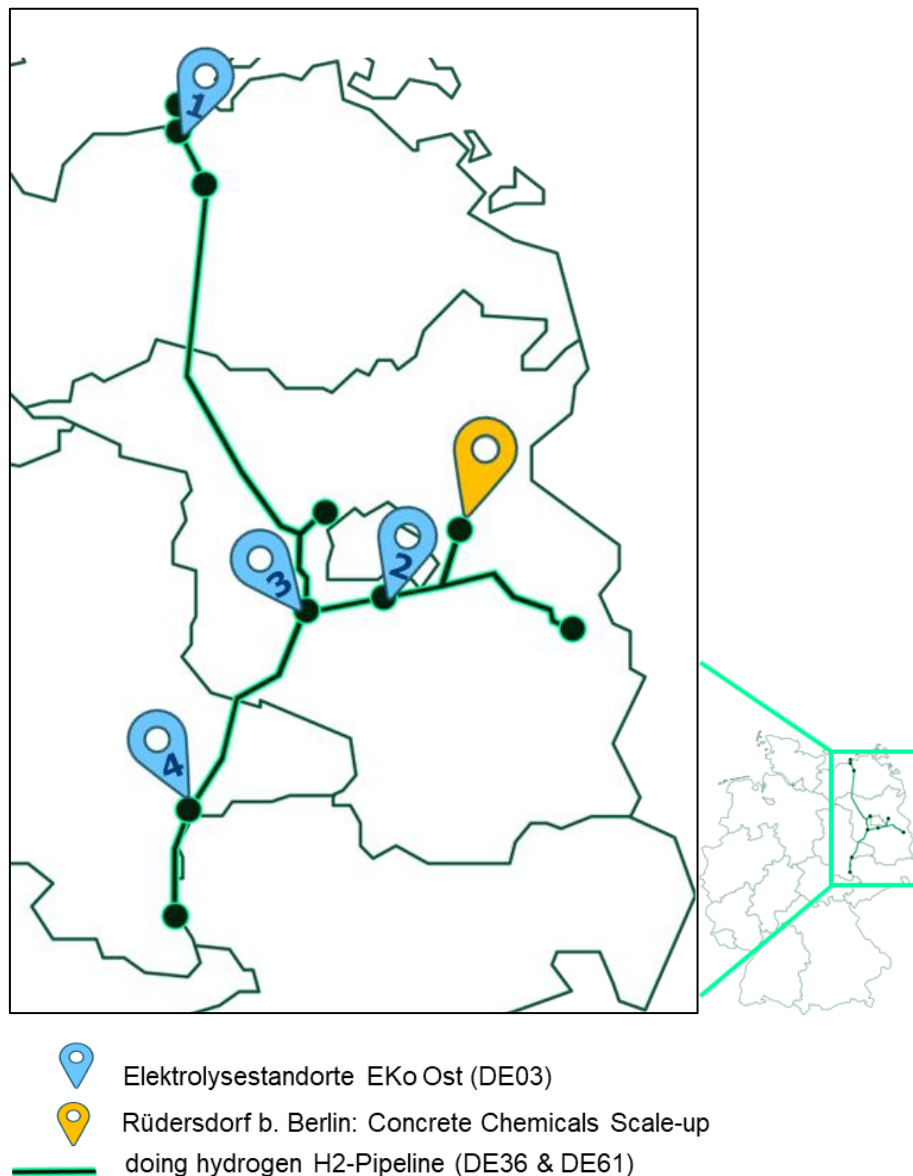
Im Rahmen des IPCEI-Projektes „Elektrolysekorridor Ostdeutschland“ plant ENERTRAG an vier Standorten in Ostdeutschland eine großtechnische Produktion von grünem Wasserstoff mit einer Gesamtkapazität von 210 MW zu errichten.

Die Elektrolyseure werden in unmittelbarer Nähe der doing hydrogen H2-Pipeline installiert und einen bundesländerübergreifenden Korridor bilden. Gesamt werden 16.500t/a grüner Wasserstoff produziert, der über die Pipeline zu Industrieabnehmern (Projekt „Concrete Chemicals Scale-Up“ (DE46)) transportiert wird, sowie an den Elektrolysestandorten vor Ort im Verkehr genutzt wird.

**Tabelle 1: Elektrolysekorridor Ostdeutschland**

| Nr. | Standort          | Elektrolyse | Bundesland             |
|-----|-------------------|-------------|------------------------|
| 1   | Güstrow           | 55 MW       | Mecklenburg-Vorpommern |
| 2   | Teltow-Fläming    | 100 MW      | Brandenburg            |
| 3   | Treuenbrietzen    | 30 MW       | Brandenburg            |
| 4   | Bitterfeld-Wolfen | 25 MW       | Sachsen-Anhalt         |

Der Elektrolysekorridor Ostdeutschland ist Teil des Verbundprojektes „doing hydrogen“, das die Errichtung eines Wasserstoff-Startnetzes in Ostdeutschland zum Ziel hat und Wasserstoffproduzenten, -Abnehmer sowie Pipeline- und Infrastrukturbetreiber miteinander vereint. Die Inbetriebnahme aller Projekte ist für Q3 2027 geplant und wird in Übereinstimmung mit allen Projektpartnern des Verbundprojektes abgestimmt.



**Abbildung 1: Elektrolysestandorte entlang der „doing hydrogen“ H2-Pipeline**

### PROJEKTSTANDORT IN MV

ENERTRAG beabsichtigt, in der Region Güstrow einen Elektrolyseur mit einer Leistung von 55 MW sowie eine Wasserstofftankstelle zu errichten und zu betreiben.

Um den Standort befinden sich bereits Windenergieanlagen im Bestand von ENERTRAG. Aus diesem Grund hat diese Entwicklung den Vorteil, dass sie auf die eigene Netzinfrastruktur (einschließlich Umspannwerk) von ENERTRAG zurückgreifen kann. Für die Wasserstoffproduktion im Rahmen des IPCEI ist die Erweiterung des Windparks sowie die Erschließung neuer Flächen anhand der ENERTRAG-Bestandsplanungen für Wind und PV-Parks möglich und geplant. ENERTRAG ist vertraut mit den Begebenheiten vor Ort und hat am Elektrolysestandort in Güstrow in Stakeholderworkshops bereits die lokalen Bedarfe und Synergieeffekte ermitteln können und ist mit den Behörden vor Ort in stetem Austausch.

### REGIONALE EINBINDUNG DES PROJEKTES UND BEDEUTUNG FÜR MECKLENBURG-VORPOMMERN

Die Errichtung eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 55 MW sowie einer Wasserstofftankstelle im Raum Güstrow bietet große Chancen für die Region sowie für ganz M-V. Mecklenburg-Vorpommern steht insgesamt vor der Herausforderung die großen Anteile Erneuerbaren Stroms (>200% des eigenen Bedarfs) auch für die weiteren Sektoren wie Wärme, Mobilität und Industrie nutzbar zu machen. Denn der Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch in Mecklenburg-Vorpommern liegt immer noch bei weniger als 20%. Ein leistungsstarker Elektrolyseur im Raum Güstrow kann in diesem Zusammenhang ein wichtiger Ausgangspunkt für die weitere Nutzung Erneuerbarer Energien durch grünen Wasserstoff in Mecklenburg-Vorpommern sein.

### ÜBERREGIONALE EINBINDUNG DES PROJEKTES

Das Leuchtturm-Projekt „Concrete Chemicals“ gilt als erster Meilenstein zur Dekarbonisierung der Zementindustrie.

Die starken Projektpartner aus Industrie und Forschung - darunter der globale Baustoffhersteller CEMEX; Sasol ecoFT, führend in der Entwicklung und Anwendung der Fischer-Tropsch Technologie und das erneuerbare Energien-Unternehmen ENERTRAG - ebnen durch die Umwandlung von 110.000t CO<sub>2</sub> in erneuerbare chemische Produkte und synthetische Kraftstoffe 35.000t PtL (Kerosin & Naphtha) den Weg hin zu einer klimaverträglicheren Zementproduktion.

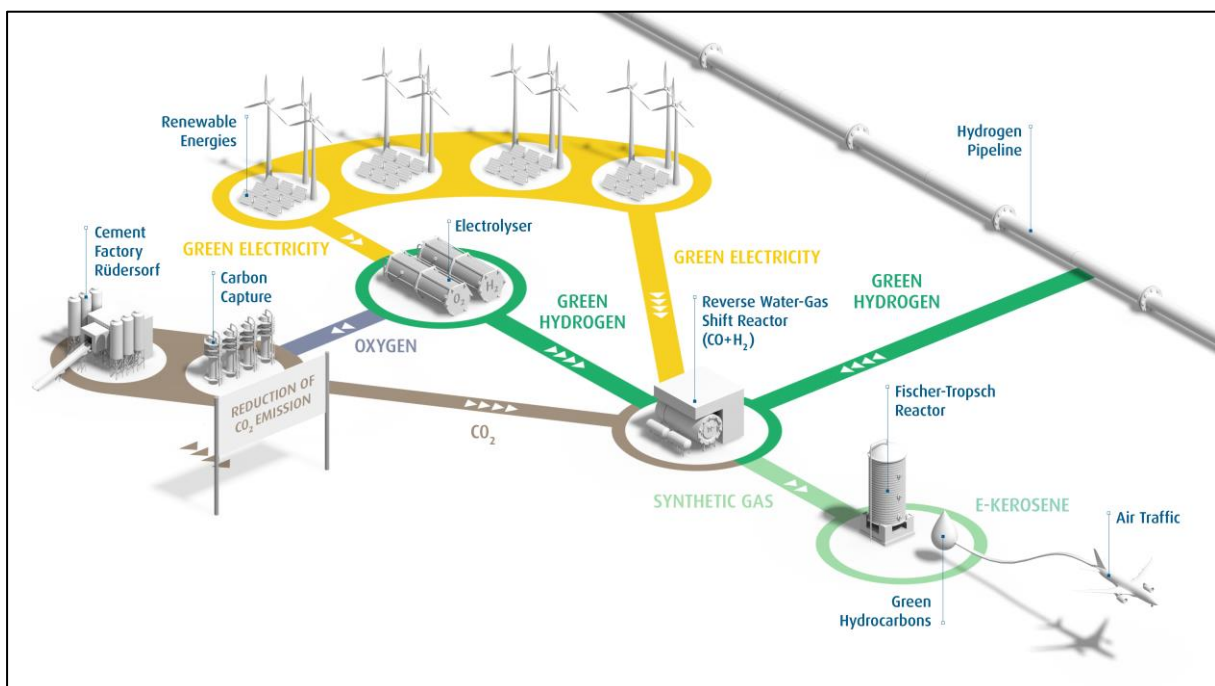


Abbildung 2: Leuchtturm-Projekt „Concrete Chemicals“

Die EU hat sich ambitionierte Ziele gesetzt, um die Herausforderungen des Klimawandels zu meistern: Bis 2050 streben Politik und Industrie eine klimaneutrale Wirtschaft an. Auch CEMEX verfolgt als Teil der Zementindustrie das ehrgeizige Ziel, seine CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren und bis spätestens 2050 klimaneutral zu sein.



Die Projektpartner haben sich zum Ziel gesetzt, hochinnovative und wiederverwertbare katalytische Materialsysteme zu entwickeln und einzusetzen, um die Produktion von grünen Kohlenwasserstoffen aus industriellen Abgas-Emissionen zu ermöglichen. Insbesondere die Verwertung von CO<sub>2</sub>, aber auch CO und H<sub>2</sub>, wird dafür sorgen, dass die Gesamteffizienz um 50 % im Vergleich zu bisherigen Verfahren gesteigert werden kann.

Darüber hinaus treibt das Konsortium die Entwicklung innovativer und durch erneuerbare Energien angetriebene katalytische Prozesse voran, um klimaneutrale Rohstoffe im industriellen Maßstab zu produzieren. So kann die Kosteneffizienz der Technologie demonstriert werden, während gleichzeitig weniger kritische Materialien zum Einsatz kommen.

### QUELLEN

- [1] <https://www.doinghydrogen.com/> Stand: 17.10.2022
- [2] <https://www.concrete-chemicals.eu/?lang=de> Stand: 17.10.2022

### EIN GUI FÜR OEMOF

*Theresa Reinhardt; Andreas Lubojanski; Christoph Schmidt; Viktor Wesselak*

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

#### ABSTRACT

Mit Energiesystemmodellen kann ein optimierter Anlagenpark zur Deckung von gegebenen Energiebedarfen ermittelt werden, um energiepolitische und energiewirtschaftliche Entscheidungen für die Zukunft zu treffen. Ein solches Modellierungswerkzeug zur Analyse von Energiesystemen ist das in Python implementierte und open-source-lizenzierte Tool oemof (open energy modelling framework) [1]. Für die Modellierung mit oemof ist es erforderlich, das Energiesystem in einem Python Script zu implementieren. Um Nutzer:innen ohne Programmierkenntnissen den Umgang mit oemof zu erleichtern, bedarf es einer grafischen Benutzeroberfläche. Idealerweise ist diese Anwendung webbasiert und der/die Nutzer:in kann sich im Browser - per Drag-and-Drop von Elementen – sein/ihr individuelles Energiesystemmodell zusammenstellen. Der Server verarbeitet dabei alle anlagenspezifischen Eingabeparameter und speichert sie in einer SQLite-Datenbank. Zum Starten der Optimierungsrechnung braucht es nur einen Buttonclick und die Simulationsergebnisse werden im Browserfenster zeitaufgelöst grafisch dargestellt. Dieser Beitrag gibt einen Einblick in den Aufbau der Webanwendung und erklärt ihre Funktionsweise an einem Beispiel.

#### 1. EINLEITUNG

Deutschland will schon 2045 Klimaneutralität erreichen. Dies hat die Bundesregierung im Klimaschutzgesetz von 2021 [4] so verankert und die Klimaschutzvorgaben verschärft. Klimaneutralität bedeutet, alle Treibhausgasemissionen so weit wie möglich zu reduzieren und Treibhausgas-Senken für unvermeidbare Emissionen zu schaffen. Ein Zwischenziel auf dem Weg dorthin ist die Emissionsminderung um mindestens 65 % (gegenüber 1990) für 2030. Diese tiefgreifende Transformation des gesamten Energiesystems muss in weniger als einem viertel Jahrhundert geleistet werden. Die Frage ist, wie die Transformation bei der Bereitstellung und Nutzung von Energie in Industrie, Verkehr und dem Gebäudesektor und der Umstieg auf eine erneuerbare Energieversorgung gelingen kann. Antworten auf diese Frage können mit Hilfe von Energiesystemmodellen abgeleitet werden. Sie helfen, ein optimales Zusammenspiel unterschiedlicher Technologien zu ermitteln. Eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) soll hierzu den Umgang mit dem Modellierungstool oemof vereinfachen.

#### 2. DIE SIMULATIONSUMGEBUNG OEMOF

Das Akronym oemof steht für *open energy modelling framework* und ist eine in Python implementierte open-source Simulationsumgebung für Energiesysteme. Sie wird von einem Entwicklerteam des Reiner Lemoine Instituts Berlin, der Hochschule Flensburg und der Uni Bremen weiterentwickelt. Das GUI wird auf Basis der oemof-Version 0.4.4 entwickelt. Oemof ist objektorientiert und setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo schreibt die LP (linear programming)-Datei, in der die vom Solver zu lösende Zielfunktion und die Nebenbedingungen stehen. Das Modell kann von verschiedenen Solvern optimiert werden (cbc, Gurobi oder Cplex). Unterstützt wird die Optimierung von ganzzahlig linearen und gemischtganzzahlig linearen Problemstellungen. Das oemof-Package solph stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung, welches blockweise aufgebaut ist.

So ist z.B. die Solarthermie ein Block und die Fernwärmelast ein anderer. Nachfolgend werden die wichtigsten Klassen kurz erläutert. Darüber hinaus verfügt solph noch über weitere Klassen.

Energiesysteme setzen sich vorrangig aus Quellen, Senken, Speichertechnologien, Umwandlungsstellen und Verbindungsleitungen zwischen diesen zusammen. Die wichtigsten Klassen sind daher:

- `Source()`
- `Sink()`
- `GenericStorage()`
- `Transformer()`
- `Bus()`

Jede Komponente ist mit mindestens einem Bus verbunden. Jeder Knoten im Programm wird mit einem Namen (label) eindeutig bezeichnet. Zu Beginn wird eine Instanz der Klasse `EnergySystem()` erzeugt, der als Parameter das zu simulierende Zeitintervall übergeben wird und der alle Objekte des Energiesystemmodells hinzugefügt werden.

Für Energiequellen, denen Einspeiseprofil, Nennleistung, Kosten und Haltezeiten (bei Kraftwerken) mit übergeben werden können, sieht solph die Klasse `Source()` vor. Eine Instanz der Klasse `Source()` hat einen Ausgang (outputs) und keinen Eingang. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als Energielieferanten sind insbesondere mit der Klasse `GenericCHP()` abbildbar. Dazu zählen Blockheizkraftwerke und Heizkraftwerke mit Gegendruckturbinen.

Die Klasse `sink()` repräsentiert das Verhalten von Verbrauchern. Einem Verbraucher können Lastprofil und Nennleistung zugeordnet werden; Kosten sind an der Stelle nicht notwendig, da Ziel der Optimierung die kostenoptimale Deckung der Last in jedem Zeitschritt ist. `Sink()` hat einen Input – das Dictionary `inputs` und keinen Ausgang. Der Schlüssel des Dictionarys ist der Quellbus, von dem die Senke ihre Energie bezieht. Der Wert ist der Aufruf der Klasse `Flow()`, der die gewünschten Eigenschaften des Energieflusses übergeben werden.

Die Klasse `GenericStorage()` bildet die charakteristischen Eigenschaften eines Energiespeichers ab. Eine Instanz der Klasse hat zunächst einmal zwei Attribute, die den Energiefluss in den Speicher (`inputs`) und aus dem Speicher (`outputs`) definieren. Die Nennkapazität (`nominal_storage_capacity`) kann fest vorgegeben oder vom Optimierer bestimmt werden. Die boolesche Variable `balanced` ist standardmäßig auf `True` gesetzt, was bedeutet, dass der Speicher am Ende wieder genauso voll ist, wie zu Beginn des Simulationszeitraums. Das `initial_storage_level` bestimmt den Füllstand des Speichers im ersten Zeitschritt. Die C-Rate, mit der der maximal in einem Zeitschritt entnehmbare Anteil der Kapazität festgelegt wird, fließt in die `invest_relation_output_capacity` ein. Die Eigenschaft wird in der Klasse mit der installierten, optimierten Nennkapazität multipliziert. Gleiches gilt für die `invest_relation_input_capacity`. Zudem können dem Objekt der Ein- und Auspeicherwirkungsgrad der Speichertechnologie (`inflow_conversion_factor/outflow_conversion_factor`) mit übergeben werden und auch eine Verlustrate (`loss_rate`), die den prozentualen Ladungsverlust zwischen zwei Zeitschritten beschreibt.

Zum Erstellen von Energiewandlern stellt die Klasse `Transformer()` sicher, dass die zu- und abfließenden Energiemengen unter Berücksichtigung des gewünschten Wirkungsgrades in einem Zeitschritt identisch sind. Eine Instanz dieser Klasse kann beliebig viele Ein- und Ausgänge haben.

Alle genannten Komponenten können mit Instanzen der Klasse `Bus()` zu einem Energiesystemmodell miteinander verknüpft werden. Ein Bus ist in oemof eine Sammelschiene, deren zu- und abfließende Energiemengen sich in jedem Zeitschritt ausgleichen.

Überdies ist allen Komponenten der Aufruf der Klasse `Flow()` gemeinsam. Mit `Flow()` können die

Eigenschaften des Energieflusses zwischen Komponenten vom Quell- und zum Zielbus oder nur unidirektional definiert werden. Hierzu können `Flow()` wahlweise u.a. die folgenden Parameter übergeben werden:

- `nominal_value`
- `min, max`
- `nonconvex`
- `summed_max`
- `fix`
- `investment`
- `variable_costs`

Der `nominal_value` ist die Nennleistung/installierte Leistung. `min` und `max` werden mit dem `nominal_value` multipliziert, so dass bspw. in Verbindung mit `nonconvex` zusätzlich eine Untergrenze für die Leistung eingeführt wird, bis zu der eine Anlage im Betrieb höchstens heruntergefahren werden kann. Die Klasse `NonConvex()` erzeugt hierzu eine binäre Statusvariable, die den Betriebszustand der Anlage beschreibt (an/aus). Das Attribut `nonconvex` kann auch verwendet werden, um minimale Betriebs- und Stillstandszeiten (`minimum_uptime, minimum_downtime`) von Kraftwerken anzugeben. Mit `summed_max` kann bspw. für die Biomasse eine Obergrenze der insgesamt umsetzbaren Energiemenge festgelegt werden, die dann wahlweise in Strom oder Wärme gewandelt wird. Dem Attribut `fix` ist eine Zeitreihe mit normierten Werten hinterlegt, welche die Volllaststunden (MWh/MW) von zum Beispiel Windenergieanlagen widerspiegelt. `nominal_value` und `fix` werden ebenfalls multipliziert. Das Ergebnis ist eine Zeitreihe von Energiemengen. An dieser Stelle sei noch angemerkt, dass oemof an sich einheitenlos arbeitet. Doch die Inputwerte sind einheitenbehaftet und deshalb ist bei der Modellierung auf die Konsistenz der verwendeten Einheiten vorzuzugreifen.

Um mit den Kosten der einzelnen Komponenten zu rechnen, gibt es in oemof zwei Möglichkeiten: `investment` und `variable_costs`. `investment` dient dazu, die Ausgaben für neue Kapazitäten einzukalkulieren, wohingegen `variable_costs` die Betriebskosten bestehender Anlagen bei der Optimierung der Gesamtkosten des Energiesystems berücksichtigt. Mit dem Investitionsmodell `investment` lässt sich die Nennleistung von Anlagen in oemof vom Optimierer ermitteln. Hierzu stellt die Bibliothek `tools` die Methode `annuity()` bereit, die die Berechnung einer Annuität erlaubt. Die Investitionskosten (Capex) in €/MW werden an `annuity()` zusammen mit der Abschreibungsdauer und einem Zinssatz übergeben. `annuity()` gibt die jährlichen Investitionskosten vom Datentyp `float` zurück. Die Betriebskosten (Opex) werden anteilig von den Gesamtinvestitionskosten berechnet. Die Summe der jährlichen Investitions- und Betriebskosten in €/MW wird anschließend dem Argument `ep_costs` (equivalent periodic costs) der Klasse `Investment()` übergeben. Darüber hinaus kann dem Investitionsmodell ein Minimum und ein Maximum der installierbaren Leistung vorgegeben werden.

Zur Ausgabe der Optimierungsergebnisse dienen die zwei Module `processing` und `views`. Die Variable `results` ist mit einem verschachtelten Dictionary belegt, das Ergebnisse zu allen Komponenten des Energiesystems enthält. Aus `results` lassen sich diese Informationen unter Angabe eines Labels extrahieren und Variablen zuweisen. `Strombus` ist beispielsweise ein Dictionary mit zwei Keys (`scalars, sequences`), in dem alle Komponenten gespeichert sind, die auf diesen Bus einspeisen oder von ihm Energie beziehen. `scalars` hat als Werte die installierten Leistungen bzw. Kapazitäten als Pandas Series und `sequences` die zeitaufgelösten Leistungsflüsse zwischen zwei Komponenten in Form eines Pandas DataFrames, den sog. Flow.

```
energysystem.results['main'] = solph.processing.results(model)

results = energysystem.results['main']

Strombus = solph.views.node(results, 'Strombus')
```

### 3. TECHNISCHE UMSETZUNG

Die Anwendung ist webbasiert. D.h. die grafische Benutzeroberfläche (GUI) läuft im Browser (Frontend) und die Nutzereingaben werden an einen Webserver übermittelt, der diese verarbeitet und einen Response zurückschickt (Backend).

#### 3.1 API (Application Programming Interface)

„InRetEnsys“ ist ein Python-Package, welches grundlegende Funktionalitäten für die weitere Entwicklung einer grafischen Oberfläche bereitstellt. Die Art und Weise ist ähnlich einer API, welche die Schnittstelle zwischen den Komponenten von solph und der grafischen Oberfläche darstellt.

Im Rahmen der Entwicklung wurde auf verschiedene Punkte geachtet, welche die Verwendung durch eine Bedienoberfläche vereinfachen. Hierzu zählen unter anderen die Einbettung einer automatischen Typverifizierung bei der Übergabe von Daten und der Bereitstellung eines Algorithmus zur Überführung der Konfigurationsdaten in ein simulierbares Energiesystem. Bei der Umsetzung der Nutzerdaten in ein Energiesystem wurde darauf geachtet, dass dennoch alle Freiheiten in der Konfiguration vorhanden und nutzbar sind. Diese Freiheiten umfassen alle nötigen Möglichkeiten für die Simulation von Energiesystemen, welche von solph bereitgestellt werden, zum Beispiel die große Vielfältigkeit und Umsetzung der „constraints“.

Ebenfalls ist anzumerken, dass dieses Package keine Auswertungen über das zu simulierende Energiesystem anstellt. Dem/der Nutzer:in werden aber alle Ergebnisse in einer wieder einlesbaren Datei zur Verfügung gestellt.

Abschließend ist das Package „InRetEnsys“ ein Grundbaustein für die weitere Entwicklung einer grafischen Oberfläche zur Vereinfachung der Erstellung, Parametrisierung und Berechnung von Energiesystemen.

#### 3.2 Frontend und Backend

Über das Frontend (Abbildung 1) kann der/die Anwender:in die Daten für sein/ihr Energiesystemmodell eingeben. Hierzu öffnet sich beim Doppelklicken auf die Drag-and-Drop-Windows der GUI ein entsprechendes Modal (Pop-up-Window), in welches der/die Nutzer:in seine/ihre anlagenspezifischen Parameter in die dafür vorgesehenen Felder eintragen kann. Diese Web Forms sind mit Flask-WTF realisiert. WTFForms ist ebenfalls eine Python-Bibliothek, die die Web Form rendert und u. a. eine umfangreiche Datenvalidierung bietet. Flask ist ein Framework zum Programmieren von Webanwendungen mit Python. Die Formulardaten werden beim Submit via AJAX (Asynchronous JavaScript and Xml)-Request ans Backend geschickt, so dass nicht die gesamte Webpage neu geladen wird. Die Drag-and-Drop-Windows können – wie der Name schon sagt – beliebig im Browser mit dem Mauszeiger hin- und hergezogen und ihre Endpoints mit einem Bus-Objekt verknüpft werden. Die Verknüpfung steht stellvertretend für den Energiefluss zwischen den Knoten des Systems, wobei Energiemengen bilanziert werden. Natürlich ist es auch möglich, weitere Drag-and-Drop-Windows per Button-Click zu erzeugen.

Im Backend nimmt Flask den Userinput in Empfang, verarbeitet den Request des Clients und kommuniziert über die API mit dem Framework oemof. Außerdem gehört zum Backend eine SQLite-Datenbank, in der alle Bestandteile des Modells und ihre Eigenschaften abgelegt sind. Die Interaktion mit der Datenbank erfolgt mittels dem SQL-Toolkit SQLAlchemy, wodurch Datenbankbefehle in Python formuliert werden können anstatt direkt SQL zu schreiben.

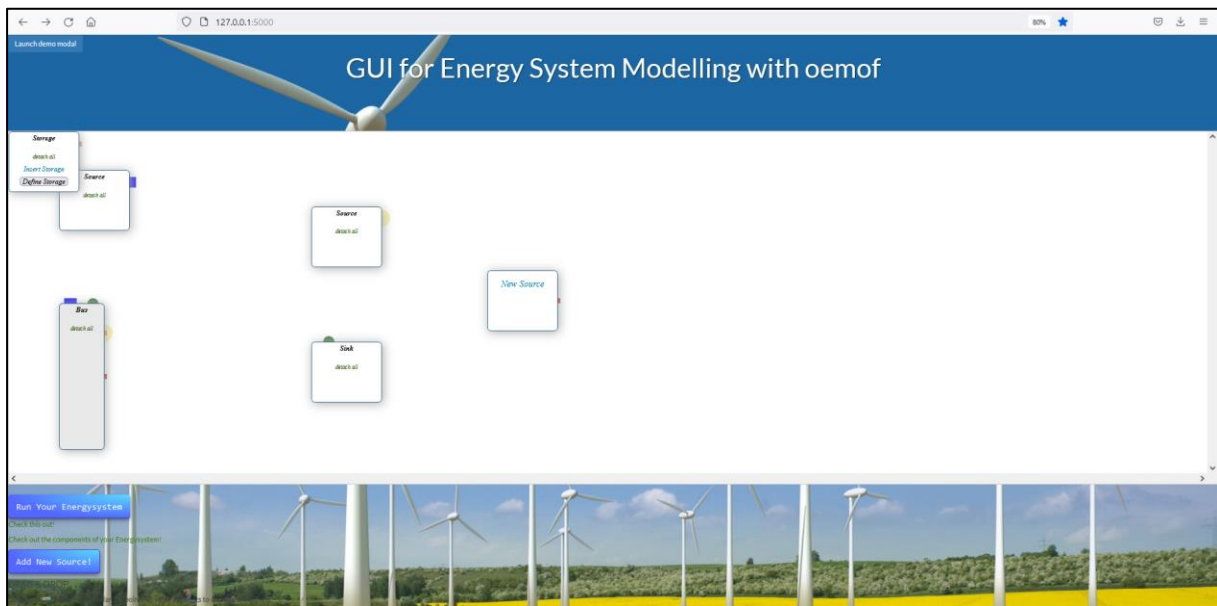


Abbildung 1: Frontend (Ansicht im Webbrowser) [3]

#### 4. ANWENDUNGSBEISPIEL

Die Funktionsweise des Webinterfaces wird im Folgenden nun exemplarisch an einem minimalistischen Energiesystemmodell erklärt, welches sich aus 5 Komponenten zusammensetzt: Windeinspeisung, Stromimport, Speicher, Stromlast und Busleitung. Die Eingangsparameter für dieses Beispiel sind dem Thüringen Modell [2] entnommen und gelten für das Jahr 2050. Simuliert wird ein Kalenderjahr in stündlicher Auflösung.

##### 4.1 Implementierung im Browser

Für die Definition eines Bus-Objektes genügt die Angabe eines selbstgewählten Labels, welches in das Modal einzutragen ist. Da es sich bei der Verbindungsleitung um eine elektrische handelt, wird sie "Strombus" genannt. Ein Klick auf den Submit-Button übermittelt die Daten zum Server.

Per Doppel-Klick auf ein Drag-and-Drop-Window der Klasse `Source()` öffnet sich ebenfalls ein Modal (Abbildung 2), in das der/die Nutzer:in seine/ihre Parameter für die Windkraftanlage schreiben kann. In das erste Inputfeld ist wieder das gewünschte Label einzutragen ("Windkraft") und der/die Nutzer:in kann ein Einspeiseprofil in Form einer csv-Datei hochladen (normiert in MWh/MW<sub>p</sub>). Der File Upload wird validiert. Die Nennleistung soll in diesem Fall nicht mit dem Range-Slider vorgegeben, sondern mit dem Investitionsmodell vom Optimierer bestimmt werden. Daher wird ein Häkchen in die Check-Box vom "Investment" gesetzt, wodurch sich Eingabefelder öffnen, in die nun die Werte für Capex, Opex, Amortisierungszeit und Zinssatz sowie eine maximal zubaubare Leistung eingetragen werden (siehe Tabelle 1). Alle anderen Eingabefelder können frei gelassen werden (lediglich ein eindeutiges Label ist erforderlich, ohne das ein Submit nicht möglich wäre). Mit einem Klick auf den Submit-Button werden die Daten versendet und zunächst in einer Datenbank-Tabelle gespeichert. Serverseitig werden aus den Investment-Angaben die equivalent periodic costs mit der Funktion `annuity()` berechnet.

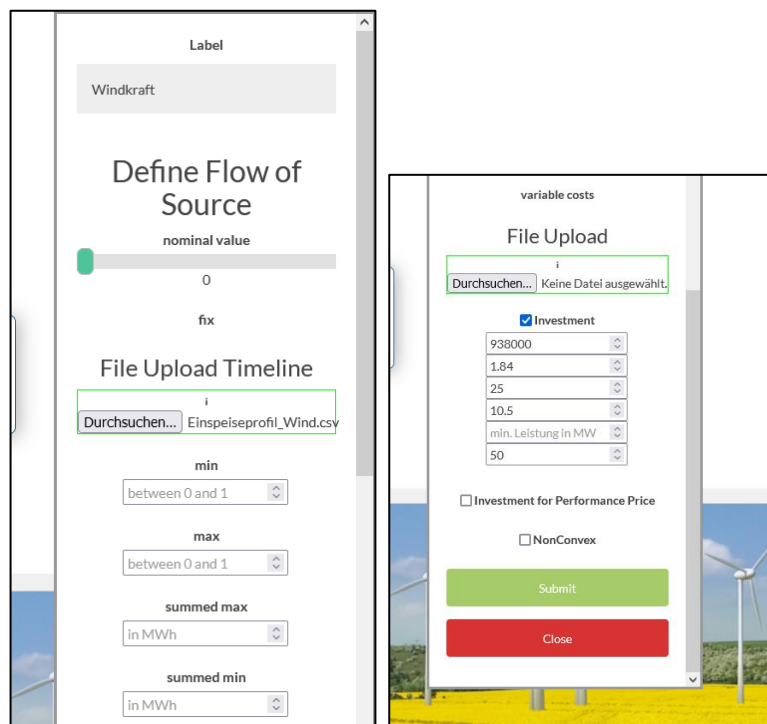


Abbildung 2: Ausgefülltes Modal für Energiequellen

Das Label erscheint dann automatisch auf dem Drag-and-Drop-Element und Windkraft und Strombus können durch Ziehen des gelben Endpoints (in Fließrichtung der Energie) miteinander verbunden werden (Abbildung 3).

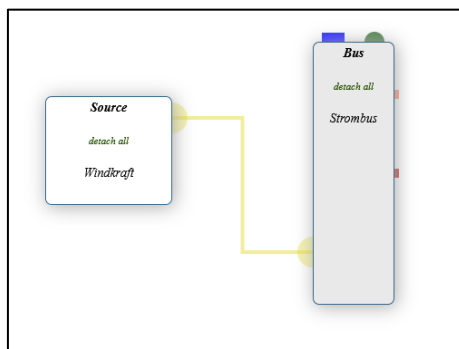


Abbildung 3: Verbindung zwischen Quelle und Bus-Objekt

Die Energiequelle "Stromimport" erhält neben ihrem Label eine Preiszeitreihe, die vom Nutzer wieder als csv-Datei hochgeladen werden kann. Die Preiszeitreihe ist hier mit der Windeinspeisung korreliert und gibt an, wie viel Euro für eine Megawattstunde Strom am Markt in jeder Stunde des Jahres zu zahlen sind. Darüber hinaus können ein Leistungspreis (153.030 €/MW) sowie eine maximale Bezugsleistung angegeben werden (Abbildung 4).

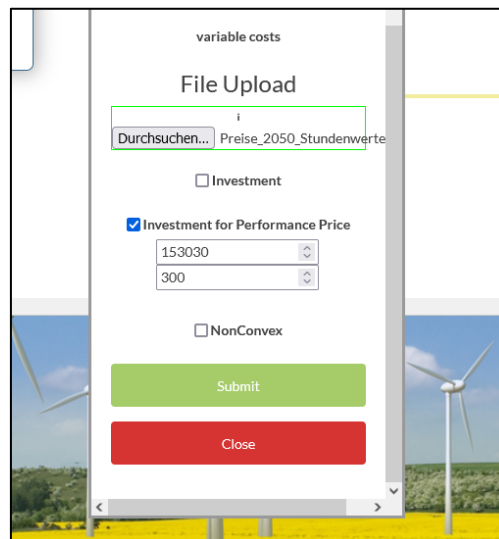


Abbildung 4: Ausgefülltes Modal für Stromimport mit Angabe des Leistungspreises

Auch die Parameter für den Lithium-Ionen-Speicher (siehe Tabelle 1) können in ein Pop-up-Window eingetragen werden. Der Speicher soll zu Beginn und am Ende des Simulationszeitraums halb voll sein (`initial_storage_level = 0.5`). Dem `Flow()` werden keine Restriktionen auferlegt. Weiterhin hat der Speicher ein C-Rate von 1 und seine optimale Kapazität soll mit Hilfe des Investitionsmodells berechnet werden (Abbildung 5). Das Drag-and-Drop-Element des Speichers hat zwei Endpoints, die mit dem Strombus verbunden werden: Ein- und Ausspeicherung.

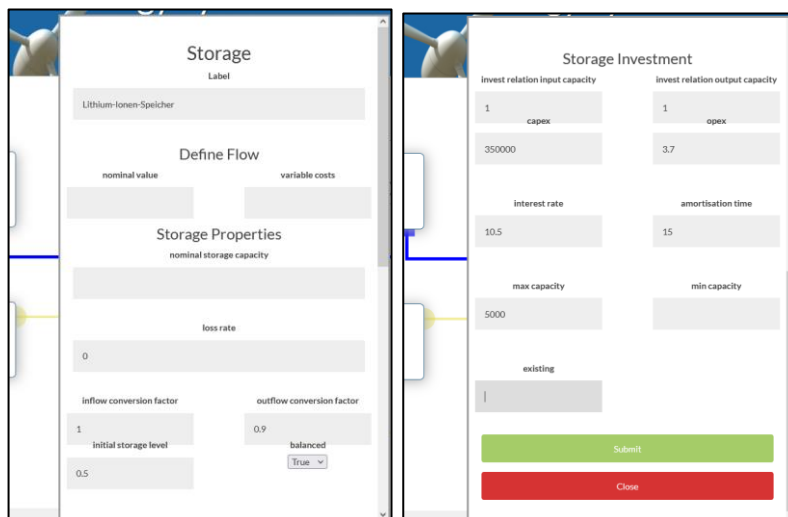


Abbildung 5: Ausgefülltes Modal für Energiespeicher

Die Stromlast kann durch einen Doppelklick auf ein Drag-and-Drop-Window der Klasse `Sink()` definiert werden. Über die Web Form kann der/die Nutzer:in ein Lastprofil hochladen, dessen Werte dann dem Attribut `fix` übergeben werden. Da es sich bei dem Profil bereits um Energiemengen (in MWh) handelt, ist der `nominal_value` auf eins gesetzt (Abbildung 6).



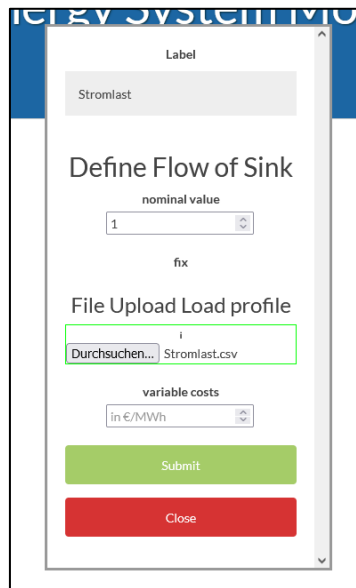


Abbildung 6: Ausgefülltes Modal für Senken

Sind alle 5 Komponenten fertig definiert und verbunden, so sieht das Energiesystemmodell wie folgt aus:

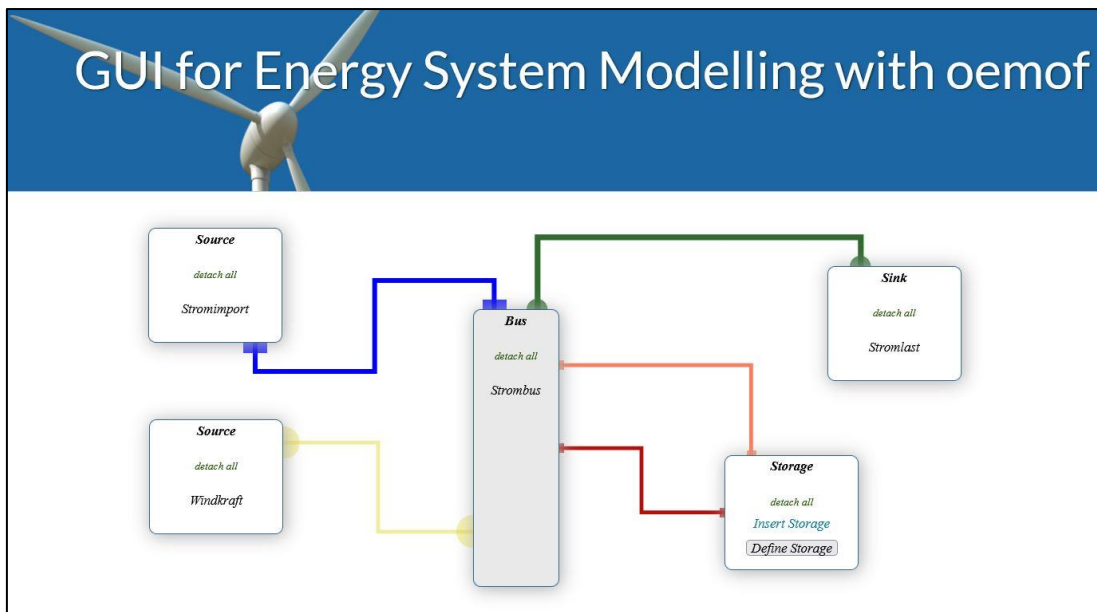


Abbildung 7: Konfiguriertes Energiesystemmodell

**Tab. 1: Parameter Lithium-Ionen-Speicher und Windkraftanlage**

| Parameter               | Speicher        | Windkraft        |
|-------------------------|-----------------|------------------|
| CAPEX                   | 350.000 €/MWh   | 938.000 €/MW     |
| OPEX                    | 3,7 % von CAPEX | 1,84 % von CAPEX |
| Amortisierungszeit      | 15 a            | 25 a             |
| Zinssatz                | 10,5 %          |                  |
| Max. Kapazität/Leistung | 5000 MWh        | 50 MW            |
| Anfangsspeicherlevel    | 0,5             | -                |
| Einspeicherwirkungsgrad | 1               | -                |
| Ausspeicherwirkungsgrad | 0,9             | -                |
| C-Rate                  | 1               | -                |
| Verlustrate             | 0               | -                |

#### 4.2 Editieren von Komponenten

Über einen Link gelangt der/die Nutzer:in zu einer Subpage, die die Komponenten des Modells und deren Eigenschaften tabellarisch übersichtlich auflistet. Durch Klicken auf einen weiteren Link in der Tabelle ("Edit Source") öffnet sich erneut eine WTF-Web Form, deren vorausgefüllte Werte (aus der Datenbank) der/die Nutzer:in bei Bedarf ändern und submitten kann. So kann zum Beispiel die maximal zubaubare Windleistung erhöht werden. Eine erfolgreiche Aktualisierung des Parametersatzes wird daraufhin angezeigt (Abbildung 8).

The screenshot shows a web browser window with the URL 127.0.0.1:5000/dbcontent. The page is titled "Parameter Sources" and contains a table with columns: Label, Nominal value, Feed-in profile, min, max, summed max, summed min, variable costs, epc, max Power, min Power, and Output bus. The "max Power" value for "Windkraft" is 60.0, which is highlighted with an orange box. An "Edit Source" link is also highlighted with an orange box. Below this, the "Parameter Storages" section shows a table with columns: Label, Nominal value, variable costs, initial storage level, balanced, nominal storage capacity, loss rate, inflow conversion factor, outflow conversion factor, capex, max capacity, min capacity, Input bus, and Output bus. The "Lithium-Ionen-Speicher" row shows a "max capacity" of 5000.0. At the bottom, a green notification bar with a close button (X) states "Source has been updated successfully!".

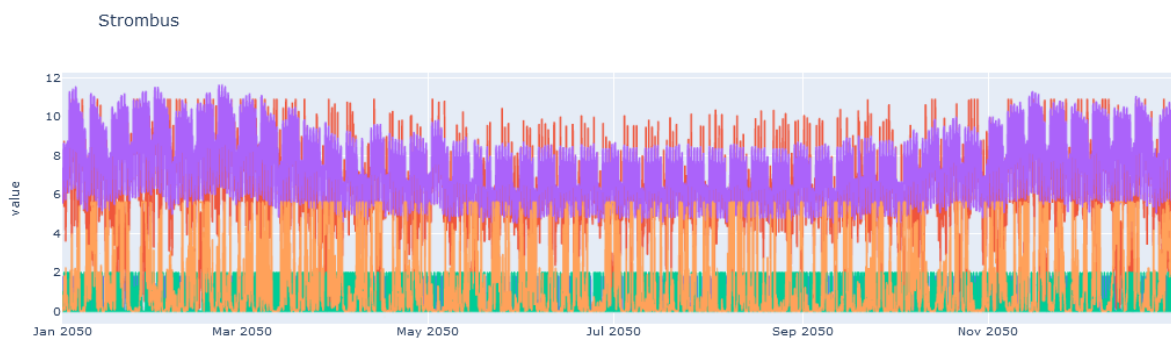
**Abbildung 8: Parametersätze der Komponenten des Modells (Ausschnitt)**

### 4.3 Simulation und Auswertung

Die Simulation kann unkompliziert über einen Button gestartet werden. Zunächst werden dann aus allen Datenbankeinträgen oemof-Objekte generiert und dem Energiesystem hinzugefügt. Danach beginnt die Optimierungsrechnung. Ist diese erfolgreich zum Ende gekommen, erscheint eine Meldung auf der Webpage. Außerdem wird für jeden Knoten des Modells nach Beendigung der Rechnung eine csv-Datei erstellt, die die zeitaufgelösten Energieflüsse (*sequences*) enthält und ggf. auch eine mit den scalar-Werten, so dass dem/der Nutzer:in die Simulationsergebnisse für detaillierte Analysen zur Verfügung stehen. Für einen ersten Einblick werden bereits auf einer Subpage die Energieflüsse des Strombusses in einer zoombaren Graphik dargestellt (Abbildung 9).

### Simulation Results

[Return to index page](#)



**Abbildung 9: Zeitaufgelöster Energiefluss des Strombusses**

## 5. WEITERES VORGEHEN

Das Institut für Regenerative Energietechnik plant eine Veröffentlichung des GUI im nächsten Jahr unter einer Open-Source-Lizenz und ist offen für eine Zusammenarbeit mit anderen Entwicklern.

## 6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Open energy modeling framework. A modular open source framework to model energy supply systems. <https://reiner-lemoine-institut.de/oemof/> (19.07.2022)
- [2] in.RET (Hg.). (2021). So geht's - wie Thüringen klimaneutral wird. Nordhausen.
- [3] Umweltbundesamt, „Lärm von Windenergieanlagen“, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/nachbarschaftslaerm-laerm-von-anlagen/laerm-von-windenergieanlagen> (16.08.2022)
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV): Bundes-Klimaschutzgesetz, Berlin, 2021

## KLIMANEUTRALES STADTQUARTIER – NEUE WESTSTADT ESSLINGEN

*Frank Richter<sup>1</sup>, Felix Mayer<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Haas Engineering GmbH & Co. KG, Gundelfingen

<sup>2</sup>Green Hydrogen Esslingen GmbH, Esslingen am Neckar

### ABSTRACT

Ein Trend, der sich im Zuge der Energiewende vollzieht, ist die Dezentralisierung der Energieerzeugung. In urbanen Gebieten kommen überwiegend Photovoltaikanlagen zum Einsatz, die auf Dächern und Fassaden montiert zur Stromversorgung von Häusern und ganzen Quartieren beitragen und bei Überproduktion in das Stromnetz einspeisen können.

Einen Schritt weiter bezüglich der Sektorenkopplung geht das innovative Projekt "Klimaquartier Neue Weststadt Esslingen". Hier wird neben der regenerativen Stromproduktion über Photovoltaik auch Wasserstoff durch zwei alkalische Elektrolyseure mit einer elektrischen Leistung von 1 MW<sub>el</sub> produziert. Das Wasserstoffgas besitzt eine Speicherfunktion für Erzeugungsspitzen der lokalen Photovoltaik, aber auch überregionaler Stromspitzen von Erneuerbaren Energien, und kann über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) rückverstromt sowie in das regionale Erdgasnetz eingespeist werden. Die Abwärme von Elektrolyse und BHKW wird direkt im Quartier für Heizzwecke und die Warmwasserbereitung genutzt.

Die Anlagensteuerung ist zusätzlich mit einer aufgesetzten intelligenten Steuerung versehen, die anhand von prognostizierten Wetterdaten, dem zu erwartenden Strom- und Wärmebedarf und dem aktuellen Strompreis an der Börse die optimale Anlagenfahrweise wählt.

### 1. EINLEITUNG

In Zeiten klimatischer und energiepolitischer Krisen rückt die Versorgung aus heimischen, regenerativen Quellen verstärkt in den Vordergrund. Die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergie stellt dabei in Deutschland den größten Zuwachs dar und dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren verstärkt fortsetzen. Die derzeitig angespannte Lage in den nationalen Gasspeichern macht aber vor allem deutlich, dass eine Kopplung der einzelnen Sektoren unabdingbar wird. Insbesondere in der Industrie wird neben Strom eine enorme Menge Gas für thermische Umsetzungsverfahren und zur Beheizung benötigt. Eine Technologie, die hier eine Brücke zwischen regenerativer Stromerzeugung und nachhaltiger Gasversorgung schlagen kann, ist die elektrolytische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Das Wasserstoffgas lässt sich durch den Einsatz von Wind- und Solarkraft nachhaltig erzeugen und als Grundstoff für die Industrie, Energiespeicher sowie als Energieträger für Mobilitätsanwendungen einsetzen.

Die Dezentralisierung der Energieversorgung ist ein weiterer Punkt, der sich in den kommenden Jahren verstärken wird, da Großkraftwerke zunehmend durch Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (PV) ersetzt werden, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen. In städtischen Siedlungsgebieten werden verstärkt Photovoltaik-Module auf Dächern und Fassaden installiert und decken zu einem Großteil den Strombedarf der Bewohner. In Spitzenzeiten kann darüber hinaus eine Einspeisung in das Stromnetz stattfinden.

Im innovativen Projekt "Klimaquartier Neue Weststadt Esslingen" werden beide Trends kombiniert und durch eine intelligente Verschaltung und Steuerung effizient zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs genutzt. Dabei wurden mehrere Blöcke des neuerrichteten Quartiers sowie die

ansässige Hochschule eingebunden und mit Photovoltaik-Anlagen ausgestattet. Der erzeugte Strom wird zusätzlich in Elektrolyseuren für die Spaltung von Wasser in Wasserstoff- und Sauerstoffgas verwendet. Der Wasserstoff steht dann für vielfältige Anwendungen zur Verfügung. Durch Nutzung der Abwärme des Elektrolyseprozesses und bei der Rückverstromung in Blockheizkraftwerken (BHKW) im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird auch der größte Teil des Wärmebedarfs gedeckt. Das Projekt wird durch die Bundesministerien für Wirtschaft und Klimaschutz sowie für Bildung und Forschung gefördert und dient als Forschungsprojekt zum Einsatz von Elektrolyseuren in urbanen Gebieten. Am vielfach ausgezeichneten Gesamtprojekt sind über 13 Partner aus Industrie, Forschung, Energieversorgung und Mobilität beteiligt.

### 2. DAS QUARTIER „NEUE WESTSTADT ESSLINGEN“

Auf dem ehemaligen Güterbahnhofsgelände im Westen der Stadt Esslingen wurden in mehreren Blöcken ca. 480 Wohnungen, Büro- und Gewerbeflächen sowie ein Neubau der Hochschule errichtet. Dabei wurde das energie- und klimapolitische Ziel der Bundesregierung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 beispielhaft umgesetzt. Das Quartier ist in die Blöcke A bis E sowie dem Hochschulneubau unterteilt. Alle Blöcke sind mit PV-Modulen ausgestattet (siehe **Abbildung 1**) und können bei Bedarf Strom aus dem Netz beziehen. Darüber hinaus sind in den Blöcken B und C jeweils BHKW und Gasspitzenlastkessel integriert, die mit Ökogas betrieben werden. Der Block D umfasst auch die Energiezentrale mit den Elektrolyseuren, dem Wasserstoffpufferspeicher, einem BHKW für den bivalenten Betrieb mit Erdgas oder 100 % Wasserstoff, einem Gasspitzenlastkessel sowie die benötigte Anlagentechnik zur Aufnahme und Verteilung der Abwärme aus dem Elektrolyseprozess. Die Energiezentrale, ist unterirdisch neben dem eigentlichen Block D errichtet und baulich von den Wohneinheiten getrennt. Die Energiezentrale versorgt die Blöcke D, E und den Hochschulneubau mit Nahwärme. Nachfolgend sind die Daten der Blöcke in **Tabelle 1** aufgeführt.



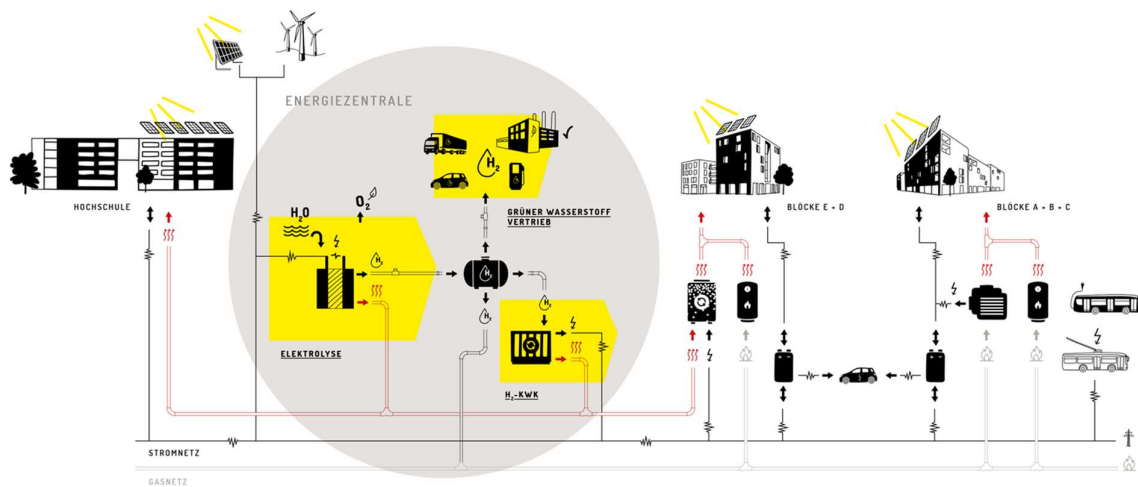
**Abbildung 1: Blöcke B und C mit sichtbaren PV-Modulen Quelle: Green Hydrogen Esslingen GmbH, Maximilian Kamps, Agentur Blumberg GmbH**

Tabelle 1: Daten der Blöcke im Quartier

| Block | Größe   | Wärmetechnik  | PV-Leistung  | Besonderheit  |
|-------|---|---|--|---|
| A     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• In Planung</li> </ul>  |   |  |   |
| B     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 123 Wohneinheiten</li> <li>• 9.300 m<sup>2</sup> Netto-Raumfläche</li> <li>• 85 % Wohnanteil</li> </ul>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW (Ökogas) 70 kW<sub>el</sub>; 109 kW<sub>th</sub></li> <li>• Gasspitzenlastkessel (Ökogas) 640 kW<sub>th</sub></li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 248 kW<sub>p</sub></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umsetzung Nutzerinterface für die Bewohner</li> <li>• Betrieb durch Fa. Polarstern (Mietstrommodell, Direktvermarktung)</li> </ul>   |
| C     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 128 Wohneinheiten</li> <li>• 9.600 m<sup>2</sup> Netto-Raumfläche</li> <li>• 90 % Wohnanteil</li> </ul>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW (Ökogas) 50 kW<sub>el</sub>; 89 kW<sub>th</sub></li> <li>• Gasspitzenlastkessel (Ökogas) 500 kW<sub>th</sub></li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 180 kW<sub>p</sub></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umsetzung Nutzerinterface für die Bewohner</li> <li>• Betrieb durch Fa. Polarstern (Mietstrommodell, Direktvermarktung)</li> </ul>   |
| D     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 166 Wohneinheiten</li> <li>• 13.000 m<sup>2</sup> Netto-Raumfläche</li> <li>• 82 % Wohnanteil</li> </ul>                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrolyseur 1 MW<sub>el</sub>; 250 kW<sub>th</sub></li> <li>• BHKW (Ökogas und H<sub>2</sub>)<br/>Ökogas: 250 kW<sub>el</sub>; 310 kW<sub>th</sub><br/>H<sub>2</sub>: 120 kW<sub>el</sub>; 138 kW<sub>th</sub></li> <li>• Gasspitzenlastkessel (Ökogas) 1.200 kW<sub>th</sub></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 329 kW<sub>p</sub></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umsetzung Nutzerinterface für die Bewohner</li> <li>• Wärmeversorgung Nahwärme der Blöcke D, E und der Hochschule</li> <li>• Betrieb durch Fa. Polarstern und GHE</li> </ul> |
| E     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• In Planung</li> <li>• Ca. 12 Geschosse</li> <li>• 7.000 m<sup>2</sup> Brutto-Grundfläche</li> <li>• 100 % Gewerbe</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nahwärme, siehe D</li> </ul>   |  |   |

### 3. ENERGIE- UND ANLAGENKONZEPT

Das Energiekonzept sieht eine möglichst große Erzeugung von Strom über die installierten PV-Module vor. Bei Bedarf wird regenerativ erzeugter Strom aus dem Netz entnommen. Es wird ein besonderes Augenmerk auf den netzdienlichen Betrieb der Anlage gelegt. Bei Überproduktion kann eine Einspeisung des Stroms ins Netz erfolgen oder in den beiden alkalischen Elektrolyseuren (elektrische Anschlussleistung von insg. 1 MW) Wasserstoffgas bei einem Druck von 11 bara erzeugt werden. Das Wasserstoffgas kann anschließend in einem 34 m<sup>3</sup> großen Speicher (entspricht rund 30 kg Wasserstoff) zwischengespeichert werden und zeitversetzt bei Bedarf im BHKW rückverstromt werden. Darüber hinaus gibt es eine Verbindung zu einer Einspeisestation der örtlichen Stadtwerke, durch Wasserstoff in das Erdgasnetz bis zu einem Anteil von 2,5 Vol.-% eingespeist werden kann. Die entstehende Abwärme aus dem Elektrolyseprozess sowie aus dem BHKW wird zur Versorgung des Nahwärmebedarfs des Quartiers und des Hochschulneubaus verwendet (siehe **Abbildung 2**). Dabei übernimmt eine intelligente Steuerung den Betrieb der Anlage und steuert mit Hilfe von Echtzeitdaten zu Strom- und Wärmeverbrauch sowie durch prognostizierte Werte zu Verbrauch, PV-Stromproduktion und Wetterdaten die Anlagenfahrweise.



**Abbildung 2: Verfahrensschema und Einbindung in das Energiesystem – Quelle: Green Hydrogen Esslingen GmbH, Agentur Blumberg GmbH**

### 3.1 Anlagenbestandteile

Das Power-to-Gas-Verfahren zur Wasserstoff-Erzeugung aus erneuerbarem Strom basiert auf der Kombination von bekannten verfahrenstechnischen Komponenten unterschiedlichen Reifegrades und industrieller Verfügbarkeit. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Wasser-Elektrolyse, die erforderliche Gasaufbereitung sowie die Leistungselektronik zur Gleichstrom-Bereitstellung für den Elektrolyseprozess. Die Anlage ist modular aufgebaut und in der Gesamtübersicht als Blockfließbild in **Abbildung 5** dargestellt.

Der Aufbau wird ist folgende Module gegliedert:

- Wasserstoff-Bereitstellung mit alkalischer Elektrolyse – **Abbildung 3** – 2x 500 kW<sub>el</sub>; 11 bara
- Wasseraufbereitungsanlage
- Wasserstoffreinigung in der Elektrolyse
- Gaseinspeisestelle für Stickstoff-Inertisierung
- Produktgasüberwachung
- Betriebs-Abblaseleitung Sauerstoff
- Sicherheits-Abblaseleitung Wasserstoff
- Wasserstoffspeicher – **Abbildung 4** – 34 m<sup>3</sup>; PN 16; 30 kg<sub>H2</sub>
- Bivalentes BHKW – CH<sub>4</sub>: 200 kW<sub>el</sub>; 250 kW<sub>th</sub> – H<sub>2</sub>: 170 kW<sub>el</sub>; 200 kW<sub>th</sub>
- Rückkühler auf Gebäudeblock D



**Abbildung 3: Die zwei 500 kW<sub>el</sub> alkalischen Elektrolyseeinheiten – Quelle Green Hydrogen Esslingen GmbH**



**Abbildung 4: Einbringung Wasserstoffspeicher – Quelle Green Hydrogen Esslingen GmbH, Maximilian Kamps, Agentur Blumberg GmbH**



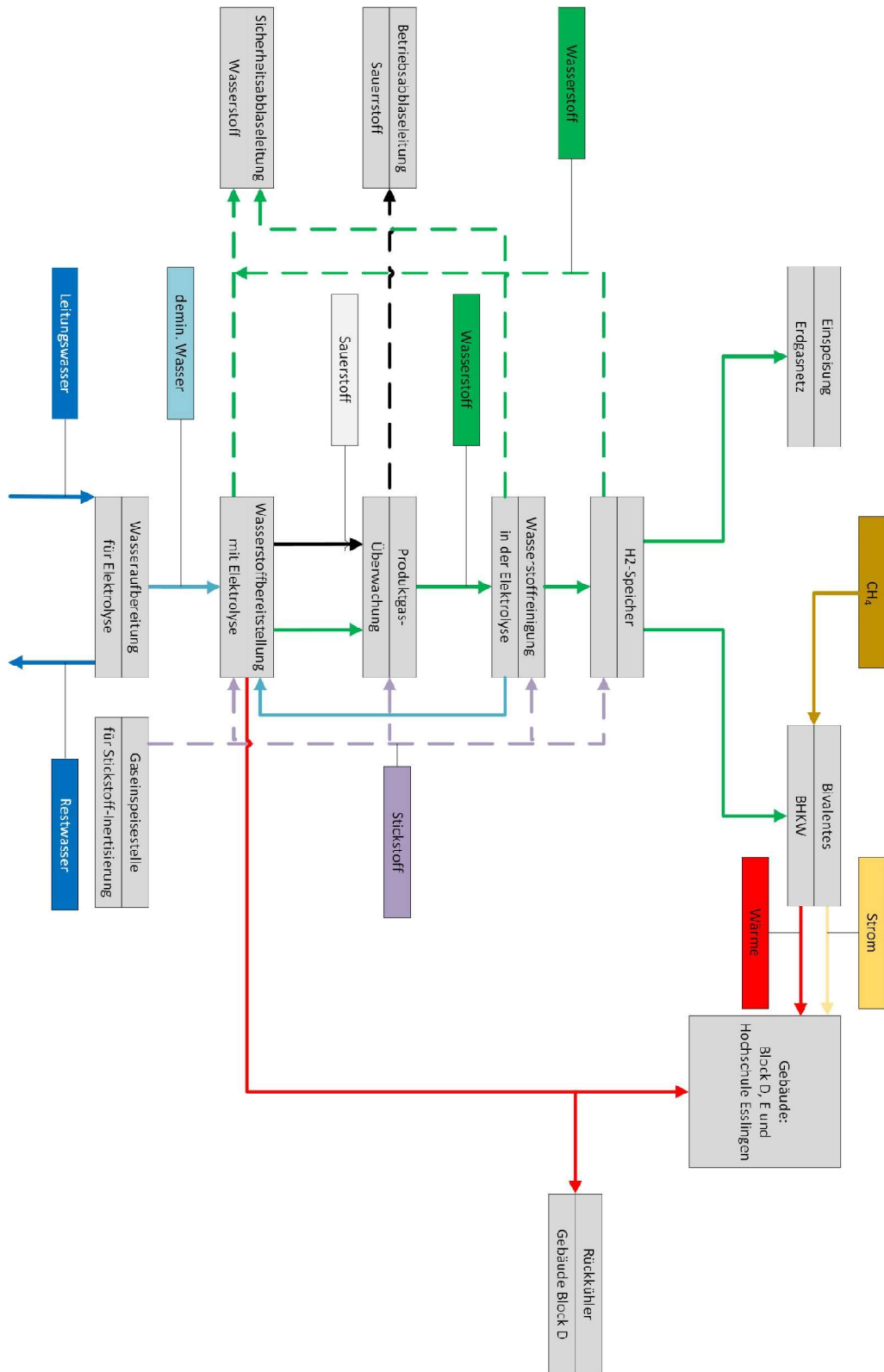


Abbildung 5: Blockschaubild der H<sub>2</sub>-Anlagenbestandteile in der Energiezentrale – Quelle Haas Engineering GmbH & Co. KG in Anlehnung an Green Hydrogen Esslingen GmbH

### 3.2 Sicherheit, Überwachung

Wasserstoff ist ein Gas, dass in einem weiten Volumenbereich mit Luft explosionsfähige Gemische bildet. Darum wurde bei der Planung und bei dem Genehmigungsverfahren der Anlage ein Hauptaugenmerk auf die Sicherheit gelegt. Es werden für die Anlage, wo aus Sicherheitsgründen notwendig, zertifizierte, eigensichere Geräte und Komponenten eingesetzt. Die Auslegung von Sicherheitskreisläufen der Elektrolyseanlage erfolgte mit entsprechender Gefährdungsbeurteilung. Das resultierende Sicherheitskonzept verwendet die SIL-Kategorisierung („safety integrity level“), die eine Ausfallsicherheit der relevanten Mess- und Steuerelemente garantiert. In allen Bereichen der Anlage sind Notausschalter angebracht, die die Anlage und ihre Module stromlos schalten. Im Notaus-Fall werden zusätzlich die Module durch Ventilkombinationen verfahrenstechnisch getrennt und unter Druck stehende Anlagenkomponenten entspannt. Sicherheitsrelevante Funktionen (z.B. Not-Aus, Gasalarme) sind ausschließlich mit geprüften und zugelassenen Schaltgeräten realisiert, damit auch bei Störung einzelner Geräte ein sicheres Abfahren der Anlage und aller Module möglich ist.

### 3.3 Intelligente Anlagensteuerung

Neben der Steuerung der grundlegenden Anlagenfahrweisen der einzelnen Anlagenteile (Feldebene) sowie einer separaten Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) für die Sicherheitsfunktionen verfügt das Quartier über eine gesamtübergreifende Steuerung mit 3 zusätzlichen Ebenen. Diese sind in **Abbildung 6** grafisch dargestellt.

Als Fundament stellt die Ebene 1 dabei das Basisregelkonzept dar und gewährleistet die Versorgungssicherheit. Die Basisregelung umfasst den Betrieb der Pumpen und Ventilsteuerung der Hydraulik sowie das Wärmespeichermanagement. Zusätzlich fungiert die Ebene als Back-Up im Falle eines Ausfalls der Ebene 2 und dient hierbei der Versorgungssicherheit durch Überwachung der Speichertemperaturen sowie den Betrieb der Spitzenlastgaskessel.

Die Ebene 2 vernetzt sämtliche Komponenten im Quartier zu einer Einheit, dem Smart Grid. Die Regelung erfolgt anhand von aktuellen Bedarfswerten. Sie ist der Ebene 1 übergeordnet und unabhängig von dieser. Kommunizierende Regelschleifen ermöglichen ein quartierinternes optimiertes Lastmanagement. Das EMS kann dabei eigenständig alle Anlagenbestandteile steuern und überwachen.

Die oberste Ebene 3 stellt die intelligente Steuerung dar. Es werden eigene Prognosen erstellt, beispielsweise zum Wärme- oder Strombedarf der Nutzer. Zudem werden externe Prognosen bezogen, z.B. zum Strommarkt. Mit diesen Daten werden Fahrpläne für die einzelnen Komponenten erstellt. Diese werden gehandelt und auch an die Ebene 2 für die Anlagensteuerung übergeben. Der Optimierer arbeitet mit künstlicher Intelligenz und läuft vollautomatisiert. Der Gesamtanlagenbetrieb wird in einem ausführlichen Monitoring untersucht.

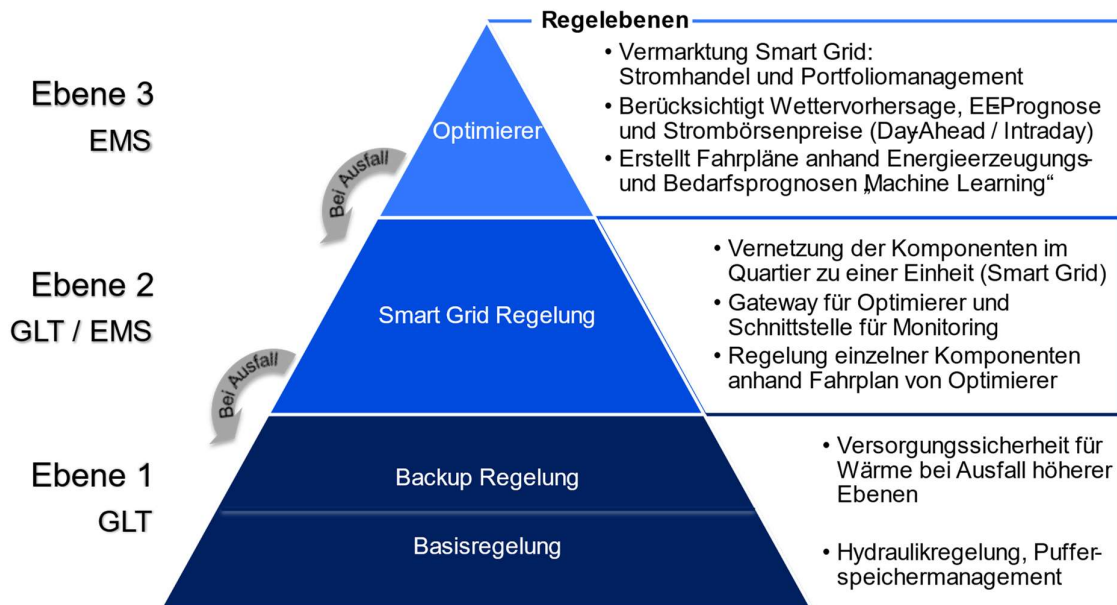


Abbildung 6: Aufbau der Steuerungsebenen – Quelle Green Hydrogen Esslingen GmbH

#### 4. AUSBLICK

Das Klimaquartier in der Esslinger Weststadt zeigt durch die Integration unterschiedlicher nachhaltiger Technologien sowie durch eine intelligente Datenauswertung und Anlagensteuerung einen Weg der nachhaltigen Sektorenkopplung. Zum einen ermöglicht das Konzept eine klimaneutrale Gebäudeversorgung, koppelt diese aber auch mit den Anforderungen des Stromsystems. Das Konzept ermöglicht es Stromüberschüsse aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu speichern und ermöglicht somit auch deren weiteren Ausbau.

Der grüne Wasserstoff wird aktuell bedarfsorientiert rückverstromt, oder in das Erdgasnetz eingespeist. In den nächsten Jahren soll das Projekt an eine H<sub>2</sub>-Pipeline angeschlossen werden. Diese Wasserstoff-Infrastruktur ermöglicht die Verwertung außerhalb von Esslingen und ebnet den Weg den grünen Wasserstoff auch in der Region Stuttgart zu nutzen. Dabei wird die Nutzung in der Mobilität (hauptsächlich Schwerlast) und in der Industrie fokussiert, zwei Sektoren mit einem erheblichen Potential zur Dekarbonisierung. Eine rein thermische Verwertung (Verbrennung in Brennwertgeräten) von grünem Wasserstoff findet in diesem Projekt nicht statt. Dies wird auch nicht als Lösungsansatz für die Energiewende gesehen. Der Wärmesektor lässt sich deutlich einfacher dekarbonisieren als andere. Deshalb sollte der grüne Wasserstoff vorwiegend dort eingesetzt werden, wo er für die Dekarbonisierung benötigt wird, nicht für reine Heizzwecke.

# Modellierung von dynamischen Energiesystemen mit dem Simulationsframework SMOOTH am Beispiel von HyStarter Regionen

Tim Röpcke  
Reiner Lemoine Institut, Berlin, Deutschland

Juliane Arriens  
Reiner Lemoine Institut, Berlin, Deutschland

## Zusammenfassung

Das vom Reiner Lemoine Institut (RLI) entwickelte Simulationsframework SMOOTH (Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid Energy Systems) ermöglicht die Analyse von hybriden Energiesystemen. Das Simulationsframework ist open source verfügbar. Wir stellen hier dar, warum fortgeschrittene Simulationsumgebungen für die Analyse von Energiesystemen mit Wasserstoff benötigt werden. Im vom BMVI geförderten HyStarter Projekt unterstützten das RLI und seine Projektpartner:innen die Entwicklung erster Wasserstoffprojekte und -konzepte in neun ausgewählten Regionen. Hierfür wurden Einzel- und Regionalsysteme in SMOOTH dargestellt. Wir zeigen die benötigten Modellierungsansätze für die Durchführung der Simulation und geben einen Überblick über die Ergebnisse der Beispielsysteme. Anschließend bewerten wir die Aussagekraft der Simulationsergebnisse und zeigen Grenzen der Modellierung auf.

## 1. Einführung

Durch international und national gesetzte Klimaziele wird der Wandel hin zu alternativen Kraftstoffen im Verkehrssystem sowie neuartigen Technologien zur Wärme- und Strombereitstellung vorangetrieben. .

Der Einsatz von Wasserstoff ist im Verkehrssystem neben batterieelektrischer Mobilität ein Baustein zum Erreichen der Emissionsminderungsziele [1]. Die Nationale Wasserstoffstrategie ist ein zentraler Grundstein für Maßnahmen und Ziele zur Erzeugung, Transport und Nutzung von Wasserstoff in Deutschland. Damit soll Wasserstoff eine zentrale Rolle in der Energiewende einnehmen [2]. Aufgrund der limitierten Reichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen ist Wasserstoff vor allem im Schwerlastverkehr sowie bei Zügen und Bussen eine wichtige Technologie für lokal emissionsfreie Antriebsformen. Im Projekt HyStarter (Phase I) wurden für neun Regionen in Deutschland Konzepte zur Nutzung von Wasserstoff entwickelt.<sup>1</sup> Die HyLand-Förderung nimmt einen klaren Bezug zu Wasserstoff in der Mobilität. Das RLI und seine Projektpartner:innen haben die Region in der Entwicklung erster Wasserstoffprojekte und -konzepte unterstützt. Die mit der Akteurslandschaft entwickelten Konzepte wurden mit SMOOTH auf ihre makroökonomischen und ökologischen Auswirkungen hin untersucht und offene Designfragen der Energiesysteme über Optimierungsalgorithmen beantwortet. Dazu wurden die ausgewählten Konzepte durch die Modellierung der Systemkomponenten abgebildet und hinsichtlich der Optimierungsziele ausgelegt.

Für die Verwendung von Wasserstoff in der Mobilität muss betrachtet werden:

- Woher kann Wasserstoff bezogen werden?
- Wie wird der Wasserstoff zum Abnahmestandort transportiert und zwischengespeichert?
- Wie und wo wird eine Tankstelle errichtet zur Betankung der Brennstoffzellenfahrzeuge?

<sup>1</sup> <https://www.hy.land/>

Für alle drei Fragestellungen gibt es eine Vielzahl von Optionen und Kombinationsmöglichkeiten zur Bereitstellung von Wasserstoff für die Mobilität [4].

Die Auslegung eines solchen Wasserstoffsystems benötigt dadurch eine systemische Betrachtung. Energiesysteme, die nicht nur einzelne Sektoren wie bspw. Strom, Wärme oder Mobilität betrachten, sondern diese Sektoren miteinander koppeln, werden auch hybride Energiesysteme genannt. Die Herausforderung, die diese Systeme mit sich bringt, dass sie über die Zeit nicht ausschließlich linear betrachtet werden können. Ihre Komponenten wie PV-Anlagen, Windanlagen, Elektrolyseure, aber auch der Verbrauch im Mobilitätssektor variieren dynamisch. Es besteht also ein unvermeidlicher Bedarf an einer Modellierung von Energiesystemen, die der wachsenden Komplexität von Energiesystemen Rechnung trägt und in der Lage ist, das reale Systemverhalten genau abzubilden. [5]

Mit Simulationen vergleichen wir verschiedene Szenarien und Konzepte miteinander und können so ein System ermitteln, welches die vorliegenden Bedarfe bestmöglich erfüllt. Die Komplexität wird durch das Simulationsframework reduziert und ermöglicht damit eine zeitschrittaufgelöste Betrachtung von Produktion, Transport und Abnahme des Wasserstoffs. Die Simulation einzelner Zeitschritte bringt den Vorteil, dass alle Systemkomponenten passend zu den Eingabeparametern dimensioniert werden. Speziell bei der Untersuchung von Systemen mit erneuerbaren Energien als Stromquelle (z.B. Wind oder Solar) wird mit dieser Simulationsweise die Fluktuation der Energiebereitstellung im Detail berücksichtigt und Komponenten wie zum Beispiel ein Elektrolyseur entsprechend ausgelegt.

Im Folgenden stellen wir das Simulationsmodell für einen optimierten Betrieb und eine optimierte Topologie von hybriden Energiesystemen (SMOOTH) detailliert dar. Das Simulationsframework ist open source verfügbar<sup>2</sup>. Wir beschreiben die allgemeine Funktionsweise und wichtige Modellierungsschritte. Anschließend stellen wir in zwei Anwendungsszenarien die Möglichkeiten und Ergebnisse einer Simulation vor. Schließlich gehen wir auf die Grenzen der Simulation sowie wichtige Erkenntnisse bei der Nutzung der Simulationsergebnisse für Studien und Umsetzungsprojekte ein.

## 2. Vorstellung SMOOTH

SMOOTH ist ein offenes Python-Simulationsframework, das die Modellierung von dynamischen Energiesystemen und die Optimierung ihres Verhaltens ermöglicht. Das Hauptmerkmal von SMOOTH ist die Fähigkeit, reale Energiesysteme auf relevante Komponenten zu reduzieren und das nichtlineare und zustandsabhängige Verhalten durch schrittweise Simulationen darzustellen. Die zu betrachtenden Energiesysteme können hierbei einzelne Standorte oder ganze Regionen darstellen.

Da die Nutzung von Wasserstoff als nachhaltiger Energieträger das Potenzial hat, eine essenzielle Rolle in der Energiewende zu spielen, wurden detaillierte Komponenten für die derzeit relevanten Wasserstoff-Energiesysteme in SMOOTH erstellt. Berücksichtigung finden sämtliche in Energie- und Verkehrswende relevante Technologien und Energieträger (Erzeugung, Speicherung, Transport, Verbrauch). Außerdem besteht die Möglichkeit mehrere Parameter zu optimieren in Kombination mit einem genetischen Mehrzieloptimierungsalgorithmus<sup>3</sup>. SMOOTH verwendet das Open Energy Modelling Framework (oemof) als Kernstruktur<sup>4</sup>. Der Hauptunterschied zwischen SMOOTH und oemof ist die Vereinfachung nichtlinearer Prozesse in schrittweise Simulationen, die jeweils als oemof-Problem gelöst werden.

Die Bereitstellung in einer open source Umgebung und die Verwendung der Programmiersprache Python machen das Tool für eine breite Community verfügbar. Zusätzlich sind durch Workshops<sup>5</sup> und Dokumentation Möglichkeiten vorhanden, SMOOTH für die eigene Betrachtung zu nutzen und mit Hilfe der Community sowie des RLI gewünschte Funktionen weiterzuentwickeln.

### 2.1 Simulation

Um die Simulation der Energiesysteme durchzuführen, muss die Topologie des Energiesystems in eine Simulationsumgebung eingepflegt werden. Mit Hilfe unterschiedlicher Eingabeparameter wie Investitions- und

<sup>2</sup> <https://github.com/rl-institut/smooth>

<sup>3</sup> <https://smooth.readthedocs.io/en/latest/index.html>

<sup>4</sup> <https://github.com/oemof/oemof>

<sup>5</sup> <https://reiner-lemoine-institut.de/kompetenzfelder/rli-tools/>

Betriebskosten sowie standortbezogener zeitschrittaufgelöster Zeitreihen, wird das Energiesystem parametrisiert. Während jedes Zeitschritts bestimmt SMOOTH die Betriebspunkte jener Komponenten, die veränderbare Betriebszustände aufweisen (z.B. Elektrolyseur). Die Betriebspunkte werden so ausgewählt, dass für den aktuellen Zeitschritt ein Kostenoptimum des Betriebs erreicht wird (eine Vorausschau in die Zukunft erfolgt nicht). Hierbei kann das Verhalten einer Komponente nicht-linear sein. SMOOTH linearisiert das nicht-lineare Verhalten durch eine Approximation in linearen Abschnitten, sodass mehrere lineare Probleme entstehen und ein lineares Lösungsverfahren angewendet werden kann. [5]

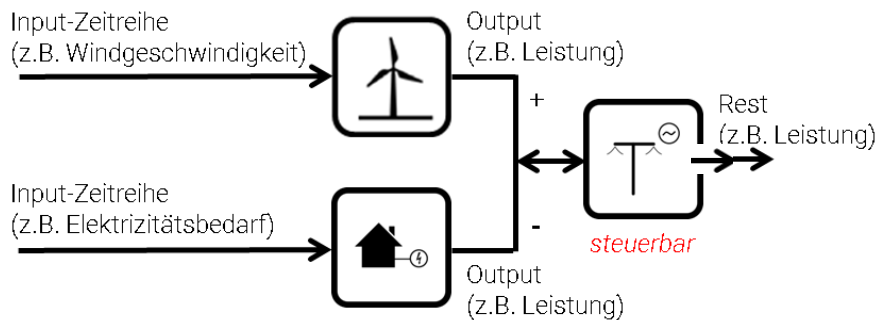


Abbildung 1: Beispielhaftes Energiesystem mit Steuerung

In Abbildung 1 ist ein beispielhaftes Energiesystem dargestellt. Die Komponente der Windkraftanlage (WEA) wird mit einer Zeitreihe, wie beispielsweise der Windgeschwindigkeit gespeist. Als Erzeuger wandelt sie die Windgeschwindigkeit in Strom um und hat die Leistung als Output. Auf der anderen Seite steht der Verbraucher. Dies ist hier beispielsweise der Elektrizitätsbedarf von einem Haus, welcher als Zeitreihe zur Verfügung steht. Als zusätzliche Komponente kommt nun das Elektrizitätsnetz ins Spiel. Das Elektrizitätsnetz lässt sich steuern. Produziert nun die WEA in einem Zeitschritt Strom, so wird er von dem Bedarf abgezogen. Wird der Bedarf genau gedeckt, so reagiert das Netz nicht. Wird im nächsten Zeitschritt mehr Energie erzeugt, als an Bedarf notwendig ist, so wird die Differenz ins Netz gespeist. Wird zu wenig Energie erbracht, so wird aus dem Netz Strom gezogen und um den Bedarf zu decken. [5]

Alle Komponenten müssen ihr Verhalten (ihre möglichen Betriebspunkte im jeweiligen Zeitschritt) an die Steuerung übergeben (vgl. Abbildung 2). Diese zentrale Steuerung optimiert dann in jedem Zeitschritt linear die Auswahl der Betriebspunkte jeder einzelnen Komponente, um das Kostenminimum in diesem Zeitschritt zu erreichen.

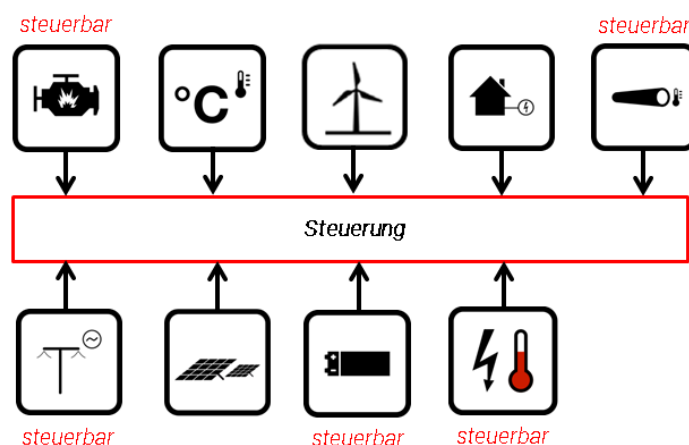


Abbildung 2: Komponenten mit zentraler Steuerung

Werden nicht-lineare Komponenten betrachtet, so wird jeder einzelne lineare Abschnitt als Optimierungsproblem gesehen. Ist beispielsweise der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle nicht linear, sondern variiert mit der Temperatur der Brennstoffzelle, dann wird in jedem Zeitschritt, jeder lineare Abschnitt

des Wirkungsgrades getrennt, mit anderen ggf. auch nicht-linearen Komponenten kombiniert und die beste Kombination ausgewählt. [5]

Die Komponenten werden nach Bilanzkreisen zugeordnet, durch diese Energie- und Stoffströme modelliert werden. Eine Brennstoffzelle besitzt zum Beispiel die Ströme elektrische Energie, thermische Energie und die Masse an Wasserstoff (vgl. Abbildung 3). Diese Dimensionen werden durch Bilanzkreise geschlossen, sodass jeder Output einer Komponente der Input einer anderen oder mehrerer anderer ist.

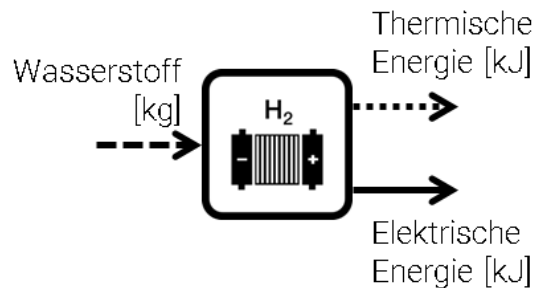


Abbildung 3: Energie- und Stoffströme einer Brennstoffzelle

Jede Komponente besitzt neben ihren individuellen Dimensionen zusätzlich immer die Dimensionen der Kosten. Die Kosten dienen dazu Wasserstoffgestehungskosten oder Annuitäten des ganzen Systems zu berechnen. Das Betriebsverhalten des Energiesystems kann durch die Angabe von „Regeln“ beeinflusst werden. Soll beispielsweise Strom von einer Photovoltaikanlage primär in eine Batterie gespeist werden, so wird dem System vorgegeben, diesen Pfad zu priorisieren. Ist diese aufgeladen, wird der Strom innerhalb seines Bilanzkreises der Input anderer Komponenten sein.

Neben den Dimensionen besitzen manche Komponente Zustände, die in jedem Zeitschritt neu bestimmt werden. Der Ladezustand einer Batterie ist beispielsweise ein solcher Zustand. Mit Hilfe der Zustände werden Startwerte vergeben. Soll die Batterie zu Beginn der Simulation geladen sein, so kann dies angegeben werden. [5]

Mit SMOOTH können somit lokale, hybride und regenerative Energiesysteme modelliert und zeitschrittaufgelöst simuliert werden.

### 2.1 Optimierung

Der genetische Mehrzieloptimierungsalgorithmus von SMOOTH optimiert die Topologie und die Betriebsführung hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Zielkriterien des Energiesystems. Es ist ein heuristisches Optimierungsverfahren, was für analytisch schwer oder nicht lösbar Probleme eingesetzt wird.

Genetische und evolutionäre Algorithmen sind durch die Evolutionstheorie inspiriert – weniger angepasste Individuen sterben, gut angepasste Individuen haben eine höhere Chance ihre Gene an eine nächste Generation weiterzugeben. [6]

Nach diesem Vorbild werden verschiedene Lösungsvektoren (Individuen) durch den Durchlauf einer vorgegebenen Zahl an Weiterentwicklungen (Generationen) gebildet. Bei Mehrzielproblemen entsteht dabei ein Lösungsraum anstatt einer optimalen Lösung. Die Pareto-Front, nach Vilfredo Pareto, bezeichnet die Lösungen einer Pareto-Optimierung, also eines Optimierungsproblems mit mehreren Zielen. [6], [7]

Bei den meisten Optimierungen mit diesem Algorithmus existiert allerdings nicht nur eine optimale Lösung. Es entsteht eine Vielzahl an Lösungen, die den sogenannten Pareto-Optimalen Lösungsraum bilden. Soll ein Optimum des einen Ziels erreicht werden, so passiert dies immer mit einem Verlust im Optimum des anderen Ziels. Ist die Simulationen mit den gesamten Generationen durchgelaufen so erstellt sich eine so genannte Pareto-Front (vgl. Abbildung 4).

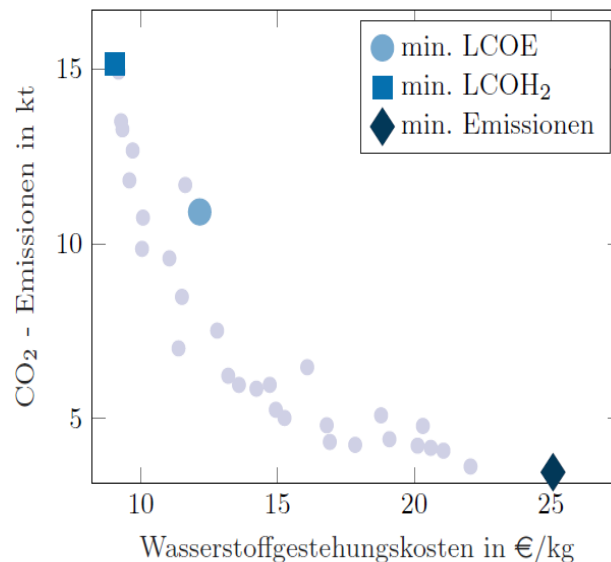


Abbildung 4: Beispielhafte Pareto-Front mit gekennzeichneten Topologien, welche die geringsten Strom- bzw. Wasserstoffgestehungskosten (LCOE und LCOH<sub>2</sub>) und Emissionen besitzen

### 3. Anwendung in den HyStarter-Regionen

In den HyStarter-Regionen wurden Einzel- und Regionalsysteme betrachtet. Diese wurden mit der jeweiligen Akteurslandschaft hinsichtlich der regionalen Bedingungen konzipiert.

Einzelssysteme stellen hauptsächlich konkrete Einzelprojekte dar, die für die Umsetzungsplanung die Dimensionierung der Komponenten benötigen. Damit lassen sich Systeme beschreiben, welche bereits konkretisiert wurden und ein Hauptproduktionspfad für den Wasserstoff definiert ist. Ziel ist die Auslegung der ausgewählten Technologien. Damit können weitere Schritte zur Umsetzung geplant werden, wie z.B. Durchführung von Ausschreibungen mit konkreten Anlagenanforderungen.

Im Gegensatz dazu werden Regionalsysteme simuliert, um einen Überblick des bestehenden bzw. zukünftigen Produktions- und Abnahmenetzwerks für Wasserstoff in der Region zu schaffen. Dabei werden alle Projektideen und -ansätze in der Modellierung berücksichtigt. Ziel ist es, eine Auswahl an Produktionsstandorten zu treffen, die mit definierten Abnahmestandorten kombiniert werden können. So kann eine regionale Wasserstoffwirtschaft konzipiert werden. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse die Auslastung der ausgewählten Produktionsstandorte zur Bedarfsdeckung in der Region und das Potenzial zur möglichen zusätzlichen Vermarktung von Wasserstoff, der nicht in der Region benötigt wird.

#### 3.2 Beispiel Einzelsystem

Als Einzelsystem wird ein System für die Versorgung einer Wasserstoff-Tankstelle für Lkw betrachtet. Die schematische Darstellung des Systems ist in Abbildung 5 dargestellt.



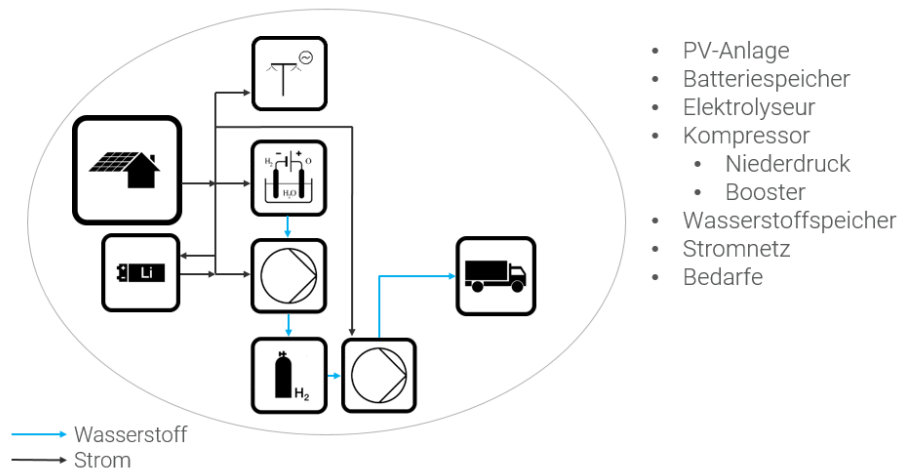


Abbildung 5: Schematische Darstellung Technologiesystem – Tankstelle mit PV

Eine Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) versorgt einen Elektrolyseur mit elektrischer Energie. Zusätzlich stehen ein Batteriespeicher und ein Netzanschluss zur Verfügung, um eine konstante Stromversorgung sicherzustellen und Überschussstrom aufzunehmen. Der Elektrolyseur produziert Wasserstoff auf einem Druckniveau von 40 bar. Anschließend wird der Wasserstoff komprimiert und zwischengespeichert auf einem Druckniveau von 300 bar. Ein Booster-Kompressor verdichtet den Wasserstoff schließlich zur Betankung in den Lkw.

Das System wurde mit allen dargestellten Komponenten modelliert. Bei der Simulation müssen zu jedem Zeitschritt alle Bilanzkreise ausgeglichen sein. In diesem Fall gibt es einen Bilanzkreis der elektrischen Energie und zwei Bilanzkreise für Wasserstoff auf den Druckniveaus 40 bar und 300 bar. Die Verdichtung des Booster-Kompressors wird innerhalb der Komponente der Tanksäule berücksichtigt (Lkw-Symbol in Abbildung 5). Das System wird für ein Jahr in stündlichen Zeitschritten simuliert und die Komponenten werden so ausgelegt, dass der synthetisierte Bedarf von Lkw-Tankvorgängen vollständig erfüllt wird. Neben der Dimensionierung der dargestellten Komponenten wird zusätzlich optimiert, wie viel PV-Fläche zugebaut werden muss, um bedarfsgerecht Wasserstoff zu produzieren. Eine Bestandsanlage für PV ist bereits in das System integriert.

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der Optimierung nach minimalen Kosten. Dabei werden für alle Komponenten Investitionskosten in Form von Annuitäten und Betriebs-/Wartungskosten berücksichtigt und für das Gesamtsystem aufaddiert. Die ausgewählte Auslegung der Komponenten zeigt, dass neben der Bestandsanlage eine zusätzliche PV-Anlage für die Stromversorgung des 700 kW Elektrolyseurs notwendig ist. Der Batteriespeicher ist nicht Teil dieser gezeigten Lösung. Das bedeutet, dass das System auch ohne die Zwischenspeicherung von Strom in der Lage ist, die gegebenen Bedarfe an Wasserstoff zu decken. Dafür wird der Wasserstoffspeicher mit 6,4 Tonnen Kapazität dimensioniert.

|                        |             |
|------------------------|-------------|
| Wasserstoffbedarf Lkw  | 19.823 kg/a |
| PV-Anlage Bestand      | 668 kWp     |
| PV-Anlage Zubau        | 107 kWp     |
| Batteriespeicher       | 0 kWh       |
| Elektrolyseur          | 700 kW      |
| Kompressor Niederdruck | 12 kg/h     |
| Booster-Kompressor     | 156 kg/h    |
| Wasserstoffspeicher    | 6.400 kg    |

Tabelle 1: Ergebnisse der Optimierung des Tankstellen-Systems mit PV

Eine detaillierte Analyse der simulierten PV-Anlagen ist in Abbildung 6 dargestellt. Die bereitgestellte elektrische Leistung der PV-Anlagen ist im Verlauf der Stunden eines Jahres aufgetragen. Die Werte im negativen Bereich der y-Achse stellen Rückeinspeisungen von Überschussstrom in das Netz dar. Nur zu wenigen Stunden im Jahr, hauptsächlich im Sommer, findet eine solche Rückeinspeisung statt. Die PV-

Anlagen sind demnach sehr gut ausgelastet und können die bedarfsabhängige Wasserstoffproduktion durch den Elektrolyseur bereitstellen.

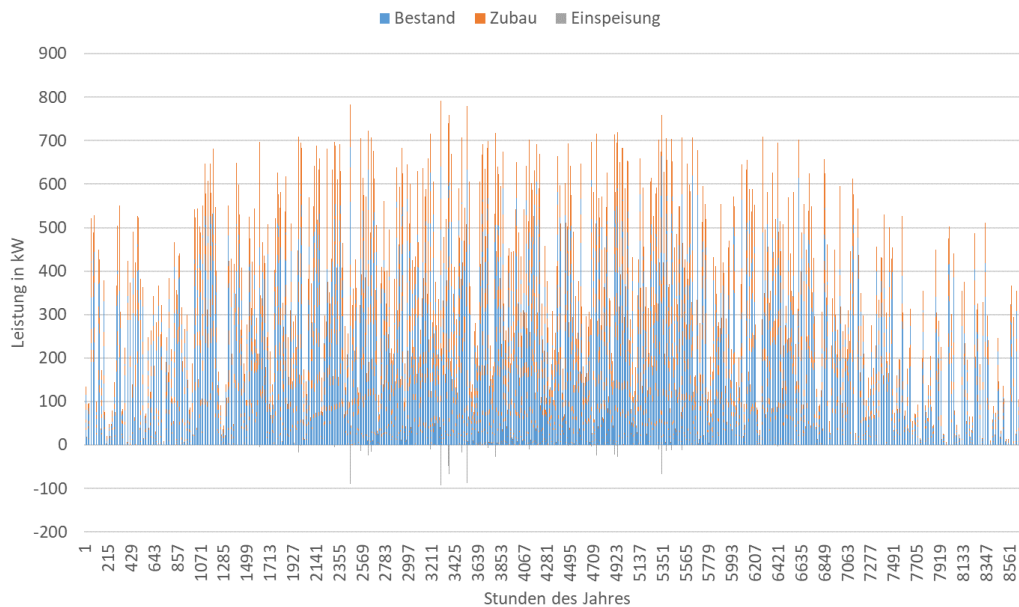


Abbildung 6: Auswertung der simulierten PV-Anlagen

Insgesamt zeigt die Simulation und Optimierung dieses Systems, dass für die Bereitstellung von Wasserstoff für Lkw-Tankvorgänge mit Elektrolyse große Speicher und Kompressoren mit einer hohen Leistung (bis zu 156 kg/h) benötigt werden. Speziell diese beiden Komponenten sind in dieser Größenordnung ein Kostentreiber. Es sollte demnach geprüft werden, ob Tankvorgänge anders strukturiert werden können, um kleiner dimensionierte Komponenten einsetzen zu können. Insgesamt ist die Versorgung mit lokal erzeugtem PV-Strom möglich und die PV-Anlagen können durch die Elektrolyse sehr gut ausgelastet werden.

### 3.3 Beispiel Regionalsysteme

Ein Regionalsystem besteht aus mehreren Erzeugungs- und Abnahmestandorten. Durch die Optimierung werden Kombinationsmöglichkeiten identifiziert, die eine Bedarfsdeckung bereitstellen können. Ein beispielhaftes System ist in Abbildung 7 dargestellt.

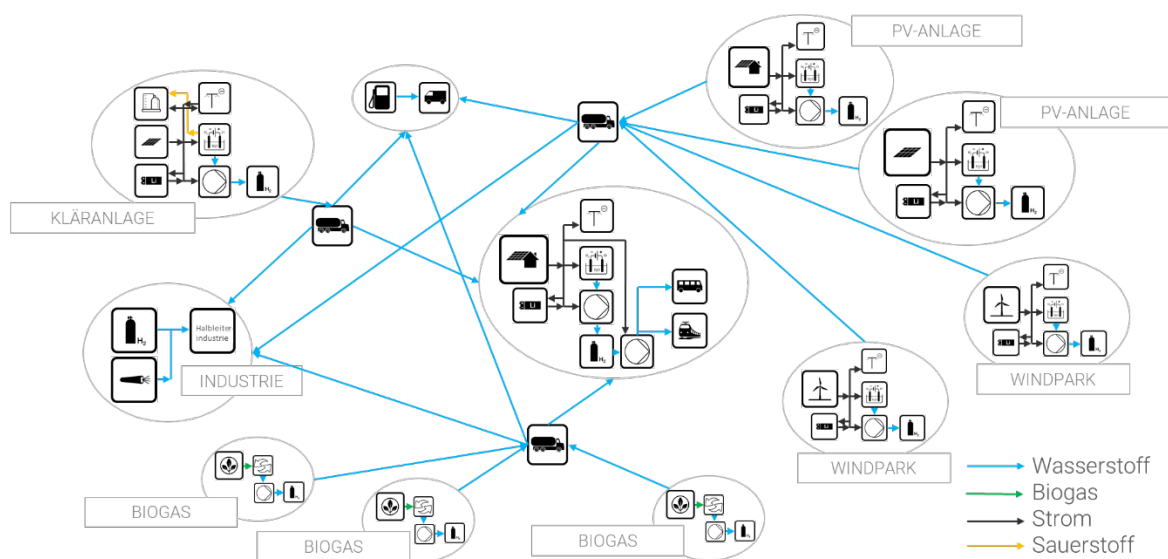


Abbildung 7: Schematische Darstellung eines beispielhaften Regionalsystems

Das Regionalsystem hat Windparks, PV-Anlagen und Biogasanlagen zur möglichen Wasserstoffproduktion zur Verfügung. Die Abnahme von Wasserstoff stellt ein Industriestandort und eine zentrale Tankstelle (mittig in Abbildung 7) dar. Sauerstoff als Nebenprodukt der Elektrolyse kann zusätzlich für eine Kläranlage eingesetzt werden. Der Transport zwischen den Einzelstandorten wird mit gasförmigen Trailern simuliert. Jeder Standort wird mit den dargestellten Einzelkomponenten modelliert. In der Optimierung wird ermittelt, welche Produktionsstandorte die Bedarfe der Region mit minimalen Kosten bereitstellen können.

Auf eine konkrete Ergebnisdarstellung wird hier verzichtet und nur wichtige Kernaussagen der Ergebnisse zusammengefasst. Die Optimierung zeigt, dass alle Bedarfe der Region mit bereits einer der vorhandenen Biogasanlagen gedeckt werden kann. Zusätzlich wird an der Tankstelle ein Elektrolyseur mit einer Dach-PV-Anlage kombiniert, um die maximalen Potenziale an diesem Standort auszunutzen. Zusammenfassend zeigt die Simulation, dass zum Zeitpunkt der Betrachtung die Region ein großes Produktionspotenzial für Wasserstoff aufweist die Nachfrage jedoch nur gering ist. Diese Überkapazitäten wurden in vielen Regionen festgestellt. Die Nachfrageseite ist noch in der Konzeptionsphase, während Produktionsstätten schon gut planbar sind. Im Mobilitätsbereich liegt dies vor allem an der eingeschränkten Verfügbarkeit von serienreifen Fahrzeugmodellen bei Bussen und Lkw. Mit dem Hochlauf verfügbarer Fahrzeuge, wird auch die Nachfrage nach Wasserstoff steigen. Regionalsysteme sollten in Zukunft in Zeitabschnitten bzw. Roadmaps geplant und simuliert werden, um eine phasenweise Flottenumstellung mit den vorhandenen Produktionskapazitäten zu verknüpfen.

#### 4. Praxiserfahrung – Modellierung zur Umsetzung

Dieses Kapitel zeigt die Grenzen der Modellierung auf, geht auf die Qualität der Daten ein und fasst die Aussagekraft der Simulationsergebnisse zusammen.

Die hier vorgestellte Modellierung mit dem Simulationsframework SMOOTH stellt eine Momentaufnahme von Einzel- bzw. Regionalsystemen dar. Damit wird ein bestimmtes Szenario mit definierten Randbedingungen und Eingabeparameter untersucht und simuliert. Änderungen an den Gegebenheiten erfordern neue Simulationen. Somit können aktuell keine kompletten Roadmaps und Entwicklungen mit Fortschrittsphasen in einem Simulationsschritt betrachtet werden. Die Untersuchung von sich weiterentwickelnden Systemen ist aktuell nur mit mehreren Simulationen möglich. Damit entsteht ein hoher Rechen- und Zeitaufwand.

Die Datengrundlage zu den verschiedenen Elementen des Energiesystems entscheidet über die Genauigkeit der Simulation. Die prognostizierten Bedarfe im Mobilitätsbereich beruhen auf groben Annahmen zum Verbrauch und der zukünftigen Flottenstrukturen. Das Potenzial an Erzeugungsstandorten kann bereits besser bestimmt werden, da in den meisten Fällen vorhandene und marktreife Technologien wie Elektrolyse oder Dampfreformierung (im Fall Biogas) zum Einsatz kommen. Durch die Annahmen und Abschätzungen sind die modellierten Technologiekonzepte der Regionalsysteme nur erste Grobkonzepte zum Aufzeigen von möglichen Erzeugungspfaden. Zur konkreten Umsetzung sind genauere Daten erforderlich, wie sie zum Teil für die Einzelsysteme vorliegen. Auch bei Einzelsystemen kommen noch synthetisierte Zeitreihen zum Einsatz. Dabei werden vorhandene Daten zu Betriebsabläufen mit konventionellen Fahrzeugen (z.B. Diesel-Lkw) herangezogen und zu Wasserstoff-Zeitreihen synthetisiert. Gleiche Tankzeiten und entsprechende Mengen werden auch für die Brennstoffzellenfahrzeuge angenommen. Ob die Betriebsabläufe zukünftiger Flotten mit Brennstoffzellenfahrzeugen damit übereinstimmen, muss durch Pilotprojekte und Umsetzungsvorhaben geprüft werden.

#### 5. Fazit

Das open source Simulationsframework SMOOTH bietet die Möglichkeit, Wasserstoffsysteme für zukünftige Erzeugungs- und Abnahmeszenarien zu simulieren und zu optimieren. Durch die Nutzung einer zeitschrittaufgelösten Simulation können Systemkomponenten wie z.B. Elektrolyseure passend ausgelegt werden, um angenommene Wasserstoffbedarfe zu decken. Der Vorteil liegt vor allem an der Berücksichtigung der zeitlich schwankenden Erzeugungsmengen von erneuerbarer Energie, wie Wind oder PV. Zusätzlich bietet das Tool die Möglichkeit, auch große Regionalkonzepte zu untersuchen, um mögliche und kosteneffiziente Erzeugungspfade einer Region darzustellen.

Aktuell hängt die Aussagekraft der Simulationsergebnisse stark von den vorliegenden Daten (speziell Zeitreihen der Abnahmeseite) ab. Jedoch können die durchgeführten Simulationen die Grundlage für Machbarkeitsstudien bilden und damit Investitionsentscheidung unterstützen.

### 6. Literaturangabe

- [1] Umweltbundesamt, „Treibhausgasminderungsziele Deutschlands“, [Online]. Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>, [Zugriff am 19 08 2021]
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, [Online]. Verfügbar: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20), [Zugriff am 19 08 2021]
- [3] Claus Flore, „H2ORIZON – ein Meilenstein in der Energiewende“, [Online]. Verfügbar: <https://www.h2orizon.de/forschungsprojekt.html#druckstufen>, [Zugriff am 19 08 2021]
- [4] Dr. Matthes et al., „Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. Eine Überblicksuntersuchung“, Öko-Institut e.V., 2020
- [5] F. Grüger, „An Approach for the Simulation and Control of Microgrids under Consideration,“ in 9th International Renewable Energy, 2015.
- [6] Abdullah Konak, David W. Coit, Alice E. Smith, „Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial,“ Reliability Engineering & System Safety, 2006.
- [7] G. Narzisi, „Multi-Objective Optimization - a quick introduction,“ [Online]. Available: <https://cims.nyu.edu/~gn387/glp/lec1.pdf>. [Zugriff am 19 08 2021].

### ENTWICKLUNG EINES NEUARTIGEN TESTSTANDS ZUR UNTERSUCHUNG VON KOMPONENTEN UND MATERIALIEN FÜR DIE PEM-WASSERELEKTROLYSE

*Ulrich Rost<sup>1</sup>, Marvin Kämper<sup>1</sup>, Philipp Neuhaus<sup>1</sup>, Jeffrey Roth<sup>1,2</sup>, Michael Brodmann<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> ProPuls GmbH, Neidenburger Straße 10, D-45897 Gelsenkirchen

<sup>2</sup> Westfälisches Energieinstitut, Neidenburger Straße 43, D-45897 Gelsenkirchen

#### ABSTRACT

In diesem Beitrag wird ein PEM-Wasserelektrolyseurteststand vorgestellt, der für Materialscreenings und in-situ Analysen von Aktivkomponenten genutzt werden kann. In diesen Prüfstand wurde ein Fünfelementteststack auf Basis der hydraulischen Verpressung integriert, um PEM-Elektrolysezellen in einer hinsichtlich des Anpressdrucks und der Temperierung homogenen Betriebsumgebung untersuchen zu können. Die Anpressung und die Temperierung der Testzellen erfolgt bei dem verwendeten Teststack mittels eines Hydraulikmediums, das sich innerhalb eines Druckbehälters vollständig um die in flexible Taschen eingesteckte Einzelzellen legt. Die Testzellen sind elektrisch in Reihe geschaltet und werden parallel vom Prozessmedium durchströmt. Im Rahmen der hier vorgestellten Messreihe wurden für die Assemblierung der Zellen kommerziell verfügbare Komponenten verwendet. Der Einfluss des Hydraulikdrucks auf die Anpressung der Aktivkomponenten wurde dabei mit Hilfe von drucksensitiven Folien analysiert. Zur Darstellung der elektrochemischen Charakteristik des untersuchten Teststacks wurden überdies Polarisationskennlinien der fünf Einzelzellen gemäß einem EU-weit harmonisierten Protokoll aufgenommen. Außerdem wurden U-i-Kennlinien bei unterschiedlichen Betriebstemperaturen ermittelt sowie weitere Belastungsszenarien u.a. bei verschiedenen Hydraulikdrücken ausgewertet.

#### 1. EINLEITUNG

Für die voranschreitende Transformation des Energiesektors hin zu einer auf erneuerbaren Energiequellen basierende Energiewirtschaft wird Wasserstoff zunehmend als „Motor der grünen Revolution“ angesehen [1], da dieser klimafreundlich als Energieträger für unterschiedlichste Anwendungen genutzt werden kann. Allerdings werden für die Herstellung, die Speicherung, den Transport sowie die Nutzung von Wasserstoff Technologien benötigt, die sich teilweise noch in der Entwicklung befinden. Bei der Elektrolyse wird auf elektrochemischem Wege Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Sofern diese Energie aus regenerativen Quellen bereitgestellt wird, wird während der Stoffwandlung kein CO<sub>2</sub> emittiert und der hergestellte Wasserstoff trägt das Label „grün“.

Wasserelektrolyseure gewinnen aus den oben benannten Gründen für die Herstellung von Wasserstoff zunehmend an Bedeutung, wobei die klassische alkalische Wasserelektrolyse die zurzeit etablierte Technik darstellt. Weltweit werden aber auch moderne Wasserelektrolyseure auf Basis von Polymermembranen (PEM) entwickelt, um damit in naher Zukunft kostengünstigere, kompaktere und (im Betrieb) flexiblere Wasserstoffproduktionsanlagen im Vergleich zur alkalischen Wasserelektrolyse herstellen zu können. PEM-Wasserelektrolyseure (PEMWE) lassen sich – unter bestimmten Randbedingungen leichter – in ein auf regenerative Energieanlagen basierendes Netz integrieren und bieten die Möglichkeit, Wasserstoff direkt bei hohen Drücken herzustellen [2-4]. Erste Demonstrationsanlagen gehen nach und nach in Betrieb und die Kommerzialisierung im industriennahen bis industriellen Maßstab hat bereits eingesetzt [5, 6], wobei noch gewisse Kostensenkungspotentiale oder Leistungssteigerungspotentiale z.B. durch höhere Ausnutzungsgrade von Edelmetallkatalysatoren gehoben werden können. Eine wesentliche F&E-Fragestellung im Bereich der Weiterentwicklung von

PEMWE bezieht sich daher auf geeignete, kostengünstige Materialien, die einerseits bei den harschen Betriebsbedingungen (saurer Milieu, hohe Anodenpotentiale) langzeitstabil sein müssen und andererseits nicht zu den kritischen Rohmaterialien gehören [7, 8]. Das betrifft insbesondere die typischerweise verwendeten Katalysatoren auf Basis von Iridium und Platin sowie Elektrodenkomponenten aus Titan. In diesem Beitrag wird über ein neues Testsystem berichtet, das insbesondere für Materialscreenings und Komponententestungen konzipiert wurde, um geeignete Materialkombinationen für die nächste Generation PEMWE experimentell zu finden. Dieses Testsystem umfasst einen Teststand für die Bereitstellung der verfahrenstechnischen Komponenten für die Wasserelektrolyse sowie einen Teststack mit fünf Einzelzellen. Die vorgestellte Entwicklung wurde im Rahmen des Projekts „LIKELY“ vorangetrieben, um eine Materialentwicklung zu validieren [9].

Hierbei wurde ein an die Erfordernisse des Projekts angepasster Teststack realisiert, der auf dem Prinzip der hydraulischen Verpressung basiert. Es wurde in einer vorherigen Arbeit bereits gezeigt, dass diese Stacktechnik gegenüber PEMWE-Stacks mit mechanischer Verpressung Vorteile hinsichtlich der Homogenität des Anpressdrucks und der Temperierung der aktiven Zellkomponenten aufweist [10], was die Entwicklung von Stacks in industrienaher Größenordnung begünstigt. Die Anpressung und die Temperierung der Testzellen erfolgt dabei über ein Hydraulikmedium, das innerhalb des Stacks vollständig die Einzelzellen umspült, wobei die Zellen selbst separat in flexiblen Taschen einliegen [11]. Im Betrieb weisen die Einzelzellen somit die gleichen Betriebsbedingungen auf. Untersuchungen mit Einzeller-Stacks dieser Bauart konnten bereits die Reproduzierbarkeit von durchgeführten Messungen aufzeigen [12]. Diese Vorarbeiten wurden nun genutzt, um eine Umgebung für die simultane Testung von bis zu fünf PEMWE-Zellen bereitzustellen.

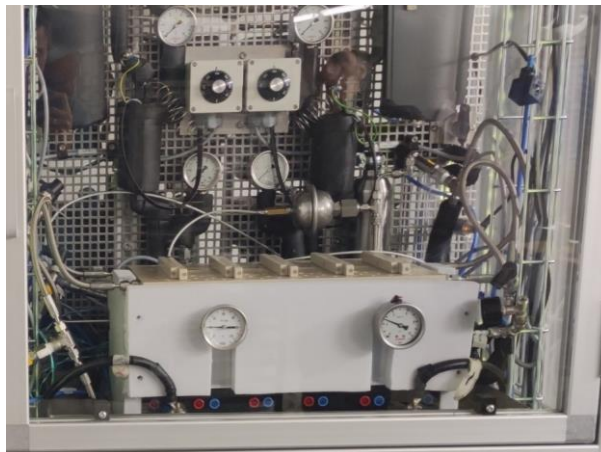
Der hier vorgestellte Teststand ist vollautomatisiert und kann in entsprechend abgesicherter Laborumgebung, auch für Langzeitversuche, ohne Überwachungspersonal betrieben werden. Es ist sowohl ein Anodenkreislauf als auch ein Kathodenkreislauf für die Zirkulation von Reinstwasser vorgesehen. Das Prozesswasser kann bis 80 °C erwärmt werden. Die elektrische Leitfähigkeit des auf der Anode sowie auf der Kathode zugeführten Reinstwassers wird kontinuierlich überwacht und Ionen im Wasser werden im Betrieb aufgrund eines Ionenaustauscherharzes, welches vor dem Einlass (Anode und Kathode) in den Teststack installiert ist, ständig reduziert, um den Anforderungen für den Betrieb des PEMWE-Teststacks zu genügen. Es ist darauf zu achten, dass das Reinstwasser regelmäßig gewechselt wird, um die elektrische Leitfähigkeit des Prozesswassers immer unterhalb von mindestens  $1,0 \mu\text{S cm}^{-1}$  zu halten [13]. Reinstwasser wird in einem Kunststoffbehälter bevorratet, der von außen befüllt sowie aus dem im Betrieb Wasser über mehrere Tage entnommen werden kann. Der Teststack sowie die eingesetzten Testzellen können über eine Heizung im Hydraulikkreislauf ebenfalls bis 80 °C erwärmt werden, um quasi-isotherme Betriebsbedingungen einzustellen. Der einstellbare Anpressdruck liegt zwischen 1,0 bis 10 bar, wobei der Auslassdruck (Wasserstoff und Sauerstoff) auf atmosphärischem Niveau liegt. Mit Hilfe der integrierten Stromquelle kann der Teststack bei bis zu 150 A mit maximal ca. 2,0 kW<sub>el</sub> belastet werden. In diesem Beitrag wird der Aufbau und die Funktionsweise des neuen Teststands genauer erklärt.

## 2. VERWENDETE KOMPONENTEN UND MATERIALIEN

Der PEMWE Teststand verfolgt ein klassisches Labordesign. Hierbei sind die für den Prozess notwendigen Komponenten zum Betrieb eines Stacks in einen Aluminiumprofil-Rahmen eingefasst. Mittig befindet sich eine Arbeitsplatte, auf der eine Testzelle oder ein Teststack installiert werden kann. Das Rohrleitungssystem sowie die im Prozess verwendeten Armaturen sind in Edelstahl (vorzugsweise 316L) ausgeführt. Zur Förderung des Reinstwassers sind zwei Pumpen vom Typ FG304 von Fluidotech vorgesehen. Im Anoden- und im Kathodenkreislauf installierte Festbettbehälter sind mit Ionenaustauscherharz Typ PMB101-3 von Pure befüllt, um die hohe Wasserqualität im Betrieb aufrecht zu erhalten. Relevante Prozessgrößen wie Temperaturen, Drücke und Durchflüsse werden an

verschiedenen Stellen im Rohrleitungssystem erfasst und simultan mit den elektrischen Kennwerten des Teststacks in eine Datenbank aufgezeichnet. Das für den Prozess notwendige Reinstwasser wird im Kreis geführt, wobei die produzierten Gase in den beiden installierten Gas-Wasser-Abscheider (im Anodenkreislauf sowie im Kathodenkreislauf) vom Wasser getrennt werden. Das Rohrleitungssystem kann, z.B. vor der Inbetriebnahme, mit Stickstoff gespült werden. Um im Betrieb die notwendige elektrische Energie für den Elektrolyseprozess bereitzustellen, wird ein regelbares Netzteil vom Typ G20-170 von TDK-Lambda verwendet, mit dem eine spannungsgeführte oder eine stromgeführte Fahrweise vorgegeben wird.

Für den hier vorgestellten PEMWE-Prüfstand ist ein zuvor ausgearbeitetes Stackkonzept auf Basis der hydraulischen Verpressung genutzt worden, um die gleichzeitige Prüfung von mehreren Testzellen zu ermöglichen. Die hier gezeigte Weiterentwicklung ermöglicht eine simultane Analyse von fünf Proben mit hoher Vergleichbarkeit. Die Testzellen sind elektrisch in Reihe geschaltet und werden parallel, jeweils zu gleichen Teilen vom selben Prozessmedium durchströmt. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Foto des neuen Teststacks.

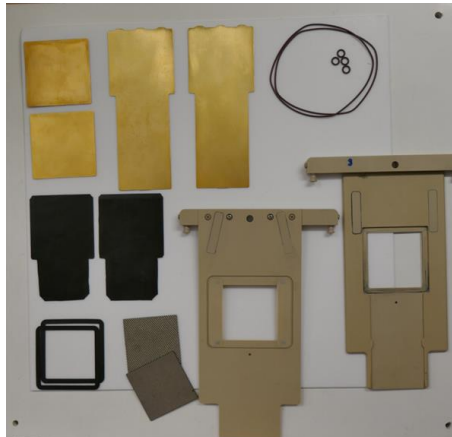


**Abbildung 1 Fotografie des Fünfzeller-Teststacks auf Basis der hydraulischen Verpressung integriert in den PEM-Wasserelektrolyse-Teststand**

Die Testzellen selbst bestehen aus Kunststoffrahmen, die einen 25 cm<sup>2</sup> großen Ausschnitt aufweisen. In diesen Rahmen werden Zellkomponenten mit einer aktiven geometrischen Oberfläche von 25 cm<sup>2</sup> eingelegt. Die freischwebenden Teile, die Aktivkomponenten, sind mittels dünner Lippen im Rahmen minimal fixiert. Erst wenn eine Zelle in die flexible Tasche eingelegt und das Hydraulikmedium im Stack mit Druck beaufschlagt wird, werden die zuvor lose miteinander verbundenen Aktivkomponenten aneinandergespresst und das Dichtungssystem dichtet den Zellinnenraum nach außen hin und den Anodenraum vom Kathodenraum ab. Als Hydraulikmedium wird Silikonöl Typ Fragol Therm<sup>®</sup> X-400-A von Fragol verwendet. Der Aufbau einer solchen Testzelle ist unter anderem detailliert in [11] und [12] beschrieben. Folgende Materialien und Zellkomponenten wurden für diese Arbeit verwendet:

- Flache, nicht profilierte Titanpolplatten mit Platinbeschichtung
- Streckmetall-Sinterfilter-Composite aus Titan (Grade 1) Typ SIKA Ti 3GS von GKN Sinter Metals Filters als Anodenstromverteiler
- Gasdiffusionslagen aus Grafit Typ Spectracarb 2050A-6060 von Giner ELX als Kathodenstromverteiler
- Katalysatorbeschichtete Membranen (dreilagig) von IRD Fuel Cells

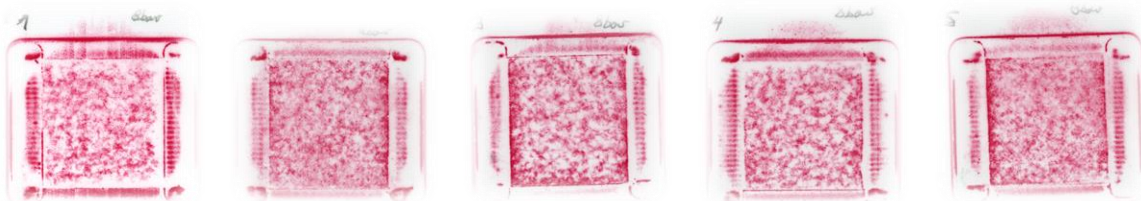
Abbildung 2 zeigt die Einzelteile einer demontierten Testzelle exklusive der katalysatorbeschichteten Membran.



**Abbildung 2 demontierte Testzelle mit 25 cm<sup>2</sup> aktiver geometrischer Fläche passend für den entwickelten Teststack auf Basis der hydraulischen Verpressung**

### 3. DURCHGEFÜHRTE UNTERSUCHUNGEN UND ERGEBNISSE

Der Anpressdruck hat einen signifikanten Einfluss auf die Performance der Testzellen. Es wurden daher Messungen mit drucksensitiver Folie vom Typ LLW von Fujifilm durchgeführt, um die Homogenität der Anpressung der assemblierten Aktivmaterialien darzustellen. Hierfür wurden die fünf Testzellen mit den oben benannten Materialien bestückt, wobei die katalysatorbeschichteten Membranen durch entsprechend zugeschnittene Druckfolien ersetzt wurden, und in den Teststack eingesetzt. Die Verpressung der Zellen wurde sodann bei 8,0 bar Hydraulikdruck überprüft. Die untenstehende Abbildung zeigt Fotografien der fünf Druckfolien nach der Druckbeaufschlagung.



**Abbildung 3 Druckverteilung innerhalb der analysierten Testzellen 1 (links) bis 5**

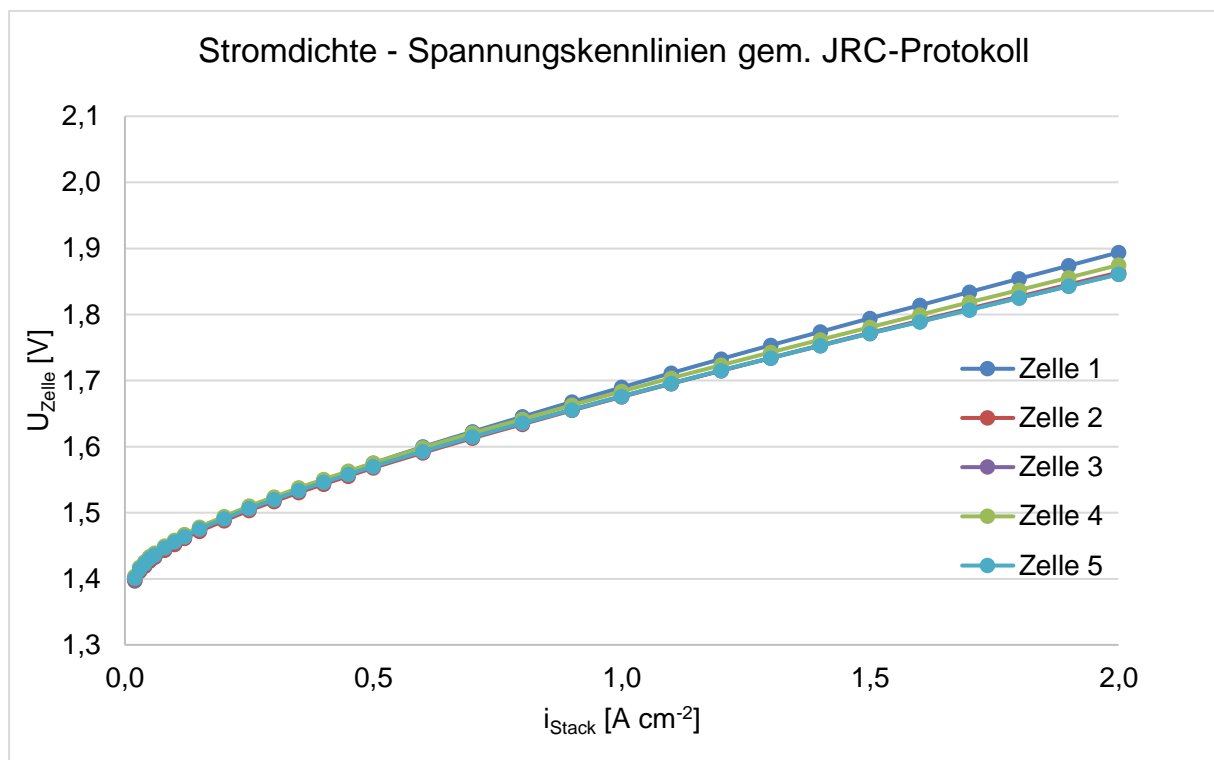
Zur Auswertung der Druckbilder wurde die Fujifilm Scanner Software FPD8010E verwendet. Entscheidend ist hier die verpresste Fläche in cm<sup>2</sup>. Es konnte gezeigt werden, dass die Zellen 2, 3, 4 und 5 vollständig verpresst sind (entsprechend einer verpressten Fläche von ca. 25 cm<sup>2</sup> im ausgewerteten Bereich der aktiven geometrischen Fläche). Für Zelle 1 wurde allerdings eine ca. 20 % geringere verpresste Fläche von 19,54 cm<sup>2</sup> gemessen.

Des Weiteren wurden in-situ Messungen in Anlehnung an ein EU-weit harmonisiertes Protokoll [13] zur Aufnahme der Polarisationskurve des Teststacks durchgeführt, um die elektrochemische Performance der Testzellen zu ermitteln. Hierfür wurde nach der Spülung des Rohrleitungssystems mit Stickstoff der mit allen notwendigen Zellkomponenten assemblierte Stack zunächst mit 8,0 bar Hydraulikdruck beaufschlagt und auf 80 °C temperiert. Das Prozesswasser (250 ml min<sup>-1</sup>) wurde anodenseitig im Kreis geführt und ebenfalls auf 80 °C temperiert. Für das hier beschriebene Experiment wurde kein Prozesswasser auf der Kathode zugeführt. Nach einer initialen Einfahrprozedur, während der Stack bereits mit konstant 25 A für eine Stunde belastet wird, wurde dem Teststack zur Aufnahme der Messwerte analog zum benannten Protokoll in definierten Schritten Strom von 0,0 bis 50 A



(entsprechend  $2,0 \text{ A cm}^{-2}$ ) für jeweils 60 Sekunden aufgeprägt und dann schrittweise wieder abgesenkt. Gleichzeitig wurden die Spannungen der einzelnen Testzellen gemessen und aufgezeichnet. Abbildung 4 zeigt die Polarisationskennlinien der fünf Einzelzellen des Teststacks.

In weiteren Versuchsfahrten wurden Polarisationskennlinien zusätzlich bei verschiedenen Temperaturen ( $40 \text{ °C}$ ,  $50 \text{ °C}$ ,  $60 \text{ °C}$  und  $70 \text{ °C}$ ) ebenfalls stromgeführt aufgenommen, wobei die Schrittfolge dem angewendeten Protokoll entspricht und der Prozesswasserdurchfluss beibehalten wurde. Abbildung 5 zeigt die ermittelten Kennlinien. Es wurden überdies wechselnde elektrische Belastungen aufgeprägt, um zu erkennen, wie der Stack bzw. der Prüfstand während dynamischer Fahrzyklen reagiert. Hierfür wurde dem Teststack über einen Zeitraum von etwa 25 Minuten abwechselnd  $1,0 \text{ A cm}^{-2}$  bzw.  $2,0 \text{ A cm}^{-2}$  aufgeprägt. Der Versuch wurde bei  $40 \text{ °C}$  (Teststack- und Prozesswassertemperatur) durchgeführt und der anodenseitige Prozesswasserdurchfluss wurde auf  $250 \text{ ml min}^{-1}$  eingestellt. Die Verläufe von Strom und Spannung über der Versuchsdauer sind exemplarisch für Zelle 2 in Abbildung 6 dargestellt. Um den Einfluss der hydraulischen Anpressung im Betrieb darzustellen, ist der Stack darüber hinaus konstant bei einer definierten Stromdichte ( $2,0 \text{ A cm}^{-2}$ ) betrieben worden, wobei die Einzelspannungen der fünf Testzellen bei verschiedenen Hydraulikdrücken ( $2,0 \text{ bar}$ ,  $4,0 \text{ bar}$ ,  $6,0 \text{ bar}$ ,  $8,0 \text{ bar}$  und  $10 \text{ bar}$ ) aufgenommen wurden. Der Versuch wurde bei  $70 \text{ °C}$  durchgeführt (Teststack- und Prozesswassertemperatur) und der anodenseitige Prozesswasserdurchfluss wurde ebenfalls auf  $250 \text{ ml min}^{-1}$  eingestellt. Jede Druckstufe wurde für fünf Minuten gehalten. Die mittleren Zellspannungen für die ausgewählten Druckstufen können Tabelle 1 entnommen werden.



**Abbildung 4: Stromdichte-Spannungskennlinie der fünf Testzellen auf Basis der hydraulischen Verpressung ( $80 \text{ °C}$  Betriebstemperatur,  $250 \text{ ml min}^{-1}$  Prozesswasserdurchfluss (Anode),  $8 \text{ bar}$  Hydraulikdruck)**

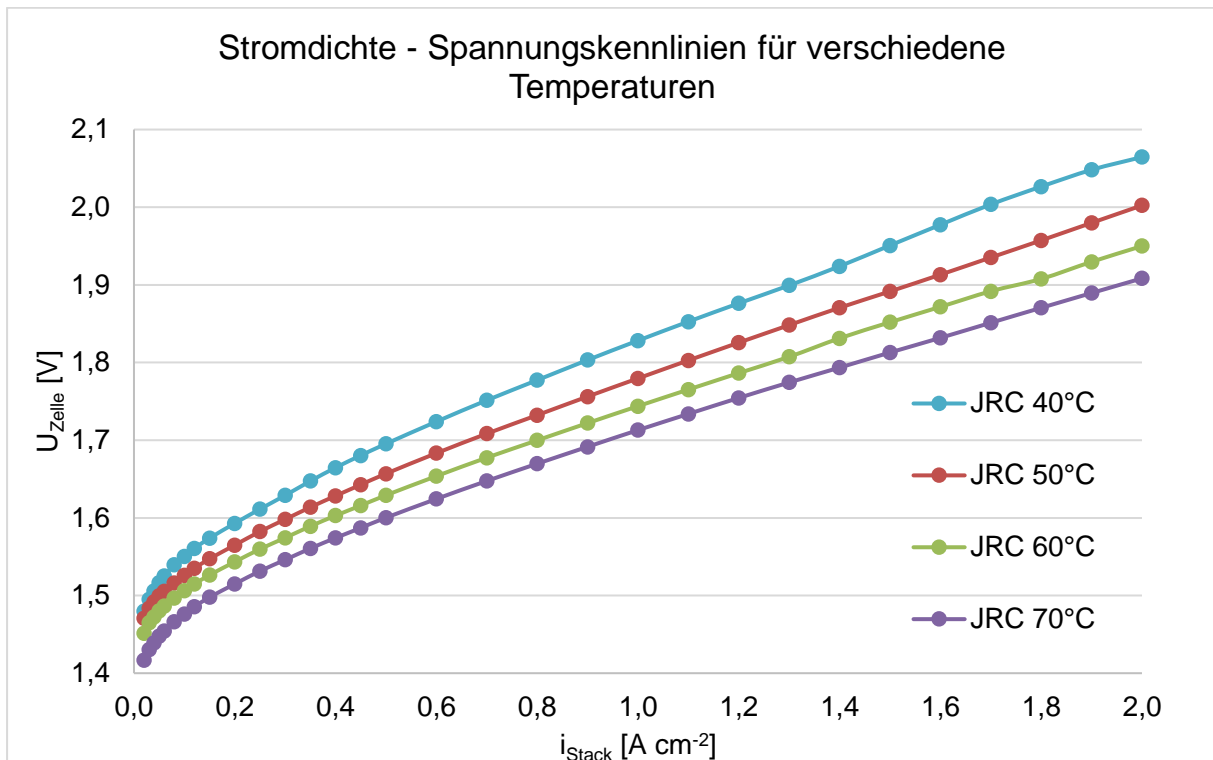


Abbildung 5: Stromdichte-Spannungskennlinie bei verschiedenen Betriebstemperaturen (250 ml min<sup>-1</sup> Prozesswasserdurchfluss (Anode), 8 bar Hydraulikdruck)

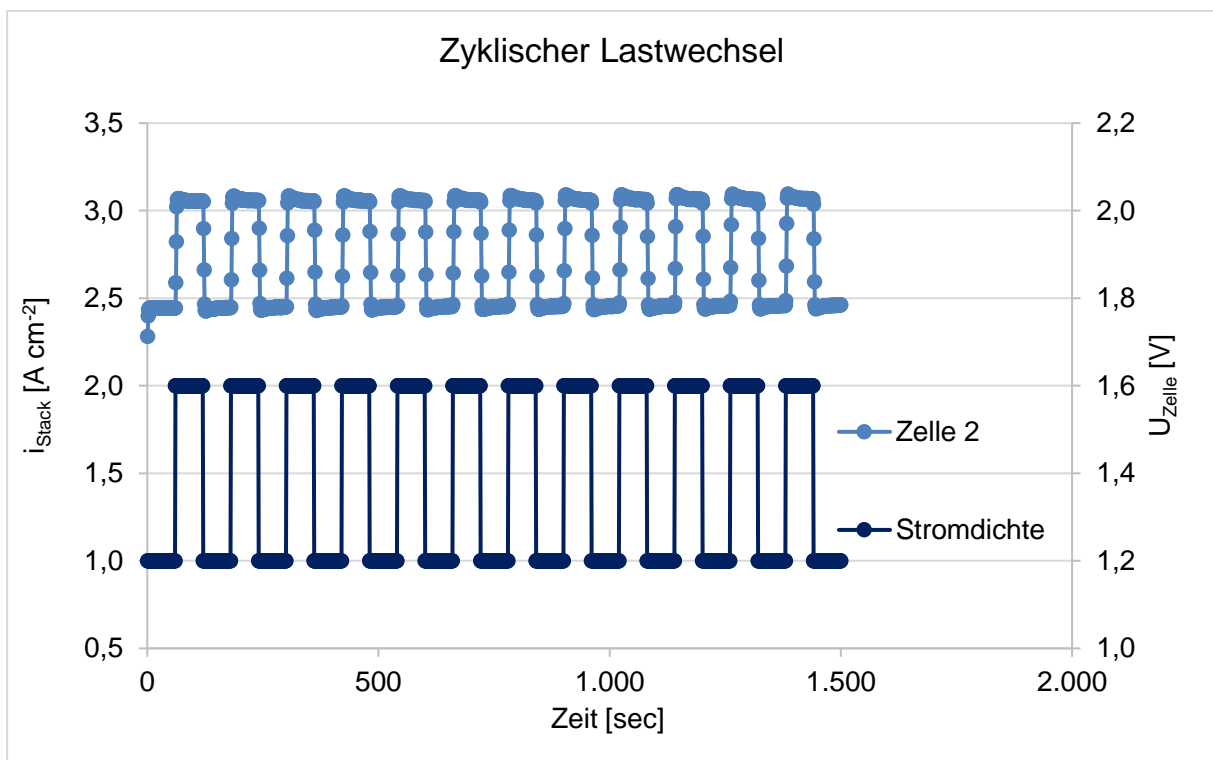


Abbildung 6: Verlauf der Spannung und der Stromdichte einer exemplarischen Einzelzelle über der Zeit bei zyklisch wechselnder Belastung

Die in Abbildung 4 gezeigten Verläufe spiegeln das typische elektrochemische Verhalten von PEMWE Zellen wider. Die mittlere Zellspannung bei einer Stromdichte von  $2,0 \text{ A cm}^{-2}$  beträgt  $1,87 \text{ V}$ , was eine vergleichbare Performance zu vorherigen Studien darstellt [8, 12]. Darüber hinaus überlappen sich die Messwerte, sodass die fünf einzelnen Kennlinien in dieser Darstellung kaum auseinander zu halten sind. Bei einer Stromdichte von  $2,0 \text{ A cm}^{-2}$  liegen die Spannungen von Zelle 1 (mit der in diesem Punkt am höchsten ermittelten Zellspannung) und Zelle 5 (mit der in diesem Punkt am niedrigsten ermittelten Zellspannung)  $34 \text{ mV}$  auseinander. Die etwas höhere Spannung von Zelle 1 kann durch die leicht verminderte Anpressung erklärt werden und deutet auf die entscheidende Rolle der Homogenität wie auch des Absolutwerts des Verpressdrucks hin. Die in Abbildung 5 dargestellten Kurven zeigen darüber hinaus den Temperatureinfluss auf die Performance der Testzellen. Die ermittelten Polarisationskennlinien flachen erwartbar mit steigender Betriebstemperatur aufgrund der höheren elektrochemischen Aktivität bei hohen Temperaturen ab, was vergleichbar mit der Literatur ist [14]. Bei den gewählten Lastwechseln reagieren die fünf Zellen ohne erkennbare Verzögerung und die gemessenen Spannungswerte können verlässlich wiederholt werden (vgl. Abbildung 6). Der Hydraulikdruck, der sich durch die flexible Tasche direkt auf die Zellverpressung auswirkt, hat unmittelbaren Einfluss auf die Zellspannung, da sich mit abnehmendem Anpressdruck die Kontaktwiderstände der Elektrodenkomponenten untereinander sowie an der Schnittstelle zur Membran erhöhen. Folglich kann festgestellt werden, dass die Zellspannung bei der eingestellten Stromdichte mit steigendem Hydraulikdruck sinkt. Bei Hydraulikdrücken oberhalb von  $8,0 \text{ bar}$  fällt der Spannungsunterschied allerdings nicht mehr wesentlich ins Gewicht.

**Tabelle 1 mittlere Zell- und Stackspannungen bei einer Stromdichte von  $2,0 \text{ A cm}^{-2}$  bei verschiedenen Hydraulikdrücken**

| Hydraulikdruck [bar]      | 2,0   | 4,0   | 6,0  | 8,0  | 10   |
|---------------------------|-------|-------|------|------|------|
| Mittlere Zellspannung [V] | 2,10  | 2,01  | 1,99 | 1,97 | 1,97 |
| Stackspannung [V]         | 10,51 | 10,08 | 9,95 | 9,88 | 9,85 |

#### 4. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurde ein Teststand vorgestellt, dessen Neuheit ein Teststack mit fünf Einzelzellen auf Basis der hydraulischen Verpressung darstellt. Es konnte gezeigt werden, dass mit Hilfe der verwendeten Technologie das eingesetzte Zellmaterial reproduzierbar bei verschiedenen Anpressdrücken und Betriebstemperaturen untersucht werden kann. Die simultane Testung von fünf Proben resultiert dabei in der Möglichkeit, direkte Vergleiche zwischen den Proben sowie zwischen verschiedenen Testreihen anzustellen, da die Betriebsbedingungen für alle Testzellen näherungsweise gleich sind. Mit der Möglichkeit, die fünf Testzellen auch dynamisch belasten zu können, sind im Rahmen der technischen Grenzen der installierten Stromquelle beliebige Fahrprozeduren definierbar, um z.B. Langzeitstudien und beschleunigte Alterungstests durchzuführen oder um z.B. den Einfluss von einer simulierten, fluktuierenden Energieeinspeisung auf die Testzellen zu untersuchen. Für die Testung von experimentellen Materialien wie z.B. neuartige Elektrokatalysatoren ist der Teststand somit grundsätzlich geeignet und soll für die weitere Projektarbeit, in dessen Rahmen der neuartige Prüfstand entwickelt und errichtet worden ist, eben hierfür verwendet werden. Für tieferegehende elektrochemische Analysen soll dem Projekt nachfolgend noch eine elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS) sowie eine Stromdichte- und Temperaturverteilungsmessung nachgerüstet werden. Es ist darüber hinaus geplant, durch den Austausch von einigen Komponenten im Prüfsystem, die nicht in alkalischer Umgebung stabil sind (z.B. verschiedener Dichtungen), auch eine Testung von Elektrolysezellen auf Basis der neuen alkalischen Elektrolytmembranen (AEM) zu ermöglichen.

Testzelle 1 ist zurzeit mit einem Stromverteiler aus Titan ausgerüstet, der aufgrund einer teilweisen Unterschreitung der minimalen Aufbauhöhe im Randbereich bei einem Hydraulikdruck von 8 bar nicht in einer vollständigen Anpressung resultiert (vgl. Abbildung 3, linkes Druckbild). Allerdings ist die verwendete Messfolie drucksensitiv ab einem Anpressdruck von 6,0 bar, was bedeutet, dass der aufgeprägte Druck ggf. unterhalb von 6,0 bar liegt, was sich für den Betrieb der Zelle unmittelbar negativ auswirkt. Für Folgestudien mit dem hier beschriebenen Testsystem soll der Stromverteiler von Zelle 1 durch ein Neuteil, welches die geforderten Toleranzen einhält, ersetzt werden, um die Vergleichbarkeit von Ergebnissen weiter zu erhöhen.

### 5. DANKSAGUNG

Die vorgestellten Ergebnisse sind im Rahmen des öffentlich finanzierten F&E-Projekts „Entwicklung eines neuartigen Katalysators mittels Laserablation zur Generierung von Iridium-Nanopartikeln auf oberflächenmodifizierten Keramikträgern für den effizienten Einsatz in PEM-Elektrolysezellen – LIKELY“ erarbeitet worden (Fördernummer EFRE-0801470).

### 6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] [https://ec.europa.eu/info/news/focus-hydrogen-driving-green-revolution-2021-abr-14\\_de](https://ec.europa.eu/info/news/focus-hydrogen-driving-green-revolution-2021-abr-14_de), aufgerufen am 09.08.2022.
- [2] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013) 4901-4934.
- [3] S. Stiber, H. Balzer, A. Wierhake, F. J. Wirkert, J. Roth, U. Rost, M. Brodmann, J. K. Lee, A. Bazylak, W. Waiblinger, A. S. Gago, K. A. Friedrich, *Advanced Energy Materials* 11 (2021) 2100630.
- [4] M. N. I. Salehmin, T. Husaini, J. Goh, A. B. Sulong, *Energy Conversion and Management* 268 (2022) 115985.
- [5] Anders Odegaard. REFHYNE II will build the world's largest PEM electrolyser for hydrogen production – an important step towards GW-size electrolyse plants. <https://www.sintef.no/en/latest-news/refhyne-ii-will-build-the-worlds-largest-pem-electrolyser-for-hydrogen-production-an-important-step-towards-gw-size-electrolyse-plants/>, abgerufen am 12.10.2022.
- [6] <https://igas-energy.de/unternehmen/pressemitteilungen/pressemitteilung-fest10>, abgerufen am 12.10.2022.
- [7] <https://rmis.jrc.ec.europa.eu/?page=crm-list-2020-e294f6>, abgerufen am 12.10.2022.
- [8] S. Shiva Kumar, V. Himabindu, *Materials Science for Energy Technologies* 2 (2019) 442-454.
- [9] <https://likely.nrw/>, aufgerufen am 09.08.2022.
- [10] F. J. Wirkert, J. Roth, S. Jagalski, P. Neuhaus, U. Rost, M. Brodmann, *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020) 1226-1235.
- [11] M. Brodmann, M. Greda, C. Mutascu, J. Roth, Vorrichtung zur Energieumwandlung, insbesondere Brennstoffzellenstack oder Elektrolyseurstack. EP2510571B1, 2013.
- [12] U. Rost, F. J. Wirkert, J. Roth, M. Brodmann, S. Stiber, A. S. Gago, K. A. Friedrich, A Novel Advanced Test System for PEM Water Electrolysis Based on Hydraulic Cell Compression (A0509), *European Fuel Cell Forum*, virtuelle Konferenz, 2021.
- [13] European Commission, Joint Research Centre, G. Tsotridis, A. Pilenga, EU harmonized protocols for testing of low temperature water electrolysis, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/58880>.
- [14] S. Garbe, J. Futter, T.J. Schmidt, L. Gubler, *Electrochimica Acta* 377 (2021) 138046.

## MODELLIERUNG DER EINSPEISUNG VON SOLARTHERMIEANLAGEN IN EIN IN OEOF IMPLEMENTIERTES FERNWÄRMENETZ

Christoph Schmidt, Amélie Oberdorfer, Laura Hofmann, Theresa Reinhardt,  
Viktor Wesselak

Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik,  
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, schmidt@hs-nordhausen.de

**Keywords:** Simulation, Energiesystemmodellierung, Solarthermie, Fernwärme, oeof, OpenModelica

### Abstract

Stadtwerke stehen in den kommenden Jahren vor einem Umbruch in ihren Energiesystemen. Durch politische Rahmenbedingungen sind die Stadtwerke gezwungen, auch die Fernwärme bis zum Jahr 2045 zu dekarbonisieren. Durch diesen Umbruch ergibt sich die Chance zur Optimierung der Fernwärmesysteme. Eine Möglichkeit, derartige Energiesysteme zu optimieren, bietet die Simulationsumgebung oeof. Oeof bilanziert jedoch ausschließlich Energiemengen. Thermische Komponenten wie Wärmespeicher, Wärmepumpen und Solarthermieranlagen sind jedoch stark vom vorherrschenden Temperaturniveau in Vor- und Rücklauf abhängig. Derartige Details lassen sich jedoch aus anderer Simulationssoftware bestimmen. Eine Möglichkeit ist die Nutzung von OpenModelica. In diesem Paper soll daher ein Ansatz zur Kopplung von oeof- und OpenModelica-Simulationen aufgezeigt werden.

### 1. Einleitung

Um die Klimaziele der Bundesregierung einzuhalten, ist auch eine Weiterentwicklung der Energiesysteme von Stadtwerken notwendig. Für die Dekarbonisierung der Fernwärme bis zum Jahr 2045 gilt es sowohl Erneuerbare Energienanlagen als auch Power to X Technologien (PtX) in das System einzubeziehen. Diese Wandlung des Energiesystems stellt die Stadtwerke vor langfristige Investitionsentscheidungen. Eine Möglichkeit sich derartigen Fragestellungen zu nähern, bieten Simulationen. Das **open energy modelling framework** (oeof) bietet die Möglichkeit ein Energiesystem abzubilden und die Kosten zu optimieren. Allerdings werden in oeof ausschließlich Energiemengen bilanziert. Eine Abbildung von Vor- und Rücklauftemperaturen ist dadurch schwierig. Für die Modellierung der zeitaufgelösten, einspeise- und verbrauchsabhängigen Vor- und Rücklauftemperaturen sind daher andere Softwarelösungen heranzuziehen. Dies ist notwendig, um die Einspeisung von Solarthermieranlagen besser abzubilden. Im nachstehenden Paper soll eine Methode vorgestellt werden, wie die solarthermische Einspeisung in ein Fernwärmenetz besser in oeof implementiert werden kann.

### 2. Energiesystemmodellierung in oeof

#### 2.1 Allgemeines

Oeof ist eine in Python implementierte Open-Source Simulationsumgebung für Energiesysteme. Ein Entwicklerteam des Reiner Lemoine Instituts Berlin, der Hochschule Flensburg und der Uni Bremen entwickeln die Simulationsumgebung stetig weiter. Oeof ist objektorientiert und setzt auf das Framework Pyomo auf. Von Pyomo wird eine Datei erzeugt, welche der Solver zur Lösung des linearen Programmierproblems benötigt. Die erzeugte Datei beinhaltet die zu lösende Zielfunktion sowie vorgegebene Nebenbedingungen. Das in oeof enthaltene Package solph stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung. Diese sind blockweise aufgebaut. Ein Block ist beispielsweise die Solarthermie, und ein anderer Block stellt die Fernwärmelast dar. Nachfolgend werden alle Klassen, die zur Modellierung des Energiesystems verwendet werden, kurz erläutert.

### 2.2 Komponenten

Für die Modellierung eines Fernwärmesystems werden vorrangig die nachstehenden Komponenten verwendet:

- Bus ()
- Source ()
- Sink ()
- GenericStorage ()
- Transformer ()

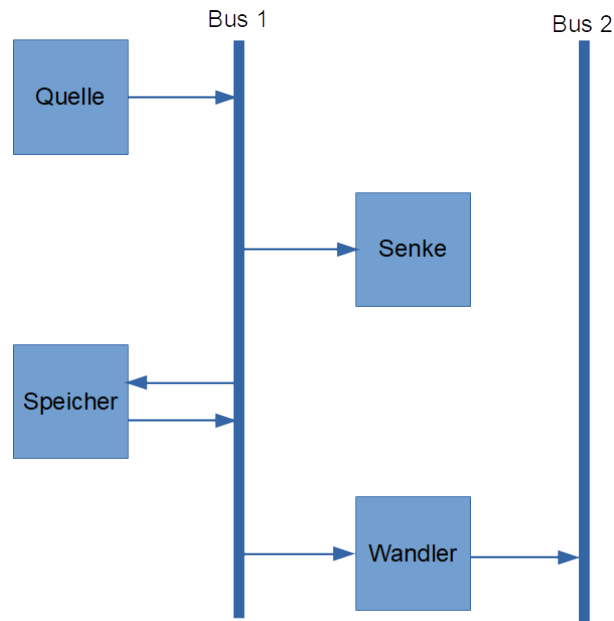
**Bus**-Komponenten stellen eine Art Sammelschiene oder Rohrleitung für die unterschiedlichen Energieträger dar. Typischerweise wird für jeden Energieträger ein separater Bus generiert. Zudem ist es möglich virtuelle Busse zu definieren, welche nichts mit den eigentlichen Energieträgern zu tun haben. Darüber sind zusätzliche Funktionen des Energiesystemmodells möglich. Virtuelle Busse können beispielsweise zur besseren Modellierung der Kostenstrukturen herangezogen werden. Eine fundamentale Randbedingung in oemof ist es, dass die ein- und ausgetragenen Energiemengen auf einem Bus in jedem Zeitschritt bilanziell ausgeglichen sind.

**Source**-Blöcke stellen Komponenten dar, welche als Quellen auf einen Bus einspeisen. Über derartige Blöcke kann beispielsweise der Import von Energieträgern modelliert werden. Dazu kann den Komponenten eine maximale Bezugsleistung vorgegeben werden, welche zum Beispiel durch Grenzkuppelleistungen begrenzt ist. Zudem ist es möglich den Energieträgern in Form von variablen Kosten Preise aufzuschlagen. Auch Erneuerbare Energien lassen sich mit Source-Blöcken realisieren. Für die Einspeisung von Erneuerbaren Energien sind zeitaufgelöste Einspeiseprofile notwendig. Auch den Erneuerbaren Technologien kann eine Nennleistung vorgegeben werden. Alternativ ist auch die Optimierung der Nennleistung über ein Investitionsmodell möglich. Dazu werden Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX), sowie Amortisierungszeit und Zinssatz verwendet, um äquivalente periodische Kosten (epc-costs) zu berechnen. Diese epc-costs werden dem Investitionsmodell übergeben. Zudem ist es möglich minimale und maximale Ausbauziele zu definieren, welche dem Investitionsmodell zu übergeben sind.

**Sink**-Blöcke werden auch als Senken bezeichnet und dienen unter anderem zur Abbildung von Lasten. Die Lasten sind durch einen zeitaufgelösten Lastgang und eine Nennleistung charakterisiert. Eine Hauptbedingung in oemof ist es, diese Lasten zu jedem Zeitpunkt zu decken. Exportblöcke lassen sich ebenfalls über die Komponente Sink () im Energiesystem abbilden. Wie bei den Importblöcken ist es auch beim Export so, dass die exportierte Energiemenge mit einem Preis versehen werden kann.

**GenericStorage**-Blöcke dienen als Energiespeicher. Je nachdem, welcher Bus mit den Speichern verbunden ist, können verschiedene Arten von Speichern realisiert werden. Die dynamischen Eigenschaften von Speichern werden über die C-Rate definiert, welche das Verhältnis aus Ein- bzw. Ausspeicherleistung zur Kapazität des Speichers darstellt. Die Kapazität des Speichers kann dem Block entweder fest vorgegeben werden, oder über ein Investitionsmodell optimiert werden. Energieverluste können über Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade und/oder eine zeitliche Verlustrate implementiert werden.

**Transformer**-Blöcke stellen Energiewandler dar, welche Energie von einem Bus auf einen anderen übertragen können. Derartige Blöcke sind wichtig, um beispielsweise Power-to-X-Technologien abbilden zu können. Transformern kann eine Nennleistung vorgegeben oder über ein Investitionsmodell optimiert werden. Je nach Transformer kann ein derartiger Block mehrere Ein- und Ausgänge aufweisen, welche mit verschiedenen Bussen verknüpft sind. Um den Energiefluss korrekt abzubilden, werden dem Transformer Wirkungsgrade in Form von conversion-factors übergeben. Abbildung 1 veranschaulicht ein derartiges Energiesystemmodell mittels Blockschaltbild.



**Abbildung 1 – Schematische Darstellung der wichtigsten Komponenten zur Energiesystemmodellierung in Form eines Blockschaltbildes.**

### 2.3 Grenzen der Modellierung

Oemof eignet sich hervorragend für die Optimierung von Energiesystemen. Für einige Komponenten wie beispielsweise Solarthermie-Kollektoren und Wärmepumpen spielen die vorherrschenden Temperaturen eine entscheidende Rolle. Die Temperaturniveaus von Vor- und Rücklauf eines Fernwärmenetzes werden in oemof jedoch nicht abgebildet. Es werden ausschließlich die Energiemengen im Fernwärmenetz bilanziert. Nachstehend werden einige daraus resultierende Probleme aufgezeigt.

Der Ertrag von Solarthermie-Anlagen ist abhängig von der Fluidtemperatur innerhalb der Kollektoren. Dies ist beispielsweise in der VDI-Richtlinie für solare Prozesswärme 3988 [1] beschrieben. Die sich einstellende Fluidtemperatur innerhalb der Kollektoren muss (aufgrund des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik) höher sein, als das Temperaturniveau, auf welches eingespeist wird. Daher ist die Kenntnis des Temperaturniveaus in Vor- bzw. Rücklauf essenziell für die korrekte Berechnung des Solarthermieertrages. Die Vor- und Rücklauftemperatur in einem Fernwärmenetz ist zudem ortsabhängig. Eine orts aufgelöste Temperaturmodellierung ist in oemof derzeit nicht implementiert.

Für die Modellierung von Wärmepumpen ist die Kenntnis der Verdampfungs- ( $\vartheta_{in}$ ) und Kondensationstemperatur ( $\vartheta_{out}$ ) in °C notwendig. Dies zeigt sich beispielsweise an der Berechnung des COP [2]:

$$COP = \frac{273,15 \text{ K} + \vartheta_{out}}{\vartheta_{out} - \vartheta_{in}}$$

Der COP gibt jedoch nur einen oberen Grenzwert der Wärmepumpe an. Um die zeitaufgelöste Leistungszahl der Wärmepumpe zu bestimmen sind zudem ein Gütegrad ( $\nu_{WP}$ ) und ein zeitlich aufgelöstes Temperaturprofil ( $\vartheta_{in}(t)$ ;  $\vartheta_{out}(t)$ ) notwendig:

$$LZ(t) = \frac{273,15 \text{ K} + \vartheta_{out}(t)}{\vartheta_{out}(t) - \vartheta_{in}(t)} \cdot \nu_{WP}$$

Sowohl für die Solarthermieanlagen als auch für die Wärmepumpen wird ein zeitlich und örtlich aufgelöstes Temperaturprofil benötigt, welches aus oemof nicht generierbar ist. Daher sind andere Modellierungsansätze notwendig, um ein derartiges Temperaturprofil zu erzeugen.

### 3. Modellierung der Vor- und Rücklauftemperatur

#### 3.1 Software

Es gibt eine Vielzahl an Programmen, um ort- und zeitaufgelöste Temperaturprofile zu generieren. Nachstehend sind einige dieser Programme aufgeführt:

- Polysun
- Matlab/Simulink (Toolbox: Simscape)
- Engineering Equation Solver (EES)
- TesPy
- OpenModelica

Um möglichst vielen Nutzern einen Zugang zu ermöglichen, sollte es sich um eine Open Source Software handeln. Zudem sollte die Bedienung der Software einfach und das sich ergebende Netzwerk direkt sichtbar sein. Aus diesen Gründen wurde OpenModelica gewählt.

#### 3.2 Modell-Komponenten

Für eine möglichst gute Kompatibilität zu oemof sind folgende Komponenten in OpenModelica abzubilden:

- Quellen
- Rohrleitungen
- Verbraucher

**Quellen** stellen Komponenten dar, welche Energie in Form von Wärmeströmen in das Fernwärmenetz einbringen. Dabei gilt es, die von oemof ermittelten Momentanleistungen bereitzustellen.

**Rohrleitungen** dienen dazu, das Fernwärmenetz mit den Netzverlusten abzubilden. Um die räumliche Auflösung des Temperaturprofils zu gewährleisten, ist das Fernwärmerohrleitungsnetz möglichst detailgetreu abzubilden. Minimum des Detaillierungsgrades stellen die Netzpunkte für die Einspeisung der Erzeuger- und Verbrauchsanlagen dar.

**Verbraucher** ermöglichen es, Wärme zum Heizen von Gebäuden aus dem Fernwärmenetz zu entnehmen. Der Lastgang für die örtlich verteilten Verbraucher sollte in Summe der Lastkurve entsprechen, welche in oemof Verwendung findet.

Zudem sind Randbedingungen vorzugeben, welche das Wärmeträgerfluid betreffen. Zum einen werden Stoffparameter wie die Wärmekapazität benötigt. Zum anderen sind ggf. Massen- oder Volumenströme anzugeben. Ziel sollte sein, die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Stadtwerke einzuhalten. Ein Regelalgorithmus, welcher dies bewirkt, kann ebenfalls implementiert werden. Ein einfaches Wärmenetz ist in Abbildung 2 veranschaulicht.

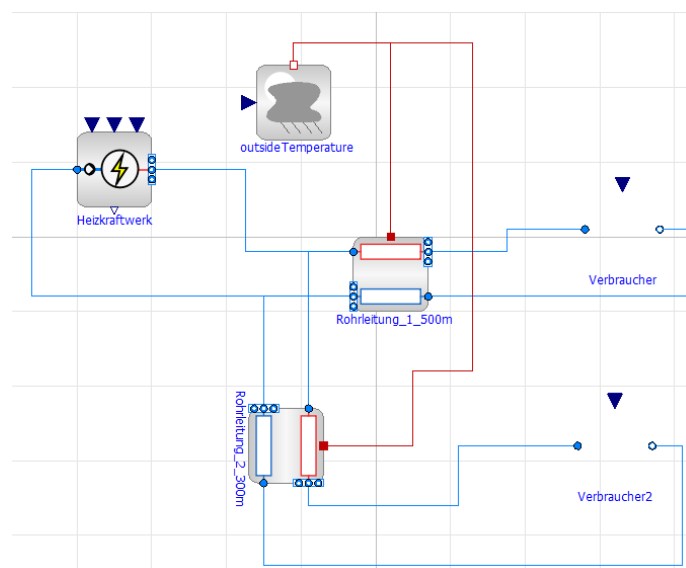


Abbildung 2 – Vereinfachtes Modell in OpenModelica mit Erzeuger, Rohrleitungen und Verbrauchern.

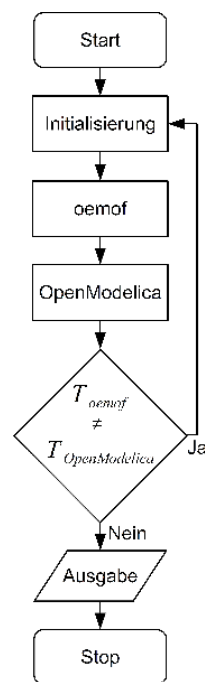


An den verschiedenen Netzknoten zwischen den Rohrleitungen kann die Temperatur zeitaufgelöst abgefragt werden. Durch die Vernetzung erfolgt die örtliche Aufteilung von Temperaturen. Die sich ergebenden Temperaturprofile sind Grundlage für die in Kapitel 2.3 aufgeführten Berechnungsansätze.

### 4. Lösungsmethode

Oemof bietet die Möglichkeit, ein Energiesystem zu optimieren. In OpenModelica ist ein detaillierteres Energiesystemmodell realisierbar. Um beide Vorteile nutzbar zu machen, gilt es eine Kopplung der Programme zu realisieren.

Zwischen Python und OpenModelica ist eine Kopplung möglich. Das Programm zur Kopplung wird derzeit in Python realisiert, da ein bestehendes Energiesystemmodell in oemof bereits besteht. Nach der Validierung des Energiesystems in OpenModelica soll das Python-Skript erweitert werden. Derzeit ist ein iterativer Lösungsansatz angestrebt, welcher nachstehend ausführlicher beschrieben und abgebildet (Abbildung 3) ist.



**Abbildung 3 – Programmablaufplan zur Kombination von oemof- und OpenModelica-Simulationen**

Nach dem Start der Simulationssoftware wird die oemof-Simulation initialisiert. Dabei kommen die derzeit genutzten Ertrags- und Temperaturprofile zum Einsatz. Anschließend erfolgt eine Optimierung in oemof. Resultat der oemof-Simulation sind unter anderem auch die Momentanleistungen der einzelnen Komponenten. Diese sowie die Lastgänge und Verluste werden zeitaufgelöst an OpenModelica übergeben. In OpenModelica werden die übergebenen Daten den entsprechenden Komponenten zugeordnet. Anschließend erfolgt eine Simulation in OpenModelica. Aus den Ergebnissen der OpenModelica-Simulation werden die Temperaturprofile ausgelesen. Diese werden mit den in oemof genutzten Temperaturprofilen verglichen. Gibt es signifikante Abweichungen, wird eine erneute oemof-Simulation angestoßen. Dabei werden jedoch die eingangs genutzten Temperaturprofile mit den in OpenModelica berechneten Temperaturprofilen überschrieben. Sind die Unterschiede zwischen den oemof- und OpenModelica-Temperaturprofilen kleiner als ein definierter Grenzwert, werden die Gesamtergebnisse ausgegeben.

Die Veröffentlichung von Testergebnissen ist für das kommende Jahr geplant. Dafür ist ein Vergleich der Genauigkeit mit- und ohne Kopplung der Systeme vorgesehen.

### 5. Zusammenfassung

Oemof bietet die Möglichkeit, Energiesysteme hinsichtlich Kosten zu optimieren. Es werden jedoch ausschließlich Energiemengen bilanziert, wodurch keine Aussagen über Temperaturprofile möglich sind.

Um dies zu verbessern, wird derzeit an einer Kombination aus oemof- und OpenModelica-Simulation gearbeitet. Dadurch ist eine bessere Einbindung von temperaturabhängigen Komponenten wie Solarthermieanlagen; Wärmespeichern und Wärmepumpen möglich.

### Literaturverzeichnis

- [1] VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (Hrsg.): VDI-3988-Solarthermische Prozesswärme. Norm, Deutschland, 2020
- [2] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: Geothermie, in: Handbuch Regenerative Energietechnik, 3. Auflage, Springer-Verlag Berlin, 2017

### OPTIMIERUNG DER KOMPONENTEN EINES BAUKASTENSYSTEMS FÜR ELEKTROSTATISCHE PARTIKELABSCHIEDER FÜR EINZELRAUMFEUERUNGEN

*Stephan Schulte<sup>1</sup>, Dr. Bodo Groß<sup>1</sup>, Julia Klett<sup>1</sup>, Pablo Klainsek<sup>2</sup> und Andreas Wesel<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken

<sup>2</sup> Kutzner + Weber GmbH, Frauenstraße 32, 82216 Maisach

#### Schlüsselwörter

Einzelraumfeuerungen, elektrostatische Partikelabscheider, Isolatoren für elektrostatische Partikelabscheider

#### Zusammenfassung

Im Rahmen des Verbundprojekts MeliNa - Modularer elektrostatischer Partikelabscheider als universell integrierbare (Nachrüst-)Lösung für Einzelraumfeuerungen und Biomassekessel im Bereich bis 30 kW Nennwärmeleistung, entwickeln die IZES gGmbH zusammen mit dem Industriepartner Kutzner + Weber GmbH einen elektrostatischen Partikelabscheider, der sich insbesondere für Einzelraum- und kleine Biomassefeuerungen eignet. Neben hohen Anforderungen an die einzelnen Komponenten, die sich vor allem durch die meist schlechtere Verbrennung der handbeschickten, unregelmäßigen Einzelraumfeuerungen ergeben, muss dabei auch ein im Verhältnis zu den Anschaffungskosten der Feuerung, akzeptabler Verkaufspreis erzielt werden. Um beide Anforderungen zu erfüllen, werden die Komponenten als Baukastensystem entwickelt. Dies ermöglicht einerseits die Fertigung einzelner Komponenten in höherer Stückzahl, erlaubt aber auf der anderen Seite eine, an die Anforderungen der Anlage bzw. des Kunden optimierte und damit kostengünstige Zusammenstellung des Abscheiders.

Im folgenden Text werden die durchgeführten Entwicklungsschritte zur Optimierung des Isolators beschrieben. Dazu wurde ein Stecksystem gefertigt, mit dem sich verschiedene Konfigurationen des Isolators in einem Prüfstand unter praxisnahen Bedingungen erproben lassen. Als Prüfstände stehen zwei Anlagen mit unterschiedlichen Einzelraumfeuerungen und unterschiedlichen Abscheidern zur Verfügung. Abscheider Nr. 1 hat einen Durchmesser von 130 mm, eine Abscheidestrecke von 500 mm und einen Abstand von 250 mm zwischen Isolatoraufnahme und Kernstrom des Abgases. Abscheider Nr. 2 ist wesentlich kompakter und hat bei einem Durchmesser von 150 mm, eine Abscheidestrecke von 220 mm und einem Abstand zwischen Isolatoraufnahme und Kernstrom des Abgases von 180 mm. Neben der Variation der Isolatorlänge können zur Verlängerung des Kriechwegs, also die Weglänge entlang der Oberfläche des Isolators, Isolatorringe mit größeren Durchmessern eingesetzt werden. Diese Ringe schützen den Grundkörper des Isolators außerdem vor direkter Anströmung mit Abgas.

Es wurden drei verschiedene Isolatorlängen (255 mm; 135 mm und 90 mm) und mit verschiedenen Ringkonfigurationen (0, 2, 3 oder 4 Ringe) kombiniert, wobei bei einer Isolatorlänge von 90 mm nur 0 bis 3 Ringe eingesetzt werden konnten. In jeder Isolatoranordnung wurden nacheinander mehrere Abbrände mit je 1,5 kg Holz durchgeführt. Zur Charakterisierung wurden regelmäßig Fotos des Isolators gemacht, die Strom- und Spannungswerte aufgezeichnet und nach jedem Abbrand eine U/I-Kennlinie aufgenommen. Mit Hilfe der Versuche sollten vorab, aufgrund von Erfahrungswerten, Recherchen und Vorexperimenten aufgestellte Theorien zur Auslegung des Isolators überprüft werden. Weiterhin wurde mit einer innerhalb des Isolators liegenden Schirmung experimentiert, welche verhindern soll, dass durch die elektrostatischen Kräfte Staubpartikel vom Isolator angezogen werden und dadurch die Verschmutzung des Isolators beschleunigen.

Das Versagen des Isolators wird für die Versuche dadurch definiert, dass die eingestellte Hochspannung nicht mehr gehalten werden kann, bzw. es aufgrund der Staubablagerungen auf dem Isolator zu Überschlügen oder Kriechströmen über die leitfähige Schmutzschicht kommt. Die Leitfähigkeit der Schicht lässt sich sehr gut über eine U/I-Kennlinie charakterisieren. Im sauberen oder leicht verschmutzten Zustand ergibt sich der Stromfluss quasi ausschließlich über den Gasraum. Bis zur Koronaeinsetzspannung (in Abbildung 1 Kennlinie von Abbrand 1 bei ca.

15 kV) fließt daher nahezu kein Strom. Bei höheren Spannungen steigt der Strom exponentiell mit der eingestellten Spannung an. Für die in Abbildung 1 gezeigten Abbrände 3 und 4 nimmt die Koronaansatzspannung scheinbar ab, gleichzeitig steigt der Strom linear mit der Spannung an. Beide Effekte lassen sich auf die Verschmutzung bzw. die leitfähige Schicht auf dem Isolator zurückführen. Diese Schicht wirkt elektrisch gesehen wie ein zur Gasstrecke parallelgeschalteter ohmscher Widerstand. Mit steigender Spannung wird der lineare Verlauf der Kennlinie von der Koronaentladung und Entladungen über den Isolator überlagert und nimmt dadurch wieder exponentiell zu.

### 13,5 cm Isolator, 2 Ringe

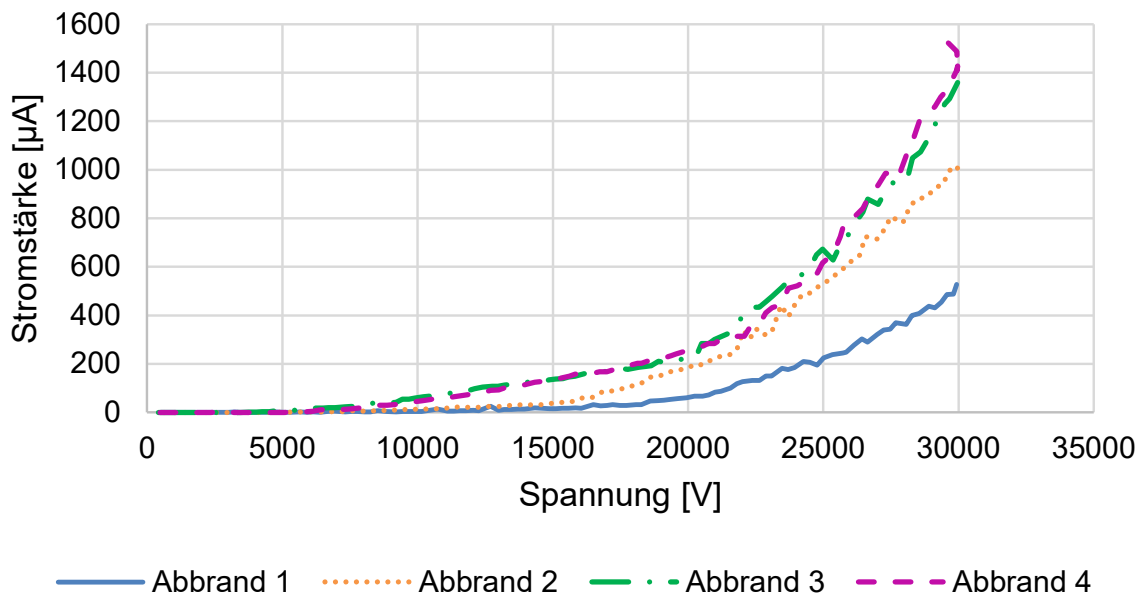


Abbildung 1: U/I-Kennlinie der Isolatoranordnung 135 mm; 2 Ringe am Prüfstand mit Abscheider Nr. 2 über vier Abbrände

Die Kennlinie für den 2. Abbrand in Abbildung 1 zeigt einen ähnlichen Verlauf wie die Kennlinie des 1. Abbrandes, jedoch bei deutlich höherer Stromstärke. Dies kann zum einen auf eine Verschmutzung des Isolators zum anderen aber auch durch eine geänderte Abgaszusammensetzung oder einen Temperaturanstieg zurückgeführt werden. Aufgrund der Fotodokumentation konnte es in diesem Fall der Verschmutzung zugeordnet werden. Ab dem dritten Abbrand kann man aufgrund des verfrühten Anstiegs des Stroms und des zunächst linearen Verlaufs bereits aus der Kennlinie schließen, dass sich eine leitfähige Schicht auf dem Isolator gebildet hat.

Die Versuche mit unterschiedlichen Isolatoranordnungen konnten die theoretischen Annahmen grundsätzlich bestätigen. Die Isolatorstandzeit, also die Zeit bis zum Versagen des Isolators, steigt mit wachsender Länge und wachsenden Kriechweg. Jedoch unterliegt diese Aussage auch Einschränkungen. Der Isolator sollte möglichst nicht in den Kernstrom des Abgases hineinragen, da sonst die Verschmutzung sogar beschleunigt werden kann. Auch bei der Anzahl der Ringe gab es einen Ausreißer. In Abscheider Nr.2 – und bei der in dieser Anordnung ungünstigen Isolatorlänge von 255 mm – ermöglichte eine Bestückung mit zwei Ringen eine längere Standzeit als mit drei und vier Ringen. Hier wird eine positive Wechselwirkung zwischen der Platzierung der Ringe und der Anströmung vermutet die aber in dieser Versuchsreihe nicht weiter untersucht werden konnte. Im weiteren Verlauf des Vorhabens sollen diese Versuche wiederholt und bestenfalls die vorliegenden Ergebnisse reproduziert werden. Durch die innenliegende Schirmung des Isolators konnte in den durchgeführten realen Versuchsreihen keine wesentliche Verbesserung der Standzeit des Isolators festgestellt bzw. die in Vorversuchen festgestellte deutlich verminderte Verschmutzung nicht reproduziert/nachgewiesen werden.

Durch das Isolatorstecksystem kann in Zukunft für die verschiedenen Varianten des Abscheiders der jeweils passende Isolator gefunden werden. Auch weitere Variationen wie, z.B. verschiedene Isolatordurchmesser oder

die Bestückung mit Ringen mit unterschiedlichem Durchmesser können damit einfach und realitätsnah erprobt werden. Die jeweils passende Konfiguration kann dann unter Berücksichtigung von weiteren Parametern wie, z.B. der Reinigungsfähigkeit oder der Ermöglichung eines möglichst einfachen Einbaus in großer Stückzahl aus Keramik gefertigt werden und als eine Komponente des Baukastensystems genutzt werden.

Das durch die Auswertung der U/I-Kennlinie gewonnene Wissen kann in Zukunft dazu eingesetzt werden, um potentiellen Nutzern eine notwendige Reinigung bzw. eine Störung anzuzeigen oder eine automatische Reinigung des Abscheiders auszulösen.

### Danksagung

Das Verbundvorhaben MeliNa (FKZ: 2206218 & 22019818) wird durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert, durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet und gemeinsam von der IZES gGmbH und der Kutzner und Weber GmbH bearbeitet.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**ENTWICKLUNG EINES DEKARBONIERSTEN ENERGIESYSTEMS IN LÄNDLICHEN REGIONEN DURCH SEKTORENKOPPLUNG**

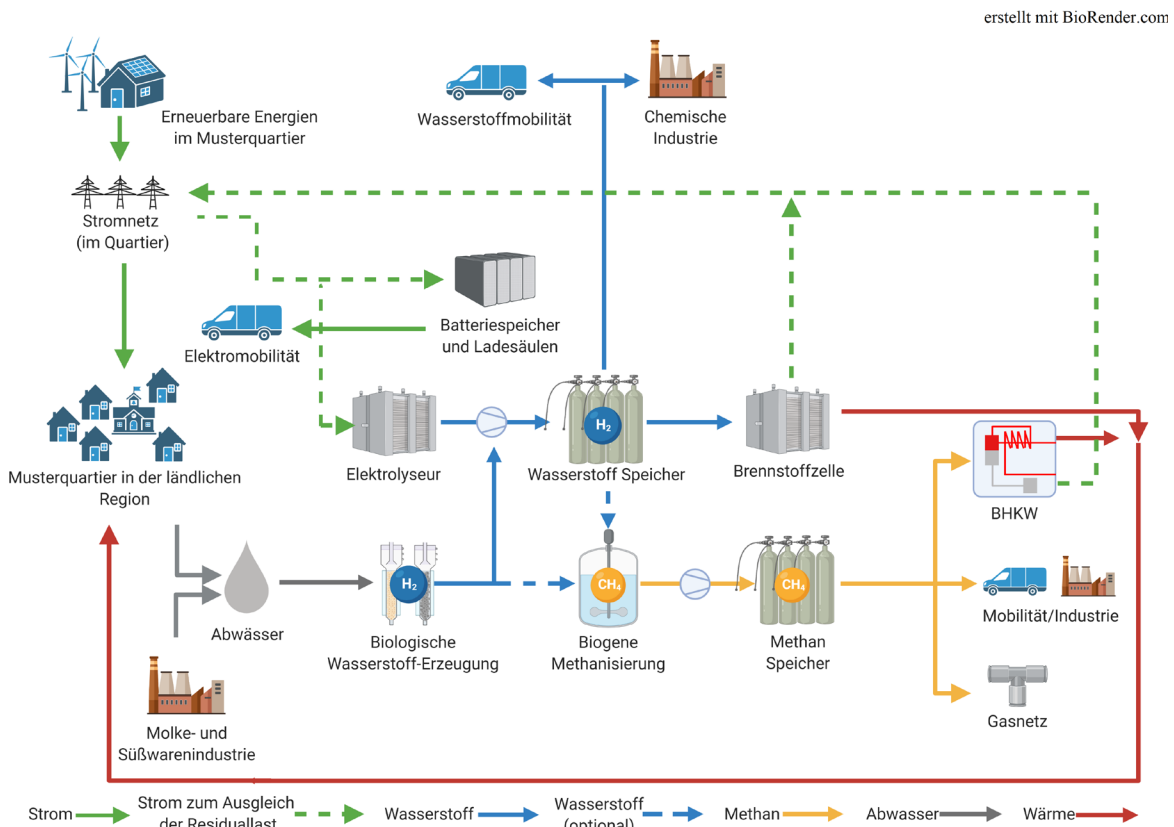
Philipp Sommer<sup>1,2\*</sup>, Lennart Dörtelmann<sup>1,2</sup>, Dr.-Ing. Elmar Brüggig<sup>1,2</sup>, Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt, FH Münster – University of Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt

<sup>2</sup> Institut für Energie, Ressourcen und Infrastruktur, FH Münster – University of Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt

\* Korrespondierender Autor: Philipp Sommer, +49 2551 9 62575, philipp.sommer@fh-muenster.de

**GRAFISCHES ABSTRACT**



**Abbildung 1: Grafisches Abstract EnerRegion, Abkürzungen: H2: Wasserstoff; CH4: Methan; BHKW: Blockheizkraftwerk**

**1. EINLEITUNG**

Die Notwendigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EE) ergibt sich aus den weltweiten Klimaschutzziele, wie dem Übereinkommen von Paris auf der UN-Klimakonferenz (vom 12. Dezember 2015<sup>1</sup>) und der hieraus resultierender Begrenzung der anthropogen verursachten globalen Erwärmung gegenüber vorindustriellen Werten um deutlich unter 2 K (sog. 1,5 °C-Ziel) [1]. Eine Möglichkeit der Treibhausgas-minderung (THG-Minderung) bietet die Substitution fossiler Energieträger (wie Erdgas, Erdöl und Kohle) durch erneuerbare bzw. dekarbonisierte Energieträger. Mit dem Fortschreiten dieser

<sup>1</sup> Das Inkrafttreten des Abkommens erfolgte erst nach der Ratifizierung am 4. November 2016.

Energiewende werden auf Grund der oftmals fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Lösungen benötigt, die die Energie bedarfsgerecht zur Verfügung stellen und die Sektoren Wärme und Mobilität mit dem Sektor Strom koppeln. Die genaue Ausprägung der verschiedenen Energieträger und deren Verteilung in den Sektoren ist zwar noch nicht vollständig geklärt, doch zeigen Dammer et al. [2] mit einem Blick auf aktuelle Studien [3–8], dass neben der Elektrifizierung auch gasförmigen und flüssigen Energieträgern Relevanz zugesprochen wird und unterstreichen die Bedeutung der Sektorenkopplung.

Das deutsche Energiesystem steht demnach vor einem Wandel. Es fehlt derzeit (noch) an Konzepten zur Sektorenkopplung in Quartieren in der ländlichen Region<sup>1</sup> [10], die im Gegensatz zum oftmals erforschten urbanen Raum [11], eine abweichende energetische Versorgungs- und Erzeugungsstruktur sowie ein anderes Mobilitätsverhalten aufweist [9, 12–14]. Diese Problematik wurde im Rahmen des *7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung* [15] oder aber des *Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW)* [16] erkannt und entsprechende Forschungsprojekte gefördert. Die Herausforderungen und Chancen in einer ausgewählten ländlichen Region, dem nördlichen Münsterland, werden daher in dem durch das *EFRE.NRW* geförderte Forschungs- und Entwicklungsprojekt *EnerRegio-Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in ländlichen Regionen* (Förderkennzeichen EFRE-0801824) untersucht, indem aufgezeigt wird, wie eine Lösung für ein ländliches Quartier in der Zukunft aussehen kann.

Die Untersuchungen im Projekt *EnerRegio* mit der detaillierten Auswertung des Energiesystems in einem Musterquartier, der umfangreichen Betrachtung diverser Varianten für ein Energiekonzept zur Förderung der Power-to-X-Technologien im ländlichen Raum und der Simulation eines modellhaften Energiesystems, bieten eine Basis für die weitere Anwendung und Übertragung auf andere ländliche Kommunen und Regionen. Die Ergebnisse des Forschungs- und Entwicklungsprojekts *EnerRegio* sollen als Blaupause für die Energiewende und ein zukünftiges Energiekonzept im ländlichen Quartier dienen. Ein weiteres Ziel ist neben der Ergebnisdarstellung, eine Art Leitfaden für verschiedenen Anwendergruppen in der Quartiersentwicklung bereit zu stellen. In diesem Leitfaden soll für verschiedene Anwendergruppen wie den Quartiersplanern, den Bewohner sowie Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen (EVU) herausgestellt werden, welche Schritte für die Entwicklung eines Energiekonzepts für ländliche Quartiere notwendig sind. Diese Schritte umfassen u. a. die energetische Erfassung des Quartiers, die Entwicklung eines zukünftigen dekarbonisierten Energiekonzepts auf Basis der vorhandenen Potenziale sowie die Bewertung verschiedener möglicher Ausbaustufen und Technologien innerhalb des Energiekonzepts. Die Bewertung kann hinsichtlich verschiedener Schwerpunkte wie z. B. des Selbstversorgungsgrads mit EE oder ökonomischer sowie ökologischer Auswirkungen erfolgen. Darüber hinaus ist entscheidend, die Einflüsse des Energiekonzepts auf das vorhandene (Strom-)Netz zu erörtern, um trotz des Ausbaus fluktuierender EE innerhalb des dekarbonisierten Energiekonzept eine Netzstabilität zu fördern.

## 2. MATERIAL UND METHODEN

Die Untersuchung im Projekt *EnerRegio* basieren auf mehreren Teilschritten, die in den nächsten Kapiteln erläutert werden.

### 2.1 ERFASSUNG DES IST-ZUSTANDES

Zu Projektbeginn war die Wahl eines Musterquartiers von besonderer Relevanz, das für die ländliche Region repräsentativ ist und somit nach dem Projektende die Möglichkeit der Übertragbarkeit bietet. Vor diesem Hintergrund konnte in Zusammenarbeit mit der SWTE Netz GmbH & Co. KG (SWTE Netz)<sup>2</sup> ein Musterquartier in der Gemeinde Recke (Nordrhein-Westfalen (NRW)) identifiziert werden, welches

<sup>1</sup> Als ländliche Region gilt die Definition nach Küpper [9].

<sup>2</sup> Tochtergesellschaft der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG

die ländlichen Bedarfsstrukturen im Versorgungsgebiet der SWTE Netz repräsentativ abbildet. Das gesamte Versorgungsgebiet der SWTE Netz ist in der Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Versorgungsgebiet der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG (Stand 2018) [17]**

In einem zweiten Schritt wurden der energetische Ist-Zustand sowie die vorhandenen Ausbaupotenziale der EE im Musterquartier untersucht. Das Musterquartier ist ein Bestandsquartier und bildet ein typisches Wohngebiet im Versorgungsgebiet der SWTE Netz ab. Es liegt in der Gemeinde Recke im Kreis Steinfurt. Die Gemeinde Recke besitzt insgesamt 11.393 Einwohner [18]. Das Musterquartier enthält mehrere zusammenhängende Straßen in einem Wohngebiet und besteht aus insgesamt 22 Haushalten. Der gemeinsame Niederspannungsstromkreis und der Anschluss an den Ortsnetztransformator definieren die 22 Haushalte bzw. Wohneinheiten (WE) im Rahmen des Projekts EnerRegio als Quartier. Insgesamt sind fünf weitere Stromkreise der umliegenden Quartiere an einem 10 kV Niederspannungstransformator angeschlossen [19, 20]. Die WE innerhalb des Musterquartiers setzen sich aus (sanierten) Bestandsgebäuden sowie Neubauten zusammen. Hierbei sind die Wohneinheiten sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser. Bei der Betrachtung des Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier sind der elektrische Bedarf sowie der dort erzeugte Strom von Bedeutung. Der gesamte elektrische Bedarf der WE im Quartier betrug im Referenzjahr 2018 89.223,55 kWh/a [19]. Zudem lagen für die Simulation zudem die Daten für die Jahre 2017 und 2019 vor. Die Abweichungen der Energiebedarfe im Stromsektor zwischen den Jahren 2017-2019 sind gering. Das Referenzjahr 2018 wurde gewählt, da für dieses Jahr zu Projektbeginn die beste Datenqualität vorlag. In der Tabelle 1 wird der Strombedarf gemäß den Abrechnungsdaten der jeweiligen WE zugeordnet. Die Namen der Wohneinheiten und Hausnummern wurden willkürlich gewählt, sodass keine Rückverfolgbarkeit zu den tatsächlichen Adressen möglich ist. Wie ebenfalls in der Tabelle 1 ersichtlich, sind seit dem Referenzjahr und aktuell drei Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Quartier installiert. Diese stellen die einzige Stromerzeugung innerhalb der definierten Quartiersgrenzen dar. Die erzeugten Energiemengen gelten für das Jahr 2018. Das Jahr 2018 ist kein repräsentatives PV-Bezugsjahr für die spätere Simulation des Quartiers. Hierfür ist lediglich die installierte Leistung von Bedeutung. Die Energieerzeugung wird gemäß des Datensatzes des Deutschen Wetterdienstes für den Standort der Gemeinde Recke berechnet.



**Tabelle 1: Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier Recke 2018 [19]**

| Wohneinheit Nr. | Strombedarf (kWh/a) | Installierte Leistung der Photovoltaik-Anlage (kW) |
|-----------------|---------------------|--|
| 1               | 5.203               |  |
| 2               | 7.492               |  |
| 3               | 4.541               |  |
| 4               | 5.017               |  |
| 5               | 3.366               |  |
| 6               | 4.458               |  |
| 7               | 2.776               |  |
| 8               | 3.710               |  |
| 9               | 2.286               |  |
| 10              | 3.343               |  |
| 11              | 2.078               |  |
| 12              | 4.042               |  |
| 13              | 3.404               | 11   |
| 14              | 8.749               |  |
| 15              | 6.388               | 9,9  |
| 16              | 2.431               |  |
| 17              | 3.163               |  |
| 18              | 4.650               |  |
| 19              | 2.367               |  |
| 20              | 3.710               | 3  |
| 21              | 2.010               |  |
| 22              | 4.040               | 11   |
| <b>Summe</b>    | <b>89.224</b>       | <b>23,9</b>  |

Zur Abbildung des Sektors Wärme im Musterquartier wurden verschiedenen Ansätze gewählt. Für die WE, die den Energieträger Erdgas zum Heizen benutzen, lagen detaillierte Jahres-Gasverbräuche seitens der SWTE Netz vor. Um detailliertere Einblicke in die Wärmeerzeugung hinsichtlich anderer oder ergänzender Energieträger zu erhalten, wurde ein anonymer Fragebogen zur Haushaltsbefragung entwickelt. Hinsichtlich des Wärmebedarfs im Musterquartier wurden neben dem jährlichen Wärmebedarf auch Fragen zu den individuellen Randbedingungen, wie die Art der Heizung bzw. der verwendete Energieträger, eingearbeitet. Ebenso wurde die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen, die Größe der beheizten Wohnfläche, das Alter des Hauses und der Heizung sowie die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen abgefragt. Die Auswertung der Fragebögen in Verbindung mit den Gasverbrauchsdaten der SWTE lieferten folgende Erkenntnisse für das Musterquartier: Der Anteil der mit Erdgas beheizten Gebäude beträgt innerhalb des Musterquartiers 15 von 22. Aus den Anwohnerfragebögen ergaben sich zudem eine Pelletheizung, eine Kohleheizung, zwei Ölheizungen und eine Holzheizung. Außerdem haben zwei Haushalte zusätzlich zur Gasheizung einen Kachelofen und zwei Haushalte zusätzlich eine Solarthermieanlage verbaut. Die zwei weiteren Heizungsanlagen sind Wärmepumpen. Auf Grund der nicht ausreichenden Datenbasis im Sektor Wärme wurden die WE im Musterquartier mit der Energieberater Software Energieberater Professional 3D der Firma Hottgenroth modelliert und der wärmeseitige Energiebedarf (Heizenergiebedarf plus Warmwasseraufbereitung) durch das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. berechnet. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, für die Energiekonzepte in den Zieljahren 2030 und 2050 die Auswirkungen von energetischen Sanierungsraten und deren Einflüsse auf den Wärmebedarf direkt aus Hottgenroth heraus berechnen zu können. Auf Basis des Endenergiebedarfs aus Hottgenroth konnten anschließend Lastgängen für die Simulation entwickelt werden. Die Tabelle 2 zeigt den wärmeseitigen Endenergiebedarf aus Hottgenroth im Musterquartier in komprimierte Form.

**Tabelle 2: Ist-Zustand des Wärmeenergiebedarfs im Musterquartier Recke [19,21]**

| <b>Energieträger</b>      | <b>Wärmebedarf (kWh/a)</b> |
|---------------------------|----------------------------|
| Erdgas                    | 233.839                    |
| Kohle                     | 12.395                     |
| Öl                        | 38.184                     |
| Pellet oder Holz          | 27.107                     |
| Solarthermie <sup>a</sup> | 7.492                      |
| Wärmepumpe                | 29.168                     |
| <b>Summe</b>              | <b>348.185</b>             |

Anm.: a Solarthermie als Zusatzheizung, Annahme von 20 % des gesamten Wärmebedarf des jeweiligen Haushalts

Die absolute Anzahl der im Quartier befindlichen Personenkraftwagen (Pkw) war durch den Haushaltsfragebogen nicht zu ermitteln. Im Rahmen der Befragung zum Mobilitätsverhalten wurde darüber hinaus die Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln und Fahrgemeinschaften untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass mehr als 67 % der befragten Haushalte keine öffentlichen Verkehrsmittel nutzen und fast 94 % der Haushalte keine Fahrgemeinschaften bilden. Das bundesdeutsche arithmetische Mittel für Recke beträgt 1,08 Fahrzeuge pro Haushalt (Stand Dezember 2020) [22]. Demnach müssten sich 24 Fahrzeuge im Musterquartier befinden. Darüber hinaus wurden die Haushalte befragt, inwiefern Hemmnisse gegenüber der Elektromobilität bestehen bzw. welche Rahmenbedingungen einen Wechsel zu dieser Antriebsart verhindern. Neben den vermeintlich höheren Anschaffungskosten wurde die geringe Reichweite angegeben. Insgesamt konnte in den Fragebögen eine maximale Tageslaufleistung von 130 km/Pkw ermittelt werden. Dies widerspricht der These der nicht vereinbarten Nutzungsweise in Teilen, da mit einem Elektrofahrzeug durchschnittlich diese Distanz zurückgelegt werden kann, sofern das arithmetische Mittel des ADAC Ecotests 2020 für Elektroautos zugrunde gelegt wird [23, 24]. In diesem Test wurden die derzeit in Deutschland verfügbaren Elektro-Pkw hinsichtlich des Verbrauchs und der Reichweite getestet. Lediglich zwei der 17 getesteten Modelle besitzen eine Reichweite von kleiner 130 km. Alle anderen Modelle könnten die maximale Tagesleistung am Stück erreichen, ohne Laden zu müssen.

### 2.2 ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

Auf Basis der Ist-Daten des Musterquartiers wurden die Energieflüssen mit Hilfe des Open Energy Modelling Framework (oemof) abgebildet und verschiedene Energiekonzepte für den Sektorengekoppelten Betrieb innerhalb des Musterquartieres auf Basis vorgegebener Speicher- und Konversionstechnologien in zwei Ausbaupfaden untersucht. Die Verwendung von oemof ergibt sich aus [25]. Als Grundlage der Energiesystemmodellierung dient die Kalkulationstabelle The Spreadsheet Energy System Model Generator (SESMG) [26], die von Christian Klemm am Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt der FH Münster im Rahmen des Forschungsprojekts RessourcenPlan im Quartier (R2Q) entwickelt wurde [27]. Sie fungiert als Schnittstelle zwischen der Programmierumgebung in oemof und der Excel Tabellen-Benutzeroberfläche. Im Rahmen einer Masterarbeit an der FH Münster [28] wurde das Quartier im SESMG abgebildet. Diese Arbeit bildet die Grundlage für die zu untersuchenden Energiekonzepte im weiteren Projektverlauf. Untersuchungsschwerpunkte sind zwei Szenarien (Power-to-Power und Power-to-X) für das Jahr 2030 sowie das Jahr 2050 hinsichtlich folgender Fragestellungen:

- Minderung der Treibhausgas-Emissionen
- Untersuchung der ökonomischen Einflüsse
- Steigerung des Energieautarkiegrades

Im Szenario Power-to-Power wird die Nutzung elektrischer Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität betrachtet, während im Szenario Power-to-X insbesondere Konversionstechnologien, die

auf klimafreundlich erzeugten Gasen basieren, untersucht werden. Diese Konversionstechnologien sind:

- Elektrolyse von Wasserstoff
- Brennstoffzellentechnik
- Biologische Erzeugung von Wasserstoff aus Industrieabwässern der Region

Der SESMG ermöglicht eine flexible Modellierung und Optimierung eines Energiesystems ohne Programmierkenntnisse mit einer tabellenbasierten Schnittstelle. Alle Eigenschaften eines Energiesystems werden in einer xlsx-Spreadsheet-Datei (z. B. mittels Excel oder LibreOffice) definiert, in ein oemof-Modell umgewandelt und anschließend mit einem externen Solver optimiert [29]. Ein Solver löst die mathematischen Gleichungen und Identifizierung von optimalen Szenarien für die gesuchten Zielgrößen, z. B. minimierte THG-Emissionen oder minimierte Systemkosten. Die Eingangsdaten in der Excel-Eingabetabelle des Modellgenerators verfügen über die für oemof relevanten Informationen zu den Komponenten. Diese Komponenten sind Busse, Quellen, Senken, Transformatoren, Speicher, Links und Systemparameter wie Zeitsysteme, Zeitreihen und Wetterdaten. Die Ergebnisse werden auf einer browserbasierten und interaktiven Ausgabe visualisiert. Dies umfasst eine kurze Zusammenfassung über den Modelllauf, detaillierte Ergebnisse zu jeder Komponente in einer formatierbaren Tabelle sowie eine grafische Visualisierung, in der alle Zeitreihen der Lastflüsse des Energiesystems dargestellt sind [29].

### 2.3 NETZSIMULATION MIT MODELICA

Dieses Kapitel beschreibt die Simulation des Stromnetzes im Rahmen der Energiekonzepterstellung in der Programmiersprache Modelica. Der Aufbau des Quartiers wurde über die Modellierungssprache Modelica in Kombination mit der Simulationsumgebung Dymola [33, 34] realisiert und basiert auf Bestandslisten und Leitungsplänen der SWTE Netz sowie maßgeblich auf den Ergebnissen einer Masterarbeit des Projektpartners Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. [35]. Dymola wurde gewählt, da die Software für die Untersuchung der Lastflüsse gut geeignet ist. Mit Hilfe dynamischer Simulationen können bspw. zeitabhängige Vorgänge und instationäre Effekte im Netz betrachtet werden können [35]. Der Aufbau des Quartiermodells erfolgt auf Basis der Bibliothek IntegraNet durch das GWI [36]. Es wurde vereinfacht angenommen, dass sich sämtliche Gebäude, Straßenabschnitte und unterirdische Kabeltrassen über die Szenarien und Zieljahre 2030 sowie 2050 nicht verändern [35], aber die Erzeugungs- und Verbrauchslast der Verbraucher durch die Installation von PV-Anlagen oder Ladesäulen für die Elektromobilität variiert [35]. Die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) in Berlin stellt für energetische Simulationen von Energienetzen synthetische Lastprofile von deutschen Einfamilienhaushalten aus sekundlicher Datenbasis bereit. Die Grundlage der Profilerzeugung bilden gemessene Daten aus dem Jahr 2010 von über 500 Haushalten. Hieraus hat die HTW Berlin synthetisiert [37]. Im Hinblick auf die Quartiersmodellierung wurden diese Lastprofile in Kombination mit den vorliegenden Verbrauchsdaten benutzt. Der erzeugte PV-Strom wurde durch Modelica auf Basis der für den Ort geltenden Einstrahlungswerten des Deutschen Wetterdienstes, der vorgegebenen installierten Leistung der PV-Anlagen, der vertikale Neigung sowie des Azimuts berechnet [35]. Zur Bestimmung der Dachpotenziale wurde als Datenbasis der Solarkataster NRW vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) gewählt [38]. Für die potenzielle Dacheignung ermittelt das LANUV mit Hilfe von Laserscandaten per Flugzeug die vertikale Neigung und die horizontale Ausrichtung der Dachflächen. Durch die automatisierte Ermittlung können die Neigung und die Ausrichtung vom tatsächlichen Potenzial abweichen. Für die Bestimmung der Potenziale berücksichtigt das LANUV neben Ausrichtung, Größe und Neigung der Dachflächen eine mittlere Strahlungsenergie sowie die installierbare Leistung [38]. Es erfolgte eine Aufteilung der Gebäudedächer in vier Eignungsklassen auf Basis des Projektes Smart District [39]. Angenommen wurde im Projekt EnerRegio in dem Szenario 2030 ein PV-Ausbau auf 60 % der sehr gut und 20 % der gut geeigneten Flächen PV-

Anlagen und im Jahr 2050 auf 100 % der sehr guten sowie 80 % der gut geeigneten Dachflächen. Insgesamt wurden im Quartier sechs Grundstücke mit einer sehr guten Eignung sowie 13 Grundstücke mit guter Eignung bewertet. Für drei Gebäude ist das Potenzial von PV-Dachanlagen mit bereits installierten Anlagen vollständig ausgeschöpft. Gering geeignete Grundstücke oder solche ohne Eignung existieren im Quartier nicht. Um die Auswirkungen einer Zunahme von Elektro-Pkw auf die Spannungshaltung im betrachteten Netzstrang zu untersuchen, werden im Rahmen des Quartiers verschiedene PV-Ausbaustufen in den Zieljahren mit jeweils steigender Durchdringung der Elektromobilität simuliert. Die untersuchten Szenarien sind in der Tabelle 3 dargestellt [35].

**Tabelle 3: Durchdringung der Elektromobilität im Musterquartier [35]**

| Szenario       | Anzahl der Ladesäulen | Anzahl der PV-Anlagen <sup>a</sup> |
|----------------|-----------------------|------------------------------------|
| Ist-Zustand    | 3                     | 3                                  |
| 2030           | 7                     | 10                                 |
| 2050           | 11                    | 19                                 |
| 2050 - Maximal | 22                    | 22                                 |

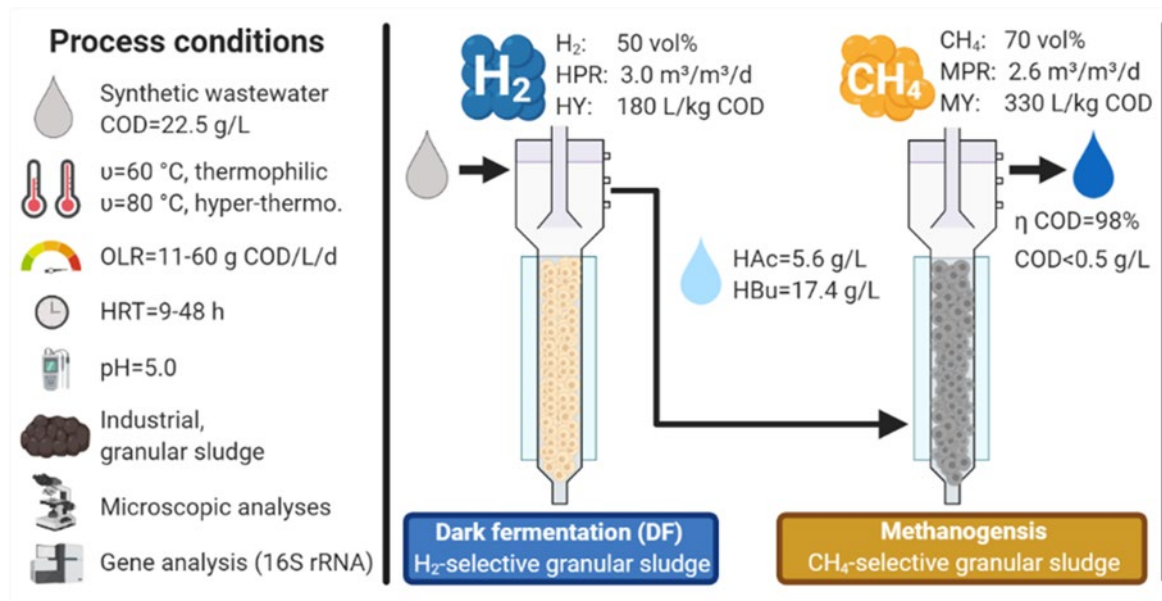
Es werden lediglich rein batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV, Battery Electric Vehicle) und keine Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge betrachtet. Das angenommene Fahr- und Ladeverhalten basiert auf Realdaten der Alltagsmobilität von Pkw-Nutzern aus dem ländlichen Raum und Datensätze der nationalen Studie „Mobilität in Deutschland“ (MiD) [35, 40].

### 2.4 EXPERIMENTELLER AUFBAU DER TECHNIKUMSANLAGE

Neben der simulativen Untersuchung dekarbonisierter Energiekonzepte, ist ein weiteres Projektziel der Aufbau einer Technikumsanlage, die zur Validierung der untersuchten Energiekonzepte durch praktische Erforschung der untersuchten Technologien (Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle) beiträgt. Ein besonderes Augenmerk wird auf ausgewählte Potenziale in der ländlichen Region gelegt. Daher wird neben der Erzeugungsmöglichkeit des Wasserstoffs durch die Elektrolyse im Quartier, bzw. einem zentralen Elektrolyseur am Ortsnetztransformator untersucht, durch welche weiteren Verfahren der Wasserstoffbedarf zukünftig gedeckt werden kann. Eine weiterer Untersuchungsschwerpunkt bilden Brückentechnologien, die das fossile Methan kurzfristig ersetzen können. Konkrete Anwendungsbeispiele sind die Versuchsreihen an der Biologische Wasserstofferzeugung aus (Industrie-)Abwässern sowie die Erhöhung des Methanertrags der vorhandenen Biogasanlagen durch die biogene Methanisierung. Daher werden die für das Jahr 2022 an diesen Anlagen geplanten Versuchsreihen im Folgenden kurz skizziert.

#### 2.4.1 BIOLOGISCHE WASSERSTOFFERZEUGUNG

Untersucht wird im Projekt EnerRegio das Fermentationsverfahren zur biologischen Wasserstofferzeugung. Hierbei handelt sich um ein biologisches und anaerobes Verfahrenskonzept, bei dem in zwei Verfahrensschritten kontinuierlich durch dunkle Fermentation Wasserstoff erzeugt wird. Der Prozess ist grafisch in Abbildung 3 visualisiert. Das zweistufige Verfahren verfügt über einen Wasserstoff- und einen Methanreaktor. Beide werden als sog. EGSB-Reaktoren (Expanded Granular Sludge Bed) betrieben.



**Abbildung 3: Biologische Wasserstoffherzeugung durch Dunkle Fermentation (dark fermentation) [41]**

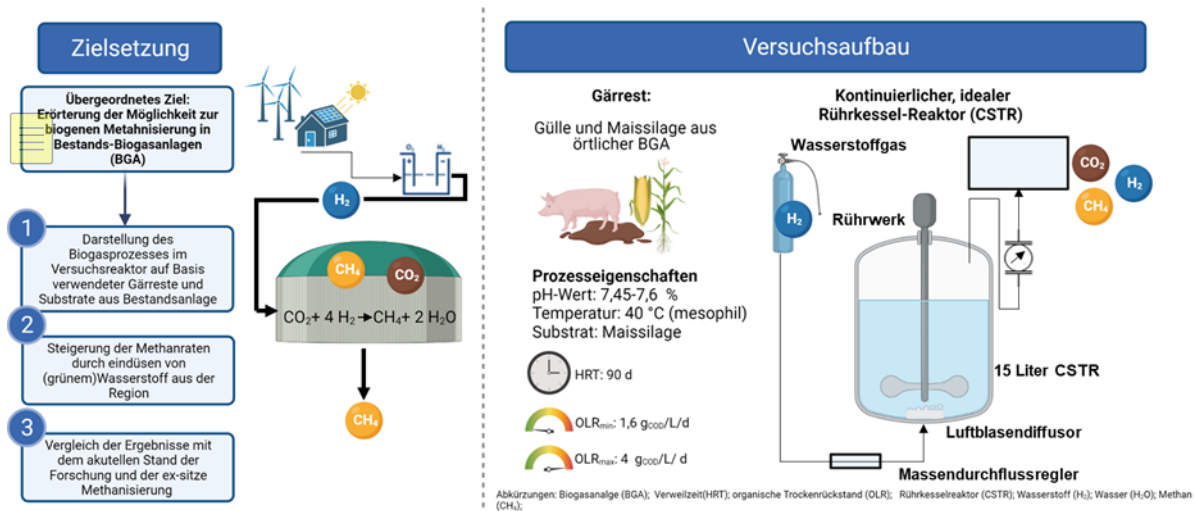
Abkürzungen.: CH<sub>4</sub> Methan, CSB Chemischer Sauerstoffbedarf, DF Dunkelfermentation, EGSB Expanded Granular Sludge Bed-Reaktor, H<sub>2</sub> Wasserstoff, HAc Essigsäure, HBu Buttersäure, HPR Wasserstoffproduktionsrate, HY Wasserstoffausbeute, MPR Methanproduktionsrate, MY Methanausbeute, N Stickstoff, OLR Organische Belastungsrate

Im ersten Schritt wird Biomasse in einem Reaktor mittels Wasserstoff-bildenden, anaeroben Mikroorganismen aus Rein- oder Mischkulturen ohne Licht- und Sauerstoffzufuhr bei psychrophilen bis hyperthermophile Temperaturen zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid gespalten. Im weiteren Schritt werden die restlichen nicht-zersetzten organischen Stoffe unter anaeroben Bedingungen zu Methan und Kohlenstoffdioxid umgewandelt [42, 43]. Die Stoffwechselmechanismen basieren auf der Umwandlung von Glukose in Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und flüchtigen Fettsäuren (FOS). Die Prozessbedingungen sind vergleichbar mit denen des anaeroben Biogasprozesses und eignen sich für die Behandlung von hochbelasteten Abwässern und organischen Reststoffen [42, 43]. Im Rahmen der Forschung an der FH Münster werden die Abwässer aus der Schokoladen- sowie Brauereindustrie untersucht, die in unmittelbarer Nähe zum Quartier liegen. Der Prozess wurde in Laboruntersuchungen der FH Münster stabilisiert [41–46] und erfolgreich betrieben. Die Volumina der Reaktoren betragen bis zu 50 Litern, wobei der Methanreaktor ca. achtfach größer gegenüber dem Wasserstoff EGSB ausgelegt ist, um die Verweilzeit des Substrats im Reaktor entsprechend zu erhöhen. Im Projekt EnerRegio wird ein Scale-up im Technikumsmaßstab (4050 Liter im Methan-EGSB und 80 Liter im Wasserstoff EGSB) untersucht. Ziel ist es, die gleichen stabilen Prozessparameter und Wasserstoffbildungsraten wie im Laborbetrieb trotz der angepassten Reaktorgrößen zu erreichen. Als Impfmateriale (Inokulum) wird ein granuliertes Pelletschlamm aus einer Abwasserbehandlungsanlage von stärkeverarbeitenden Betrieben, auf dem die Mikroorganismen angesiedelt sind, verwendet. In der Wasserstoffstufe (1. EGSB) werden die Pellets bei  $\vartheta=80\text{ }^{\circ}\text{C}$  und  $t=120\text{ min}$  thermisch vorbehandelt um eine Anreicherung mit Wasserstoff-bildenden Bakterien zu erreichen [41]. Der während des Prozesses angestrebte pH-Wert von ca. 5 wird im Reaktor mit Natronlauge (NaOH (1 mol/l)) reguliert. Das Abwasser (Substrat) gelangt über einen freien Überlauf in die Methanstufe (2. EGSB). In der Methanstufe wird der gleiche Pelletschlamm als Inokulum verwendet, allerdings ohne vorherige thermische Vorbehandlung [41]. Die Betriebstemperaturen liegen idealerweise bei  $\vartheta=40\text{ }^{\circ}\text{C}$  und einem pH-Wert von pH=7,0-7,5 [41]. Ab 2022 werden zunächst vier Versuchsreihen mit hydraulischen

Verweilzeiten zwischen 22- und 48 Stunden durchgeführt.

### 2.4.2 BIOGENE METHANISIERUNG

Auf Basis eines 15 Liter Rührkesselreaktors (CSTR) mit Luftblasendiffuser auf dem Reaktorboden wird eine Biogasanlage mit dem für die Musterregion typischen Substratmix nachgestellt. Ziel ist das Potenzial der biogenen Methanisierung nach dem in-situ Verfahren zu untersuchen [47–49]. Zwar ist es auf Grund der aktuellen politischen Ausgangssituation schwierig vorstellbar, den grünen Wasserstoff aus der Elektrolyse in die Biogasanlagen einzuspeisen, um den Kohlenstoffdioxidgehalt zu reduzieren und den Methanertrag zu maximieren. Doch bietet die biogene Methanisierung auf Grund der in der Musterregion zahlreich vorhandenen Biogasanlagen ein Potential, bis zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, das fossile Erdgas durch THG-neutrales Methan aus nachwachsenden Rohstoffen zu substituieren. Ebenso bietet eine Methanisierungsstufe eine interessante Anwendungsoption für den zuvor erläuterten biologischen Wasserstoff aus Abwässern, da hier bisher keine für die Einspeisung oder Verwendung in Brennstoffzellen geeignete Reinheit erreicht wurde. Das grafische Abstract der Versuchsreihen zur biogenen Methanisierung ist in der Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4: Biogene Methanisierung nach dem in-situ Verfahren**

Die In-situ-Veredelung von Maissilage<sup>1</sup> wird unter mesophilen Bedingungen ( $\vartheta=40\text{ °C}$ ) und Umgebungsdruck durchgeführt. Vor den Methanisierungs-Versuchen wird der CSTR mit Inokulum aus einer mesophilen Biogasanlage befüllt. Dieser Gärrest besteht i. d. R. aus Maissilage und Schweinegülle. Die hydraulische Verweilzeit beträgt 90 Tage. Nach dem Herstellen konstanter Biogaserträge werden verschiedene Versuchsreihen zur Methanisierung durch das Einbringen von Wasserstoff durch den Luftblasendiffuser am Boden des Reaktors durchgeführt, um den Methanertrag des Produktgases durch die Reaktion des Wasserstoffs mit dem im Rohbiogas vorhandenen Kohlenstoffdioxid zu Methan zu erhöhen. In der letzten Versuchsreihe (siehe Abbildung 5) kann die Aussage getroffen werden, dass durch die Bedüsung von vier Teilen Wasserstoff die Methanerträge ansteigen bei zeitgleichem Absinken der Kohlendioxid-Konzentration. Dies gilt es in weiteren Versuchsreihen zu validieren und den Methanmehrertrag anhand der Zugabemenge von Wasserstoff zu quantifizieren.

<sup>1</sup> Maissilage stellt das typische Substrat in der Musterregion dar.

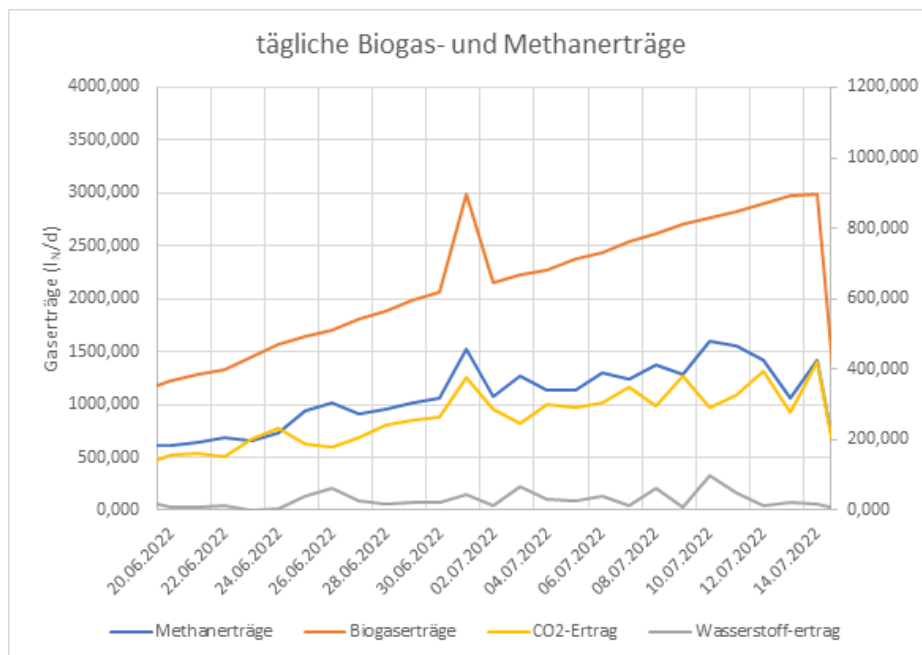


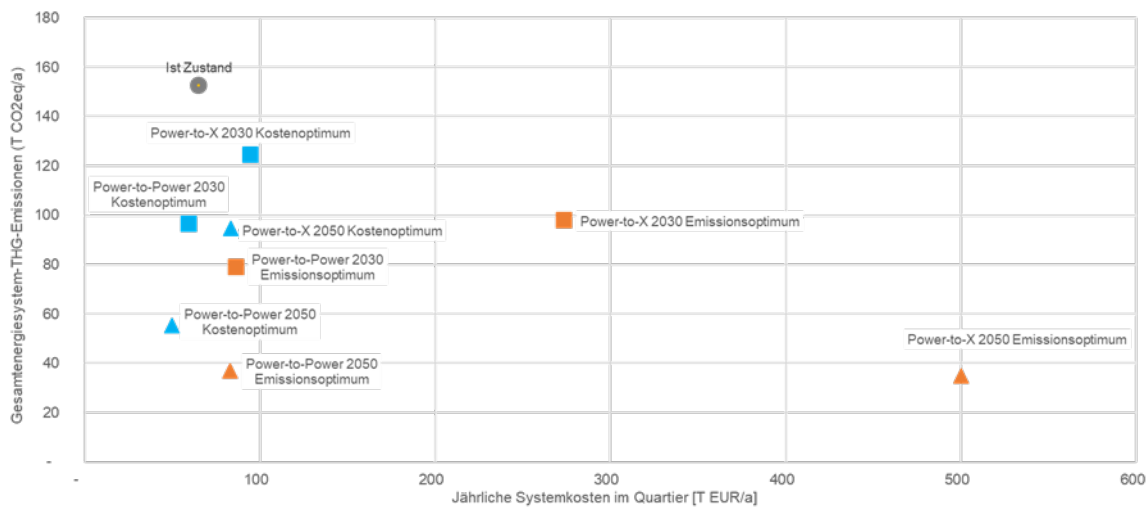
Abbildung 5: Versuchsreihe zur Steigerung der Methanerträge durch Wasserstoffzufuhr

### 3. ZWISCHENERGEBNISSE UND AUSBLICK

Zur jetzigen Projekthalbzeit liegen noch keine endgültigen Ergebnisse aus den Simulationen vor. Die wichtigsten Erkenntnisse werden im Folgenden kurz skizziert. Die Simulationen werden fortwährend weitergeführt. Die Versuche an der Technikumsanlage sind nun im Gang.

#### 3.1 ERGEBNISSE DER ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

Bei der Betrachtung der entwickelten dekarbonisierten Energiesysteme werden deutliche THG-Einsparungen erreicht. In den beiden betrachteten Energiekonzepten Power-to-Power und Power-to-X steigen die jährlichen Systemkosten im emissionsoptimierten Modell stärker an als die mögliche THG-Reduzierung, was sich mit dem Pareto-Prinzip erklären lässt [50]. Die Power-to-Power-Option bietet allerdings höhere THGs-Einsparpotentiale und geringere jährliche Systemkosten (siehe Abbildung 6). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass durch zukünftige Skaleneffekte im Bereich Power-to-X, die Investitionskosten dieser Technologien, insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologien, sinken werden. Bisher bewirkt kein untersuchtes Energiekonzept auf Basis der Ist-Energiebedarfe die für das Jahr 2050 der geforderten Klimaneutralität [51, 52]. Unter der Annahme, dass durch gesetzlich vorgeschriebene energetische Sanierungen die Energiebedarfe vor allem im Wärmesektor weiter sinken, werden die THG-Emissionen der untersuchten Energiekonzepte deutlich gesenkt werden können. Ob dies zur Zielerreichung ausreicht oder weitere Maßnahmen betrachtet werden müssen, ist derzeit im Zentrum der oemof-Untersuchungen.



**Abbildung 6: Zwischenergebnisse der Quartierssimulation für jährliche Systemkosten und THG-Emissionen**

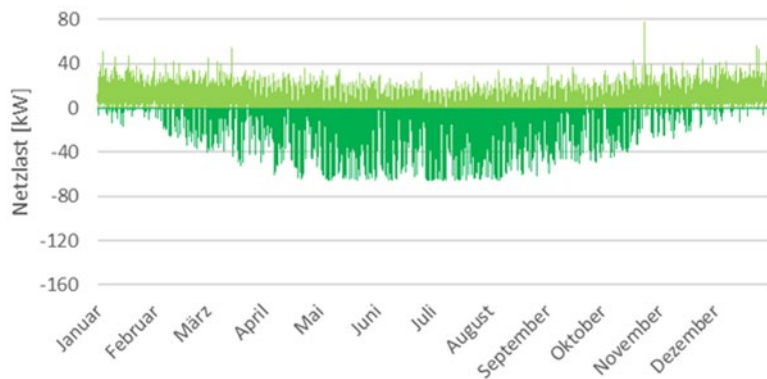
So werden derzeit weitere Simulationen mit den in Hottgenroth energetisch sanierten Gebäuden durchgeführt. Dabei stellt sich als erstes Zwischenergebnis heraus, dass Power-to-Power-Ansätze mit dem Ausbau von PV-Anlagen, Wärmepumpen sowie der Elektromobilität aus wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten das sinnvollere Energiekonzept darstellen. Der vollständige PV-Ausbau im Quartier verursacht hohe Mengen an negativen Residuallasten, die mit den eingesetzten Technologien im Quartier nicht ausgeglichen werden können. Auch die Kapazitäten der häuslichen Speicheroptionen durch Elektrofahrzeuge genügen nicht, um die PV-Stromerzeugung vollständig im Quartier zu verwerten. Hierfür sind weitere noch spezifisch zu dimensionierende Batteriespeicher vorzusehen. Mit dem Ziel, die negativen Residuallasten zu reduzieren, bietet sich möglicherweise auch eine Kopplung aus den Szenarien Power-to-Power und Power-to-X durch das Nutzen eines zentralen Elektrolyseurs an. Aus derzeitiger Sicht ergibt die anschließende wärmeseitige Nutzung des Wasserstoffs gegenüber der Wärmeversorgung durch eine Brennstoffzelle keinen ökonomischen oder ökologischen Nutzen, sondern lediglich der Verkauf für Anwendergruppen im Bereich der Wasserstoffmobilität oder Industrie.

### 3.2 ERGEBNISSE DER NETZSIMULATION

Die Ergebnisse aus der Simulation des Stromnetzes sind besonders für die Netzbetreiber relevant, da diese wichtigen Aussagen darüber treffen, ob durch den Ausbau der EE, in diesem Fall den PV-Anlagen im Musterquartier, Netzinstabilitäten auftreten und ggf. eine Ertüchtigung des Netzes notwendig ist. Bisher liefern die Netzsimulationen in Modelica folgende Erkenntnisse: Im Ist-Zustand sind nur geringe negative Residuallasten<sup>1</sup> am Ortsnetztransformator (ONT) erkennbar. Über das ganze Jahr ist eine stabile Netzführung gegeben. Durch den beschriebenen PV-Ausbau im Szenario 2030 ist insbesondere ein hoher Zuwachs der negativen Residuallast ersichtlich. Diese betrifft insbesondere die Monate April bis September (siehe Abbildung 7) [35].

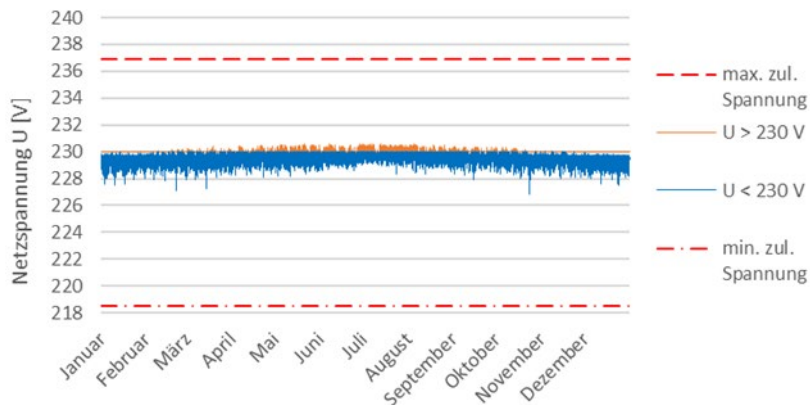
<sup>1</sup> Residuallast beschreibt die Differenz aus Last und Erzeugung.





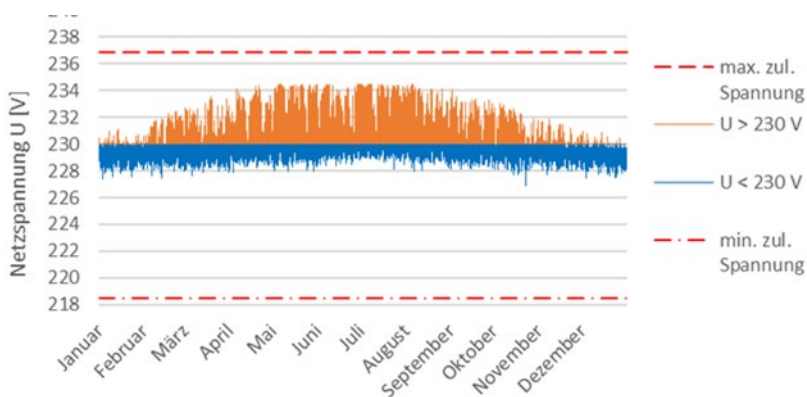
**Abbildung 7: Residuallast am ONT im Ausbauszenario 2030 [35]**

Beim Vergleich des Spannungsbandes in den **Abbildung + bis Abbildung** , am Netzschlechtpunkt wird sichtbar, dass trotz sichtbaren Spannungsspitzen das Spannungsband im Szenario 2030 durch den angenommenen PV-Ausbau insgesamt nicht verletzt wird.

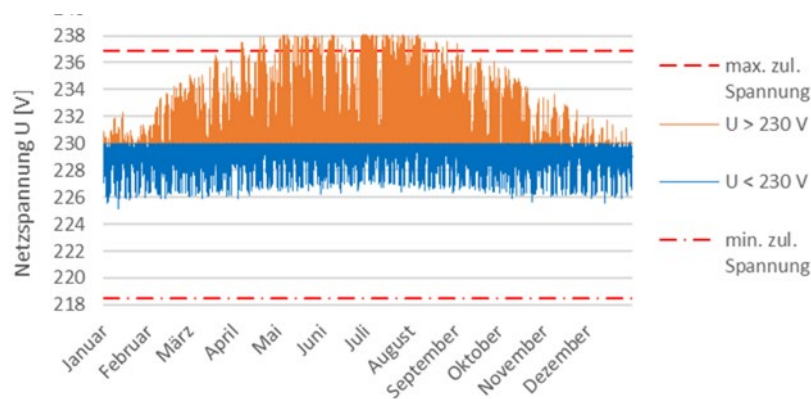


**Abbildung 8: Spannung am Netzschlechtpunkt im Ist-Zustand [35]**

Diese Aussage ist für das Szenario 2050 zu revidieren (siehe Abbildung 9). Der Ausbau der PV Anlagen auf allen Quartiersdächern führt in 378 Stunden zu Spannungsbandsverletzungen durch Überschreitung der maximal zulässigen Spannung. Betroffen sind vor allem die Zeiträume hoher PV-Erträge von April bis Anfang September. Die in blau dargestellten erhöhten Spannungsabfälle sind durch hohen Verbrauch im Bereich der Elektromobilität erklärbar.



**Abbildung 9: Spannung am Netzschlechtpunkt im Szenario 2030 [35]**



**Abbildung 10: Spannung am Netzschlechtpunkt im Szenario 2050 -Maximal [35]**

Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Spannungsüberschreitungen durch den Ausbau der Elektromobilität um 100 Stunden gemindert wurden. Der Ausbau der Elektromobilität und Ladung an eigenen Wallboxen hat demnach bereits einen positiven Einfluss auf die Netzstabilität, ohne das bisher ein intelligentes Lademanagement oder bidirektionale Laderegeln berücksichtigt wurden [35]. Bei einer bidirektionalen Laderegeln wird bspw. die Traktionsbatterie der Pkw genutzt, um ein netzdienliches Lademanagement im Quartier zu integrieren und ermöglicht das Nutzen der Pkw-Batterie wie einen stationären Batteriespeicher. Hierdurch ist eine weitere Netzstabilisierung zu erwarten und sollte weitergehend untersucht werden. In einem weiteren Schritt wird die Einbindung der Konversionstechnologien wie z. B. Wärmepumpen zur Klimatisierung in den Sommermonaten oder Elektrolyseuren auf Basis der oemof Ergebnisse in das Modelica-Modell angestrebt, um auch hieraus Erkenntnisse bzgl. der Netzstabilität zu generieren.

### GEFÖRDERT DURCH



EUROPAISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung



EFRE.NRW  
Investitionen in Wachstum  
und Beschäftigung

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,  
Digitalisierung und Energie  
des Landes Nordrhein-Westfalen



### LITERATUR

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change 2015. *Paris Agreement*. [Online]. Verfügbar unter: [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf) (Zugriff am: 20. August 2021).
- [2] A. Dammer *et al.*, „Wasserstoff-Ökosysteme: Herausforderungen, Lösungen und Chancen für Unternehmen durch den Einstieg in den Gasmarkt der Zukunft“, *DVGW energie/ wasser-praxis*, Jg. 72, Nr. 09, S. 28–33, 2021.
- [3] M. Wietschel *et al.* 2021. *Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien: Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie\\_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf) (Zugriff am: 8. November 2021).
- [4] T. Bründlinger und J. König. *dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/integrierte-energiewende/>.
- [5] H. Nymoen, K. Graf, E. Niemann und M. Kröber 2021. *Klimaneutral Wohnen: Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?* [Online]. Verfügbar unter: [https://www.nymoen-strategieberatung.de/user/pages/03.downloads/klimaschutz-im-waermemarkt-wie-koennen-wir-klimaneutralitaet-im-bereich-der-wohngebaeude-erreichen/NSB\\_Waermemarktstudie\\_2021.pdf](https://www.nymoen-strategieberatung.de/user/pages/03.downloads/klimaschutz-im-waermemarkt-wie-koennen-wir-klimaneutralitaet-im-bereich-der-wohngebaeude-erreichen/NSB_Waermemarktstudie_2021.pdf) (Zugriff am: 8. November 2021).

- [6] J. Brandes *et al.* 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050*. Update dieser Studie. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschaeerfung.pdf>.
- [7] M. Robinius *et al.*, „Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 / Martin Robinius [und 17 andere]“, *Energie & Umwelt /Energy & Environment*, Jg. 499, 2020.
- [8] Jan Michalski, Matthias Altmann, Ulrich Bünger, Werner Weindorf 2019. *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen: EINE EXPERTISE FÜR DAS MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN*. [Online]. Verfügbar unter: [https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST\\_Wasserstoffstudie\\_NRW.pdf](https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf).
- [9] P. Küpper, „Abgrenzung und Typisierung ländlicher Räume: Thünen Working Paper 68“, Thünen-Institut für Ländliche Räume, Braunschweig, 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://literatur.thuenen.de/digbib\\_extern/dn057783.pdf](https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn057783.pdf).
- [10] L. Kirnats, J.-N. Joost, S. Berg, J. Frisch und C. van Treeck, „Status Quo bei digitalen Werkzeugen und softwarebasierten Lösungsansätzen“, *Bauphysik*, Jg. 40, Nr. 6, S. 441–448, 2018, doi: 10.1002/bapi.201800031.
- [11] Bundesministerium für Bildung und Forschung 2020. *Ressourceneffiziente Stadtquartiere: Zukunftsstadt*. RES:Z-Eine Initiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. [Online]. Verfügbar unter: <https://ressourceneffiziente-stadtquartiere.de/?lang=de> (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [12] C. Möller, M. Faulstich und S. Rosenberger, „Urban-rural relations in renewable electric energy supply – the case of a German energy region“ (en), 2019, doi: 10.5278/IJSEPM.2019.21.7.
- [13] C. Möller, S. Rosenberger und M. Faulstich, Hg. *Speicherbedarf in Energieregionen unter Berücksichtigung verschiedener Autarkiegrade*, 2015.
- [14] F. Dosch und L. Porsche, „Rebuild the City! Towards Resource-efficient Urban Structures through the Use of Energy Concepts, Adaptation to Climate Change, and Land Use Management“ in *German Annual of Spatial Research and Policy, German Annual of Spatial Research and Policy 2010*, B. Müller, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011, S. 35–48, doi: 10.1007/978-3-642-12785-4\_4.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018. *7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung: Innovationen für die Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-7-energieforschungsprogramm.html>.
- [16] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen 2014. *Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.efre.nrw.de/>.
- [17] Stadtwerke Tecklenburger Land, „Jahresabschluss 2018: Kennzahlen“. Füreinander. Miteinander., Ibbenbüren, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-tecklenburgerland.de/fileadmin/SWTL/Downloads/Jahresabschluesse/2018/Jahresabschluss-2018-SWTE.pdf>. Zugriff am: 12. Dezember 2020.
- [18] Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen 2020. *Bevölkerung nach Gemeinden.: Bevölkerungszahlen Kreis Steinfurt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.it.nrw/statistik/gesellschaft-und-staat/gebiet-und-bevoelkerung/bevoelkerungsstand> (Zugriff am: 12. November 2020).
- [19] Stadtwerke Tecklenburger Land Netz GmbH & Co KG. *Zählerwerte im Musterquartier Recke*.
- [20] L. Püttmann, „Entwicklung einer exemplarischen Vorgehensweise für die Realisierung der Sektorenkopplung in ländlichen Bestandsquartieren“. Master-Thesis, Fachbereich EGU, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2020.

- [21] FH Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. und B&R energie 2020. *EnerRegio: Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme in der ländlichen Region*. Projekt-Homepage. [Online]. Verfügbar unter: [www.enerregio.de](http://www.enerregio.de) (Zugriff am: 4. August 2021).
- [22] Statistisches Bundesamt 2020. *Ausstattung mit Gebrauchsgütern - Daten aus den laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR) zur Ausstattung privater Haushalte mit Fahrzeugen (Stand Dezember 2020)*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Tabellen/a-fahrzeuge-d-lwr.html?view=main\[Print\]](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsgueter/Tabellen/a-fahrzeuge-d-lwr.html?view=main[Print]) (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [23] ADAC 2020. *Aktuelle Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> (Zugriff am: 2. Juli 2020).
- [24] ADAC 2020. *Ecotest - Test- und Bewertungskriterien (ab 2/2019)*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.adac.de/\\_mmm/pdf/Methodik\\_EcoTest\\_2020\\_338652.pdf](https://www.adac.de/_mmm/pdf/Methodik_EcoTest_2020_338652.pdf) (Zugriff am: 2. Juli 2020).
- [25] C. Klemm und P. Vennemann, „Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110206, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110206.
- [26] C. Klemm, „Spreadsheet Energy System Model Generator (GIT)“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://git.fh-muenster.de/ck546038/spreadsheet-energy-system-model-generator>. Zugriff am: 11. Februar 2021.
- [27] FH Münster und Ressourceneffiziente Stadtquartiere 2020. *RessourcenPlan im Quartier (R2Q)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/forschungskooperationen/r2q/index.php> (Zugriff am: 30. März 2021).
- [28] P. Sivabalasingam, „Fortschreibung des Energiekonzeptes für ein Quartier mit Hilfe des Open Energy Modelling Frameworks“. Master-Thesis, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2021.
- [29] C. Klemm, „Modelling and Optimization of Multi-Energy Systems in Mixed-Use Districts: An Exemplary Application“. Master Thesis, FB Energie Gebäude Umwelt, FH Münster, Steinfurt, 2020.
- [30] C. Wangenbach, S. Hilpert und S. Günther 2017. *Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein(openMod.sh): Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/openmodsh-endbericht-1.pdf>.
- [31] C. Wangenbach, S. Hilpert und S. Günther, „Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein (openMod.sh)“, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, Hochschule Europa-Universität Flensburg (ZNES), Flensburg, 2017.
- [32] S. Hilpert *et al.*, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling, *Energy Strategy Reviews*“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>.
- [33] *The Modelica Association — Modelica Association*. [Online]. Verfügbar unter: <https://modelica.org/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [34] *Dymola – Dassault Systèmes®*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.3ds.com/de/produkte-und-services/catia/produkte/dymola/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [35] K. Maas, „Analyse der Einflüsse von Photovoltaikanlagen und elektrischen Ladesäulen auf Niederspannungsnetze im ländlichen Quartier“. Masterarbeit, Lehrstuhl Energiesysteme & Energiewirtschaft (EE), Ruhr Universität Bochum (RUB), 2021.
- [36] J. Benthin *et al.*, „Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze“. Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens INTEGRANET, Oberhausen/Essen, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht\\_V1.1.pdf](https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht_V1.1.pdf).

- [37] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig 2015. *Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Datensatz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/> (Zugriff am: 6. Mai 2020).
- [38] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz 2021. *Solarkataster NRW*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.energieatlas.nrw.de/site/karte\\_solarkataster](https://www.energieatlas.nrw.de/site/karte_solarkataster) (Zugriff am: 2. Mai 2021).
- [39] H. Dörr, N. Lucke und E. Schumann. *Smart District: Sektorenkopplung zur effizienten Transformation der Energieversorgung. Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201613/353f65>.
- [40] T. Weide, J. Peitzmeier, C. Wetter, M. Wichern und E. Brüggling, „Comparison of thermophilic and hyperthermophilic dark fermentation with subsequent mesophilic methanogenesis in expanded granular sludge bed reactors“, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.156.
- [41] T. Weide, E. Brüggling und C. Wetter, „Anaerobic and aerobic degradation of wastewater from hydrothermal carbonization (HTC) in a continuous, three-stage and semi-industrial system“, *Journal of Environmental Chemical Engineering*, Jg. 7, Nr. 1, S. 102912, 2019, doi: 10.1016/j.jece.2019.102912.
- [42] T. Weide, E. Brüggling, C. Wetter, A. Ierardi und M. Wichern, „Use of organic waste for biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 44, Nr. 44, S. 24110–24125, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.140.
- [43] T. Weide, C. D. Baquero, M. Schomaker, E. Brüggling und C. Wetter, „Effects of enzyme addition on biogas and methane yields in the batch anaerobic digestion of agricultural waste (silage, straw, and animal manure)“, *Biomass and Bioenergy*, Jg. 132, S. 105442, 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2019.105442.
- [44] T. Weide, R. E. Hernández Regalado, E. Brüggling, M. Wichern und C. Wetter, „Biohydrogen Production via Dark Fermentation with Pig Manure and Glucose Using pH-Dependent Feeding“, *Chem. Eng. Technol.*, Jg. 43, Nr. 8, S. 1578–1587, 2020, doi: 10.1002/ceat.201900678.
- [45] T. Weide, „Biohydrogen production from organic waste and wastewater via dark fermentation“. Dissertation, Fakultät für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften, Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2021.
- [46] M. A. Voelklein, D. Rusmanis und J. D. Murphy, „Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion“, *Applied Energy*, Jg. 235, S. 1061–1071, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.006.
- [47] I. Bassani, P. G. Kougiyas, L. Treu und I. Angelidaki, „Biogas Upgrading via Hydrogenotrophic Methanogenesis in Two-Stage Continuous Stirred Tank Reactors at Mesophilic and Thermophilic Conditions“ (eng), *Environmental science & technology*, Jg. 49, Nr. 20, S. 12585–12593, 2015, doi: 10.1021/acs.est.5b03451.
- [48] L. M. Agneessens *et al.*, „Parameters affecting acetate concentrations during in-situ biological hydrogen methanation“ (eng), *Bioresource technology*, Jg. 258, S. 33–40, 2018, doi: 10.1016/j.biortech.2018.02.102.
- [49] R. Pieper, Hg. *Lexikon Management*. Gabler, 1992.
- [50] Bundesregierung Deutschland. *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Glaeserne\\_Gesetze/19\\_Lp/ksg\\_aendg/Entwurf/ksg\\_aendg\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf)
- [51] European Commission 2019. *European Green Deal: Der europäische Grüne Deal*.

### **DAS SMARTGRIDLAB DER HOCHSCHULE STRALSUND –KONZEPT, AUFBAU UND INBETRIEBNAHME**

*Christian Sponholz<sup>1</sup>, Liane Voss<sup>1</sup>, Johannes Gulden<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energiesysteme

#### **ABSTRACT**

Die im Labor des Instituts für Regenerative Energiesysteme vorhandenen Versuchsanlagen zur Erzeugung, Speicherung und zum Verbrauch von Elektroenergie wurden bisher als Einzelanlagen betrieben und vermessen. Durch die Errichtung einer zentralen Schaltanlage werden die Einzelanlagen zu einem Gesamtsystem koppelt und eine bedarfsgerechte Steuerung und Regelung der Energieflüsse realisiert. Der Betrieb der Anlagen ist innerhalb eines hocheffizienten, schwarzstartfähigen Inselnetzes oder netzparallel innerhalb eines smarten Teilnetzes, welches netzstabilisierend wirken kann, möglich. Die Messergebnisse sollen zur optimalen Auslegung und Regelung von (Teil-)Netzen verwendet werden und sind Grundlage für spätere Simulationen.

#### **1. EINLEITUNG**

Im Komplexlabor Alternative Energie des Instituts für Regenerative Energiesysteme an der Hochschule Stralsund werden zu Lehr- und Forschungszwecken unterschiedliche Anlagen zur hocheffizienten und emissionsarmen bzw. emissionsfreien Erzeugung und Speicherung von elektrischer und thermischer Energie betrieben. Die bisherige Betriebsweise der Anlagen war der netzgekoppelte Einzelbetrieb bzw. der Betrieb eines einzelnen inselnetzfähigen elektrischen Energieerzeugers mit einer Belastungseinrichtung im Inselbetrieb. Diese eingeschränkten Versuchsmöglichkeiten waren dem Alter der Schaltanlage geschuldet, die die Einzelkomponenten untereinander und mit dem Netz verbunden hat. Weiterhin haben während der Betriebszeit der ursprünglichen Schaltanlage diverse Änderungen und Erweiterungen der Labortechnik stattgefunden, welche nicht optimal an das vorhandene System angebunden werden konnten.

Durch den ständigen Ausbau der regenerativen Energieerzeuger innerhalb der europäischen Netze steigt die Notwendigkeit, die fluktuierende Energieeinspeisung mittels Speichern zu kompensieren und so Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Dies erfordert eine Investition in die erweiterte Regelbarkeit der Netze, so dass zeitweise Überangebote an regenerativer Energie zwischengespeichert und bei erhöhter Nachfrage wieder abgegeben werden können. Im Netz vorhandene Energieerzeuger, welche fossile Brennstoffe verwenden, können dadurch mit reduzierter Leistung oder getaktet mit optimalem Wirkungsgrad betrieben werden.

Um dem Netz diese Fähigkeiten zu verleihen, ist die schnelle und intelligente (smarte) Steuerung des Energieflusses notwendig.

#### **2. AUSGANSSITUATION**

Zum Zeitpunkt der Planung des SmartGridLabs gehörten zur Versuchsausstattung des Instituts für Regenerative Energiesysteme die folgenden Komponenten:

##### Elektroenergieerzeuger

- Windkraftanlage Ventis 20-100;  $P_{el}=100$  kW (max.); Netzparallelbetrieb
- Gasmotor-BHKW;  $P_{el}=40$  kW (max.); Netzparallelbetrieb, Netzersatzbetrieb
- Stirlingmotor-BHKW;  $P_{el}=10$  kW (max.); Netzparallelbetrieb

### Elektroenergieverbraucher

- Elektrolyseur;  $P_{el}=20$  kW (max.)
- Belastungseinrichtung;  $P_{el}=100$  kW (max.)

Die Anlagen waren über Leistungsschalter mit dem 3-phasigen Schienensystem der Schaltanlage des Labors verbunden. Der Netzkopplungsschalter konnte die Schaltanlage vom Hochschulnetz trennen und so ein Inselnetz darstellen.

Eine Speichermöglichkeit für Elektroenergie bestand nur in dem Verbund aus Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und dem Gasmotor-BHKW für die Rückverstromung des Wasserstoffs. Diese Art der Speicherung ist zwar für die Langzeitspeicherung gut geeignet, bietet aber keine Möglichkeit für eine schnelle Zwischenspeicherung von Elektroenergie.

Die 10 kW Photovoltaikanlage war unabhängig von den anderen Anlagen direkt an das Hochschulnetz angebunden.

### **3. AUFBAU DES SMARTGRIDLAB, EINBINDUNG UND FUNKTION DER KOMPONENTEN**

#### 3.1 Zielsetzung für das SmartGridLab

Das SmartGrid soll innerhalb des Teilnetzes die Energieflüsse so steuern und verteilen, dass alle Komponenten innerhalb der Spezifikationen und mit höchstmöglichem Wirkungsgrad betrieben werden. Vorrang sollen immer die regenerativen Energieerzeuger haben.

An der Schnittstelle zum übergeordnetem Netz (in diesem Fall dem Hochschulnetz) soll das SmartGrid netzstützend wirken und definiert Leistung abgeben oder aufnehmen können.

Das SmartGrid als Teilnetz soll schwarzstartfähig sein, um dem übergeordnetem Netz Energie für den Neustart bereitzustellen.

#### 3.2 Struktur der Schaltanlage

Die realisierte Struktur der Schaltanlage des SmartGridLab ist in Abbildung 1 dargestellt. Alle Einzelanlagen sind mittels eines Schienensystems verbunden. Die Trennung zum Hochschulnetz erfolgt über einen Leistungsschalter, der das SmartGridLab zu einem Inselnetz schalten kann.

Da die Windkraftanlage mit einer Maximalleistung von 100 kW und einer zeitweise stark fluktuierenden Energieerzeugung das Inselnetz dominieren und regelungstechnisch stark belasten kann, wurde eine zweite Trennebene eingefügt. Diese erstellt ein „kleines“ Inselnetz ohne Windkraftanlage. Vorteilhaft ist diese Lösung weiterhin, da die Windkraftanlage für die Energieversorgung der Hochschule weiterbetrieben werden kann, während der Experimentalbetrieb im „kleinen“ Inselnetz läuft.

Als zusätzliche Anlage ist für die Netzstabilisierung ein Batteriespeicher mit bidirektionalen Umrichtern integriert worden. Dieser Batteriespeicher soll je nach Art des Netzes unterschiedliche Aufgaben übernehmen. Im smarten Teilnetz, das mit dem übergeordneten Netz verbunden ist, fungiert der Batteriespeicher als Pufferspeicher.

Die 10 kW Photovoltaikanlage ist mit dem Leistungsausgang weiterhin unabhängig von den anderen Anlagen direkt an das Hochschulnetz angeschlossen trägt zur Eigenversorgung der Hochschule bei. Die Messdaten der Anlage werden von der zentralen SPS des SmartGridLabs erfasst und können für Simulationen verwendet werden.

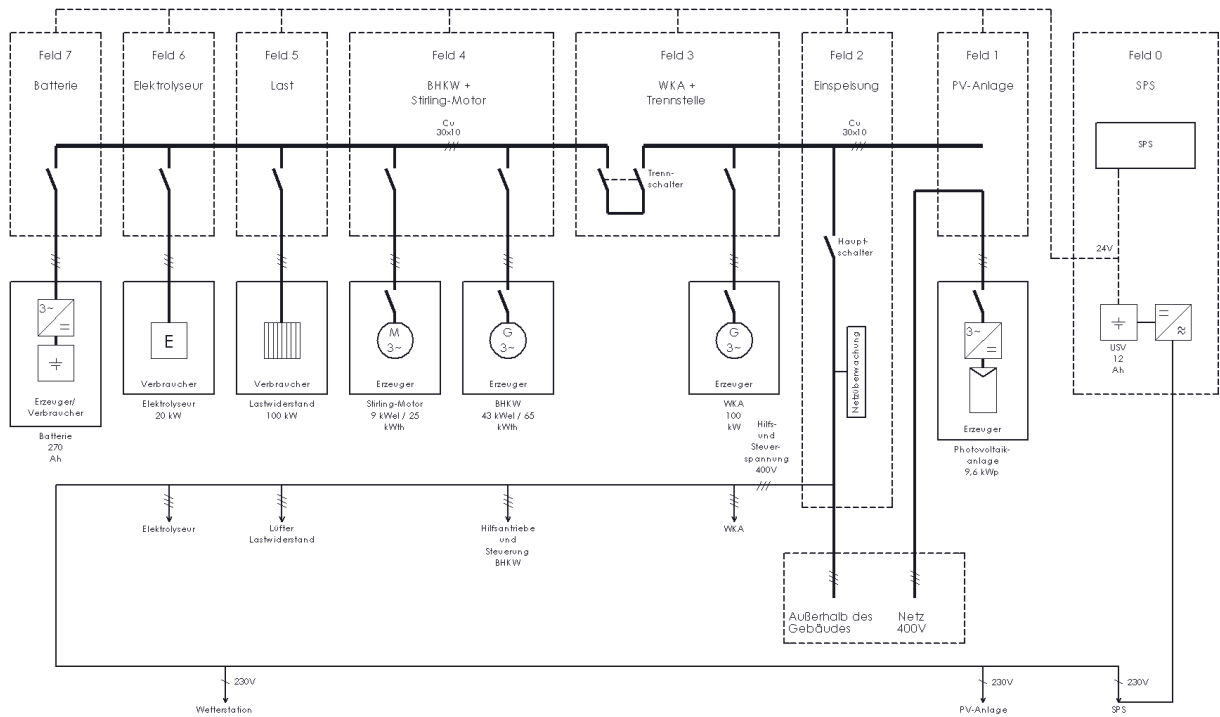


Abbildung 1: Übersichtsschema des SmartGridLab



Abbildung 2: Schaltanlage des SmartGridLab



### 3.3 Betriebsmodi des SmartGridLab

#### Betrieb als smartes Teilnetz eines übergeordneten Netzes

Derzeit kann das Teilnetz eigenverbrauchsoptimiert parallel zum übergeordneten Netz betrieben werden. Dazu wird an der Schnittstelle (doppelter Trennschalter) der Strom auf allen drei Phasen gemessen. Bei einem Energieüberschuss im Teilnetz wird der ansonsten ins übergeordnete Netz abgegebene Strom in den Batterien eingespeichert. Bei zusätzlichem Strombedarf wird dieser zuerst aus dem Batteriespeicher bezogen. Limitierend wirken hier die Speichergröße und Leistung der Umrichter.

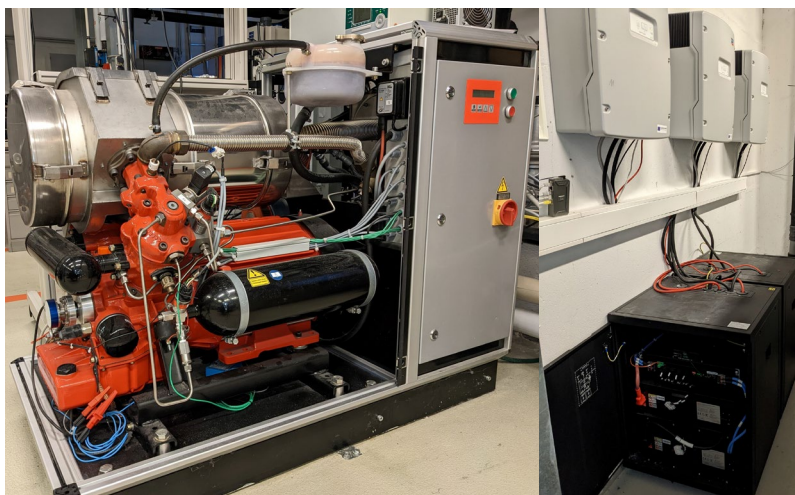
Geplant ist für diesen Betriebsmodus die Funktion eines Stützbetriebs für das übergeordnete Netz. Dazu sollen netzfrequenzabhängig Erzeuger oder Verbraucher zugeschaltet werden um das Netz zu stützen. Die Reihenfolge und Lastverteilung werden nach grundlegenden Messungen optimiert und in Steuerung des SmartGridLab implementiert.

#### Betrieb als smartes Inselnetz

Im Inselnetz können das BHKW mit seinem Synchrongenerator oder der Batteriespeicher mit seiner 3-phasigen Umrichteranordnung ein Drehstromnetz erzeugen. Die jeweils anderen Erzeuger synchronisieren dann auf das Netz und Verbraucher können zugeschaltet werden. Problematisch ist in der derzeitigen Anordnung die Leistungsgröße der Windkraftanlage. Schon bei jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten sind die Netzerzeuger nicht in der Lage, die fluktuierend eingespeiste Energie bedarfsgerecht auszugleichen. Aus diesem Grund wird das smarte Inselnetz derzeit in der „kleinen“ Variante mit Netztrennung vor dem der Windkraftanlage betrieben.

#### Betrieb von Batteriespeicher und Stirlingmotor als Erzeugereinheit

Das Stirlingmotor-BHKW ist mit einem Asynchrongenerator für den netzparallelen Betrieb ausgelegt. Ein Netzersatzbetrieb kommt nicht in Betracht, da abrupte Laständerungen auf Grund der großen Zeitkonstanten des Systems nicht realisiert werden können. Dies liegt an der verwendeten Technologie: Leistungs- bzw. Laständerungen werden über die Anpassung der Menge des Arbeitsmediums (Helium) bewirkt. Dies erfordert die Zufuhr von Helium aus einem Speicher in den Arbeitsraum bzw. das Abpumpen überschüssigen Heliums in den Speicher. Ein Lastsprung von 30% auf 80% der Maximalleistung dauert ca. 40s. Innerhalb dieser Anpassungszeit liefert das Netz die zusätzlich benötigte Energie. Weiterhin muss bei einer gewünschten Leistungsreduzierung die im Gesamtsystem gespeicherte Wärme bis auf das notwendige Maß abgeführt werden. Dazu wandelt die Stirlingmaschine die Wärme in mechanische Arbeit und diese der Generator in elektrische Energie um. Im Netzparallelbetrieb wird diese zeitweilig überschüssige Energie auch in das Netz abgegeben.



**Abbildung 3: Stirlingmotor-BHKW und Batteriespeicher mit Umrichtern**

Die Kombination des Stirlingmotor-BHKWs einem Batteriespeicher, der netzbildend und als Puffer arbeitet, kann die Nachteile des Stirlingmotor-BHKWs eliminieren und diese Kombination zu einer schwarzstartfähigen Netzersatzanlage aufwerten. Die für den effizienten Betrieb sinnvollen Größenordnungen und Betriebsparameter sollen mittels des SmartGridLab ermittelt werden und in Simulationstools übertragen werden.

### 3.4 Besondere Zusatzmaßnahmen bei der Errichtung der Technik

Um die bereits vorhandenen Energieerzeuger und –verbraucher zu einem SmartGridLab zusammenzufassen, wurde die alte Schaltanlage, die nur einen einfachen elektrischen Zusammenschluss der Komponenten ermöglichte, durch eine neue Schaltanlage ersetzt.

Die bisherige Konfiguration des Laborsystems sah die Trennung vom Hochschulnetz durch die Außenleiter vor. Neutral- und Schutzleiter blieben permanent mit der Mittelspannungstrafostation der Hochschule verbunden.

Die Aufnahme des Batteriespeichersystems in die Gesamtanlage erforderte nach VDE Anwenderrichtlinie VDE-AR-E 2510-2:2021-02 eine Änderung der vorhandenen Netztrennung. Entsprechend dieser Richtlinie wird das SmartGridLab im Inselbetrieb jetzt allpolig vom Hochschulnetz getrennt. Während des Inselbetriebs wird innerhalb der Insel der Neutralleiter mit dem Schutzleiter verbunden. Diese Maßnahme dient dem Schutz gegen elektrischen Schlag bei Inselbetrieb.

Bei der Umgestaltung konventioneller Teilnetze in SmartGrids, die auch Speichersysteme enthalten, ist diese Umrüstung nicht zu vernachlässigen.

### 3.5 Ausblick, geplante Änderungen und Anpassungen am SmartGridLab

Durch einen Sturmschaden an der Windkraftanlage, kurz nach Errichtung der Errichtung der Schaltanlage des SmartGridLabs, konnte diese Komponente und die Einbindung in das Gesamtsystem nicht getestet und keine Betriebserfahrung gesammelt werden. Auf Grund des Alters der Windkraftanlage, des Abnutzungsgrads und des technisch überholten Aufbaus wurde die Entscheidung für eine Ersatzbeschaffung getroffen.

Für das Jahr 2023 ist der Aufbau und die Integration einer Windkraftanlage mit einer Leistung von  $P_{el}=30\text{kW}$  geplant (S4E 30K20). Die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser entsprechen denen der alten Windkraftanlage Ventis 20-200. Die Energieerzeugung übernimmt ein permanenterregter Synchrongenerator mit Umrichter. Die Leistungskurve der Windkraftanlage ist standortoptimal für Schwachwind ausgelegt.

Durch die deutlich verkleinerte Maximalleistung ist ein besseres Zusammenwirken mit den anderen Komponenten SmartGridLab zu erwarten. Die Windkraftanlage dominiert nicht mehr das Teilnetz, da die Leistungsgrößen der anderen Komponenten zum Ausregeln von Energiebedarf und –angebot ausreichen. Die experimentelle Überprüfung wird durch den Inselnetzbetrieb mit Trennung an der Einspeisung „großes Inselnetz“ (siehe Bild 1) erfolgen.

## 4. ZUSAMMENFASSUNG

Mit dem SmartGridLab der Hochschule Stralsund wurden alle Energieerzeuger, Energieverbraucher und Energiespeicher zu einem schnell regelbaren Netz zusammengeführt. Es besteht die Möglichkeit als reines Inselnetz zu fungieren oder netzgekoppeltes Teilnetz. Schnittstellen in der Steuerung ermöglichen die Anpassung an unterschiedliche Betriebsbedingungen und die Erfassung von Messdaten.

Das SmartGridLab dient zur Verifizierung von Simulationsergebnissen und somit zur Verbesserung der Genauigkeit der Simulationsparameter. Die Ergebnisse der Versuche werden in weiteren Arbeiten für eine Skalierung auf größere Netze aufbereitet.

### 5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] J. Meier, L. Voss, Die Vision vom SMART-GRID-LAB, 24. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 2017
- [2] VDE-AR-E 2510-2 Anwendungsregel: 2021-02 Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz, VDE-verlag, 2021
- [3] A. Nigam, K. K. Sharma, Planning Methodologies of Hybrid Energy System. In: A.K. Bohre, P. Chaturvedi, M. L. Kolhe, S. N. Singh, Planning of Hybrid Renewable Energy Systems, Electric Vehicles and Microgrid. Energy Systems in Electrical Engineering, Springer-Verlag, Singapore, 2022
- [4] P. Komarnicki, P. Lombardi, Z. A. Styczynski, Elektrische Energiespeichersysteme - Flexibilitätsoptionen für Smart Grids, Springer-Verlag, 2021
- [5] B. Buchholz, Z. Styczynski, Smart Generation: Resources and Potentials. In: Smart Grids, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2020
- [6] S. R. Salkuti, P. Ray, S. Pagidipala, Overview of Next Generation Smart Grids. In: S. R. Salkuti, P. Ray Next Generation Smart Grids: Modeling, Control and Optimization. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 824. Springer-Verlag, Singapore, 2022
- [7] A. Keyhani, Design of smart power grid renewable energy systems, Wiley, Hoboken, NJ, 2019

## **E-METHANOL, DER KRAFTSTOFF VON MORGEN? EINE TECHNO-ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE POTENZIALANALYSE**

Fabio Voit, Alejandra Lenis, Carl Fritsch, Jocelyn Sobiech, Kristoffer Ooms

Forschungsinstitut für Wasserwirtschaft und Klimazukunft an der RWTH Aachen e. V.,  
Kackertstraße 15 – 17, 52072 Aachen

### **1 Einleitung**

Während im Zeitraum von 1990 bis heute bereits signifikante Reduktionen der Treibhausgasemissionen von über 30 % im Industrie- und Energiesektor stattgefunden haben, ist insbesondere der Verkehrssektor nach wie vor zu über 90 % von fossilen Primärenergien abhängig [1], [2]. Da sich jedoch nicht jeder Bereich im Transportsektor zeitnah sinnvoll elektrifizieren lässt, stellt dessen Dekarbonisierung weiterhin eine essenzielle zentrale Herausforderung zur Erreichung der Klimaziele dar. Dies betrifft vornehmlich sowohl den langlaufenden Straßenverkehr, als auch die Schiff- und Luftfahrt, die fortwährend auf flüssige klimaneutrale Ersatzkraftstoffe mit einer hohen gravimetrischen Energiedichte angewiesen sind [3]–[5].

Ein vielversprechender flüssiger Ersatzkraftstoff, der zukünftig zur Substitution fossiler flüssiger Energieträger verwendet werden kann, ist Methanol. Mit einem globalen Bedarf von 98 Mt im Jahr 2019 zählt Methanol zu den meistgehandelten organischen Chemikalien weltweit und wird außerdem bereits außerhalb des EU-Raums als genormter Kraftstoff eingesetzt [6]. Eine Vorreiterrolle nimmt hier China ein, wo bereits genormte Methanolkraftstoffe zugelassen sind und in großem Maßstab für Kraftfahrzeuge mit modifizierten Verbrennungsmotoren genutzt werden. Dies zeigt, dass die Umsetzbarkeit bereits auf industrieller und kommerzieller Ebene erfolgreich demonstriert werden konnte. Aufgrund der mit Benzin und Diesel vergleichbaren Handhabbarkeit und Lagerung kann Methanol außerdem in die bestehende Kraftstoffstruktur kostengünstig und zeitnah eingebunden werden [7], [8]. Besonders die strombasierte Herstellung von E-Methanol hat mit der zunehmenden Verfügbarkeit erneuerbarer Elektrizität im Zusammenhang mit der Energiewende erheblich an Popularität gewonnen und befindet sich mit einem Technology Readiness Level von 6-8 an der Schwelle zur Industrialisierung [5]. Die beiden Hauptrohstoffe für die E-Methanolsynthese sind Wasserstoff ( $H_2$ ) und Kohlendioxid ( $CO_2$ ). Die Reaktion läuft nach folgender Gleichung ab:

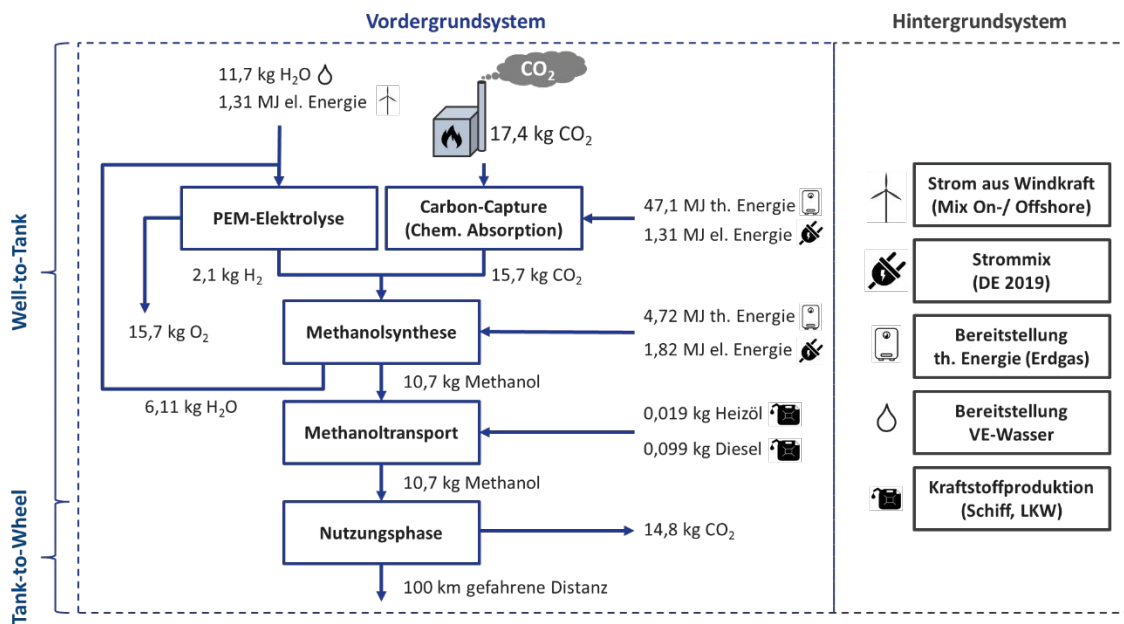


Der zentrale Baustein für diesen Gesteigungspfad ist die Wasserelektrolyse zur Herstellung von grünem H<sub>2</sub>, welche als Bindeglied zwischen dem Energiesektor und der Kraftstoffherstellung (Power-to-Fuel) fungiert. Ein weiterer Vorteil ist die hohe Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> als Ressource in Deutschland und der EU. Mittels sogenannter Carbon-Capture-Technologien lässt sich CO<sub>2</sub> sowohl aus der Atmosphäre als auch aus bereits bestehenden stationären CO<sub>2</sub>-Quellen, wie Müllverbrennungsanlagen oder Zementwerken gewinnen.

In der vorliegenden Potenzialanalyse soll nun der Lebenszyklus von E-Methanol als Kraftstoff vom technischen, ökonomischen und ökologischen Standpunkt bewertet werden. Die Evaluierung soll die Frage beantworten, ob und unter welchen Umständen eine industrielle E-Methanolherstellung, unter den Gesichtspunkten der finanziellen Nachhaltigkeit, zur zeitnahen Senkung der Emissionen im Transportsektor beitragen kann.

**2 Szenario und Methodik**

Im folgenden Abschnitt werden der betrachtete bilanzierte Prozess (vgl. Abbildung 2.1) und die verwendeten Bewertungsmethoden der Potenzialanalyse vorgestellt. Als funktionelle Einheit des Gesamtsystems werden alle Ströme skaliert, sodass ein Personenkraftfahrzeug der D-Klasse (EU-Klassifikation) 100 km an Distanz zurücklegen kann. Zur Dimensionierung der Anlage wird von einer jährlichen E-Methanolproduktion von 255 kt/a ausgegangen. Das verwendete CO<sub>2</sub> stammt aus den Abgasen einer Müllverbrennungsanlage (MVA). Der Herstellungspfad von E-Methanol wird dazu unterteilt in den Bereich Well-to-Tank (WTT: Vom Rohstoff bis zum Kraftstoff) und Tank-to-Wheel (TTW: Endnutzung im Verbrennungsmotor) unterteilt. Ferner wird das System in Vorder- und Hintergrundsystem eingeteilt.



**Abbildung 2.1: Bilanzierter Lebenszyklus von E-Methanol als Kraftstoff**

Als Vordergrundsystem wird der Hauptprozess bezeichnet, dessen Auslegung direkt durch die Studie beeinflusst werden kann. Dieser beinhaltet die Daten für den gesamten Herstellungsprozess des

E-Methanols (PEM-Elektrolyse [9], Carbon-Capture mittels Monoethanolamin (MEA als chemisches Absorptionsmittel) [10] und Methanolsynthese [11], [12]) und den Transport des produzierten E-Methanols bis hin zur Nutzung im Verbrennungsmotor. Die Methanolsynthese ist als aggregierter Prozessbaustein zu verstehen und besteht aus einer Verdichtereinheit zur Kompression der Edukte  $H_2$  und  $CO_2$  auf Reaktordruck, einer Reaktoreinheit und einer anschließenden Destillation, um einen Methanol-Produktstrom mit einer angenommenen Reinheit von 1 zu erzeugen. Im Gegensatz dazu kann das Hintergrundsystem nicht beeinflusst werden und steht, wie z.B. im Falle des Strom-Mix als Durchschnitt der vorhandenen Produktionstechnologien zur Verfügung. Der Transport von Methanol wird mittels Durchschnittsdistanzen dargestellt, wofür Transportdistanzen von 2000 km via Massengutfrachter und 400 km mit Tanklast (LKW) angenommen wurden. Um den Zusammenhang zwischen gefahrener Distanz und konsumierter Masse an Kraftstoff herzustellen, wird für einen Methanol-PKW mit einem Verbrauch von 13,6 L/100km gerechnet, während für den gewöhnlichen benzinbetriebenen PKW 8 L/100km angenommen werden [13]. Da für den Verbrauch von Methanol-Fahrzeugen zum jetzigen Zeitpunkt keine einheitlichen Verbrauchsdaten in Form von genormten Test- und Messverfahren wie dem WLTP vorliegen, wurden für die vorliegende Berechnungen Daten aus einer umfangreichen Pilotstudie aus China verwendet [13].

### Energetischer Wirkungsgrad

Der energetische Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der ausgehenden Zielenergieströme geteilt durch die aufgewendete Energie. Dadurch lässt sich die Effizienz der energetischen Umwandlung beschreiben und Limitierungen in der Prozesskette identifizieren. Bestimmt wird der energetische Wirkungsgrad  $\eta$  mittels folgender Gleichung:

$$\eta = \frac{\sum(\text{Massenstrom}_{\text{aus}} \cdot \text{LHV})}{\sum(\text{Massenstrom}_{\text{ein}} \cdot \text{LHV}) + \sum(\text{El. Energie} + \text{Th. Energie})} \quad (2.1)$$

Der Energiegehalt der auftauchenden Massenströme ist stets auf den unteren Heizwert (LHV) bezogen.

### Life Cycle Assessment

Zur Bestimmung der Treibhausgasbilanz werden jegliche vom Vordergrundsystem direkt verursachten  $CO_2$ -Äquivalente ( $CO_{2,eq}$ ) und vom Hintergrundsystem indirekt verursachten  $CO_{2,eq}$  bilanziert.  $CO_{2,eq}$  stehen hierbei für die gewichtete Summe aller Treibhausgasemissionen, die während des gesamten Lebenszyklus anfallen. Indirekte Emissionen werden durch die Bereitstellung von notwendigen Energie- und Betriebsmitteln verursacht. Die entsprechenden Daten wurden aus der LCA-Datenbank des Anbieters Sphera Solutions entnommen.

### Ökonomische Analyse

Grundlage für die Berechnung der E-Methanolgestehungskosten (LCOM) sind die Berechnung der Investitionskosten (CAPEX) und der Betriebskosten (OPEX). Die LCOM werden nach der Kapitalwertmethode berechnet für den Fall, dass der Nettobarwert der Investition nach Lebensdauer  $N$  der Anlage genau null beträgt.

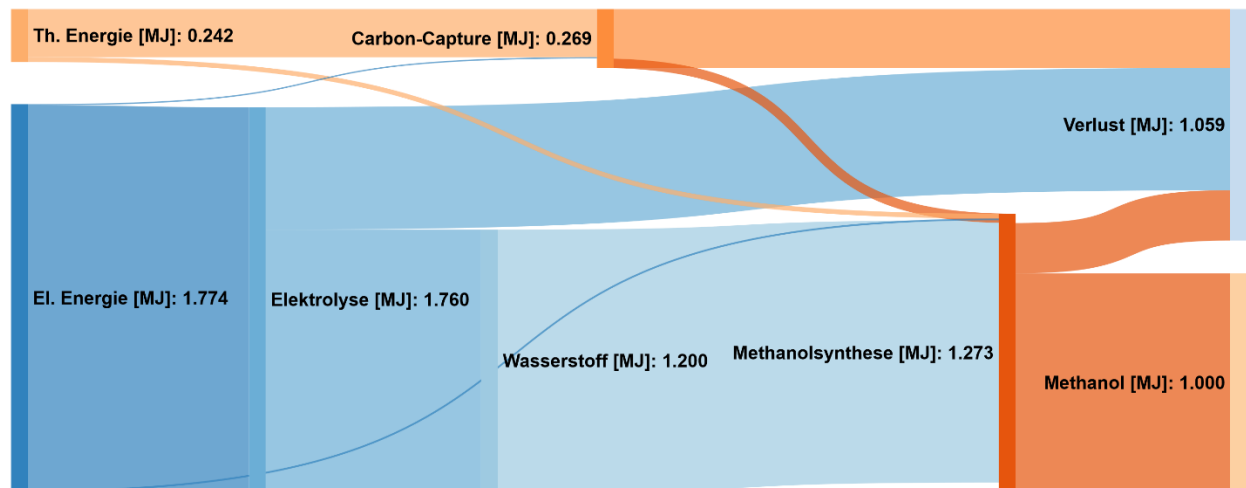
$$LCOM = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{m_{MeOH_n}}{(1+r)^n}} \quad (2.2)$$

So lassen sich alle Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage erfassen und anschließend multipliziert mit dem massenspezifischen Kraftstoffverbrauch in der Einheit €/100km ausdrücken. Es wird von einem Abzinsungsfaktor  $r$  von 11 % und einer Anlagenlebensdauer  $N$  von 25 Jahren ausgegangen. Zur Bestimmung der CAPEX werden degressive Kostenmodelle verwendet, welche Skalierungseffekte chemischer Anlagen in Form von Massen- oder Energieströmen berücksichtigen [9], [12], [14]. Die OPEX ergeben sich aus der Summe der fixen und variablen OPEX. Die fixen OPEX werden prozentual zu den Investitionskosten bestimmt (Carbon-Capture 7 % [10]; PEM-Elektrolyse 5 % [9], [15]; Methanolsynthese 5,5 % [12]), wohingegen sich die variablen OPEX aus den Kosten für benötigte Energie- und Betriebsmittel ergeben. Dazu wird für den gesamten Strombezug, der sich zusammensetzt aus Netzstrom und Windstrom, ein einheitlicher Strompreis von 60 €/MWh angesetzt. Dieser entspricht dem abgabenreduzierten Arbeitspreis für stromintensive Unternehmen in Deutschland, bei denen die Stromkosten einen Großteil der Bruttowertschöpfung ausmachen. Der Arbeitspreis von Erdgas zur Speisung des Gasboilers beträgt 20 €/MWh. Die Kosten zur Bereitstellung von VE-Wasser betragen 2 €/t.

## 3 Ergebnisdiskussion

### Energetische Bewertung

Zur Visualisierung der Untersuchung der Effizienz der energetischen Umwandlungen wurde ein Sankey-Diagramm erstellt (Abbildung 3.1). In diesem sind auf der linken Seite die Gesamtheit der thermischen und elektrischen Endenergien und auf der rechten Seite die Nutzenergie in Form von 1 MJ Methanol und die prozessbedingten energetischen Umwandlungsverluste dargestellt.



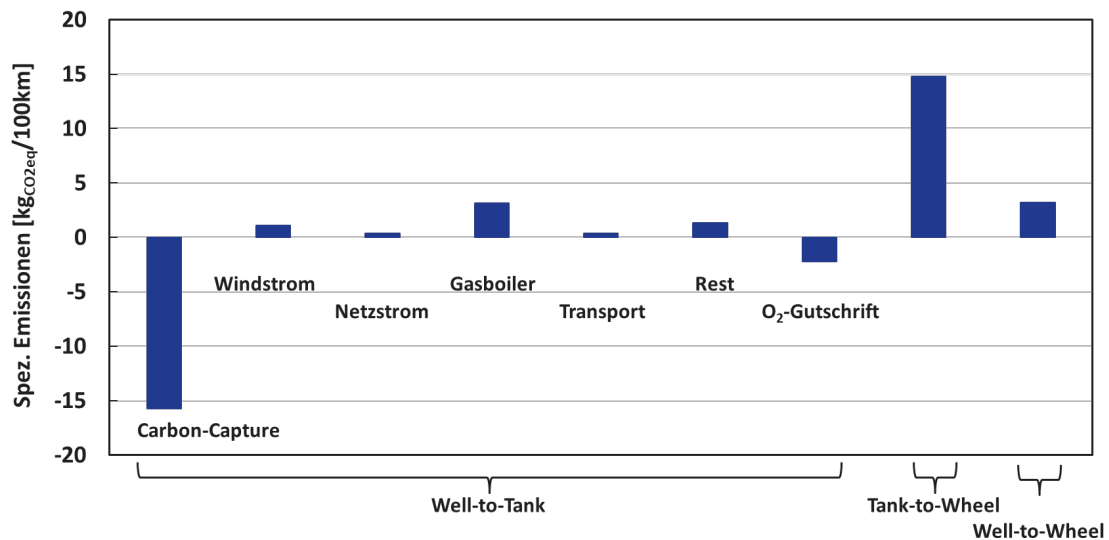
**Abbildung 3.1: Visualisierung aller energetischen WTT-Energieströme**

Unter Betrachtung von Abbildung 3.1 fällt auf, dass nahezu die gesamte elektrische Energie durch die PEM-Elektrolyse konsumiert wird, während die chemische Absorption der Carbon-Capture-Anlage hier den Großteil der thermischen Energie beansprucht. Da  $\text{CO}_2$  als reiner Stoffstrom selbst keine verwertbare Energie besitzt, sind die gesamten aufgewendeten 0,269 MJ an thermischer Energie zur Abtrennung aus dem Abgas der MVA als irreversibler Verlust zu werten. Für die PEM-Elektrolyse ergibt sich bei 1,76 MJ an konsumierter elektrischer Energie, 1,2 MJ an chemischer Energie, gespeichert im produzierten Wasserstoff. Dies resultiert in einem energetischen Wirkungsgrad von 68,2 %. Die Methanolsynthese hingegen besitzt eine energetische Effizienz von 81,3 % bei 8,48 kJ elektrischer, 0,022 MJ thermischer und 1,2 MJ chemischer eingehender Energie. Für den Gesamtprozess der E-Methanolherstellung ergibt sich daher eine energetische Effizienz von 49,6 %. Unter Betrachtung der Verlustströme ist zu erkennen, dass die Elektrolyse zum einen die größte absolute Energiemenge beansprucht (87,3 %), aber auch durch den Wirkungsgrad von unter 70 % die ausschlaggebende Limitierung im Herstellungsprozess darstellt. Effizienzsteigerungen in den Elektrolysetechnologien besitzen daher den größten Einfluss auf den energetischen Wirkungsgrad des Gesamtsystems.

### Life Cycle Assessment

Während sich bei der energetischen Bewertung der Betrachtungshorizont lediglich auf WTT beschränkt hat, wird zur Durchführung der  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Bilanz ebenfalls die Endnutzung im Verbrennungsmotor betrachtet und der Well-to-Wheel (WTW) Bilanz von Benzin gegenübergestellt. Da durch die externe Versorgung von Energie- und Betriebsmitteln ebenfalls indirekte Emissionen anfallen, kommt vor allem dem Hintergrundsystem bei den zu erfassenden Emissionen der E-Methanolsynthese eine tragende Rolle zu.





**Abbildung 3.2: CO<sub>2eq</sub>-Bilanz der E-Methanolherstellung**

Durch die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem MVA-Rauchgas können negative Prozessemissionen von -15,7 kg<sub>CO2eq</sub>/100km erreicht werden. Ein großer Anteil der anfallenden positiven Emissionen (1,11 kg<sub>CO2eq</sub>/100km) werden durch die Errichtung der notwendigen Windkraftanlagen verursacht. Ferner stehen in Relation zu den Windstromemissionen besonders die Netzstromemissionen heraus, da diese beinahe halb so hoch sind wie die des Windstroms, obwohl lediglich 1 % des gesamten Bedarfs elektrischer Energie aus dem herkömmlichen Strom-Mix bezogen werden. Weiterhin verursacht der erdgasbetriebene Boiler mit einem Anteil von ca. 50 % der WTT-Emissionen signifikant hohe Emissionen von 3,16 kg<sub>CO2eq</sub>/100km. Um den Prozess in Zukunft emissionsärmer zu gestalten, werden hier somit nicht-fossile Wärmequellen benötigt, um die Temperaturen von 90-110 °C zur chemischen Desorption des CO<sub>2</sub> während des Carbon-Capture-Prozesses zur Verfügung zu stellen. Da während des Prozesses 15,7 kg<sub>O2</sub>/100km als unvermeidbares Nebenprodukt anfallen, lassen sich hier 2,23 kg<sub>O2</sub>/100km als Gutschrift zurückgewinnen. Die Gutschrift beruht auf der Annahme, dass durch den generierten Sauerstoff, konventionell produzierter Sauerstoff auf dem Markt substituiert wird und so die Emissionen der herkömmlichen Produktionsweise eingespart werden. Die Summe der WTT-Emissionen beläuft sich auf -11,57 kg<sub>O2eq</sub>/100km. Durch die Nutzung von Methanol im Verbrennungsmotor, werden daraufhin unter der Annahme der vollständigen Verbrennung 14,8 kg<sub>CO2eq</sub>/100km frei. Diese Menge entspricht der spezifischen CO<sub>2</sub>-Masse, die vorab chemisch zu Methanol umgesetzt worden ist. Akkumuliert ergeben sich WTW-Emissionen von 3,23 kg<sub>CO2eq</sub>/100km, was den gesamten produktionsbedingten Emissionen entspricht. Zusammenfassend gilt daher, dass der Schlüssel zu Senkung der WTW-Emissionen von E-Methanol in der emissionsarmen Bereitstellung von Energie- und Betriebsmitteln liegt.

**Tabelle 3.1: Vergleich der CO<sub>2</sub>eq-Emissionen von Benzin und E-Methanol [16], [17]**

|                      | <b>E-Methanol: spezifische Emissionen</b><br><b>[kgCO<sub>2</sub>,eq/100km]</b> | <b>Benzin: spezifische. Emissionen</b><br><b>[kgCO<sub>2</sub>,eq/100km]</b> |
|----------------------|---|--|
| <b>Well-to-Tank</b>  | -11,56  | 4,17   |
| <b>Tank-to-Wheel</b> | 14,74   | 14,86  |
| <b>Well-to-Wheel</b> | 3,19  | 19,03  |

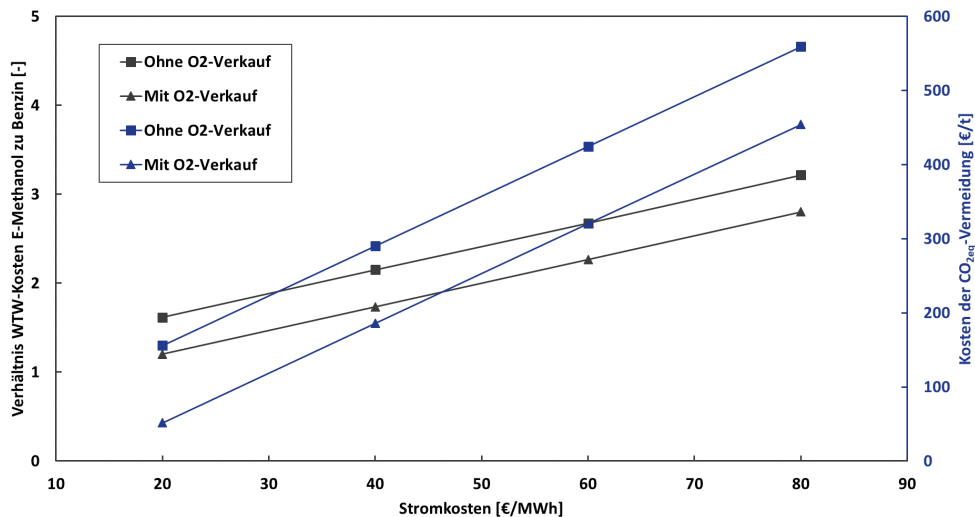
Im direkten Vergleich mit konventionellem Benzin (19,03 kgCO<sub>2</sub>eq/100km) können WTW-Emissionsreduktionen von 83,2 % erzielt werden (vgl. Tabelle 3.1). Dieser Wert ist insbesondere relevant, da in den bisherigen Klimarichtlinien der EU, wie der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2 (RED II) und dem im Juli 2021 verabschiedeten Richtlinienpaket „Fit for 55“ festgeschrieben ist, dass die WTW-Emissionsreduktionen zukünftiger alternativer Kraftstoffe mindestens 70 % erreichen müssen [17]. E-Methanol kann daher als „Fit for 55“-konformer erneuerbare Kraftstoff nicht-biogenen Ursprungs deklariert werden. Überdies hat die vorangegangene Untersuchung gezeigt, dass die stoffliche Nutzung von CO<sub>2</sub> im Zusammenhang mit Kraftstoffen zwar niemals zu negativen WTW-Emissionen führt, jedoch insgesamt weniger fossile Emissionen in der Atmosphäre akkumuliert werden und ein reduzierter Einsatz fossiler Ressourcen notwendig ist.

### Ökonomische Analyse

Für das betrachtete Szenario ergeben sich WTT-LCOM von 998,9 €/t, bzw. 0,78 €/L. Als Referenz wurde mit WTT-Benzingestehungskosten von 0,5 €/L gerechnet. Dieser Preis beinhaltet keine steuerlichen Abgaben und soll den Warenwert widerspiegeln. Bezogen auf den Energiegehalt der Kraftstoffe und unter Einbezug des Kraftstoffverbrauchs ergeben sich für E-Methanol WTW-Kosten von 5 Cent/MJ<sub>Fuel</sub> und 10,73 €/100km, bzw. 1,5 Cent/MJ<sub>Fuel</sub> und 4 €/100km bei Benzin. Unter dem gegebenen Szenario ergibt sich also ein ca. 2,68-facher Preis bezogen auf die WTW-Kosten der Kraftstoffnutzung. Da E-Methanol nach den EU-Richtlinien als erneuerbarer Kraftstoff nicht-biogenen Ursprungs lizenziert werden kann, müssen zur vollständigen Beurteilung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit ebenfalls die Marktsituation und die Kaufbereitschaft potenzieller Abnehmer bewertet werden. Außerdem kann angenommen werden, dass die CO<sub>2</sub>-Besteuerung für fossile Kraftstoffe weiter steigen wird, während für E-Methanol im Rahmen eines zukünftigen Emissionshandels im Kraftstoffsektor zusätzliche Erlöse erzielt werden könnten. Inwieweit sich diese Kostenlücke schließen wird, bleibt somit in einer weiterführenden Studie zu prüfen.

Hauptkostentreiber für die WTW-Kosten von E-Methanol sind bei den CAPEX mit 65 % und bei den OPEX mit über 75 % die PEM-Elektrolyse. Dabei besitzen die OPEX, da es sich um jährlich auftretende Kosten handelt, bei einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren eine deutlich höhere Gewichtung als die einmaligen CAPEX. Die variablen OPEX der Elektrolyse setzen sich dabei zu über 99 %

aus den Kosten für die elektrische Energie zusammen. Um dessen Einfluss auf die zu Kraftstoffgestehungskosten und die  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten quantifizieren, wurde daher abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (vgl. Abbildung 3.3). Da während der Elektrolyse ca. die achtfache Masse an reinem Sauerstoff anfällt, wurden ebenfalls die möglichen Erlöse bei einem Verkaufspreis von 100 €/t untersucht.



**Abbildung 3.3: Auswirkungen der Stromkosten auf das Verhältnis der WTW-Gestehungskosten von E-Methanol und Benzin und den Kosten der  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidung bei Verkauf von Sauerstoff für 100 €/t**

Anhand der Sensitivitätsanalyse ist zu erkennen, dass durch eine Senkung der Stromkosten das WTW-Kraftstoffkostenverhältnis gegen 1 geht. Für einen exemplarischen Strompreis von 40 €/MWh, was den unteren Windstromgestehungskosten entspricht, ist E-Methanol bei  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten von 300 €/t in der Herstellung nur noch 2,1-fach so teuer. Ebenfalls einen signifikanten Einfluss hat der Verkauf von Sauerstoff, welcher dazu führt, dass bei 40 €/MWh die E-Methanolkosten bei  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten von 186 €/t nur noch das 1,7-fache der Benzinkosten betragen. Damit also die E-Methanolherstellung in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden kann, ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem und günstigem Strom eine der relevantesten Grundbedingungen. Eine indirekte Elektrifizierung des langlaufenden Verkehrsbereichs, der nach wie vor von flüssigen Kraftstoffen mit hoher Energiedichte abhängig ist, wäre somit mittels erneuerbarer E-Fuels möglich.

### Zusammenfassung

Die Schlüsseltechnologie der E-Methanolherstellung und Bindeglied zwischen dem Stromsektor und dem Verkehrssektor ist in diesem Prozesspfad die Elektrolyse. Während der Potenzialstudie konnte aufgezeigt werden, dass die Elektrolyse sowohl den niedrigsten Wirkungsgrad hat, als auch für 83,7 % des Energiebedarfs verantwortlich ist. Für die WTT-Methanolherstellung konnte ein Gesamtwirkungsgrad von 49,6 % ermittelt werden. Die Ergebnisse des Life Cycle Assessments haben gezeigt, dass durch die erzielten Emissionsreduktionen von 83 % konform mit den aktuellen Anforderungen der EU-Klimarichtlinien sind und deshalb E-Methanol auch in Zukunft als erneuerbarer Kraftstoff nicht-biogenen Ursprungs lizenziert werden kann. Aufgrund des hohen Bedarfs an elektrischer

Energie können entsprechende WTW-Emissionseinsparungen und die finanzielle Konkurrenzfähigkeit lediglich durch eine ausreichende Verfügbarkeit von emissionsarmem und kostengünstigem Strom sichergestellt werden. Nur unter diesen Rahmenbedingungen kann E-Methanol dazu beitragen, parallel zur Einführung elektrischer und wasserstoffbasierter Antriebskonzepte, den Verkehr ganzheitlich von fossilen Energieträgern zu entkoppeln.

### 4 Danksagung

Die präsentierte Potenzialstudie ist aus den Untersuchungen im Forschungsprojekt „Methanolstandard“ (Förderkennzeichen 19 I 20005H) entstanden, welches mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert wird. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

### 5 Literaturverzeichnis

- [1] International Energy Agency (IEA), „Germany 2020: Energy Policy Review“, 2020. doi: 10.1787/cedb9b0a-en.
- [2] Umweltbundesamt, „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland“, 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung> (zugegriffen März 18, 2021).
- [3] DECHEMA e.V. und VDI, „Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe: Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel - Positionspapier des ProcessNet-Arbeitsausschusses ‚Alternative flüssige und gasförmige Kraft- und Brennstoffe‘“, 2017.
- [4] K. Wagemann und F. Ausfelder, „E-Fuels - Mehr als eine Option“, 2017.
- [5] A. M. Bazzanella und F. Ausfelder, „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“, 2017.
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA) und Methanol Institute, „Innovation Outlook: Renewable Methanol“, 2021.
- [7] S. Verhelst, J. W. Turner, L. Sileghem, und J. Vancoillie, „Methanol as a fuel for internal combustion engines“, *Prog. Energy Combust. Sci.*, Bd. 70, Nr. January, S. 43–88, 2019, doi: 10.1016/j.pecs.2018.10.001.
- [8] X. Zhen, „Methanol As An Internal Combustion on Engine Fuel“, in *Methanol: Science and Engineering*, Elsevier B.V., 2018, S. 313–337.
- [9] A. Keçebaş, M. Kayfeci, und M. Bayat, „Electrochemical hydrogen generation“, *Sol. Hydrog. Prod. Process. Syst. Technol.*, S. 299–317, 2019, doi: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00009-6.
- [10] J. Husebye, A. L. Brunsvold, S. Roussanaly, und X. Zhang, „Techno economic evaluation of amine based CO<sub>2</sub> capture: Impact of CO<sub>2</sub> concentration and steam supply“, *Energy Procedia*, Bd. 23, Nr. 1876, S. 381–390, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.053.
- [11] É. S. Van-Dal und C. Bouallou, „Design and simulation of a methanol production plant from

## 29. Energie-Symposium

---

- CO<sub>2</sub> hydrogenation“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 57, S. 38–45, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.06.008.
- [12] M. Pérez-Fortes, J. C. Schöneberger, A. Boulamanti, und E. Tzimas, „Methanol synthesis using captured CO<sub>2</sub> as raw material: Techno-economic and environmental assessment“, *Appl. Energy*, Bd. 161, S. 718–732, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.07.067.
- [13] K. Zhao, „A Brief Review of China’s Methanol Vehicle Pilot and Policy“, 2019.
- [14] M. R. M. Abu-Zahra, J. P. M. Niederer, P. H. M. Feron, und G. F. Versteeg, „CO<sub>2</sub> capture from power plants. Part II. A parametric study of the economical performance based on mono-ethanolamine“, *Int. J. Greenh. Gas Control*, Bd. 1, Nr. 2, S. 135–142, 2007, doi: 10.1016/S1750-5836(07)00032-1.
- [15] D. Bellotti, M. Rivarolo, L. Magistri, und A. F. Massardo, „Feasibility study of methanol production plant from hydrogen and captured carbon dioxide“, *J. CO<sub>2</sub> Util.*, Bd. 21, Nr. April, S. 132–138, 2017, doi: 10.1016/j.jcou.2017.07.001.
- [16] R. Edwards, H. Hass, J.-F. Larive, L. Lonza, H. Maas, und D. Rickeard, „Well-to-Wheels Report Version 4.a - Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context“, 2014. doi: 10.2790/95533.
- [17] International Council on clean Transportation (ICCT), „Alternative transport fuels elements of the European Union ’ s “ Fit for 55 ” package“, 2021.

### **STANDORTPLANUNG VON DEZENTRALEN H<sub>2</sub>-ERZEUGUNGSANLAGEN AN ERNEUERBAREN-ENERGIE-ANLAGEN AM BEISPIEL EINER KLEINWASSERKRAFTANLAGE**

*Saskia Wagner, Mark F. Jentsch, Nicole Meyer, Sebastian Büttner*

Professur Energiesysteme, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar

Schwanseestraße 1a, 99423 Weimar

#### **ABSTRACT**

Die vorliegende Arbeit präsentiert die Ergebnisse der Planung einer Wasserstoffherstellungsanlage am Standort einer Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla, einem Ortsteil der Stadt Apolda in Thüringen. Ziel dieses Beitrags ist es, mögliche Hürden bei der Integration von dezentralen Wasserstoffinfrastrukturen an bestehenden Erneuerbaren-Energien-Anlagen aufzuzeigen und so zukünftige Planungsprozesse zu unterstützen. Grundlage dafür bildet eine Analyse des Wasserkraftdargebots, d.h. der möglichen Strombereitstellung für die Wasserelektrolyse, und der örtlichen Gegebenheiten an der Kleinwasserkraftanlage. Dies umfasst unter anderem die Platzverhältnisse an der Anlage sowie eine Betrachtung der Überschwemmungsgefahr und der Grundstücksnutzung. Darauf aufbauend werden, unter Berücksichtigung von technischen Regelwerken, rechtlichen Rahmenbedingungen und einer ermittelten Abnahmemenge für eine regionale Mobilitätsanwendung, die benötigten Anlagen für die H<sub>2</sub>-Erzeugung und -speicherung dimensioniert, ausgelegt und angeordnet. Die Ergebnisse der Standortplanung werden in einem Lage- und Leitungsplan zusammengefasst und bewertet. Es zeigt sich, dass die Umsetzung einer H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlage am Standort der gewählten Kleinwasserkraftanlage möglich ist, jedoch Anpassungen der örtlichen Gegebenheiten erfordert. Die Ergebnisse der Untersuchung werden als Grundlage für weitere Standortentwicklungen in einem Kurzleitfaden für die Planung von dezentralen Elektrolyseanlagen zusammengefasst.

#### **1. EINLEITUNG**

Die „Nationale Wasserstoffstrategie“ vom Juni 2020 legt die Grundlagen für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien, setzt hierbei allerdings vornehmlich auf den großindustriellen Maßstab [1]. Für eine umfassende und nachhaltige Etablierung der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland sind jedoch neben zentralen Großanlagen auch dezentrale Ansätze zur Wasserstoffherzeugung und -nutzung notwendig. Bestehende Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) bieten dabei das Potential, auf regionaler Ebene Wasserstoff-Wertschöpfungsketten aufzubauen und ermöglichen damit sowohl eine breitenwirksame Teilnahme von Industrieunternehmen an der Technologieentwicklung als auch die Erlebbarkeit von Wasserstoffinfrastrukturen für die Gesellschaft. Im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsvorhabens h2well-compact soll für einen Demonstrationszeitraum eine solche dezentrale H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlage an einer bestehenden Kleinwasserkraftanlage entstehen, um so Daten für eine mögliche Skalierung an anderen EE-Anlagen zu generieren. Dafür müssen am Standort der Kleinwasserkraftanlage ein Elektrolysesystem und ein Wasserstoffprimärspeicher integriert werden. Auf einen stationären Verdichter vor Ort soll verzichtet werden, da der im Rahmen des Projektes entwickelte Hochdruckelektrolyseur den Wasserstoff mit einem Druck von 100 bar erzeugen wird und der Transport des Wasserstoffs über eine Wechselbrücke mit integriertem mobilen Verdichter erfolgt. Der mobile Verdichter soll bei der Befüllung der Wechselbrücke den Ausgangsdruck im Primärspeicher an der Kleinwasserkraftanlage auf einen Transportdruck von 300 bar im mobilen Speicher erhöhen. Anschließend soll der Wasserstoff zu einem lokalen Unternehmen transportiert und für die Versorgung eines Wasserstoffbrennstoffzellen-Gabelstaplers (H<sub>2</sub>BZ-Gabelstapler) mit einem durchschnittlichen H<sub>2</sub>-Bedarf von 3,3 Kilogramm pro Werktag genutzt werden. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Standortplanung an der Kleinwasserkraftanlage zusammengefasst und in einen Kurzleitfaden zur Planung von dezentralen H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastrukturen überführt.

## 2. KLEINWASSERKRAFTANLAGE – STANDORTBEDINGUNGEN UND STROMERZEUGUNG

Die betrachtete Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla, einem Ortsteil der Stadt Apolda in Thüringen, liegt direkt am Flusslauf der Ilm. Das Grundstück befindet sich auf dem Gelände einer ehemaligen Mühle, deren Kellergebäude und Fundamente noch heute vorhanden sind. Die Abbildungen 1 bis 3 geben einen Einblick in die örtlichen Gegebenheiten an der Kleinwasserkraftanlage und Abbildung 4 zeigt einen Lageplan des Grundstücks.



Abbildung 1-3: Wehr (links), Turbinenhaus (Mitte), Grundstück mit Kellergebäuden (rechts) an der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla

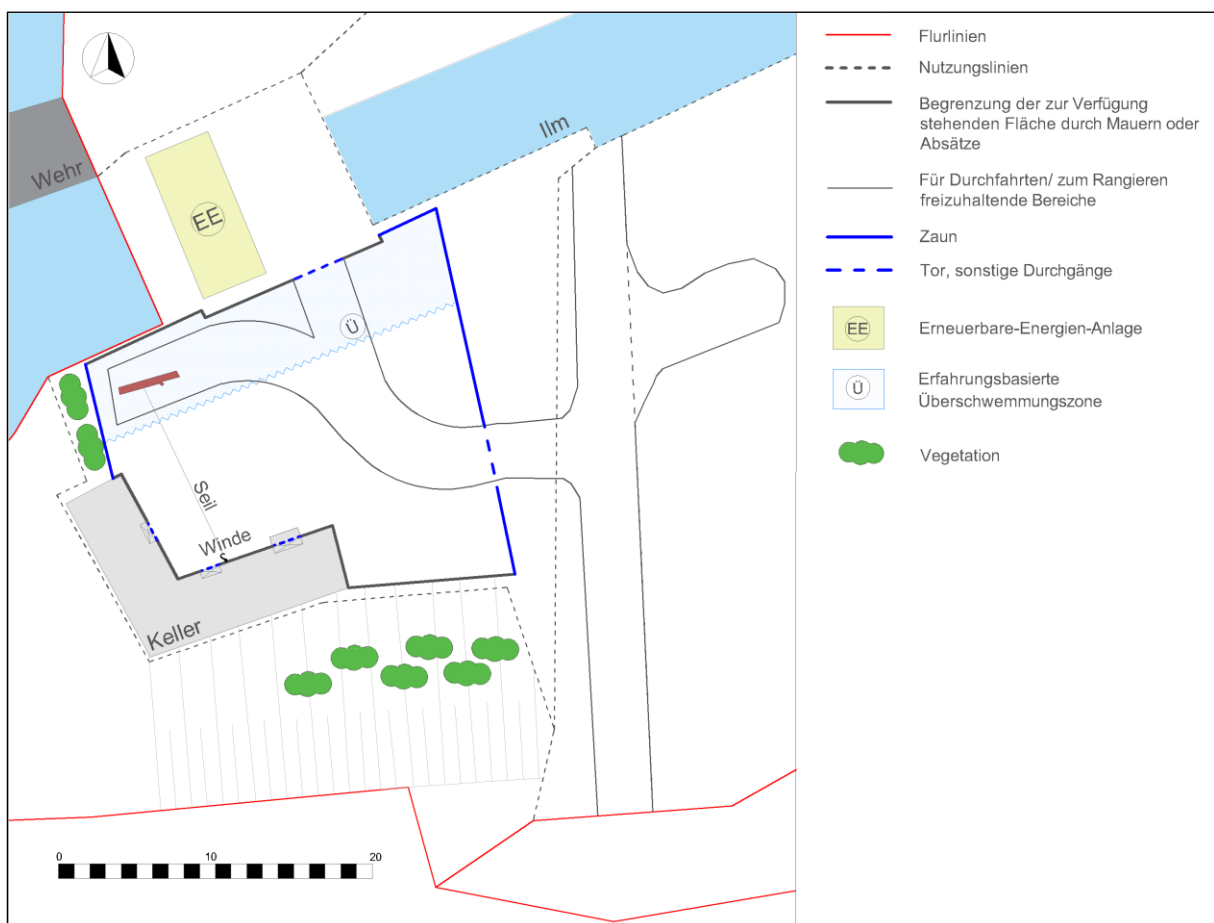
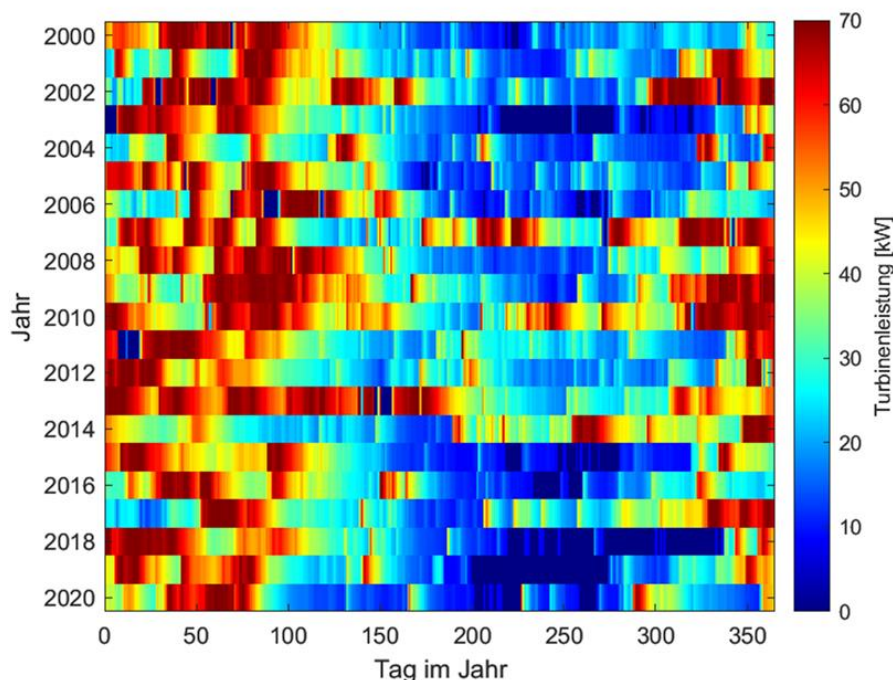


Abbildung 4: Lageplan der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla

Wie Abbildung 4 zeigt, existiert auf dem Grundstück der Kleinwasserkraftanlage ein umfriedeter Bereich. Dieser Bereich wird durch einen Zaun, durch die Außenwände der Kellergebäude und durch eine

Trockenmauer zur Sicherung des anliegenden, mit Vegetation bedeckten Hanges abgrenzt und ist somit nicht zugänglich für die Öffentlichkeit. Das Turbinenhaus befindet sich auf einer Betonbrücke, die jedoch nicht zusätzlich bebaut werden darf. Des Weiteren liegt das Grundstück nicht in einem offiziellen Überschwemmungsgebiet. Nach Erfahrungen der Anlagenbetreiber kam es in der Vergangenheit jedoch gelegentlich zu einer teilweisen, bodennahen, oberflächlichen Überschwemmung des Geländes. Um den Zulauf der Kleinwasserkraftanlage frei von Treibgut zu halten, muss das Grundstück regelmäßig befahren und die in Abbildung 4 eingezeichnete Seilwinde genutzt werden. Hieraus ergeben sich Einschränkungen für die Aufstellung des Elektrolyseurs und der erforderlichen H<sub>2</sub>-Speicher.

Um einen Standort für die Anlagenkomponenten festlegen zu können, muss zunächst deren Platzbedarf durch eine Vordimensionierung ermittelt werden (vgl. Abschnitt 3). Dafür wird neben dem H<sub>2</sub>-Bedarf der späteren Anwendung (H<sub>2</sub>-Erzeugungsziel) eine Analyse der möglichen Strombereitstellung benötigt. Da keine langjährigen Daten zur Stromeinspeisung der Kleinwasserkraftanlage vorliegen, wurde auf Basis von Durchflussdaten der etwas flussaufwärts gelegenen Messstation Mellingen ein theoretischer Ansatz zur Ableitung eines Leistungsprofils der durchschnittlichen täglichen elektrischen Turbinenleistung in den Jahren 2000 - 2020 entwickelt. Die grundlegende Anwendbarkeit dieser theoretischen jährlichen Leistungsprofile konnte über einen Abgleich mit Realleistungsdaten der Energienetze Apolda zur Netzeinspeisung der Kleinwasserkraftanlage im Zeitraum vom 01.05.2014 bis zum 23.09.2021 nachgewiesen werden. Abbildung 5 zeigt, dass die theoretische Einspeiseleistung der Kleinwasserkraftanlage zwischen keiner Einspeisung in Trockenperioden, d.h. 0 kW (dunkelblaue Bereiche) und maximal ca. 70 kW (dunkelrote Bereiche) schwankt. In den Sommermonaten erreicht die Wasserkraftanlage aufgrund des geringeren Wasserdargebots der Ilm eine niedrigere Turbinenleistung als im restlichen Jahresverlauf. Besonders in den Sommermonaten der vergleichsweise trockenen Jahre 2003, 2018 und 2019 konnte die Wasserkraftanlage für längere Zeiträume gar keinen Strom einspeisen. Des Weiteren kommt es, wie in Abbildung 5 zu sehen ist, in einzelnen Jahren in den Winter- und Frühjahrsmonaten zu Leistungseinbußen oder auch zu vollständigen Betriebsausfällen aufgrund eines zu großen Wasserdargebots.

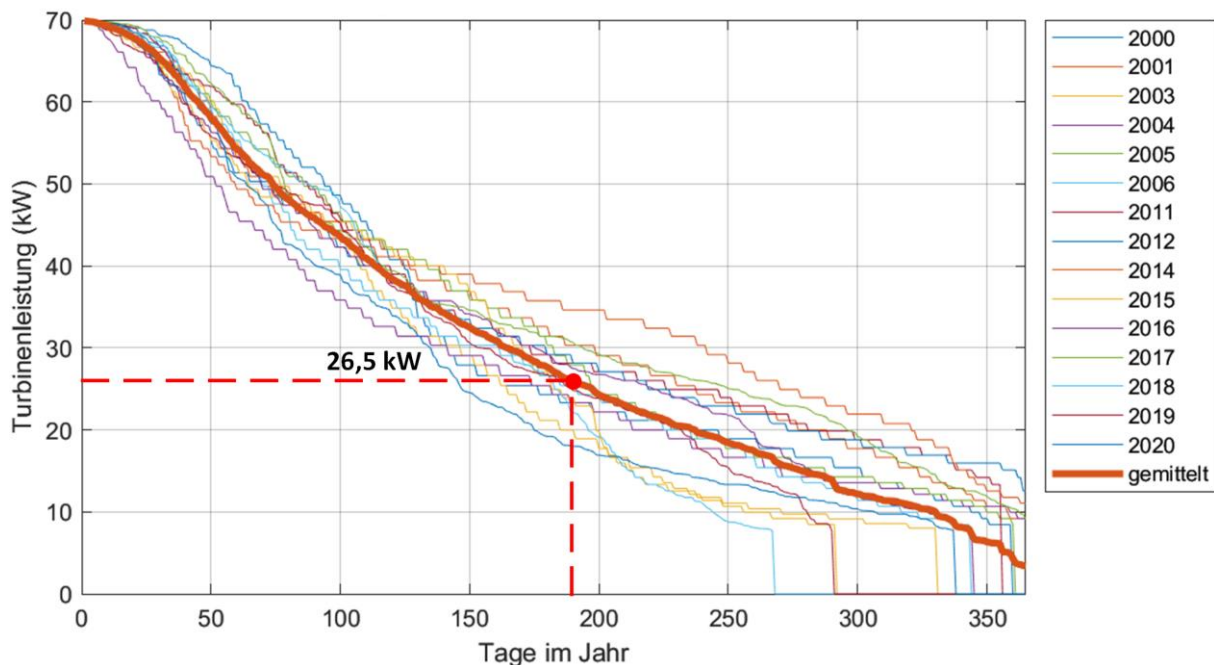


**Abbildung 5: Theoretische erwartete durchschnittliche tägliche Turbinenleistung der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla, sortiert nach Kalenderjahren**



### 3. DIMENSIONIERUNG DER ANLAGENKOMPONENTEN

Die Dimensionierung des Elektrolyseurs wurde auf Basis der in Abbildung 5 dargestellten, nach der oben beschriebenen Methode ermittelten theoretischen Leistungsprofile der Kleinwasserkraftanlage vorgenommen. Von den 21 zur Verfügung stehenden Jahren wurde hierbei das Drittel der Jahre mit den höchsten Einspeiseleistungen gestrichen, um eine Überschätzung der Elektrolyseurzielgröße zu vermeiden. Aus den übriggebliebenen Leistungsprofilen wurden die in Abbildung 6 dargestellten einzelnen Jahresdauerlinien sowie eine mittlere Jahresdauerlinie erzeugt. Anhand dieser gemittelten Jahresdauerlinie kann abgelesen werden, wie viele Tage im Jahr der Elektrolyseur mit Peripherie in Abhängigkeit der Anschlussleistung durchschnittlich in Volllast betrieben werden kann. Für eine ausreichende Auslastung des Elektrolyseurs sollte mindestens in der Hälfte der Jahresstunden ein Volllastbetrieb möglich sein. Wie aus Abbildung 6 hervorgeht, sollte deshalb die maximal installierte Leistung des Elektrolysesystems am Standort Oberroßla dem Median der mittleren Jahresdauerlinie von ca. 26,5 kW entsprechen.



**Abbildung 6: Ansatz zur Dimensionierung des Elektrolyseurs anhand einer angepassten mittleren Jahresdauerlinie der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla**

Der im Rahmen des Forschungsprojektes entwickelte kompakte Hochdruckelektrolyseur besitzt eine Stackleistung von 25 kW und eine Systemleistung inklusive Peripherie von ca. 32 kW und liegt damit in einem geeigneten Größenbereich für die Integration an der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla. Das Elektrolysesystem ist in einem 10-Fuß-Container installiert und erzeugt im Volllastbetrieb ca. 0,5 kg H<sub>2</sub>/h. Auch bei einem Teillastbetrieb von ca. 20 % kann hiermit der H<sub>2</sub>-Bedarf des H<sub>2</sub>BZ-Gabelstaplers von durchschnittlich 2,4 kg/d (3,3 kg/d von Montag bis Freitag) gedeckt werden. Im Volllastbetrieb könnte der Elektrolyseur daher theoretisch noch weitere Abnehmer mit Wasserstoff versorgen als es im Forschungsvorhaben vorgesehen ist.

Die Aufstellungsmöglichkeiten für H<sub>2</sub>-Speicherflaschenbündel (im Folgenden als Flaschenbündel bezeichnet) an der Kleinwasserkraftanlage sind begrenzt (vgl. Abschnitt 4), zumal der Verzicht auf einen stationären Verdichter den Bedarf an vorzuhaltenden Flaschenbündeln noch erhöht. Für die Versorgung des Gabelstaplers muss die Wechselbrücke mit integriertem mobilen Verdichter bei einem angestrebten

zweiwöchentlichen Abhol- und Lieferrhythmus 33,0 kg Wasserstoff aus dem 100 bar-Primärspeicher an der Kleinwasserkraftanlage entnehmen können. Da der mobile Verdichter den Ausgangsdruck im Primärspeicher maximal um das sechsfache erhöhen kann, kann der Primärspeicher jedoch lediglich auf 50 bar geleert werden, um in der Wechselbrücke einen Transportdruck von 300 bar zu erreichen. Da dieses maximale Verdichtungsverhältnis von 1 zu 6 im Rahmen des Vorhabens jedoch noch erprobt wird, wurde für die Auslegung des H<sub>2</sub>-Primärspeichers zunächst nur eine mögliche Entleerung von 100 auf 60 bar angenommen. Entsprechend der folgenden Berechnung werden daher 18 Flaschenbündel mit einem Volumen von je 600 l und einer Grundfläche von je 1,0 m x 0,8 m an der Kleinwasserkraftanlage benötigt, um die Versorgung des Gabelstaplers sicherstellen zu können. Die verwendeten H<sub>2</sub>-Dichten wurden hierbei über das „Chemistry WebBook des National Institute of Standards and Technology“ berechnet [2].

$$\text{Nutzbare H}_2\text{-Menge pro Flaschenbündel} = (\rho_{15^\circ\text{C}, 100 \text{ bar}} - \rho_{15^\circ\text{C}, 60 \text{ bar}}) \times V_{\text{Flaschenbündel}} \quad (1)$$

$$\text{Nutzbare H}_2\text{-Menge pro Flaschenbündel} = (7,9265 \frac{\text{g}}{\text{l}} - 4,8708 \frac{\text{g}}{\text{l}}) \times 600 \text{ l} = 1833 \text{ g} \quad (1)$$

$$\text{Anzahl benötigter Flaschenbündel} = 33000 \text{ g} / 1833 \text{ g} = 18,00 \quad (2)$$

Wie der folgende Abschnitt 4 zeigt, ist außerdem eine Aufstellung von mehr als 18 Flaschenbündeln an der Kleinwasserkraftanlage nicht möglich. Daher wäre an dieser Stelle eine Anpassung der in Abhängigkeit des Stromdargebots errechneten maximalen Elektrolyseurgröße an den tatsächlichen H<sub>2</sub>-Bedarf sinnvoll. Gemäß der folgenden Rechnung ergibt eine lineare Skalierung der Rahmenparameter des oben beschriebenen Hochdruckelektrolyseurs eine angepasste Systemleistung von 8,25 kW (6,25 kW Stack, 2 kW Peripherie), wenn angenommen wird, dass der Elektrolyseur 80 % der Zeit in Volllast betrieben werden kann.

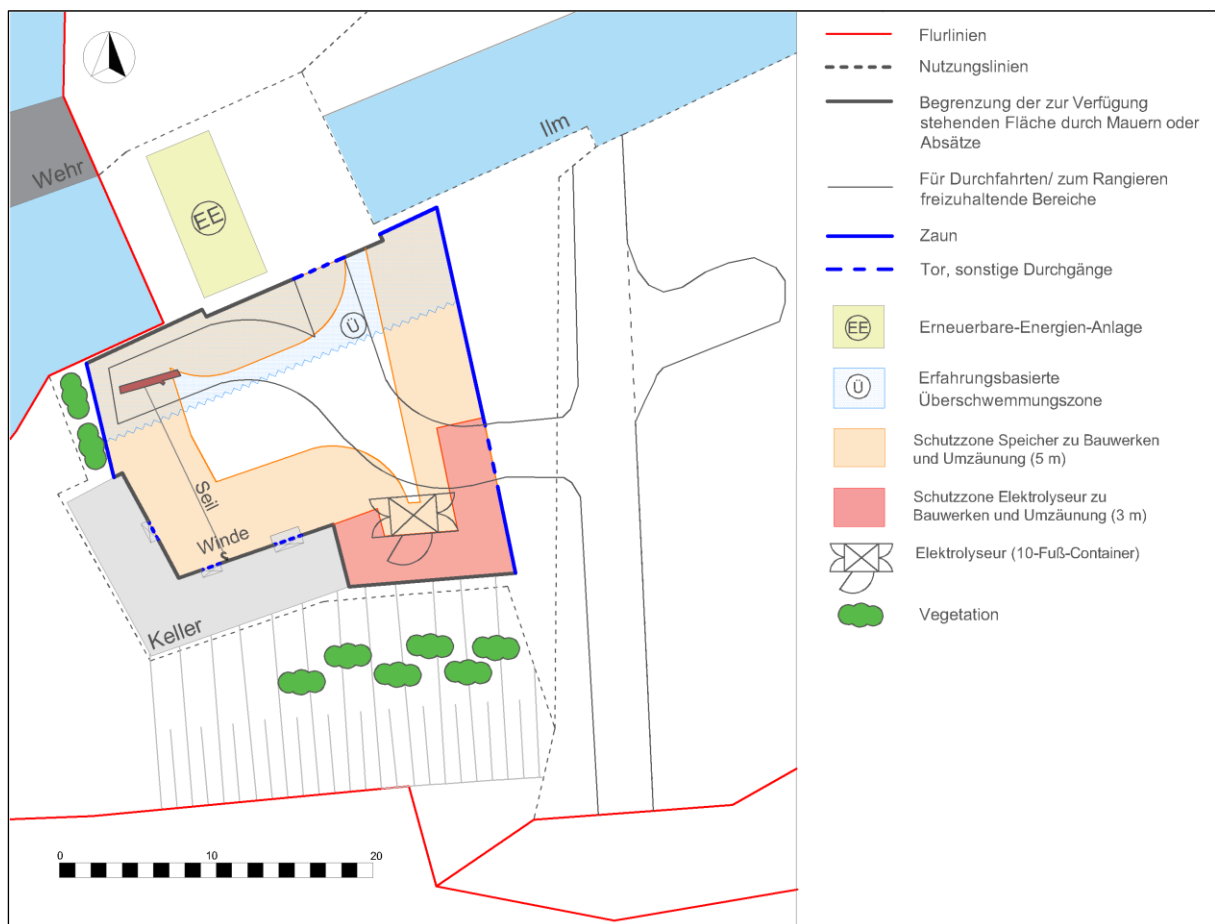
$$\text{Erforderliche Systemleistung Elektrolyseur} = 2,4 \frac{\text{kg H}_2}{\text{d}} / 0,8 \times 33 \text{ kW} / 12 \frac{\text{kg H}_2}{\text{d}} = 8,25 \text{ kW} \quad (3)$$

Dies spielt jedoch im Rahmen des Forschungsprojektes h2well-compact keine zentrale Rolle, so dass der oben genannte Hochdruckelektrolyseur mit 32 kW Systemleistung zur Erprobung kommen soll. Im folgenden Abschnitt 4 werden daher die Standortanpassungen erläutert, die für die Integration der 18 H<sub>2</sub>-Flaschenbündel und des 10-Fuß-Elektrolysecontainers notwendig sind

#### 4. ANPASSUNG DER STANDORTBEDINGUNGEN FÜR DIE INTEGRATION DER ANLAGEN-KOMPONENTEN

Für die Standortermittlung der benötigten Anlagenkomponenten wurden die Vorgaben der TRBS 3151/TRGS 751 zur „Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen“ [3] berücksichtigt und die Standortplanung mit Sachverständigen abgestimmt. Der Elektrolyseur und der H<sub>2</sub>-Primärspeicher müssen sich innerhalb des umfriedeten Bereichs des Grundstücks der Kleinwasserkraftanlage befinden. Zudem müssen die Sicherheitsabstände zu öffentlich zugänglichen Bereichen und zu Brandlasten eingehalten werden. Für oberirdisch gelagerte Wasserstoffspeicher gilt ein entsprechender Sicherheitsabstand von 5 m und für den Elektrolyseur ein Abstand von 3 m [3]. Abbildung 7 zeigt einen durch diese relevanten Schutzzonen, in denen die jeweiligen Anlagenkomponenten nicht aufgestellt werden dürfen, ergänzten Lageplan. Da es sich bei dem Landstück nördlich des Turbinenhauses auf der Betonbrücke um eine Insel zwischen dem Flussbett der Ilm und dem Mühlgraben hinter der Turbine handelt, können sich unbefugte Personen dem Grundstück nicht aus nördlicher Richtung nähern. Die eingezeichnete Schutzzone orientiert sich deshalb an dieser Stelle an den Grenzen des Turbinenhauses. Obwohl die Kellergebäude keine Brandlast darstellen, wurde auch hier ein Sicherabstand berücksichtigt, da sich unbefugte Personen theoretisch über den darüberliegenden Hang nähern könnten.

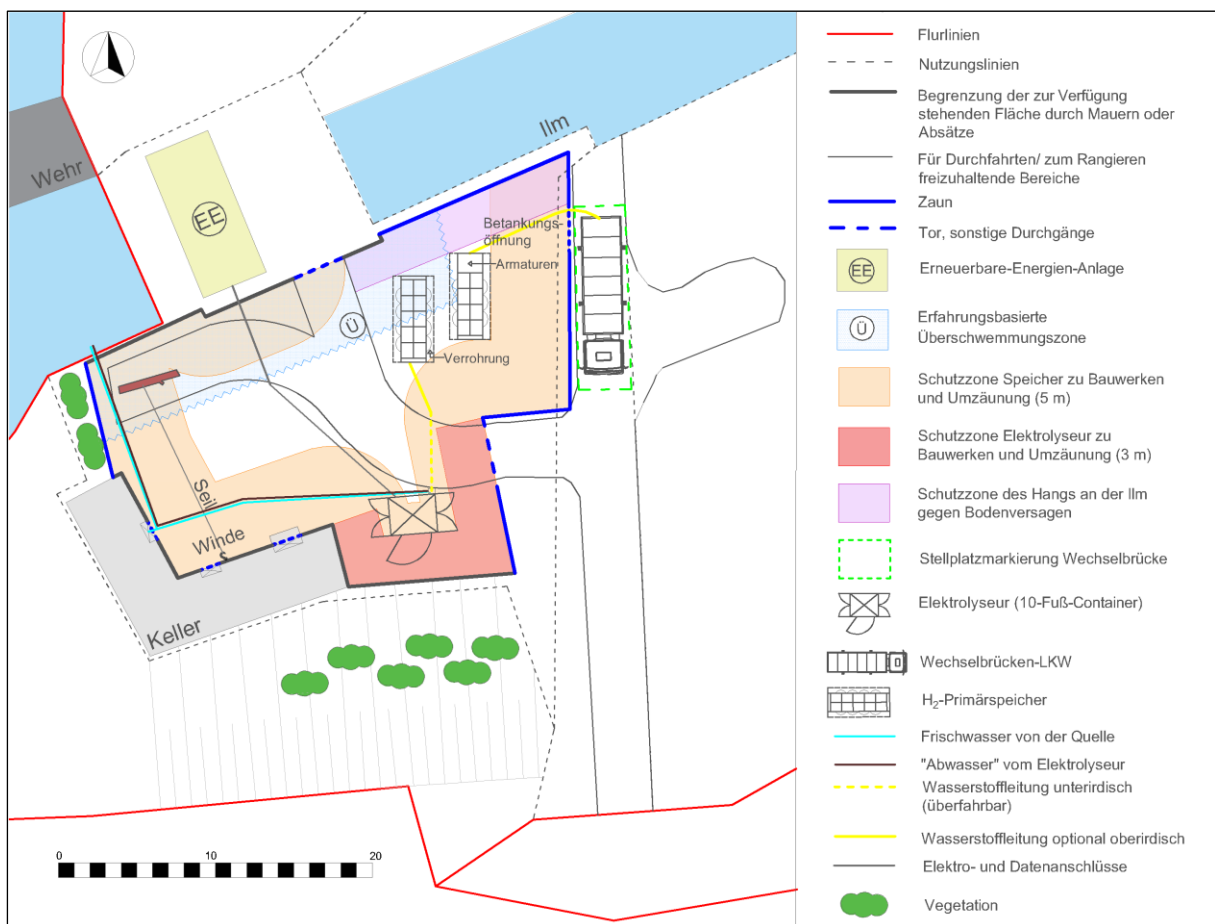
Wie Abbildung 7 weiterhin zeigt, konnte unter Berücksichtigung des Sicherheitsabstandes für den Elektrolysecontainer ein Aufstellungsort gefunden werden, ohne dass weitergehende bauliche Maßnahmen erforderlich wären. Lediglich überstehende Teile der Vegetation am anliegenden Hang (vgl. Abbildung 3) waren zu entfernen und eine Gefährdungsbeurteilung in Form einer geotechnischen Bewertung der Standfestigkeit der südlich anliegenden Hangmauer anzufertigen. Die Bewertung ergab, dass für den angestrebten Demonstrationszeitraum der H<sub>2</sub>-Erzeugung an der Kleinwasserkraftanlage von Mitte 2023 bis Anfang 2024 ein Versagen der Stützmauer als sehr unwahrscheinlich einzuschätzen ist. Längerfristig werden Maßnahmen zur Instandhaltung der Stützmauer allerdings nicht zu vermeiden sein. Die Gründung des Elektrolysecontainers wird über Punktfundamente ausgeführt werden.



**Abbildung 7: Lageplan der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla mit Schutz-zonen zur Berücksichtigung der Sicherheitsabstände gemäß TRGS 751**

Für die Aufstellung des H<sub>2</sub>-Primärspeichers würde entsprechend Abbildung 7 lediglich eine Fläche in der Mitte des umfriedeten Bereichs verbleiben. Da sich diese Fläche für eine sachgemäße Aufstellung der mindestens erforderlichen 18 Flaschenbündel nicht eignet, muss eine Verschiebung des östlichen Zaunes entsprechend Abbildung 8 vorgenommen werden. Die so gewonnene Fläche ist für die Aufstellung von 18 Flaschenbündeln ausreichend. Eine weitere Vergrößerung des umfriedeten Bereichs über den Zufahrtsweg hinaus ist im Rahmen des Demonstrationsprojektes nicht vorgesehen. Um das Ufer der Ilm gegen Bodenversagen aufgrund der Auflast durch die H<sub>2</sub>-Flaschenbündel zu schützen, wird zudem ein Abstand von 3 m zur Ilm eingehalten. Nach Rücksprache mit der Unteren Wasserbehörde, dürfen die H<sub>2</sub>-Behälter am gewählten Standort aufgestellt werden, sofern sie gegen Aufschwimmen gesichert werden. Die einzelnen Flaschenbündel (1,0 m x 0,8 m) können entsprechend Abbildung 8 nebeneinander in zwei „Flaschenbündel-Batterien“ angeordnet werden und müssen zur Vermeidung

von Leckagen auf einer festen und ebenen Oberfläche stehen [4]. Optimal wäre dafür eine Betonplatte mit den Maßen 5,5 m x 1,6 m pro Flaschenbündel-Batterie, wobei die erste Batterie aus 10 Flaschenbündeln und die zweite Batterie aus 8 Flaschenbündeln besteht. Der freie Platz auf der Betonplatte der zweiten Batterie wird für die Armaturen des H<sub>2</sub>-Speichers benötigt. Alternativ zu den Betonplatten könnten für den Demonstrationszeitraum auch Stahlplatten verwendet werden. Der Boden unterhalb der Platten muss, um Setzungen zu vermeiden, durch Kies ersetzt werden. An den langen Kanten der Batterien müssen 0,5 m für die Verrohrung zwischen den Flaschenbündeln vorgesehen werden. Der freie Durchgang zwischen der Verrohrung von Batterie 1 und Batterie 2 wird mit einem Abstand von 1,0 m Breite gewährleistet, um Montage und Wartung der Flaschenbündel zu ermöglichen. Neben der Anordnung der Flaschenbündel enthält der Lageplan in Abbildung 8 auch Angaben zu den erforderlichen Anschlussleitungen und der Schnittstelle zur Wechselbrücke mit integriertem mobilem Verdichter. Das für die Elektrolyse erforderliche Wasser soll einer am Grundstück anliegenden Quelle entnommen werden, sofern eine ausreichende Aufreinigung (Entkalkung) des Quellwassers möglich ist. Der LKW mit Wechselbrücke kann während der Befüllung außerhalb des umfriedeten Bereichs innerhalb einer Stellplatzmarkierung geparkt werden. Die Voraussetzungen für die technische Umsetzung der angestrebten H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur sind somit an der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla erfüllt.



**Abbildung 8: Lageplan der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla nach Anpassung des Standortes für die Aufstellung der benötigten Anlagenkomponenten mit prinzipieller Leitungsführung und Schnittstelle zur Wechselbrücke für den H<sub>2</sub>-Transport**

### 5. GENEHMIGUNG UND BEWERTUNG DER H<sub>2</sub>-ERZEUGUNGSANLAGE

#### 5.1 Erforderliches Genehmigungsverfahren

Die Umsetzung der H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur an der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla erfolgt innerhalb eines Forschungsprojektes. Die dafür entwickelten Anlagenkomponenten sollen im Rahmen eines begrenzten Demonstrationszeitraums erprobt werden. Da der geplante Betrieb der Anlage nach der Errichtung kürzer als 12 Monate sein wird, es sich nicht um eine kommerzielle H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlage handelt und weniger als 3 t Wasserstoff am Standort gespeichert werden, fällt die Anlage nicht unter das Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) [5], [6]. Des Weiteren handelt es sich auch nicht um eine erlaubnispflichtige Anlage nach §18 der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), da die Abfüllung des Wasserstoffs mit einem Massenstrom von unter 10 kg/h erfolgt [6]. Eine Genehmigung durch das Thüringer Landesamt für Verbraucherschutz entfällt daher. Die zu erstellende Gefährdungsbeurteilung gemäß BetrSichV [7] und Gefahrstoffverordnung [8] ist jedoch mit dem TÜV-Thüringen abzustimmen. Das vorzuhaltende Volumen des Primärspeichers an der Kleinwasserkraftanlage liegt mit 10,8 m<sup>3</sup> über dem nach Thüringer Bauordnung [9] verfahrensfreien Grenzwert für Gasdruckbehälter von 6 m<sup>3</sup>. Es ist jedoch zu prüfen, ob aufgrund der temporären Aufstellung der Anlagen eine Baugenehmigung entfallen kann.

#### 5.2 Bewertung der Eignung der Kleinwasserkraftanlage für die H<sub>2</sub>-Erzeugung

Die Integration der für die Versorgung des H<sub>2</sub>BZ-Gabelstaplers benötigten H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur ist an der Kleinwasserkraftanlage Oberroßla möglich, aber mit baulichen Anpassungen des Standortes verbunden. Neben einer Versetzung des Zaunes, sind für die sichere Gründung der H<sub>2</sub>-Speicherflaschenbündel ein Bodenaustausch sowie die Beschaffung von Stahl- oder Betonplatten erforderlich, während für die Gründung des Elektrolyseurs das Gießen von Punktfundamenten notwendig ist. Diese Maßnahmen können im Rahmen des Forschungsprojektes umgesetzt werden. Für einen längerfristigen Betrieb über den Demonstrationszeitraum hinaus wären hingegen voraussichtlich Instandhaltungsmaßnahmen an der südlich gelegenen Hangstützmauer in der Nähe des Aufstellungsortes des Elektrolysecontainers notwendig.

Für eine ganzjährige, lückenlose Versorgung eines H<sub>2</sub>-Abnehmers ist die Kleinwasserkraftanlage Oberroßla nicht geeignet, da es in den Sommermonaten aufgrund von Wassermangel zu längeren Stillstandzeiten kommen kann, deren Häufigkeit in den kommenden Jahren im Rahmen der sich ändernden globalen Klimabedingungen voraussichtlich weiter zunehmen wird (vgl. Abbildung 5). Durch die Kombination der Stromerzeugung der Kleinwasserkraftanlage mit Strom aus PV-Anlagen könnte jedoch ggf. eine lückenlose H<sub>2</sub>-Versorgung erzielt werden. Grundsätzlich scheint es daher geboten, mehrere dezentrale H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen zusammenzufassen, um Synergieeffekte auszunutzen. Um in diesem Zusammenhang die Standortplanung dezentraler H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen zu vereinfachen, wird im folgenden Abschnitt 6 ein entsprechender Kurzleitpfaden für eine solche Planung vorgestellt.

### 6. KURZLEITFADEN FÜR DIE PLANUNG VON DEZENTRALEN H<sub>2</sub>-ERZEUGUNGSSYSTEMEN

Abbildung 9 zeigt einen Verfahrensleitfaden für die Standortplanung von dezentralen H<sub>2</sub>-Erzeugungssystem an bestehenden EE-Anlagen. Da es sich um einen allgemeingültigen Kurzleitfaden handelt, werden im Gegensatz zur Standortplanung an der Kleinwasserkraftanlage in Oberroßla auch Verdichter als Anlagenkomponenten einbezogen. Außerdem berücksichtigt der Kurzleitfaden lediglich die technische und bauliche Machbarkeit von H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen an bestehenden EE-Anlagen, jedoch nicht deren Wirtschaftlichkeit. Die Schritte 3 und 4 benötigen erfahrungsgemäß mehrere Iterationen. Des Weiteren ist schon während der Standortplanung eine frühzeitige Kontaktaufnahme zu den zuständigen Behörden zu empfehlen, auch wenn noch grundlegende Informationen für eine Zuordnung zum erforderlichen Genehmigungsverfahren fehlen.

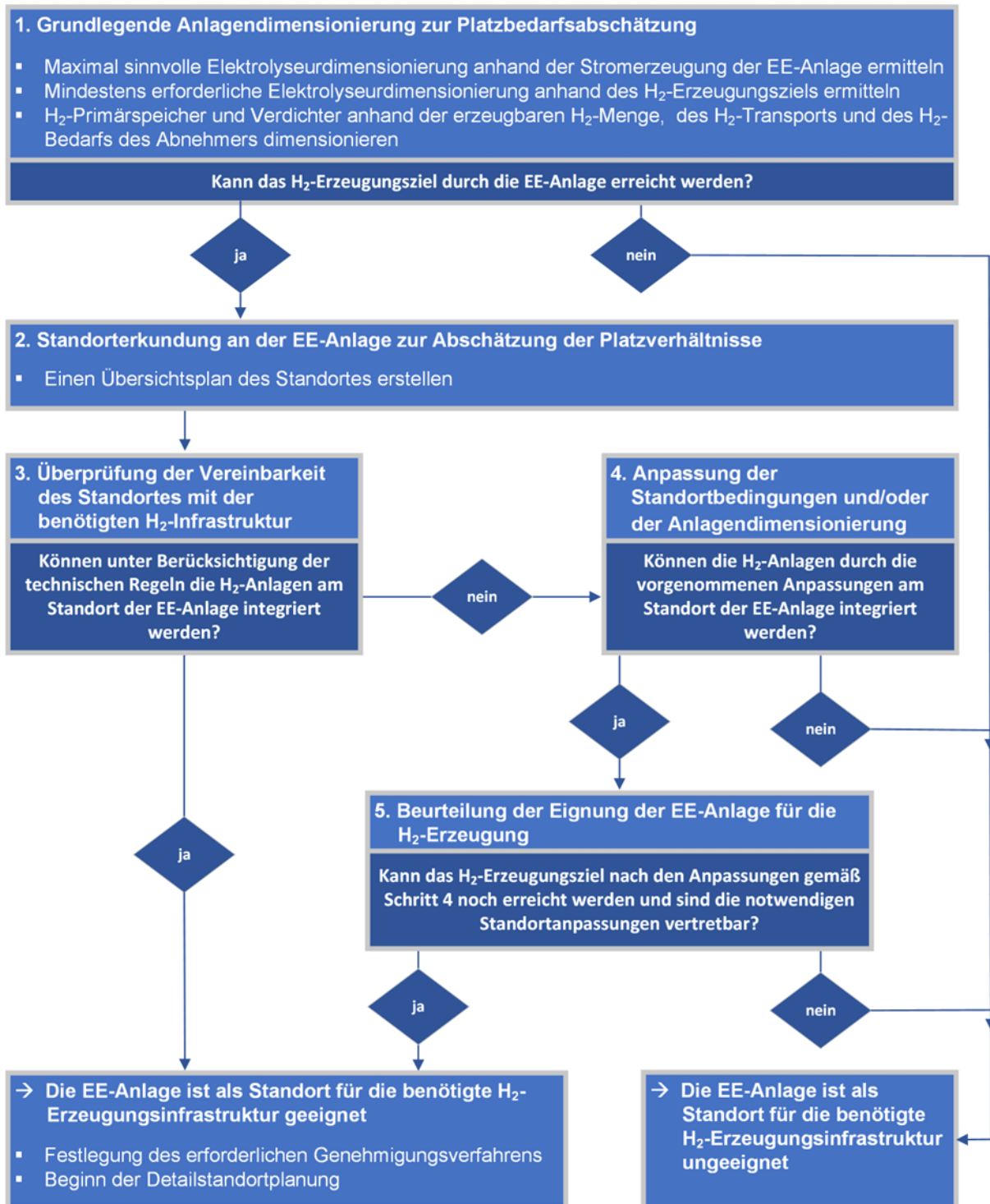


Abbildung 9: Kurzleitpfaden für die Standortplanung einer H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur an bestehenden EE-Anlagen

## 7. DANKSAGUNG

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Teilvorhaben des Verbundvorhabens h2well-compact wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des WIR-Bündnisses h<sub>2</sub>-well im Programm „WIR! – Wandel durch Innovation in der Region“ unter dem Förderkennzeichen 03WIR1804A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung

liegt bei den Autoren. Die geförderten Forschungspartner im Verbundvorhaben h2well-compact sind: Bauhaus-Universität Weimar, Energieversorgung Apolda GmbH, Fraunhofer IKTS Hermsdorf, Höschel & Baumann Elektro GmbH, Imaginata e.V., IMG Electronic & Power Systems GmbH, Kyros Hydrogen Solutions GmbH, MAXIMATOR GmbH, Rießner-Gase GmbH.

### 8. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BMWi, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin, 2020
- [2] NIST, Chemistry WebBook - Thermophysical Properties of Fluid Systems, Gaithersburg, 2022, verfügbar unter: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
- [3] Ausschuss für Gefahrstoffe (AGS), TRGS 751, Ausgabe 2019, Fassung 29.03.2022
- [4] Ausschuss für Gefahrstoffe (AGS), TRGS 746, Ausgabe 2016, Fassung 26.10.2022
- [5] M. Koralewicz et.al., Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen, Köln, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, 2020
- [6] BMJ, BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz, Berlin, Fassung 17. 5. 2013, Letzte Änderung: 8. 10. 2022
- [7] BMJ, BetrSichV – Betriebssicherheitsverordnung, Berlin, Fassung 2015, Letzte Änderung: 27. 6. 2021
- [8] BMJ, GefStoffV – Gefahrstoffverordnung, Berlin, Fassung 26.11.2010, Letzte Änderung: m 21. 6. 2021
- [9] Thüringer Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft, ThürBO - Thüringer Bauordnung, Erfurt, Fassung 13. 03. 2014, Letzte Änderung: 29. 07. 2022

### REVERSIBLE HYDROGENATION OF CARBON DIOXIDE TO FORMIC ACID USING A MN-PINCER COMPLEX IN THE PRESENCE OF LYSINE

*Duo Wei<sup>1</sup>, Rui Sang<sup>1</sup>, Peter Sponholz<sup>2</sup>, Henrik Junge<sup>1</sup> and Matthias Beller<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Leibniz-Institut für Katalyse e.V., Rostock, Germany, E-Mail: [henrik.junge@catalysis.de](mailto:henrik.junge@catalysis.de) oder [matthias.beller@catalysis.de](mailto:matthias.beller@catalysis.de)

<sup>2</sup> APEX Energy Teterow GmbH, Rostock-Laage; E-Mail: [Peter.Sponholz@apex-energy.de](mailto:Peter.Sponholz@apex-energy.de)

#### ABSTRACT

Efficient hydrogen storage and release are essential for effective use of hydrogen as an energy carrier. In principle, formic acid could be used as a convenient hydrogen storage medium via reversible CO<sub>2</sub> hydrogenation. However, noble metal-based catalysts are currently needed to facilitate the (de)hydrogenation, and the CO<sub>2</sub> produced during hydrogen release is generally released, resulting in undesirable emissions. Here we report an  $\alpha$ -amino acid-promoted system for reversible CO<sub>2</sub> hydrogenation to formic acid using a Mn-pincer complex as a homogeneous catalyst. We observe good stability and reusability of the catalyst and lysine as the amino acid at high productivities (CO<sub>2</sub> hydrogenation: total turnover number of 2,000,000; formic acid dehydrogenation: total turnover number of 600,000). Employing potassium lysinate, we achieve >80% H<sub>2</sub> evolution efficiency and >99.9% CO<sub>2</sub> retention in ten charge–discharge cycles, avoiding CO<sub>2</sub> re-loading steps between each cycle. This process was scaled up by a factor of 18 without obvious drop of the productivity





OPEN

# Reversible hydrogenation of carbon dioxide to formic acid using a Mn-pincer complex in the presence of lysine

Duo Wei<sup>1</sup>, Rui Sang<sup>1</sup>, Peter Sponholz<sup>2</sup>✉, Henrik Junge<sup>1</sup>✉ and Matthias Beller<sup>1</sup>✉

**Efficient hydrogen storage and release are essential for effective use of hydrogen as an energy carrier. In principle, formic acid could be used as a convenient hydrogen storage medium via reversible CO<sub>2</sub> hydrogenation. However, noble metal-based catalysts are currently needed to facilitate the (de)hydrogenation, and the CO<sub>2</sub> produced during hydrogen release is generally released, resulting in undesirable emissions. Here we report an  $\alpha$ -amino acid-promoted system for reversible CO<sub>2</sub> hydrogenation to formic acid using a Mn-pincer complex as a homogeneous catalyst. We observe good stability and reusability of the catalyst and lysine as the amino acid at high productivities (CO<sub>2</sub> hydrogenation: total turnover number of 2,000,000; formic acid dehydrogenation: total turnover number of 600,000). Employing potassium lysinate, we achieve >80% H<sub>2</sub> evolution efficiency and >99.9% CO<sub>2</sub> retention in ten charge-discharge cycles, avoiding CO<sub>2</sub> re-loading steps between each cycle. This process was scaled up by a factor of 18 without obvious drop of the productivity.**

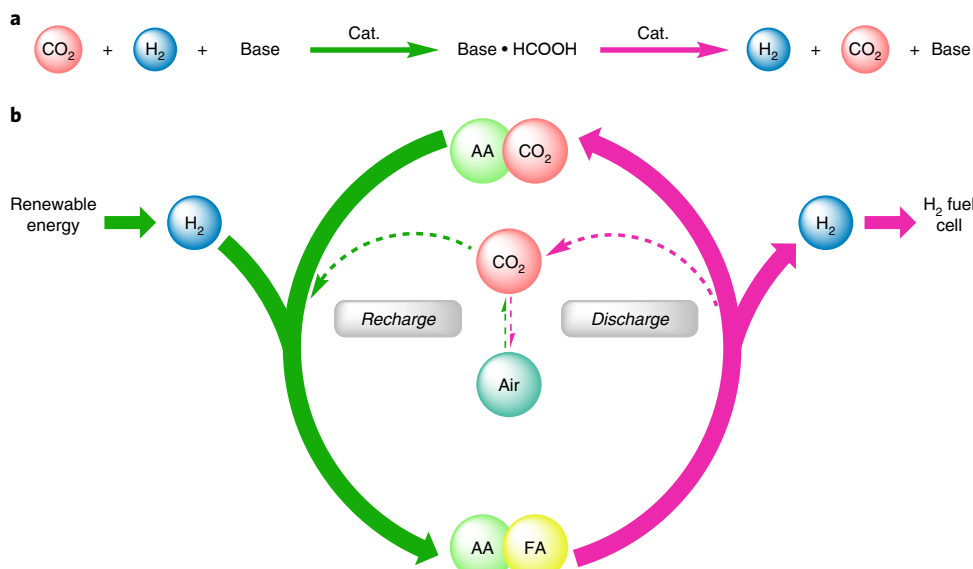
As the most significant greenhouse gas, carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) has risen from pre-industrial levels of 280 ppm (parts per million) to 419 ppm in the Earth's atmosphere in February 2022, along with the exponential global energy demand supplied by carbon-rich fossil fuels (Supplementary Fig. 1)<sup>1,2</sup>. The extensive CO<sub>2</sub> valorization and zero-CO<sub>2</sub> emission technologies are crucial to mitigate global warming and related climatic deterioration. To accomplish such purpose, 196 countries/parties have signed the 2015 Paris Agreement committing to reach net-zero CO<sub>2</sub> emissions around the year 2050. Generally, there are two approaches to realize carbon neutrality: reducing carbon emissions by shifting towards alternative energy technologies and balancing carbon emissions with carbon usage.

In this context, the feasibility study of hydrogen (H<sub>2</sub>) as a clean alternative energy carrier has inspired growing attention because it could be prepared from renewable resources, for example, by electrochemical water splitting, and produces nothing but water and energy in fuel cells<sup>3,4</sup>. However, it is troublesome to transport and store hydrogen gas due to its physical and explosive properties in mixtures containing oxygen. This situation can be solved by converting hydrogen gas to solid or liquid organic hydrogen carriers<sup>5,6</sup>, for example, by catalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation. Following this concept, besides methanol and Fischer-Tropsch products (hydrocarbons), formic acid (HCO<sub>2</sub>H, FA) and its formate salts also are readily accessible. Both are stable compounds that can be stored and dehydrogenated on demand to H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> under milder conditions compared with other liquid organic hydrogen carriers (Fig. 1a)<sup>7-9</sup>, separating hydrogen storage and release without the restriction of time and place. It should be noted that hydrogen is wasted partly in the form of water when it is stored in methanol, which is not the case for formic acid, even though the hydrogen content in FA (4.4 wt%) is lower than that in methanol (12.6 wt%). Overall, a FA-based H<sub>2</sub> storage and release system may also benefit from the CO content in the generated hydrogen (usually less than 10 ppm), which is important for its application in fuel cells.

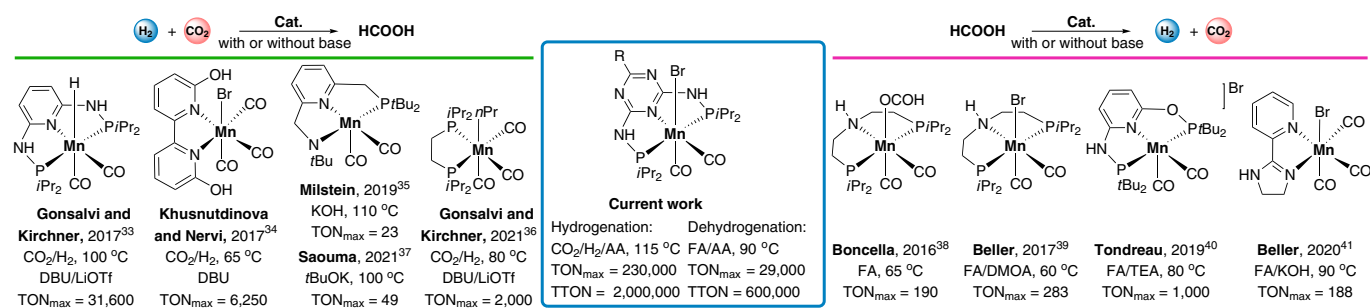
An electric battery is commonly a source of electric power containing electrochemical cells to power electronic products. Therefore, reusable electric batteries can be discharged and recharged multiple times under electric current. According to this concept, a chemical hydrogen battery is a device where energy is stored in the form of hydrogen that is discharged and recharged as needed. Hydrogen is directly converted to electric energy by using fuel cell technologies after its release out of the chemical hydrogen battery. Obviously, such technology offers substantial potential as a clean energy technology working towards carbon neutrality.

Only limited examples of such chemical hydrogen batteries have been demonstrated to date. Clearly, catalysts active in both hydrogenation and dehydrogenation reactions are essential and only a few molecularly defined transition metal-based complexes are known to fulfil this mission. Most systems contain expensive noble metal-based catalysts, for example, Rh (ref. 10), Ru (refs. 11-18) and Ir (refs. 19,20) (Supplementary Fig. 2). An example of a heterogeneous catalyst was reported in 2016 when a reusable bimetallic catalyst was developed to hydrogenate and dehydrogenate *N*-heterocycles efficiently<sup>21</sup>. Besides, it's difficult to reach a simple and truly rechargeable hydrogen storage and release device when it comes to non-unified reaction conditions in H<sub>2</sub> recharge and discharge steps, for example, catalysts, solvents<sup>11,22</sup>, bases change<sup>20</sup>, pH control<sup>19</sup>, reloading of storage media (concerning catalysts, H<sub>2</sub> carriers and so on) between each charge-discharge cycle<sup>13</sup> or generally low catalytic efficiency (that is, turnover numbers). Furthermore, in all currently known examples, the release of simultaneously produced CO<sub>2</sub> in the dehydrogenation process results in not only undesirable carbon emissions but also inferior H<sub>2</sub> purity for subsequent fuel cell applications<sup>13,15</sup>. Consequently, there is an actual demand for carbon-neutral hydrogen storage and release technologies that integrate the carbon capture (recycling the released CO<sub>2</sub>, dotted arrows in Fig. 1b) or in an ideal condition avoid CO<sub>2</sub> release in the dehydrogenation reactions (bold arrows in Fig. 1b).

<sup>1</sup>Leibniz-Institut für Katalyse e.V., Rostock, Germany. <sup>2</sup>APEX Energy Teterow GmbH, Rostock-Laage, Germany. ✉e-mail: [Peter.Sponholz@apex-energy.de](mailto:Peter.Sponholz@apex-energy.de); [henrik.junge@catalysis.de](mailto:henrik.junge@catalysis.de); [matthias.beller@catalysis.de](mailto:matthias.beller@catalysis.de)



**Fig. 1 | Illustration of hydrogen storage and release based on formic acid.** **a**, Catalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation to formic acid and its dehydrogenation to H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> in the presence of bases. Cat., Catalyst. **b**, Concept of the carbon-neutral chemical hydrogen storage and release described in this work. The chemical hydrogen storage and release is based on the interconversion of CO<sub>2</sub>, amino acid (AA), H<sub>2</sub> and FA. Retaining CO<sub>2</sub> in the cycle (bold arrows) is advantageous compared with CO<sub>2</sub> recycling (dotted arrows). Green arrows represent recharge, while pink ones show discharge.



**Fig. 2 | Homogeneous Mn complexes applied in CO<sub>2</sub> hydrogenation to FA<sup>33–37</sup> and its dehydrogenation reactions<sup>38–41</sup>.** Hydrogenation reactions are shown on the left side of the figure under the green bar, and dehydrogenation is shown on the right under the pink bar. DBU: 1,8-diazabicyclo(5.4.0)undec-7-ene, DMOA: *N,N*-dimethyloctylamine, TEA: triethylamine, AA:  $\alpha$ -amino acid, FA: formic acid, TON<sub>max</sub>: turnover number, TTON: total turnover number.

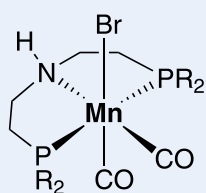
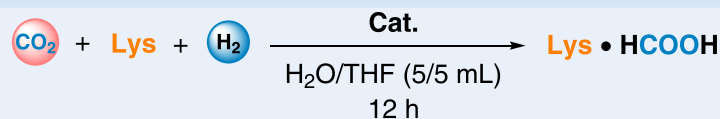
The homogeneous catalyst development for the two individual steps of chemical hydrogen storage and release—CO<sub>2</sub> hydrogenation to FA<sup>23</sup> and its dehydrogenation processes<sup>7</sup>—focused traditionally on noble metals. However, non-noble metal-based complexes have been proven to be valuable, more recently<sup>24,25</sup>. In this context, apart from iron<sup>9,26</sup>, manganese especially is of important interest, owing to its abundant, non-toxic, biocompatible and environmentally friendly features<sup>27</sup>. However, Mn pincer complexes were first recognized for catalytic hydrogenation reactions in 2016<sup>28–32</sup>. Thus, examples of homogeneous Mn catalysts for CO<sub>2</sub> hydrogenation to FA<sup>33–37</sup> and its dehydrogenation<sup>38–41</sup> are rather limited and often come with far lower catalytic efficiency compared with their noble-metal counterparts (Fig. 2). Most important of all, Mn catalysts are rarely reported so far to be efficient in both CO<sub>2</sub> hydrogenation to FA and its dehydrogenation under unified reaction conditions (same catalyst, base, solvent and so on). Recently, a ruthenium-catalysed CO<sub>2</sub> fixation to formates in the presence of amino acids (AAs) was reported by our group<sup>42</sup>. We speculated that such a system could also be used to develop state-of-the-art carbon-neutral hydrogen storage and release instead of using conventional CO<sub>2</sub> absorbents, for example, alkanolamines<sup>43</sup>. Among the tested AAs, lysine (Lys)

offers several advantages for the fixation of CO<sub>2</sub> as it is an essential AA, industrially produced from microbial fermentation with >2.2 million tonnes scale per year<sup>44</sup>.

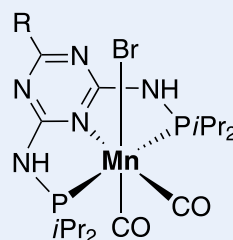
Herein we provide a sustainable hydrogen storage and release method integrating the reversible hydrogenation of CO<sub>2</sub> to FA and carbon capture processes. In our catalytic system, we use the  $\alpha$ -amino acid Lys and a specific manganese complex as the carbon absorbent and catalyst. We show that such a system can catalyse the reversible hydrogenation of CO<sub>2</sub> to FA in high productivities. With potassium lysinate, we achieve high evolution efficiency of hydrogen and retain CO<sub>2</sub> inside of the cycles.

### Catalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation

Initially, using several manganese, iron, cobalt, and rhenium complexes with bidentate and tridentate ligands, we performed the Lys-promoted CO<sub>2</sub> hydrogenation (Supplementary Table 1). Under standard reaction conditions, CO<sub>2</sub> (20 bar) hydrogenation happened in the presence of Lys (5.0 mmol) in H<sub>2</sub>O:THF (5:5 ml, THF: tetrahydrofuran) with 60 bar H<sub>2</sub> at 145 °C and 12 h (Table 1 and Supplementary Figs. 3–5 and 50). Among all the tested catalysts, Mn–PNP–Br complexes 1–3, and 5–7 proved to be the most

**Table 1 | Mn-catalysed CO<sub>2</sub>-to-formate transformation**

R = *i*Pr, **Mn-1**  
 R = Cy, **Mn-2**  
 R = Ph, **Mn-3**  
 R = *t*Bu, **Mn-4**



R = Me, **Mn-5**  
 R = NH-C<sub>3</sub>H<sub>5</sub>, **Mn-6**  
 R = (CH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>-1-imidazolyl, **Mn-7**

| Entry               | Cat. (μmol, ppm) | Formate (mmol) | % yield | TON     |
|---------------------|------------------|----------------|---------|---------|
| 1                   | Mn-1 (0.10, 20)  | 4.0            | 80      | 40,000  |
| 2                   | Mn-2 (0.10, 20)  | 3.8            | 76      | 38,000  |
| 3                   | Mn-3 (0.10, 20)  | 2.5            | 50      | 25,000  |
| 4                   | Mn-4 (0.10, 20)  | 0.03           | <1      | 300     |
| 5                   | Mn-5 (0.10, 20)  | 4.3            | 86      | 43,000  |
| 6                   | Mn-6 (0.10, 20)  | 4.4            | 88      | 44,000  |
| 7                   | Mn-7 (0.10, 20)  | 4.3            | 86      | 43,000  |
| 8                   | Mn-5 (0.02, 4)   | 0.3            | 6       | 15,000  |
| 9                   | Mn-6 (0.02, 4)   | 3.0            | 60      | 150,000 |
| 10                  | Mn-7 (0.02, 4)   | 0.9            | 18      | 45,000  |
| 11 <sup>[a]</sup>   | Mn-6 (0.02, 4)   | 4.6            | 92      | 230,000 |
| 12 <sup>[b]</sup>   | Mn-6 (0.02, 4)   | 4.0            | 80      | 200,000 |
| 13 <sup>[b,c]</sup> | Mn-6 (0.02, 4)   | 1.3            | 26      | 65,000  |

General conditions: Lys (5.0 mmol), Mn catalyst (0.02 or 0.10 μmol; Cat.), H<sub>2</sub>O:THF (5:5 ml), CO<sub>2</sub>:H<sub>2</sub> (20:60 bar), 145 °C, 12 h. [a] 115 °C. [b] 85 °C. [c] H<sub>2</sub> (40 bar). Amount of formate product is determined by <sup>1</sup>H NMR with DMF (250 μL, 3.24 mmol) as internal standard (NMR, nuclear magnetic resonance spectroscopy; DMF, dimethylformamide). Yield of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol Lys) × 100%. TON of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol catalyst). The gas mixtures were analysed by gas chromatography (GC), and no concomitant CO/CH<sub>4</sub> was found. All experiments were performed at least twice (Supplementary Table 1); average values are shown (standard deviation ≤ 10%, except for entry 8, which is 28%).

efficient ones (PNP: PNP pincer ligand). Remarkably, using Mn-1, 2 and 3 (refs. <sup>28,45,46</sup>) (0.10 μmol, 20 ppm, based on Lys), up to 4.0 mmol Lys ammonium formate were produced (80% yield based on Lys; turnover number (TON) 40,000, Table 1, entries 1–3). On the other hand, Mn-4, bearing *t*-butyl substituents at the phosphorus atoms, resulted in no detectable formate. To our delight, Mn-PN<sup>5</sup>P<sup>Br</sup>-Br complexes Mn-5, 6 and 7 (ref. <sup>29</sup>) led to improved formate yields up to 88% and TONs up to 44,000 (Table 1, entries 5–7). Decreasing the catalyst loading to only 0.02 μmol (4 ppm), Mn-6 gave formate in slightly lower yield of 60%, but a TON of 150,000 was achieved (Table 1, entry 9). Applying the same quantity of Mn-5 and Mn-7, however, resulted in much lower yields (Table 1, entries 8 and 10). Therefore, we focused on Mn-6 in subsequent experiments. Fortunately, formate was produced even at 85 °C and 115 °C, leading to high yields (80% and 92%, respectively) and TONs (200,000 and 230,000, respectively, Table 1, entries 11 and 12). However, reducing the initial hydrogen pressure from 60 bar to 40 bar drastically decreased both yield and TON (Table 1, entry 13). Utilizing [Mn(CO)<sub>5</sub>Br] or other Mn pincer and bidentate complexes and the respective iron, cobalt and rhenium analogues as catalysts, formate was detected in <1% yield (Supplementary Table 1, entries 8–18).

CO<sub>2</sub> hydrogenation in the presence of 16 other AAs and organic and inorganic bases led to much lower formate yields, revealing the

specific role of Lys in CO<sub>2</sub> hydrogenation reactions (Supplementary Tables 2–3). Only when using another basic AA arginine (Arg) bearing a guanidino group in its side chain, formate is produced in 62% yield.

### Catalytic dehydrogenation of formic acid

Next, we investigated the H<sub>2</sub> evolution from formic acid (5.0 mmol) in the presence of Lys (1.0 equivalent) at 90 °C using the Mn catalysts previously active in the hydrogenation step. The Mn-PN<sup>(H)</sup>P-Br complexes Mn-1, 2 and 3 promoted the H<sub>2</sub> formation in yields up to 70% equivalent to 3.5 mmol H<sub>2</sub> and TON 17,500 (Table 2, entries 1–3). Again, Mn-PN<sup>5</sup>P<sup>Br</sup>-Br (Mn-6) catalysed the H<sub>2</sub> release more efficiently with quantitative H<sub>2</sub> yield and a TON of 29,400, while Mn-5 and Mn-7 gave obviously lower productivities (Table 2, entries 4–6). Lowering the quantity of Mn-6 to 0.10 μmol (20 ppm), the conversion was incomplete with much lower productivity (Table 2, entry 7). Decreasing the temperature to 85 °C, 74% yield and TON >21,000 were still obtained (Table 2, entry 8). Compared with Lys, Arg was found to be less active, leading to H<sub>2</sub> in 46% yield (Table 2, entry 9). Utilizing the potassium salt of Lys (LysK), a high yield of H<sub>2</sub> also was achieved (94%, Table 2, entry 10). In addition, Table 2 shows the H<sub>2</sub>:CO<sub>2</sub> molar ratios in the gas products that contain generally less than 50% CO<sub>2</sub>, demonstrating again the good

**Table 2 | Mn-catalysed FA dehydrogenation**

| $\text{HCOOH} \xrightarrow[\text{H}_2\text{O/THF (5/5 mL)}]{\text{Cat. (0.10 - 0.20 } \mu\text{mol)} \text{ Lys (1.0 equiv.)}} \text{H}_2 + \text{CO}_2$<br>90 °C, 12 h |                               |                       |                              |                     |         |        |
|---|-------------------------------|-----------------------|------------------------------|---------------------|---------|--------|
| Entry   | Cat. ( $\mu\text{mol}$ , ppm) | $V_{\text{gas}}$ (ml) | $\text{H}_2:\text{CO}_2$ (%) | $\text{H}_2$ (mmol) | % yield | TON    |
| 1   | Mn-1 (0.20, 40)               | 116                   | 74:26                        | 3.5                 | 70      | 17,500 |
| 2   | Mn-2 (0.15, 31)               | 52                    | 81:19                        | 1.7                 | 34      | 11,300 |
| 3   | Mn-3 (0.16, 32)               | 28                    | 64:36                        | 0.7                 | 14      | 4,300  |
| 4   | Mn-5 (0.18, 37)               | 38                    | 74:26                        | 1.1                 | 22      | 6,100  |
| 5   | Mn-6 (0.17, 34)               | 158                   | 78:22                        | 5.0                 | 99      | 29,400 |
| 6   | Mn-7 (0.16, 32)               | 22                    | 55:45                        | 0.5                 | 10      | 3,100  |
| 7   | Mn-6 (0.10, 20)               | 18                    | 70:30                        | 1.0                 | 20      | 10,000 |
| 8 <sup>[a]</sup>  | Mn-6 (0.17, 34)               | 125                   | 73:27                        | 3.7                 | 74      | 21,700 |
| 9 <sup>[b]</sup>  | Mn-6 (0.17, 34)               | 72                    | 76:24                        | 2.3                 | 46      | 13,500 |
| 10 <sup>[c]</sup>   | Mn-6 (0.17, 34)               | 115                   | >99.9:0.1                    | 4.7                 | 94      | 27,600 |

General conditions: FA (5.0 mmol), Lys (5.0 mmol), Mn catalyst (0.10–0.20  $\mu\text{mol}$ ),  $\text{H}_2\text{O}:\text{THF}$  (5:5 ml), 90 °C, 12 h, 100 ml autoclave. [a] 85 °C. [b] Arg instead of Lys. [c] LysK instead of Lys. Volume and content of the gas phase are analysed by manual burettes and GC, respectively, after correction by the blank volume. CO is not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). Yield of  $\text{H}_2$  is calculated by  $(\text{mmol H}_2)/(\text{mmol HCOOH}) \times 100\%$ . TON of  $\text{H}_2$  is calculated by  $(\text{mmol H}_2)/(\text{mmol catalyst})$ .  $V_{\text{gas}}$  volume of generated gases. All experiments were performed at least twice (Supplementary Table 17); average values are shown (standard deviation <10%, except for entry 6, which is 12%).

$\text{CO}_2$  capture effect induced by Lys in the FA dehydrogenation reactions. Notably, LysK led to >99.9%  $\text{CO}_2$  retention, which offers the possibility for further reuse of  $\text{CO}_2$ .

Additionally, blank reactions reveal that in the absence of Mn-6 or Lys, no product was detected (Supplementary Tables 4 and 9). Applying FA/LysK mixtures in the presence of other organic solvents, for example, 2-methyl-THF, triglyme and ethanol,  $\text{H}_2$  was produced in up to 88% yield with >99%  $\text{CO}_2$  retention (Supplementary Table 14 and Supplementary Fig. 38). In addition,  $\text{H}_2$  evolution from FA/LysK mixtures in an open system (using a manual burette) presented a complete FA conversion within 3 h, which resulted in a higher  $\text{CO}_2$  ratio (14%, Supplementary Figs. 39–41). Time-dependent experiments of  $\text{CO}_2$  hydrogenation and FA dehydrogenation applying Lys and Mn-6 were performed (Supplementary Table 16). Slightly decreased formate yield in the  $\text{CO}_2$  hydrogenation reaction was observed at 90% in 6 h, which

dropped to 12% in 3 h. On the other hand, performing the FA dehydrogenation reaction in a shorter time led to decreased  $\text{H}_2$  yields (72% in 6 h and 4% in 3 h).

### Reusability of Mn catalyst

To avoid extra addition of catalysts or bases between the  $\text{H}_2$  storage–release cycles, we investigated the reusability of catalyst and base beforehand (Fig. 3). Based on the biphasic solvent system (Supplementary Fig. 26), we achieved a facile recycling of the Mn catalyst and organic solvent by separation of the organic and aqueous layers. Therefore, catalyst Mn-6 could be reused for ten consecutive runs in hydrogenation of  $\text{CO}_2$  to formate reactions. About 80% of the initial productivity remains after ten runs, resulting in a remarkable total TON (TTON) of 2,050,000 for formate production (Fig. 3a and Supplementary Table 8). The decrease of formate yield is probably due to the incomplete catalyst separation between each run rather than catalyst deactivation as no free phosphine ligand is detected by  $^{31}\text{P}$  NMR in the separated organic phase.

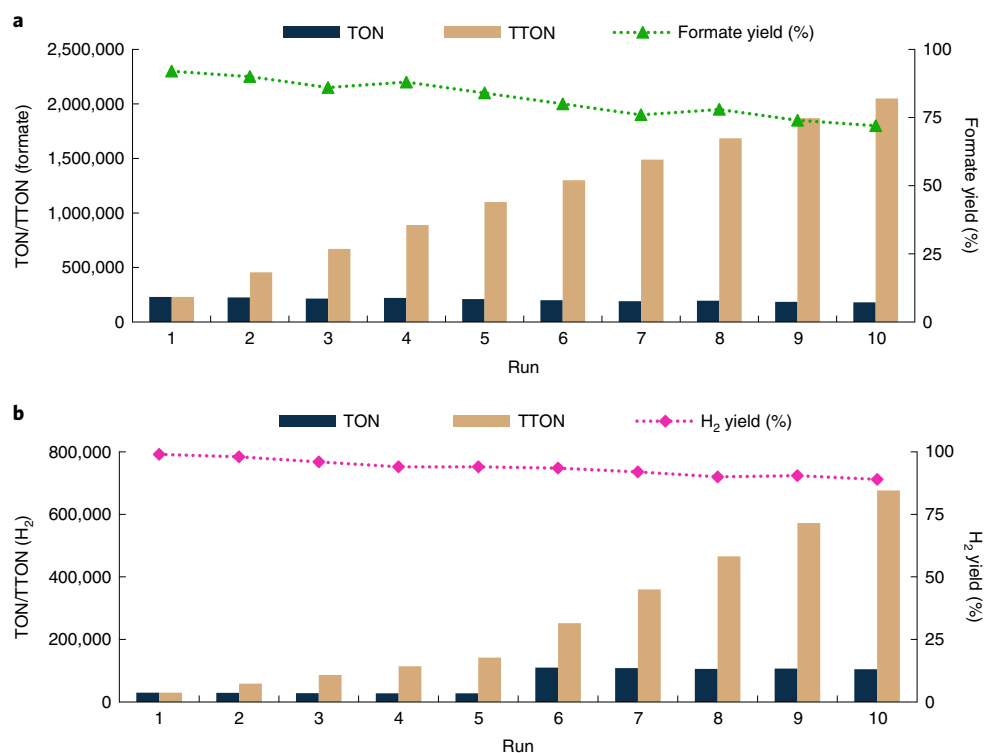
Then, we evaluated the reusability of Mn-6 as well as Lys in FA dehydrogenation (Fig. 3b). After each run, a new batch of FA was reloaded into the reaction mixture (first to fifth runs: 5.0 mmol FA and sixth to tenth runs: 20.0 mmol FA). Following this procedure, Mn-6 catalyst and Lys were reused for ten consecutive runs. Fortunately, more than 89% of the theoretical  $\text{H}_2$  productivity was achieved, resulting in an excellent TTON of 676,700 for hydrogen. Moreover, the  $\text{H}_2:\text{CO}_2$  molar ratios in the gas phase are found to be approaching the theoretical value 50:50 after ten runs (Supplementary Table 10 and Supplementary Figs. 29–31). Besides recycling the Mn-6/Lys catalyst system in up to ten runs, the stability in long-term storage was evaluated. Quantitative  $\text{H}_2$  yield in FA dehydrogenation was obtained after storing the corresponding reaction solution for two weeks at room temperature under argon. Overall, these results demonstrate the high stability and reusability of the Mn-6 catalyst in both the  $\text{CO}_2$  hydrogenation and FA dehydrogenation processes.

### Hydrogen storage–release cycles applying Lys

Next, we combined  $\text{CO}_2$  hydrogenation to formate and its dehydrogenation applied Lys and Mn-6 complex. Due to the  $\text{CO}_2$  loss in the  $\text{H}_2$  release step,  $\text{CO}_2$  was reloaded for each hydrogenation step (Fig. 4a). The  $\text{H}_2$  storage–release cycles start from the dehydrogenation of FA: Mn-6 (0.17  $\mu\text{mol}$ ), FA:Lys (5.0:5.0 mmol),  $\text{THF}:\text{H}_2\text{O}$  (5:5 ml) in a 100 ml autoclave at 90 °C for 12 h. The inside pressure was then carefully released to the manual burettes at room temperature and analysed by GC. Then,  $\text{CO}_2$  is reloaded under  $\text{CO}_2$  pressure (20 bar for 0.5 h or 2 bar for 6 h). Afterwards, the autoclave was filled with  $\text{H}_2$  (80 bar) and heated at 85 °C for 12 h. After the completion of the  $\text{H}_2$  storage step, the reactor was subjected to  $\text{H}_2$  release. Following this procedure, ten consecutive cycles in total were performed with >90% yield of  $\text{H}_2$  evolution ( $\text{CO}_2$  reloading at 20 bar). Using lower  $\text{CO}_2$  (2 bar) pressure, an average hydrogen yield of >82% is still achieved. Notably, we performed this carbon-neutral hydrogen storage–release methodology even with  $\text{CO}_2$  from air (reloading at ambient conditions for 24 h). Following this concept, over 72% yield of  $\text{H}_2$  was obtained in ten consecutive cycles (Fig. 4c, Supplementary Table 11 and Supplementary Figs. 32–34). Detailed studies of  $\text{CO}_2$  capture with Lys under various conditions show that carbamate species are first produced under air, then are converted further to bicarbonate at higher  $\text{CO}_2$  pressure (Supplementary Tables 5–7 and Supplementary Figs. 6–25).

### Hydrogen storage–release cycles applying lysinate salts

Even though we performed the hydrogen storage–release cycles with Lys in excellent efficiency, the development of a practical rechargeable chemical hydrogen battery is not yet achieved. Ideally, such devices consist of closed autoclaves containing the hydrogen



**Fig. 3 | Profile of Mn-6 reusability.** **a,b**, The reusable performance of Mn-6 catalyst in CO<sub>2</sub> hydrogenation to formate (**a**) and FA dehydrogenation (**b**). Reaction conditions adopted from Table 1, entry 11, and Table 2, entry 5, respectively. The dotted lines serve as guides to the eye.

storage media (in this case, CO<sub>2</sub>), where hydrogen is charged and discharged conveniently. Obviously, the reloading of the storage media in this system between each cycle should be avoided as far as possible because it requires additional feedstock, energy input and reaction steps. To overcome such issues and demonstrate our main goal of a stable and practical chemical hydrogen storage and release with efficient H<sub>2</sub> storage–release cycles (Fig. 4b), we tested different lysinate salts (LysM, M=K, Na, Li; Fig. 4c and Supplementary Table 12), due to the excellent performance of LysK in capturing CO<sub>2</sub> (Table 2, entry 10). Indeed, LysK, LysNa and LysLi led to much higher CO<sub>2</sub> retention (>99.9%) during the H<sub>2</sub> evolution process compared with Lys (Supplementary Figs. 35–37). Hence, applying LysM instead of Lys, the H<sub>2</sub> evolution efficiency reached ≥80% (LysK), ≥60% (LysNa) and ≥46% (LysLi), respectively, in ten charge–discharge cycles. The observed cation-based effect is consistent with the observation of a previous work for the hydrogenation of imines, where potassium tert-butoxide led to a higher hydrogenation rate than the sodium one<sup>47</sup>. Notably, CO<sub>2</sub> reloading was not necessary in H<sub>2</sub> storage–release cycles applying LysM, thus greatly simplifying the process. After one cycle of hydrogen release and storage, 4.6 mmol formate (92%) was obtained applying 5 mmol LysK. As a prototype example (0.31 autoclave), the H<sub>2</sub> evolution process applying LysK was scaled up to 90.0 mmol without obvious drop of the efficiency in at least ten charge–discharge cycles (Fig. 4d and Supplementary Table 13), demonstrating its applicability.

### Mechanistic investigations

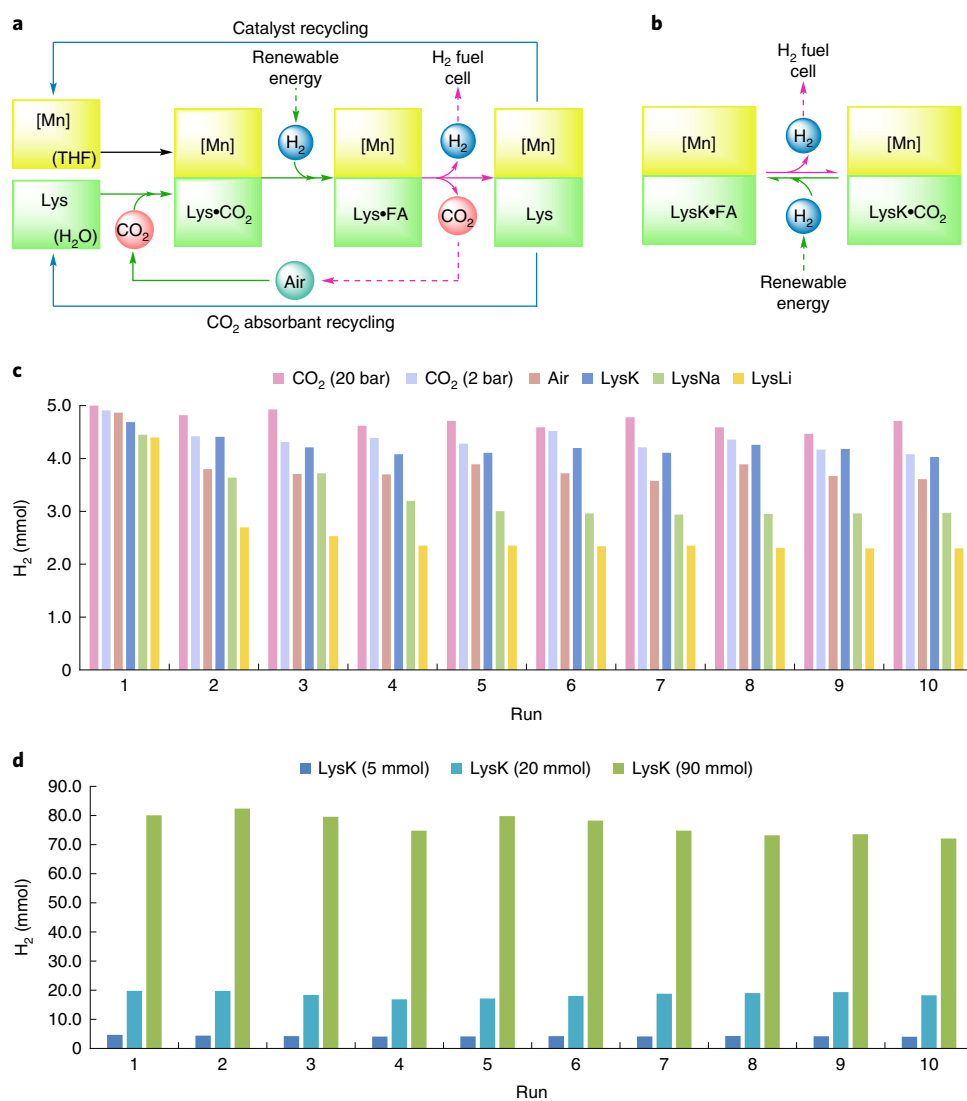
To understand both catalyst and CO<sub>2</sub> capture efficiency, we tried to detect the main reaction intermediates. Thus, we performed stoichiometric reactions in Young–NMR tubes and analysed them by in situ NMR (Fig. 5a). After adding LysK (1.0 equivalent) to the solution of Mn-5 in THF-*d*<sup>8</sup>:D<sub>2</sub>O (0.4:0.1 ml) at room temperature, a new signal at 131.3 ppm in <sup>31</sup>P NMR was observed, which is assigned to I-1 (ref. 48). Next, this mixture was pressurized with H<sub>2</sub> (0.5 bar),

and a Mn–H species was identified with new signals of <sup>31</sup>P NMR at 162.2 ppm and <sup>1</sup>H NMR at –5.99 ppm ( $J_{H-P}$  = 51.0 Hz, triplet,  $J_{H-P}$ : H–P coupling constant), which is in accordance with a similar hydride complex previously reported<sup>47–49</sup>. After adding CO<sub>2</sub> (0.5 bar) to the tube, a weak signal at 136.9 ppm (<sup>31</sup>P NMR) and 8.73 ppm (<sup>1</sup>H NMR) appeared, corresponding to the Mn–OOCH species that is considered to be poorly soluble<sup>33</sup>, meanwhile the hydride signals at 162.2 ppm (<sup>31</sup>P NMR) and –5.99 ppm (<sup>1</sup>H NMR) disappeared. Alternatively, by adding FA (1.0 equivalent) to the mixture of Mn-5 and LysK, a similar peak was observed (Supplementary Figs. 42–49). Control experiments of CO<sub>2</sub> hydrogenation in the presence of various lysine derivatives (Supplementary Table 15) revealed the presence of the  $\alpha$ -amino acid group and an appropriate basic side chain in the amine molecule that are crucial for both the Mn-catalysed CO<sub>2</sub> hydrogenation reaction and CO<sub>2</sub> capture processes.

On the basis of the in situ NMR studies, control experiments above and the previously reported research work<sup>33,47–49</sup>, we propose the following catalytic cycle on the reversible CO<sub>2</sub> hydrogenation catalysed by Mn–PN<sup>3</sup>P<sup>Pr</sup> complexes (Fig. 5b). The catalyst precursor is first activated by an excess of LysK via N–H deprotonation and dearomatization of the triazine moiety, leading to active species I-1, which is described as a bimetallic Mn–K species<sup>50,51</sup>. During the H<sub>2</sub> storage step (green pathway), dihydrogen is activated via heterolytic cleavage resulting in a Mn-hydride species I-2 and transforming LysK into Lys. After insertion of C=O bond in CO<sub>2</sub> to Mn–H I-2, the Mn–OOCH intermediate I-3 is formed. Then, HCOOH is liberated by transforming 1 equivalent of Lys to LysK, which regenerates the active species I-1 after dearomatization of the triazine moiety. The reverse reaction (pink pathway) enables the HCOOH dehydrogenation to H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>, accordingly.

### Conclusions

The present work describes a concept for carbon neutral hydrogen storage and release. Utilizing a molecularly defined manganese



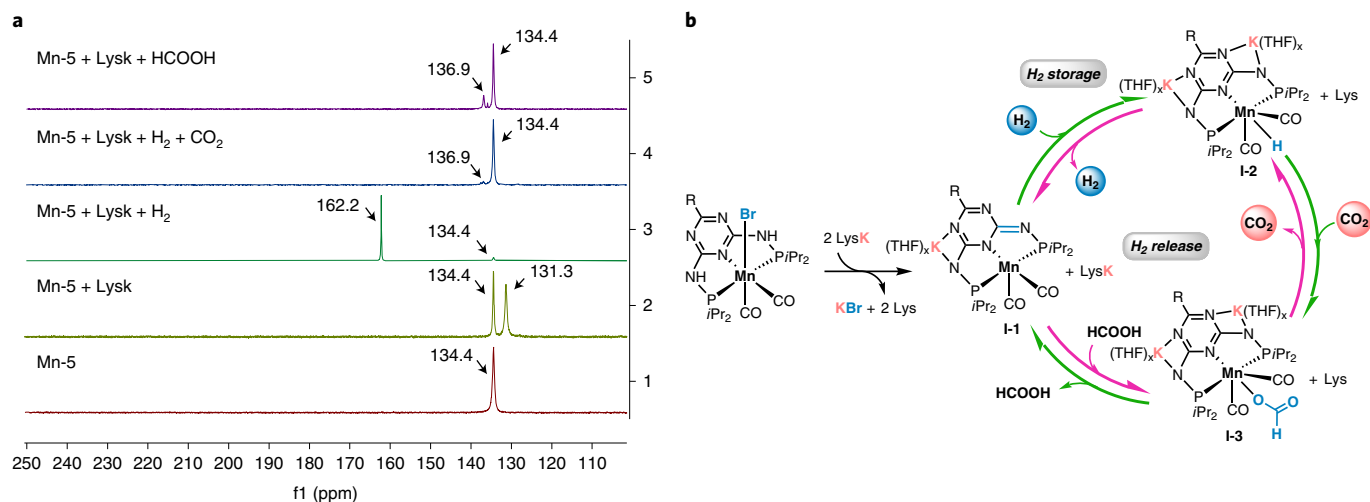
**Fig. 4 | Lysine- and Mn-promoted carbon-neutral chemical hydrogen storage and release cycles.** **a,b**, Illustration of the carbon-neutral hydrogen storage and release applied with Lys, including CO<sub>2</sub> capture from air (**a**) and the simplified hydrogen storage and release system based on LysK without CO<sub>2</sub> reloading (**b**). **c,d**, H<sub>2</sub> evolution in the H<sub>2</sub> storage–release cycles combined with CO<sub>2</sub> capture using Lys; CO<sub>2</sub> is reloaded in each cycle after H<sub>2</sub> release with either pure CO<sub>2</sub> (20 bar or 2 bar) or air. H<sub>2</sub> evolution using LysM (M=K, Na, Li) without CO<sub>2</sub> reloading (**c**). H<sub>2</sub> evolution in upscaled H<sub>2</sub> storage–release cycles applying 5.0 mmol, 20.0 mmol and 90.0 mmol LysK without CO<sub>2</sub> reloading (**d**).

complex in the presence of naturally occurring Lys, high efficiency for direct CO<sub>2</sub> hydrogenation to formate is achieved (93% yield; 2,000,000 TTON). On the other hand, the same system promotes H<sub>2</sub> generation from FA in the presence of Lys with >99% yield and a TTON of 600,000. This reaction system exhibited high stability and reusability. On the basis of these results, the combination of the individual processes was realised. Notably, we performed such hydrogen storage–release cycles without the addition of extra AA, catalyst and especially CO<sub>2</sub> due to the excellent CO<sub>2</sub> capture effect (99.9%) of LysK.

It is noteworthy that the CO content in the produced H<sub>2</sub> gas was below 10 ppm throughout the process. We successfully scaled up this method without obvious drop of the productivity in at least ten charge–discharge cycles. The current methodology represents one of the most productive combinations of CO<sub>2</sub> valorization and FA dehydrogenation applying homogeneous non-noble metal-based catalysts. The results inspire further research towards practical applications and pave the way for building up a carbon-neutral chemical hydrogen storage and release set-up by employing non-hazardous AAs and benign catalysts.

## Methods

**Materials and characterization methods.** Reagents were purchased from commercial suppliers and used without further purification, including *L*-lysine (fluorochem, 97%), *L*-arginine (Alfa Aesar, >98%), *L*-tyrosine (Tokyo Chemical Industry (TCI), >98.5%), *L*-threonine (TCI, >99%), *L*-methionine (Alfa Aesar, >98%), *L*-glutamic acid (TCI, >99%), *L*-serine (TCI, >99%), *L*-proline (Acros Organics, >99%), *L*-cysteine (TCI, >98%), *L*-histidine (Sigma-Aldrich, >99%), *L*-tryptophan (TCI, >98.5%), glycine (Merck, >99.7%), *L*-glutamine (TCI, >99%), *L*-norleucine (TCI, >99%), 1,5-diaminopentane (TCI, >98%), 6-aminohexanoic acid (Alfa Aesar, 99%), 2,3-diaminopropanoic acid (fluorochem, 95%), *N*<sup>ε</sup>-(*t*-butoxycarbonyl)-Lys (fluorochem, 95%), *N*<sup>ε</sup>-(*t*-butoxycarbonyl)-Lys (fluorochem, 97%), tetramethylguanidine (Alfa Aesar, 99%), *L*-lysine methyl ester (Alfa Aesar, 99%), pentaethylenehexamine (Sigma-Aldrich, >98%), 1,4-diazabicyclo[2.2.2]octane (TCI, >98%), 1,8-diazabicyclo[5.4.0]undec-7-ene (DBU, TCI, >98%), 1-butylamine (Acros Organics, 99.5%), FA (FA, Sigma-Aldrich, 98%), potassium bicarbonate (Sigma-Aldrich, 99.5%), potassium hydroxide (Fisher Chemical, 86.4%), sodium hydroxide (Fisher Chemical, 99.3%), lithium hydroxide (Sigma-Aldrich, 98%), deuterium oxide (Deutero, D-99.9%), tetrahydrofuran-*d*<sup>8</sup> (Deutero, D-99.5%), Mn(CO)<sub>2</sub>Br (Stream, 98%), H<sub>2</sub> (Air Liquide, grade 5.0) and CO<sub>2</sub> (Linde, grade 4.8). Organic solvents were collected from an SPS (Solvent Purification System) machine and stored under argon with drying reagent (molecular sieve). Deionized (DI) water was used for CO<sub>2</sub> capture and hydrogenation/dehydrogenation reactions. Organometallic complexes Mn-1



**Fig. 5 | Mechanistic investigations.** **a**, In situ  $^{31}\text{P}$  NMR studies in Young-NMR tubes (f1: chemical shifts are shown in ppm); **a**) and the proposed catalytic cycle for reversible  $\text{CO}_2$  hydrogenation catalysed by Mn-PN $^5$ PPr complexes (**b**).

(refs.  $^{28,52}$ ), Mn-2 (refs.  $^{28,52}$ ), Mn-3 (refs.  $^{46,53}$ ), Mn-4 (ref.  $^{45}$ ), Mn-5 (ref.  $^{29}$ ), Mn-6 (ref.  $^{29}$ ), Mn-7 (ref.  $^{29}$ ), Mn-8 (ref.  $^{54}$ ), Mn-9 (refs.  $^{45,54}$ ), Mn-10 (ref.  $^{55}$ ), Mn-11 (ref.  $^{56}$ ), Mn-12 (ref.  $^{34}$ ), Fe-1 (ref.  $^{57}$ ), Fe-2 (ref.  $^{57}$ ), Fe-3 (refs.  $^{58,59}$ ), Co-1 (ref.  $^{60}$ ) and Re-1 (refs.  $^{61,62}$ ) were synthesized according to the corresponding publications and stored under argon with light exclusion. The manganese, rhenium and cobalt complexes were prepared by adding  $\text{Mn}(\text{CO})_5\text{Br}$  (137.4 mg, 0.5 mmol),  $\text{Re}(\text{CO})_5\text{Br}$  (203.1 mg, 0.5 mmol) or  $\text{CoBr}_2$  (109.4 mg, 0.5 mmol) in THF (10 ml), respectively, dropwise to 1.1 equivalent corresponding ligands in THF then heated and stirred at  $100^\circ\text{C}$  for 20 h under argon. The reaction mixture was cooled to room temperature and concentrated in vacuo. The crude mixture was then thoroughly washed with pentane and dried under vacuum, yielding the corresponding complexes as powder (yellow for manganese complexes, white for rhenium complex and purple for cobalt complex). Fe-3 is prepared by adding 1.1 equivalent corresponding ligands in THF to anhydrous  $\text{FeBr}_2$  (107.8 mg, 0.5 mmol) in THF (10 ml), and the argon inside the flask was replaced with CO by performing freeze–pump–thaw cycles. The solution was stirred at room temperature for 4 h, followed by removal of solvent under vacuum. The resulting residue was washed with pentane and dried under vacuum to generate the corresponding compound as a blue powder. Fe-2 and Fe-3 were prepared by adding 1 and 5 equivalent of  $\text{NaBH}_4$  (18.9 mg, 0.5 mmol and 94.6 mg, 2.5 mmol), respectively, into Fe-3 (274.5 mg, 0.5 mmol) in EtOH (35 ml). The reaction mixture was then stirred for 5 h at room temperature. The solvent was removed in vacuo and the residue dissolved in toluene. The resulting suspension was filtered through a short pad of celite. The filtrate was concentrated in vacuo and the resulting solid washed thoroughly with pentane to create a yellow powder. Unless otherwise stated, all reactions were conducted under an argon atmosphere.  $^1\text{H}$ ,  $^{13}\text{C}$  and  $^{31}\text{P}$  NMR spectroscopy were recorded using Bruker AV 300 MHz and Bruker AV 400 MHz spectrometers. All NMR data are expressed as chemical shift in ppm.  $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$  NMR chemical shifts were determined relative to the internal standard DMF (7.92 ppm and 165.53 ppm, respectively) or 1,4-dioxane (3.75 ppm and 67.19 ppm, respectively) in  $\text{D}_2\text{O}$ .  $^{31}\text{P}$  NMR spectra were calibrated with an external  $\text{H}_3\text{PO}_4$  standard (0 ppm).  $^{13}\text{C}$  NMR-quant measurements were performed with a Bruker AV 400 MHz spectrometer, relaxation delay = 20 s (relaxation delay > 20 s did not change the integration), number of scans = 512, acquisition time = 1.1141 s (refs.  $^{63-66}$ ). NMR spectra were interpreted and processed using MestReNova (version 14.0.1–23559). Gas chromatography (Agilent Technologies 7890 A GC system, Carboxen/TCD) was used to analyse the content of the gas phase with a CO quantification limit of 10 ppm. pH values were measured on a laboratory digital pH meter (Mettler–Toledo AG, SevenEasy pH 8603) at room temperature ( $24^\circ\text{C}$ ).

**Measurement of formate yield in the hydrogenation of  $\text{CO}_2$ .** The respective amount of catalyst (0.10  $\mu\text{mol}$  or 0.02  $\mu\text{mol}$ ) was dispensed from the stock solution; Lys (5.0 mmol), THF (5 ml) and  $\text{H}_2\text{O}$  (5 ml) were added to a 50 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. After pressurizing the reactor with  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2$  gas, the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath for 12 h. Then the reactor was cooled to room temperature and the inside pressure was carefully released. A biphasic reaction mixture was obtained containing a transparent organic upper layer and an aqueous yellow lower layer. Addition of DI water (~3 ml) to the above-mentioned mixture resulted in a homogeneous solution (Supplementary Figs. 3–4) (ref.  $^{42}$ ). DMF (250  $\mu\text{l}$ , 3.24 mmol) was added as an internal standard to the reaction mixture. The reaction mixture was then analysed

by  $^1\text{H}$  NMR with a few drops of  $\text{D}_2\text{O}$  (~1 ml) to lock the signals $^{34}$ . Yield of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol Lys)  $\times$  100%. TON of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol catalyst). The gas mixtures were analysed by GC, and no concomitant of  $\text{CO}/\text{CH}_4$  was found.

**Measurement of  $\text{H}_2$  yield in the FA dehydrogenation.** Appropriate amount of catalyst (0.10–0.20  $\mu\text{mol}$ ) was dispensed from the stock solution, FA (5.0 mmol), Lys (5.0 mmol), THF (5 ml) and  $\text{H}_2\text{O}$  (5 ml) were added to a 100 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully to the manual burettes. A 5 ml degassed syringe was used to obtain a gas sample analysed by GC. CO is not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). Yield of  $\text{H}_2$  is calculated by (mmol  $\text{H}_2$ )/(mmol  $\text{HCOOH}$ )  $\times$  100%. TON of  $\text{H}_2$  is calculated by (mmol  $\text{H}_2$ )/(mmol catalyst).

**Calculation of the hydrogen volume, mole, yield and TON.** The gas evolution was corrected with the blank volume (18 ml), which corresponds to the gas evolution of the reaction without any catalyst.  $\text{H}_2$  volume,  $V_{\text{H}_2}$ , and  $\text{CO}_2$  volume,  $V_{\text{CO}_2}$ , are calculated with the following equation:

$$V_{\text{H}_2} = (V_{\text{obs}} - V_{\text{blank}}) \times \frac{\% V_{\text{H}_2}}{\% V_{\text{H}_2} + \% V_{\text{CO}_2}} \quad (1)$$

$$V_{\text{CO}_2} = (V_{\text{obs}} - V_{\text{blank}}) \times \frac{\% V_{\text{CO}_2}}{\% V_{\text{H}_2} + \% V_{\text{CO}_2}} \quad (2)$$

Moles of  $\text{H}_2$ ,  $n_{\text{H}_2}$ , and moles of  $\text{CO}_2$ ,  $n_{\text{CO}_2}$ , are calculated with the following equation:

$$n_{\text{H}_2} = \frac{V_{\text{H}_2}}{V_{\text{m}_{\text{H}_2}(25^\circ\text{C})}} \quad (3)$$

$$n_{\text{CO}_2} = \frac{V_{\text{CO}_2}}{V_{\text{m}_{\text{CO}_2}(25^\circ\text{C})}} \quad (4)$$

Hydrogen yield  $Y_{\text{H}_2}$  is calculated with the following equation:

$$Y_{\text{H}_2} = \frac{n_{\text{H}_2}}{n_{\text{FA}}} \times 100\% \quad (5)$$

The turnover number (TON) of  $\text{H}_2$  is calculated with the following equation:

$$\text{TON} = \frac{n_{\text{H}_2}}{n_{\text{cat}}} \quad (6)$$

$V_{\text{obs}}$  is the gas evolution volume of the catalytic reaction measured in the manual burettes.  $V_{\text{blank}}$  is the gas evolution volume of the blank reaction measured in the manual burettes.  $\% V_{\text{H}_2}$  and  $\% V_{\text{CO}_2}$  are the volume ratios of  $\text{H}_2$  and  $\text{CO}_2$ , respectively, determined by GC.  $n_{\text{FA}}$  and  $n_{\text{cat}}$  are the moles of FA and catalyst, respectively.  $V_{\text{m}_{\text{H}_2}(25^\circ\text{C})}$  and  $V_{\text{m}_{\text{CO}_2}(25^\circ\text{C})}$  are the molar volumes of  $\text{H}_2$  and  $\text{CO}_2$

at room temperature (25 °C), respectively, calculated with the Van Der Waals equation (below).

Calculation of H<sub>2</sub> molar volume  $V_{m_{H_2(25^\circ C)}}$ :

$$V_{m_{H_2(25^\circ C)}} = \frac{R \times T}{p} + b - \frac{a}{R \times T} = 24.48 \quad (7)$$

Where  $R = 8.3145 \text{ m}^3 \cdot \text{Pa} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ,  $T = 273.15 + \text{room temperature (}^\circ\text{C) K}$ ,  $P = 101325 \text{ Pa}$ ,  $a = 24.9 \times 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{m}^6 \cdot \text{mol}^{-2}$ ,  $b = 26.7 \times 10^{-6} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$ .

Calculation of CO<sub>2</sub> molar volume  $V_{m_{CO_2(25^\circ C)}}$ :

$$V_{m_{CO_2(25^\circ C)}} = \frac{R \times T}{p} + b - \frac{a}{R \times T} = 24.36 \quad (8)$$

where  $R = 8.3145 \text{ m}^3 \text{ Pa} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ,  $T = 273.15 + \text{room temperature (}^\circ\text{C) (K)}$ ,  $P = 101,325 \text{ Pa}$ ,  $a = 36.5 \times 10^{-2} \text{ Pa} \cdot \text{m}^6 \cdot \text{mol}^{-2}$  and  $b = 42.7 \times 10^{-6} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$ .

**Catalyst recycling studies in CO<sub>2</sub> hydrogenation.** Catalyst Mn-6 (0.02 μmol, dispensed from the stock solution), Lys (730.9 mg, 5.0 mmol), THF (5 ml) and H<sub>2</sub>O (5 ml) were added to a 50 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. After pressurizing the reactor with CO<sub>2</sub> (20 bar) and H<sub>2</sub> (60 bar) gas, the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath at 115 °C for 12 h. Then the reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was carefully released. A biphasic reaction mixture was obtained containing a transparent organic upper layer and an aqueous yellow lower layer (Supplementary Fig. 26). After the separation of the two layers, the aqueous lower layer was washed and extracted with additional THF (1 ml × 2), and the combined organic parts were used directly for the next run by adding a new batch of 5.0 mmol Lys. Meanwhile, DMF (250 μl, 3.24 mmol) was added into the aqueous lower layer as an internal standard, then analysed by <sup>1</sup>H NMR with a few drops of D<sub>2</sub>O (~1 ml) to lock the signals<sup>31</sup>. A total of ten runs of CO<sub>2</sub> hydrogenation to formate were performed by using the above-mentioned procedure. Yield of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol Lys) × 100%. TON of formate is calculated by (mmol formate)/(mmol catalyst). The gas mixtures were analysed by GC, and no concomitant of CO/CH<sub>4</sub> was found.

**Catalyst recycling studies in FA dehydrogenation.** Catalyst Mn-6 (0.1 mg, 0.17 μmol), FA, Lys (730.9 mg, 5.0 mmol), THF (5 ml) and H<sub>2</sub>O (5 ml) were added to a 100 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath for 12 h. The reactor was cooled to room temperature and the inside pressure was released carefully to the manual burettes, and the content of the gas phase was analysed by GC. CO was not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). After each run, a new batch of FA (first to fifth runs: 5.0 mmol FA and sixth to tenth runs: 20.0 mmol FA) was loaded into the reaction mixture, then heated and stirred on a pre-heated oil bath for 12 h. Following this procedure, a total of ten runs of catalytic dehydrogenation of FA in the presence of Lys were performed. Yield of H<sub>2</sub> is calculated by (mmol H<sub>2</sub>)/(mmol HCOOH) × 100%. TON of H<sub>2</sub> is calculated by (mmol H<sub>2</sub>)/(mmol catalyst).

**Measurement of hydrogen evolution in the H<sub>2</sub> storage–release cycles applying Lys combined with CO<sub>2</sub> capture.** The H<sub>2</sub> storage–release cycles start from the dehydrogenation of FA (H<sub>2</sub> release): Mn-6 (0.1 mg, 0.17 μmol), FA (188.6 μl, 5.0 mmol), Lys (730.9 mg, 5.0 mmol), THF (5 ml) and H<sub>2</sub>O (5 ml) were added to a 100 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath at 90 °C for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully to the manual burettes. The content of the gas phase was analysed by GC. CO was not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). Then CO<sub>2</sub> is replenished under the following conditions—capture with CO<sub>2</sub> (20 bar or 2 bar): after the completion of the above-mentioned FA dehydrogenation, the 100 ml autoclave was charged with CO<sub>2</sub> (20 bar for 0.5 h or 2 bar for 6 h). After releasing the overpressure of CO<sub>2</sub>, the 100 ml autoclave was filled with 80 bar of H<sub>2</sub>. Then the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath at 85 °C for 12 h. Afterwards, the reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully. Then the autoclave was subjected to the H<sub>2</sub> release procedure. Following this procedure, a total of ten runs were performed via CO<sub>2</sub> recharging under 20 bar or 2 bar of CO<sub>2</sub>. Capture from ambient air: after the completion of FA dehydrogenation, a biphasic reaction mixture containing a transparent organic upper layer and a pale yellow aqueous lower layer was obtained. After the separation of the two layers, the aqueous lower layer was washed with additional THF (1 ml × 2), and the combined organic layer was reserved for the following H<sub>2</sub> storage step. On the other hand, the aqueous layer was subjected to CO<sub>2</sub> capture from ambient air at room temperature for 24 h. After bubbling with argon for 0.5 h, this aqueous layer was combined with the above-mentioned organic layer and loaded to a 100 ml autoclave. The autoclave was then filled with 80 bar of H<sub>2</sub> and heated and stirred on a pre-heated oil bath at 85 °C for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully. Then the autoclave was subjected to the H<sub>2</sub> release procedure. Following this procedure,

a total of ten runs were performed with CO<sub>2</sub> capture from ambient air. It should be noted that no H<sub>2</sub> evolution was observed at room temperature in the H<sub>2</sub> storage–release cycles for up to 12 h.

**Measurement of hydrogen evolution in the H<sub>2</sub> storage–release cycles applying LysM (without CO<sub>2</sub> reloading).** The lysinate salts (LysM, 5.0 mmol) was prepared via stirring Lys (5.0 mmol) with 1.0 equivalent of corresponding alkali metal hydroxides MOH (KOH, NaOH, LiOH) for 30 min in 1 ml DI water at room temperature before the H<sub>2</sub> storage–release cycles. The H<sub>2</sub> storage–release cycles start from the dehydrogenation of FA (H<sub>2</sub> release): Mn-6 (0.1 mg, 0.17 μmol), FA (188.6 μl, 5.0 mmol), LysM (5.0 mmol), THF (5 ml) and H<sub>2</sub>O (4 ml) were added to a 100 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath at 90 °C for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully to the manual burettes and the content of the gas phase was analysed by GC. CO was not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). After the completion of FA dehydrogenation, the 100 ml autoclave was filled with 80 bar of H<sub>2</sub>. Then the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath at 85 °C for 12 h. Afterwards, the reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully. Then the autoclave was subjected to the H<sub>2</sub> release procedure. Following this procedure, a total of ten runs were performed with 5.0 mmol LysK, LysNa, and LysLi.

**Measurement of hydrogen evolution in the up-scaled H<sub>2</sub> storage–release cycles applying LysK (without CO<sub>2</sub> reloading).** The 20.0 mmol lysine potassium salt (LysK, 20.0 mmol) was prepared via stirring Lys (2,923.8 mg, 20.0 mmol) with 1.0 equivalent of KOH for 30 min in 10 ml DI water at room temperature before the H<sub>2</sub> storage–release cycles. The H<sub>2</sub> storage–release cycles start from the dehydrogenation of FA (H<sub>2</sub> release): Mn-6 (0.4 mg, 0.68 μmol), FA:LysK (20.0:20.0 mmol), THF (20 ml) and H<sub>2</sub>O (10 ml) were added to a 300 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath at 90 °C for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully to the manual burettes and the content of the gas phase was analysed by GC. CO is not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). After the completion of FA dehydrogenation, the 300 ml autoclave was filled with 80 bar of H<sub>2</sub>. Then the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath at 85 °C for 12 h. Afterwards, the reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully. Then the autoclave was subjected to the H<sub>2</sub> release procedure. Following this procedure, a total of ten runs were performed with LysK in 20.0 mmol scale. The 90 mmol lysine potassium salt (LysK, 90.0 mmol) was prepared via stirring Lys (90.0 mmol) with 1.0 equivalent of KOH for 30 min in 20 ml DI water at room temperature before the H<sub>2</sub> storage–release cycles. The H<sub>2</sub> storage–release cycles started from the dehydrogenation of FA (H<sub>2</sub> release): Mn-6 (1.8 mg, 3.05 μmol), FA:LysK (90.0:90.0 mmol), THF (30 ml) and H<sub>2</sub>O (60 ml) were added to a 300 ml autoclave equipped with a magnetic stir bar. The reaction mixture was then heated and stirred on a pre-heated oil bath at 90 °C for 12 h. The reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully to the manual burettes and the content of the gas phase was analysed by GC. CO was not detectable in all cases (below the CO quantification limit of 10 ppm). After the completion of FA dehydrogenation, the 300 ml autoclave was filled with 80 bar of H<sub>2</sub>. Then the reaction mixture was heated and stirred on a pre-heated oil bath at 85 °C for 12 h. Afterwards, the reactor was cooled to room temperature, and the inside pressure was released carefully. Then the autoclave was subjected to the H<sub>2</sub> release procedure. Following this procedure, a total of ten runs were performed with LysK at 90.0 mmol scale.

## Data availability

All the relevant data are included in the published article and its Supplementary Information.

Received: 2 December 2021; Accepted: 30 March 2022;

Published online: 19 May 2022

## References

- Tans, P. Trends in atmospheric carbon dioxide. NOAA/GML <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/> (2022).
- Keeling, R. Carbon dioxide measurements. Scripps Institution of Oceanography <https://scrippsco2.ucsd.edu/> (2022).
- Roger, I., Shipman, M. A. & Symes, M. D. Earth-abundant catalysts for electrochemical and photoelectrochemical water splitting. *Nat. Rev. Chem.* **1**, 0003 (2017).
- Schneidewind, J., Argüello Cordero, M. A., Junge, H., Lochbrunner, S. & Beller, M. Two-photon, visible light water splitting at a molecular ruthenium complex. *Energy Environ. Sci.* **14**, 4427–4436 (2021).
- Yadav, M. & Xu, Q. Liquid-phase chemical hydrogen storage materials. *Energy Environ. Sci.* **5**, 9698–9725 (2012).



- Chatterjee, S., Dutta, I., Lum, Y., Lai, Z. & Huang, K.-W. Enabling storage and utilization of low-carbon electricity: power to formic acid. *Energy Environ. Sci.* **14**, 1194–1246 (2021).
- Mellmann, D., Sponholz, P., Junge, H. & Beller, M. Formic acid as a hydrogen storage material—development of homogeneous catalysts for selective hydrogen release. *Chem. Soc. Rev.* **45**, 3954–3988 (2016).
- Onishi, N., Laurency, G., Beller, M. & Himeda, Y. Recent progress for reversible homogeneous catalytic hydrogen storage in formic acid and in methanol. *Coord. Chem. Rev.* **373**, 317–332 (2018).
- Sordakis, K. et al. Homogeneous catalysis for sustainable hydrogen storage in formic acid and alcohols. *Chem. Rev.* **118**, 372–433 (2018).
- Leitner, W., Dinjus, E. & Gaßner, F. Activation of carbon dioxide: IV. Rhodium-catalysed hydrogenation of carbon dioxide to formic acid. *J. Organomet. Chem.* **475**, 257–266 (1994).
- Boddien, A. et al. CO<sub>2</sub>-“neutral” hydrogen storage based on bicarbonates and formates. *Angew. Chem.* **50**, 6411–6414 (2011).
- Papp, G., Csorba, J., Laurency, G. & Joó, F. A charge/discharge device for chemical hydrogen storage and generation. *Angew. Chem.* **50**, 10433–10435 (2011).
- Boddien, A. et al. Towards the development of a hydrogen battery. *Energy Environ. Sci.* **5**, 8907–8911 (2012).
- Filonenko, G. A., van Putten, R., Schulpen, E. N., Hensen, E. J. M. & Pidko, E. A. Highly efficient reversible hydrogenation of carbon dioxide to formates using a ruthenium PNP-pincer catalyst. *ChemCatChem* **6**, 1526–1530 (2014).
- Hsu, S.-F. et al. A rechargeable hydrogen battery based on Ru catalysis. *Angew. Chem.* **53**, 7074–7078 (2014).
- Kothandaraman, J. et al. Amine-free reversible hydrogen storage in formate salts catalyzed by ruthenium pincer complex without pH control or solvent change. *ChemSusChem* **8**, 1442–1451 (2015).
- Sordakis, K., Dalebrook, A. F. & Laurency, G. A viable hydrogen storage and release system based on cesium formate and bicarbonate salts: mechanistic insights into the hydrogen release step. *ChemCatChem* **7**, 2332–2339 (2015).
- Xin, Z. et al. Towards hydrogen storage through an efficient ruthenium-catalyzed dehydrogenation of formic acid. *ChemSusChem* **11**, 2077–2082 (2018).
- Hull, J. F. et al. Reversible hydrogen storage using CO<sub>2</sub> and a proton-switchable iridium catalyst in aqueous media under mild temperatures and pressures. *Nat. Chem.* **4**, 383–388 (2012).
- Tanaka, R., Yamashita, M., Chung, L. W., Morokuma, K. & Nozaki, K. Mechanistic studies on the reversible hydrogenation of carbon dioxide catalyzed by an Ir-PNP complex. *Organometallics* **30**, 6742–6750 (2011).
- Forberg, D. et al. Single-catalyst high-weight% hydrogen storage in an N-heterocycle synthesized from lignin hydrogenolysis products and ammonia. *Nat. Commun.* **7**, 13201 (2016).
- Enthaler, S. et al. Exploring the reactivity of nickel pincer complexes in the decomposition of formic acid to CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> and the hydrogenation of NaHCO<sub>3</sub> to HCOONa. *ChemCatChem* **7**, 65–69 (2015).
- Jessop, P. G., Joó, F. & Tai, C.-C. Recent advances in the homogeneous hydrogenation of carbon dioxide. *Coord. Chem. Rev.* **248**, 2425–2442 (2004).
- Bernskoetter, W. H. & Hazari, N. Reversible hydrogenation of carbon dioxide to formic acid and ethanol: Lewis acid enhancement of base metal catalysts. *Acc. Chem. Res.* **50**, 1049–1058 (2017).
- Alig, L., Fritz, M. & Schneider, S. First-row transition metal (de) hydrogenation catalysis based on functional pincer ligands. *Chem. Rev.* **119**, 2681–2751 (2019).
- Wei, D. & Darcel, C. Iron catalysis in reduction and hydrometalation reactions. *Chem. Rev.* **119**, 2550–2610 (2019).
- Valyaev, D. A., Lavigne, G. & Lukan, N. Manganese organometallic compounds in homogeneous catalysis: past, present, and prospects. *Coord. Chem. Rev.* **308**, 191–235 (2016).
- Elangovan, S. et al. Selective catalytic hydrogenations of nitriles, ketones and aldehydes by well-defined manganese pincer complexes. *J. Am. Chem. Soc.* **138**, 8809–8814 (2016).
- Kallmeier, F., Irrgang, T., Dietel, T. & Kempe, R. Highly active and selective manganese C=O bond hydrogenation catalysts: the importance of the multidentate ligand, the ancillary ligands, and the oxidation state. *Angew. Chem.* **55**, 11806–11809 (2016).
- Mukherjee, A. & Milstein, D. Homogeneous catalysis by cobalt and manganese pincer complexes. *ACS Catal.* **8**, 11435–11469 (2018).
- Wang, Y., Wang, M., Li, Y. & Liu, Q. Homogeneous manganese-catalyzed hydrogenation and dehydrogenation reactions. *Chem* **7**, 1180–1223 (2021).
- Azouzi, K., Valyaev, D. A., Bastin, S. & Sortais, J.-B. Manganese—new prominent actor in transfer hydrogenation catalysis. *Curr. Opin. Green Sustain. Chem.* **31**, 100511 (2021).
- Bertini, F. et al. Carbon dioxide hydrogenation catalysed by well-defined Mn (I) PNP pincer hydride complexes. *Chem. Sci.* **8**, 5024–5029 (2017).
- Dubey, A., Nencini, L., Fayzullin, R. R., Nervi, C. & Khusnutdinova, J. R. Bio-inspired Mn(I) complexes for the hydrogenation of CO<sub>2</sub> to formate and formamide. *ACS Catal.* **7**, 3864–3868 (2017).
- Kumar, A. et al. CO<sub>2</sub> activation by manganese pincer complexes through different modes of metal–ligand cooperation. *Dalton Trans.* **48**, 14580–14584 (2019).
- Kostera, S. et al. Carbon dioxide hydrogenation to formate catalyzed by a bench-stable, non-pincer-type Mn(I) alkylcarbonyl complex. *Organometallics* **40**, 1213–1220 (2021).
- Schlenker, K. et al. Role of ligand-bound CO<sub>2</sub> in the hydrogenation of CO<sub>2</sub> to formate with a (PNP)Mn catalyst. *ACS Catal.* **11**, 8358–8369 (2021).
- Tondreau, A. M. & Boncella, J. M. 1,2-Addition of formic or oxalic acid to <sup>-</sup>N{CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>(PiPr<sub>2</sub>)<sub>2</sub>}-supported Mn(I) dicarbonyl complexes and the manganese-mediated decomposition of formic acid. *Organometallics* **35**, 2049–2052 (2016).
- Andérez-Fernández, M. et al. A stable manganese pincer catalyst for the selective dehydrogenation of methanol. *Angew. Chem.* **56**, 559–562 (2017).
- Anderson, N. H., Boncella, J. & Tondreau, A. M. Manganese-mediated formic acid dehydrogenation. *Chem. Eur. J.* **25**, 10557–10560 (2019).
- Léval, A. et al. Hydrogen production from formic acid catalyzed by a phosphine free manganese complex: investigation and mechanistic insights. *Green Chem.* **22**, 913–920 (2020).
- Wei, D., Junge, H. & Beller, M. An amino acid based system for CO<sub>2</sub> capture and catalytic utilization to produce formates. *Chem. Sci.* **12**, 6020–6024 (2021).
- Ghayur, A., Verheyen, T. V. & Meuleman, E. Biological and chemical treatment technologies for waste amines from CO<sub>2</sub> capture plants. *J. Environ. Manag.* **241**, 514–524 (2019).
- Pandey, A. K., Pandey, K. & Singh, L. K. in *Innovations in Food Technology* (eds Mishra, P. et al.) 211–229 (Springer, 2020).
- Papa, V. et al. Efficient and selective hydrogenation of amides to alcohols and amines using a well-defined manganese–PNN pincer complex. *Chem. Sci.* **8**, 3576–3585 (2017).
- Borghs, J. C., Lebedev, Y., Rueping, M. & El-Sepelgy, O. Sustainable manganese-catalyzed solvent-free synthesis of pyrroles from 1,4-diols and primary amines. *Org. Lett.* **21**, 70–74 (2019).
- Fertig, R., Irrgang, T., Freitag, F., Zander, J. & Kempe, R. Manganese-catalyzed and base-switchable synthesis of amines or imines via borrowing hydrogen or dehydrogenative condensation. *ACS Catal.* **8**, 8525–8530 (2018).
- Freitag, F., Irrgang, T. & Kempe, R. Mechanistic studies of hydride transfer to imines from a highly active and chemoselective manganate catalyst. *J. Am. Chem. Soc.* **141**, 11677–11685 (2019).
- Kallmeier, F., Dudzic, B., Irrgang, T. & Kempe, R. Manganese-catalyzed sustainable synthesis of pyrroles from alcohols and amino alcohols. *Angew. Chem.* **56**, 7261–7265 (2017).
- Zhang, G., Irrgang, T., Schlagbauer, M. & Kempe, R. Synthesis of 1,3-diketones from esters via liberation of hydrogen. *Chem. Catal.* **1**, 681–690 (2021).
- Schlagbauer, M., Kallmeier, F., Irrgang, T. & Kempe, R. Manganese-catalyzed β-methylation of alcohols by methanol. *Angew. Chem.* **59**, 1485–1490 (2020).
- Elangovan, S. et al. Efficient and selective N-alkylation of amines with alcohols catalysed by manganese pincer complexes. *Nat. Commun.* **7**, 12641 (2016).
- Xia, T. et al. Manganese PNP-pincer catalyzed isomerization of allylic/homo-allylic alcohols to ketones—activity, selectivity, efficiency. *Catal. Sci. Technol.* **9**, 6327–6334 (2019).
- Kaithal, A., Hölscher, M. & Leitner, W. Catalytic hydrogenation of cyclic carbonates using manganese complexes. *Angew. Chem.* **57**, 13449–13453 (2018).
- Perez, M., Elangovan, S., Spannenberg, A., Junge, K. & Beller, M. Molecularly defined manganese pincer complexes for selective transfer hydrogenation of ketones. *ChemSusChem* **10**, 83–86 (2017).
- van Putten, R. et al. Non-pincer-type manganese complexes as efficient catalysts for the hydrogenation of esters. *Angew. Chem.* **56**, 7531–7534 (2017).
- Chakraborty, S. et al. Iron-based catalysts for the hydrogenation of esters to alcohols. *J. Am. Chem. Soc.* **136**, 7869–7872 (2014).
- Alberico, E. et al. Selective hydrogen production from methanol with a defined iron pincer catalyst under mild conditions. *Angew. Chem.* **52**, 14162–14166 (2013).
- Werkmeister, S. et al. Hydrogenation of esters to alcohols with a well-defined iron complex. *Angew. Chem.* **53**, 8722–8726 (2014).
- Zhou, W. et al. Cobalt-catalyzed aqueous dehydrogenation of formic acid. *Chem. Eur. J.* **25**, 8459–8464 (2019).
- Wei, D., Roisnel, T., Darcel, C., Clot, E. & Sortais, J.-B. Hydrogenation of carbonyl derivatives with a well-defined rhenium precatalyst. *ChemCatChem* **9**, 80–83 (2017).
- Piehl, P., Peña-López, M., Frey, A., Neumann, H. & Beller, M. Hydrogen autotransfer and related dehydrogenative coupling reactions using a rhenium(I) pincer catalyst. *Chem. Commun.* **53**, 3265–3268 (2017).
- Barzagli, F., Mani, F. & Peruzzini, M. A <sup>13</sup>C NMR study of the carbon dioxide absorption and desorption equilibria by aqueous 2-aminoethanol and N-methyl-substituted 2-aminoethanol. *Energy Environ. Sci.* **2**, 322–330 (2009).

64. Barbarossa, V. et al. Efficient CO<sub>2</sub> capture by non-aqueous 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP) and low temperature solvent regeneration. *RSC Adv.* **3**, 12349–12355 (2013).
65. Perinu, C., Arstad, B. & Jens, K.-J. <sup>13</sup>C NMR experiments and methods used to investigate amine-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O systems. *Energy Proc.* **37**, 7310–7317 (2013).
66. Kothandaraman, J., Goepfert, A., Czaun, M., Olah, G. A. & Prakash, G. K. S. Conversion of CO<sub>2</sub> from air into methanol using a polyamine and a homogeneous ruthenium catalyst. *J. Am. Chem. Soc.* **138**, 778–781 (2016).

### Acknowledgements

D.W., R.S., P.S., H.J. and M.B. acknowledge financial support from the State of Mecklenburg-Vorpommern and European Union (EFRE; project 'h2cycle'). D.W., H.J. and M.B. acknowledge the Danish government for funding the CADIAC excellence cluster and the Leibniz-Program Cooperative Excellence K308/2020 (project 'SUPREME'). D.W. thanks X. Liu for providing some starting materials. We thank the analytical team of LIKAT for their kind support.

### Author contributions

Investigation (performing the experiments, data collection), formal analysis and writing (original draft), D.W. and R.S.; conceptualization, funding acquisition, methodology, supervision, writing (review and editing), P.S., H.J. and M.B. All authors have read and agreed to the published version of this work. D.W. and R.S. contributed equally to the work.

### Competing interests

The methods disclosed in this work have been filed as Patent application PCT/EP2022/052967 with APEX Energy Teterow GmbH as the applicant and D.W., R.S., H.J., M.B. and

P.S. (employed by APEX Energy Teterow GmbH) as inventors. The status of the patent application is pending.

### Additional information

**Supplementary information** The online version contains supplementary material available at <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01019-4>.

**Correspondence and requests for materials** should be addressed to Peter Sponholz, Henrik Junge or Matthias Beller.

**Peer review information** *Nature Energy* thanks Sheri Lense, Rhett Kempe and Wan-Hui Wang for their contribution to the peer review of this work.

**Reprints and permissions information** is available at [www.nature.com/reprints](http://www.nature.com/reprints).

**Publisher's note** Springer Nature remains neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



**Open Access** This article is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License, which permits use, sharing, adaptation, distribution and reproduction in any medium or format, as long as you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons license, and indicate if changes were made. The images or other third party material in this article are included in the article's Creative Commons license, unless indicated otherwise in a credit line to the material. If material is not included in the article's Creative Commons license and your intended use is not permitted by statutory regulation or exceeds the permitted use, you will need to obtain permission directly from the copyright holder. To view a copy of this license, visit <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.

© The Author(s) 2022

## DEKARBONISIERUNGSPFADE FÜR DIE FERNWÄRMEVERSORGUNG DER STADTWERKE ERFURT

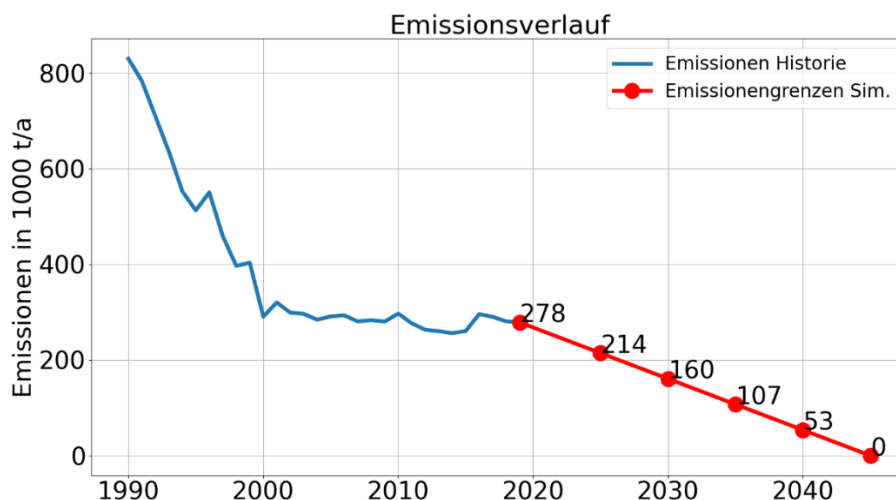
Viktor Wesselak, Christoph Schmidt, Theresa Reinhardt, Amélie Oberdorfer  
Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen  
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

### ABSTRACT

Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen wurde ein Energiesystemmodell der Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Erfurt entwickelt, das den Anlagenbestand und mögliche Ausbau-/Technologieoptionen abbildet. Das in oemof erstellte Energiesystemmodell wurde zunächst anhand des Ist-Zustandes validiert. Zur konkreten Umsetzung des Wärmekonzeptes wurden Ausbaupfade für die einzelnen Wärme- bzw. Sektorkopplungstechnologien entwickelt und mit zeitlichen Zwischenschritten bis 2045 versehen. Diese konkreten Ausbaupfade stellen eine Entscheidungsgrundlage für künftige Investitionen dar und dienen der Erschließung von lokalen Energiepotentialen.

### 1. EINLEITUNG

Um die Klimaziele der Bundes- und Thüringer Landesregierung zu erreichen, ist eine Weiterentwicklung der Energiesysteme der Stadtwerke Erfurt notwendig. Dies betrifft insbesondere die Fernwärmeerzeugung, für die ein Dekarbonisierungspfad bis zum Jahr 2045 aufzuzeigen ist [2]. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Emissionen der Fernwärmeerzeugung der Stadtwerke Erfurt und vermittelt einen Eindruck von den bereits erfolgten Anstrengungen, die seit 1990 zu einem Rückgang auf etwa ein Drittel geführt haben. Die verbliebenen Emissionen sollen bis zum Jahr 2045 auf null geführt werden. Dafür sollen Erneuerbare-Energie-Anlagen und Power-to-X Technologien in das bestehende Fernwärmesystem eingebunden werden. Diese Umstellung stellt die Stadtwerke vor langfristige Investitionsentscheidungen. Die Auswirkungen solcher Investitionen können mit Hilfe von Simulationsmodellen untersucht werden. Das open energy modelling framework [1] bietet die Möglichkeit ein Energiesystem abzubilden und dessen Kosten zu optimieren.



**Abbildung 1: Historische und zukünftige Emissionen der Stadtwerke Erfurt**

### 2. DIE SIMULATIONSUMGEBUNG OEMOF

Das Akronym oemof steht für open energy modelling framework und ist eine in Python implementierte open-source Simulationsumgebung für Energiesysteme [1]. Sie wird von einem Entwicklerteam des Reiner Lemoine Instituts Berlin, der Hochschule Flensburg und der Uni Bremen weiterentwickelt. Das vorliegende Energiesystemmodell wurde mit der Version 0.4.4 simuliert. Oemof ist objektorientiert und setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo erzeugt eine Datei für die lineare Programmierung, die die vom Solver zu lösende Zielfunktion und die Nebenbedingungen enthält. Das Modell wurde mit dem Open-Source Solver cbc optimiert. Das oemof-Package solph stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung, welches blockweise aufgebaut ist. Das Energiesystem setzt sich aus Quellen, Senken, Speichern, Umwandlungsstellen und Verbindungsleitungen zwischen diesen zusammen.

### 3. DAS ENERGIESYSTEM DER STADTWERKE ERFURT

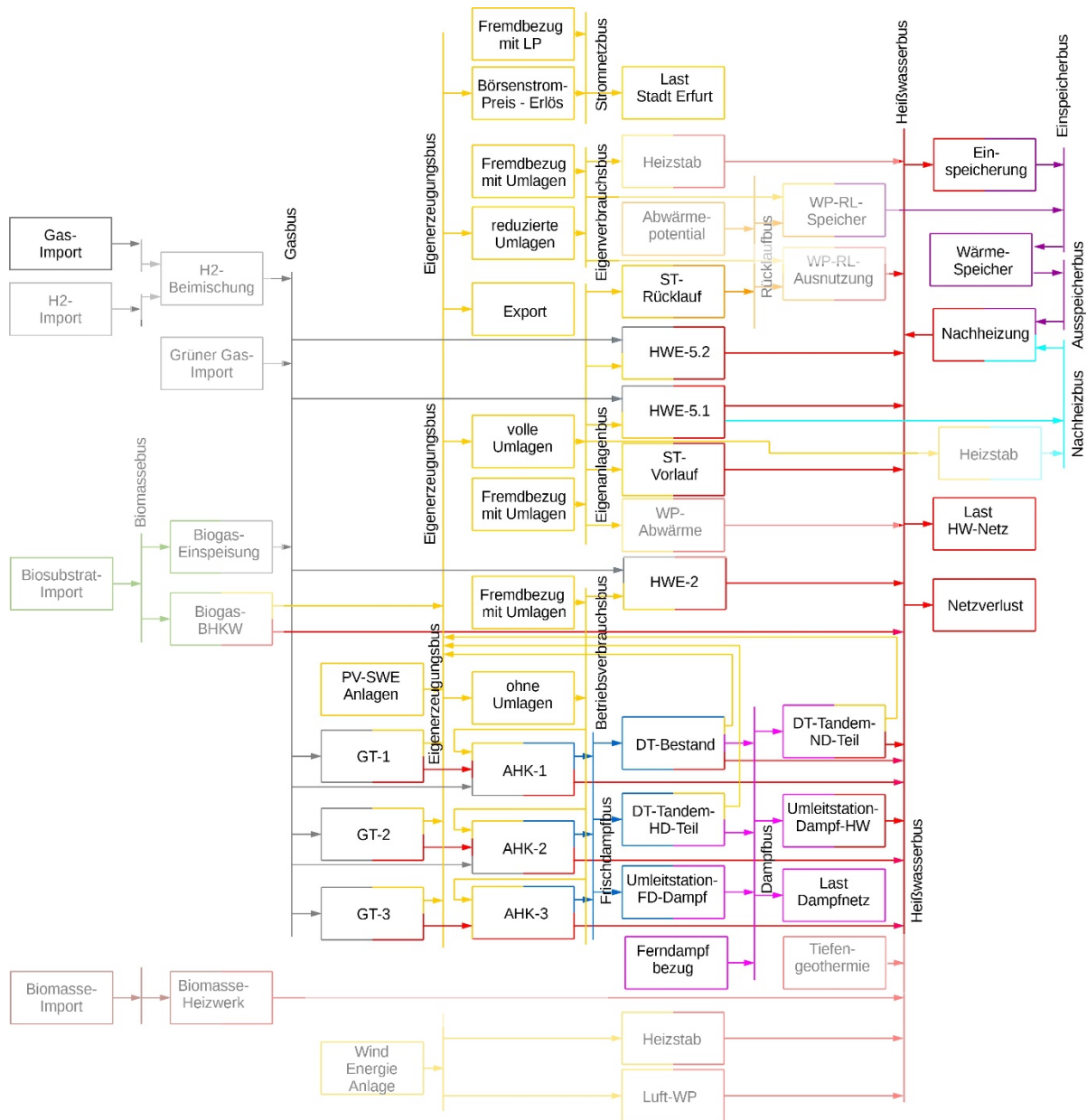
In Abbildung 2 ist das Blockschaltbild des Energiesystemmodells für die Fernwärmeversorgung der Stadt Erfurt dargestellt [3,4]. Der Bestand ist in vollen Farben, die im Rahmen dieses Projekts untersuchten zusätzlichen Technologieoptionen ausgegraut dargestellt. Neben technischen Komponenten bildet das Energiesystemmodell auch für den Betrieb wesentliche Steuern und Umlagen mit ab. Dazu werden mehrere Busse benötigt, die Komponenten bündeln, welche den gleichen Umlagen unterliegen. Erzeugeranlagenblöcke und Importblöcke speisen Energie auf diese Busse ein. Um die Kosten korrekt in die Optimierung einzubeziehen, sind zusätzliche Transformer-Blöcke notwendig. Diese bilden keine physikalische Wandlung von Energie ab, sondern sind ausschließlich für die Abbildung der Kosten notwendig:

- Auf den in gelb dargestellten Eigenerzeugungsbus in der Mitte von Abbildung 2 speisen alle Stromerzeugungsanlagen der Stadtwerke ein. Darunter zählen auch PV-Anlagen, welche sich über das Stadtgebiet verteilen. Über den Transformer-Block „Volle Umlagen“ können Verbraucheranlagen, welche sich nicht direkt auf dem Gelände der Stadtwerke befinden, mit Strom versorgt werden. Für den Betrieb derartiger Anlagen sind alle Umlagen zu entrichten. Falls die Erzeugung nicht ausreicht, können die Anlagen auch über Fremdbezug (mit Umlagen) versorgt werden. Die Anlagen, die den vollen Umlagen unterliegen, sind alle an den Eigenanlagenbus angeschlossen.
- Anlagen, die sich direkt auf dem Gelände der Stadtwerke befinden, können ebenfalls Strom aus den Eigenerzeugungsanlagen beziehen. Dabei fallen jedoch nur reduzierte Umlagen an. Die Verbraucher besitzen zudem einen Netzanschluss und könnten somit auch mit fremdbezogenem Strom versorgt werden. Um diese Kostenstruktur abzudecken, wurde der Eigenverbrauchsbus und der Transformerblock „reduzierte Umlagen“ eingeführt.
- Teilanlagen, welche direkt an die Erzeugeranlagen gebunden sind, können direkt mit Strom aus den Anlagen versorgt werden. Der dabei verwendete Strom wird vom vorgelagerten Netzbetreiber nicht erfasst, sodass auch keine Umlagen abzuführen sind. Es besteht jedoch trotzdem die Möglichkeit, Strom fremd zu beziehen. Dabei fallen alle Umlagen an. Der für diese Verbraucher verwendete Bus ist der Betriebsverbrauchsbus. Der Transformer zwischen Eigenerzeugungs- und Betriebsverbrauchsbus wird als „ohne Umlagen“ bezeichnet.
- Letztlich ist es möglich, mit dem eigenerzeugten Strom die Stromlast der Stadt Erfurt zu decken. Dafür erhalten die Stadtwerke den zum Zeitpunkt der Versorgung geltenden Börsenstrompreis. Für die Deckung der Last der Stadt Erfurt erhalten die Stadtwerke zudem vermiedene Netznutzungsentgelte. Die Last der Stadt Erfurt kann auch über Fremdbezug gedeckt werden. Der Bus, an dem die Last der Stadt Erfurt angeschlossen ist, wird auch als „Stromnetzbus“ bezeichnet.

Zur Deckung der thermischen Lasten werden ebenfalls mehrere Busse verwendet. Zum einen gilt es eine Dampflast (in Abbildung 2 magenta) zu decken. Auf der anderen Seite muss eine Heißwasserlast (in Abbildung 2 rot) bedient werden. Für die Dampflast wurde mit einer Grundlast von 7,5 MW gerechnet.

## 29. Energie-Symposium

Das Profil der Heißwasserlast ist für das Jahr 2020 in Abbildung 3 dargestellt und setzt sich aus den Absatzmengen an die Kunden und den Netzverlusten zusammen. Um volatile Erzeugung und Verbrauch besser aufeinander abstimmen zu können, besteht die Möglichkeit, Energie in einem thermischen Speicher (in Abbildung 2 lila) zwischen zu speichern. Bei den vorhandenen Wärmespeichern der Stadtwerke handelt es sich um drucklose Speicher. Um in den Vorlauf einspeisen zu können, muss daher eine Nachheizung stattfinden.



**Abbildung 2: Aufbau des Energiesystemmodells der Stadtwerke Erfurt anhand eines Blockschaltbildes** mit den Abkürzungen für die Komponenten: Dampfturbinen (DT), Heißwassererzeugern (HWE), Linien bestehend aus Gasturbine (GT) und Abhitzeessel (AHK), Solarthermie (ST), Photovoltaik (PV), Wärmepumpen (WP)

Für die korrekte Abbildung des Energiesystems sind mit einigen Komponenten Zeitreihen verknüpft. So wurden wie bereits erwähnt Lastprofile für elektrische und thermische Energie vorgegeben. Zudem waren Energiepreise zu definieren. Für einige Prozesse spielt auch das Temperaturniveau eine entscheidende Rolle, so dass Zeitreihen für die Vor- und Rücklauftemperatur eingebunden wurden (vgl. Abbildung 4). Für die Deckung der dargestellte Fernwärme- bzw. Dampflast von Erfurt ergeben sich mit dem Anlagenbestand die in Abbildung 5 gezeigten Jahresdauerlinien.

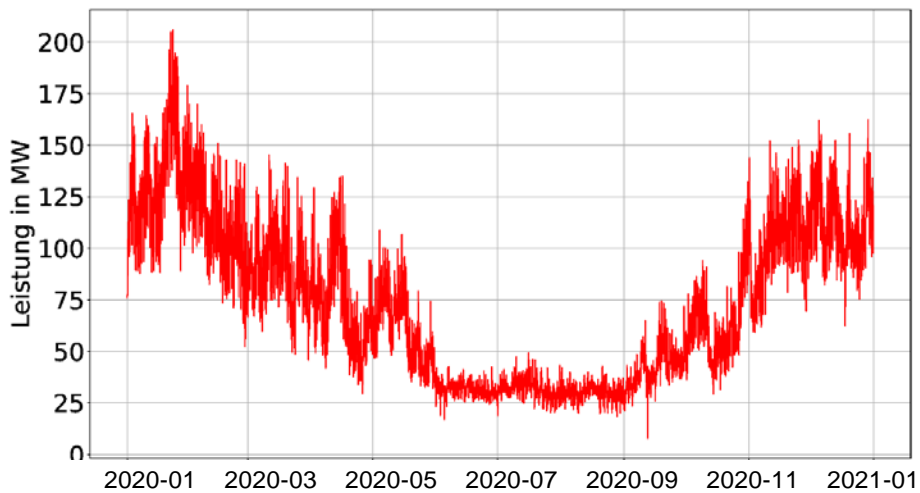


Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf der Heißwasserlast der Stadt Erfurt für das Jahr 2020

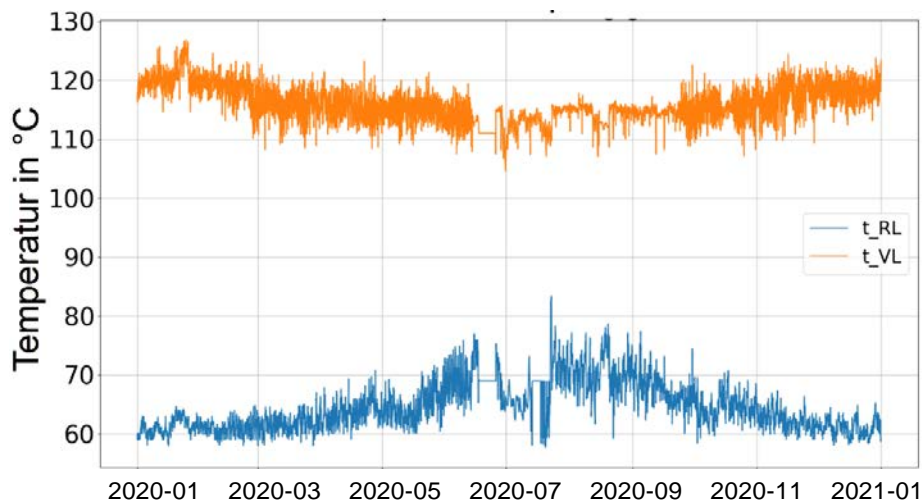


Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Heißwassernetz für das Jahr 2020

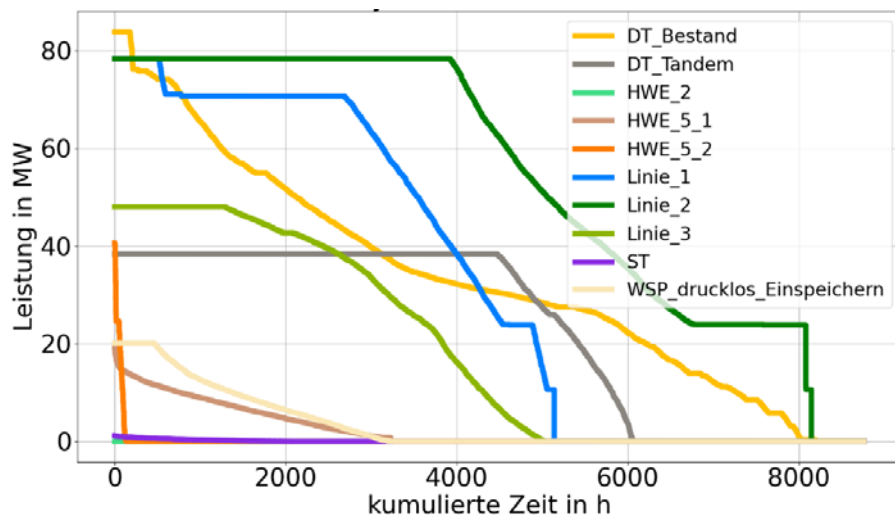


Abbildung 5: Jahresdauerlinien der thermischen Komponentenleistungen des Anlagenbestandes in 2020 mit den Abkürzungen für die Komponenten: Dampfturbinen (DT), Heißwassererzeugern (HWE), Linien bestehend aus Gasturbine (GT) und Abhitzeessel (AHK), Solarthermie (ST), Warmwasserspeicher (WSP)

#### 4. DEKARBONISIERUNGSPFADE BIS 2045

Untersucht wurden vier mögliche Dekarbonisierungspfade, die jeweils unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung der Dampf- und Heißwasserlast der Stadt Erfurt nutzen, die CO<sub>2</sub>-Budgets gem. Abbildung 1 einhalten und hinsichtlich ihrer Kosten minimiert wurden. Die Dekarbonisierungspfade beruhen ausgehend von dem heutigen Anlagenbestand auf einer schrittweisen Optimierung von Investitions- und Reinvestitionsvorhaben in 5-Jahresschritten von 2025 bis 2045. Die Dekarbonisierungspfade lassen sich kurz wie folgt charakterisieren:

1. **Geothermie-Pfad:** Die Stadtwerke Erfurt errichten in diesem Szenario bis 2030 eine tiefengeothermische Anlage mit bis zu 60 MW thermischer Leistung als künftige zentrale Komponente der Fernwärmeerzeugung.
2. **Wind-Pfad:** Die Stadtwerke Erfurt schließen bis 2025 einen Windpark mit einer Leistung von 41,2 MW über eine Direktleitung an ihr Betriebsgelände an und nutzen die elektrische Energie mittels Wärmepumpen bzw. Heizstäben zur Fernwärmeerzeugung.
3. **Wind-/Geothermie-Pfad:** Die Stadtwerke Erfurt verfolgen sowohl den Direktanschluss eines Windparks bis 2025 als auch die Errichtung von einer tiefengeothermischen Anlage bis 2030.
4. **Gas-Pfad:** Die Stadtwerke Erfurt setzen ab 2035 auf die ausreichende Verfügbarkeit von Grünem Gas um Linien und Gasturbinen zu betreiben; Windkraft und Tiefengeothermie werden als Optionen nicht zur Verfügung gestellt.

Allen vier Dekarbonisierungspfaden stehen weitere Optionen wie der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen, die Nutzung des lokalen Biomasse- bzw. Abwärmepotentials und die Errichtung von Photovoltaikanlagen oder Speichern zur Verfügung. Die Optimierung der Leistungen erfolgte zur Deckung eines vorgegebenen Lastgangs für jeden Zeitschnitt ohne die Berücksichtigung von vorzuhaltender Reserveleistungen für den Wartungs- bzw. Havariefall.

##### 4.1 Geothermie-Pfad

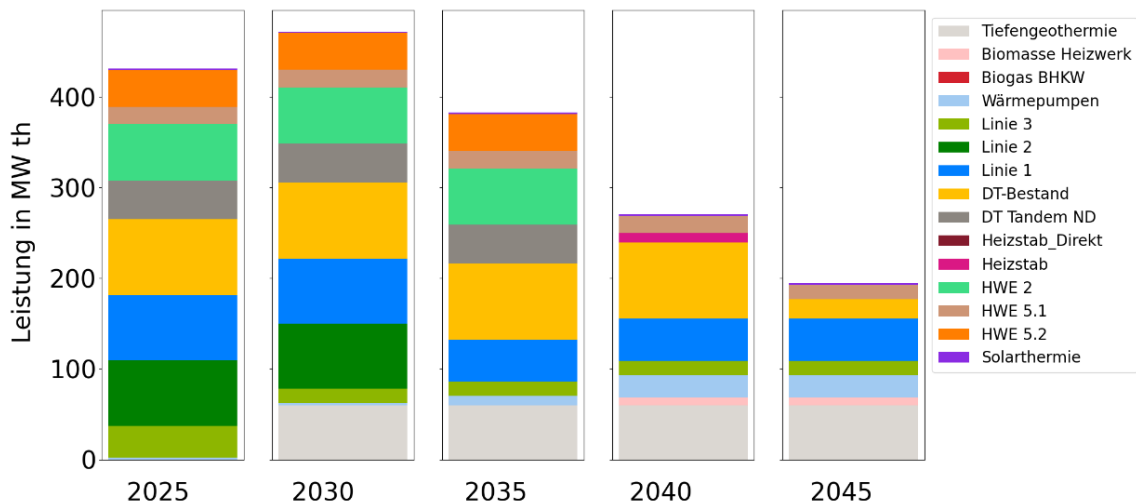


Abbildung 6: Geothermie-Pfad – Entwicklung der installierten Leistungen

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der installierten Leistungen. Die ab 2030 vorhandene Geothermie verdrängt ab 2035 Linie 2 und ab 2040 die Tandem-Dampfturbine sowie die Heißwassererzeuger 2 und 5.2. Ab 2035 wird die Biogaseinspeisung mit 9,8 MW gebaut. Ab 2040 erfolgt ein starker Ausbau der Wärmepumpen sowie die Nutzung von Biomasse.

Im Folgenden soll kurz auf das für die Klimaneutralität relevante Zieljahr 2045 eingegangen werden: Abbildung 7 zeigt die Jahresdauerlinien für den Geothermie-Pfad. Die Tiefengeothermie trägt mit über

6.500 Vollbenutzungsstunden – davon 4.500 bei Nennleistung – die Hauptlast der Fernwärmebereitstellung, in den Hauptlastzeiten ergänzt durch die mit grünem Gas betriebenen Linien 1 und 3 sowie die Wärmepumpen.

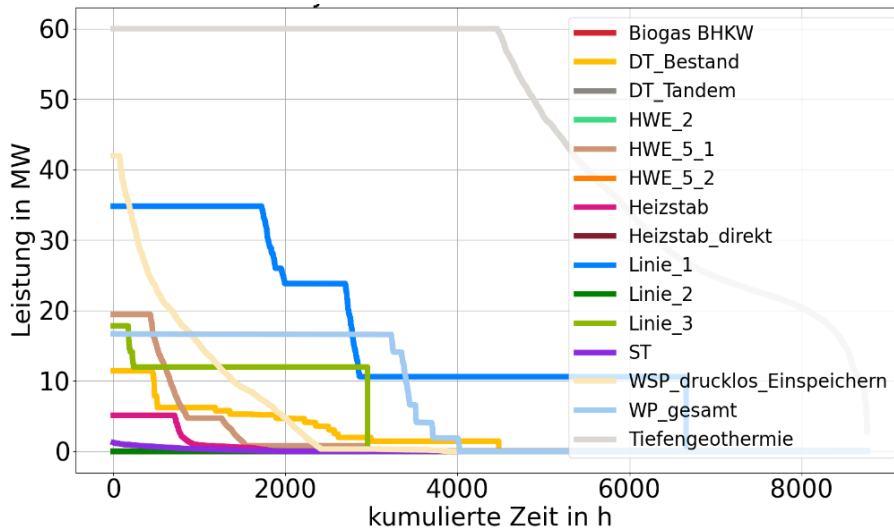


Abbildung 7: Geothermie-Pfad – Jahresdauerlinien für das Jahr 2045

#### 4.2 Wind-Pfad

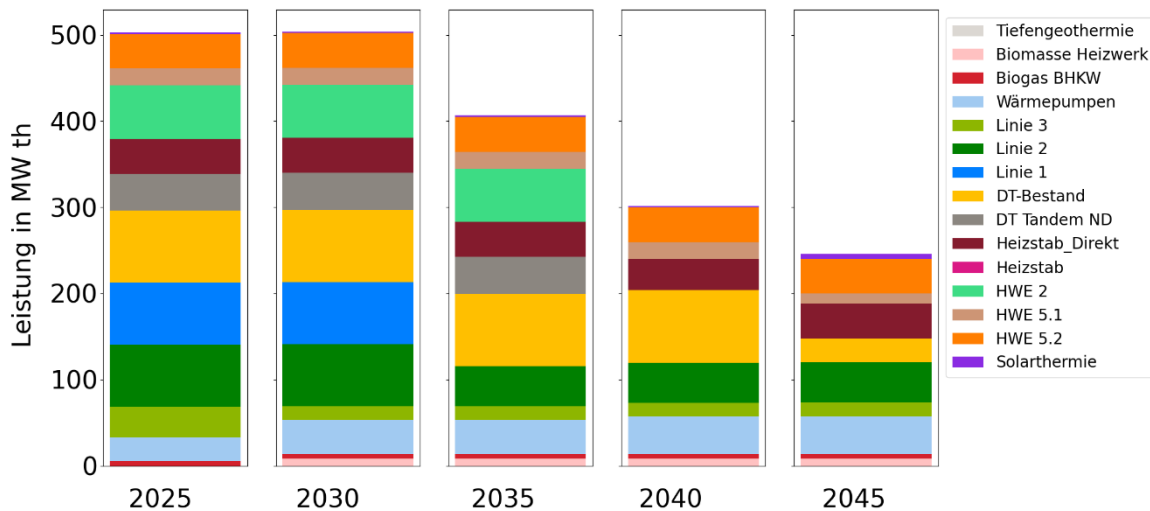


Abbildung 8: Wind-Pfad – Entwicklung der installierten Leistungen

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der installierten Leistungen. Die ab 2025 vorhandene Windkraft verdrängt über den Heizstab\_Direkt und die Wärmepumpe ab 2035 Linie 1, und ab 2040 den HWE 2. Ab 2030 erfolgt neben dem Ausbau der Wärmepumpen auch die Nutzung von Biomasse.

Im Folgenden soll kurz auf das für die Klimaneutralität relevante Zieljahr 2045 eingegangen werden: Abbildung 9 zeigt die Jahresdauerlinien für den Wind-Pfad. Die Windkraft trägt über den Heizstab\_direkt und einer anteiligen Wärmepumpenleistung von 18,6 MW<sub>th</sub> nur einen Teil der Fernwärmebereitstellung. Ergänzt wird sie durch die mit grünem Gas betriebenen Linien 2 und 3 sowie die Bestands-Dampfturbine. Der eingesetzte Wärmespeicher hat eine Kapazität von 520 MWh.



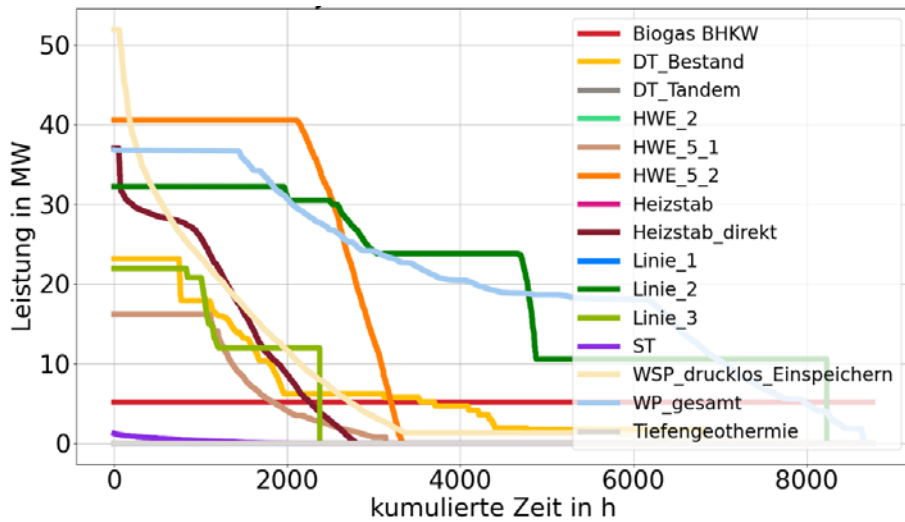


Abbildung 9: Wind-Pfad – Jahresdauerlinien für das Jahr 2045

### 4.3 Wind-/Geothermie-Pfad

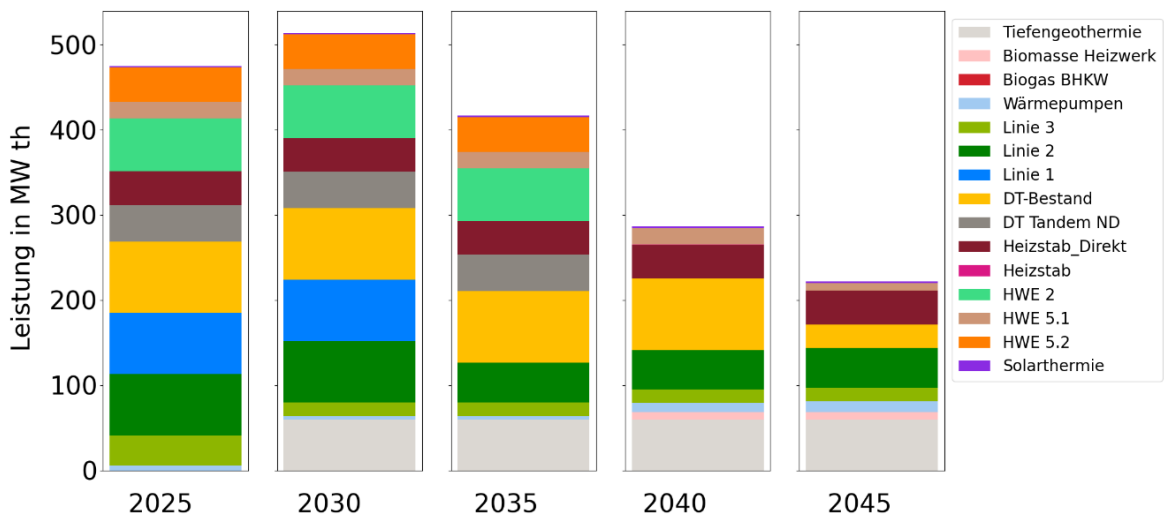


Abbildung 10: Wind-/Geothermie-Pfad – Entwicklung der installierten Leistungen

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der installierten Leistungen. Die ab 2030 vorhandene Geothermieleistung in Verbindung mit dem windstromgespeisten Heizstab\_Direkt verdrängt ab 2035 Linie 1 und ab 2040 die Tandem-Dampfturbine sowie die Heißwassererzeuger 2 und 5.2. Ab 2040 erfolgt nur ein minimaler Ausbau der Wärmepumpen sowie eine geringe Nutzung von Biomasse. Ab 2035 wird die Biogaseinspeisung mit 12,7 MW gebaut.

Im Folgenden soll kurz auf das für die Klimaneutralität relevante Zieljahr 2045 eingegangen werden: Abbildung 11 zeigt die Jahresdauerlinien für den Wind-/Geothermiepfad. Tiefengeothermie und Windkraft (über den Heizstab\_direkt) tragen einen Großteil der Fernwärmebereitstellung. Ergänzt werden sie durch die mit grünem Gas betriebenen Linien 2 und 3 sowie die Bestands-Dampfturbine. Ergänzend wurde für dieses Szenario die (n-1)-Sicherheit für das Jahr 2045 untersucht. Dabei wurde vom Ausfall des größten Erzeugers ausgegangen. Dies entspricht einer Havarie in der Tiefengeothermiestation und damit einer Halbierung der geothermischen Wärmeleistung auf 30 MW. Alle anderen Leistungen wurden festgehalten. Es konnte gezeigt werden, dass die fehlende Geothermieleistung durch einen stärkeren Einsatz von Linie 2 – sie kommt nun auf näherungsweise 4.000 Volllaststunden anstelle von 2.600 – und des Heißwassererzeugers 5.1 aufgefangen werden kann. Die (n-1)-Sicherheit ist also gegeben.

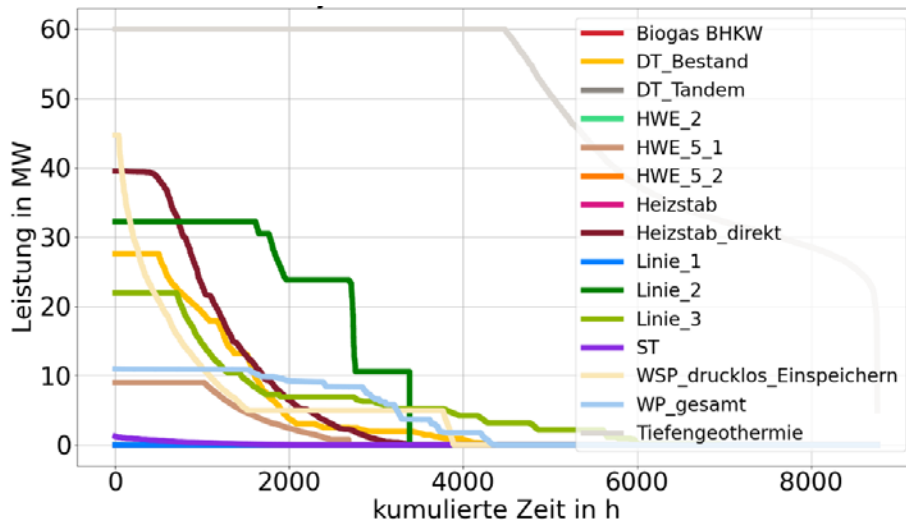


Abbildung 11: Wind-/Geothermie-Pfad – Jahresdauerlinien für das Jahr 2045

#### 4.4 Gas-Pfad

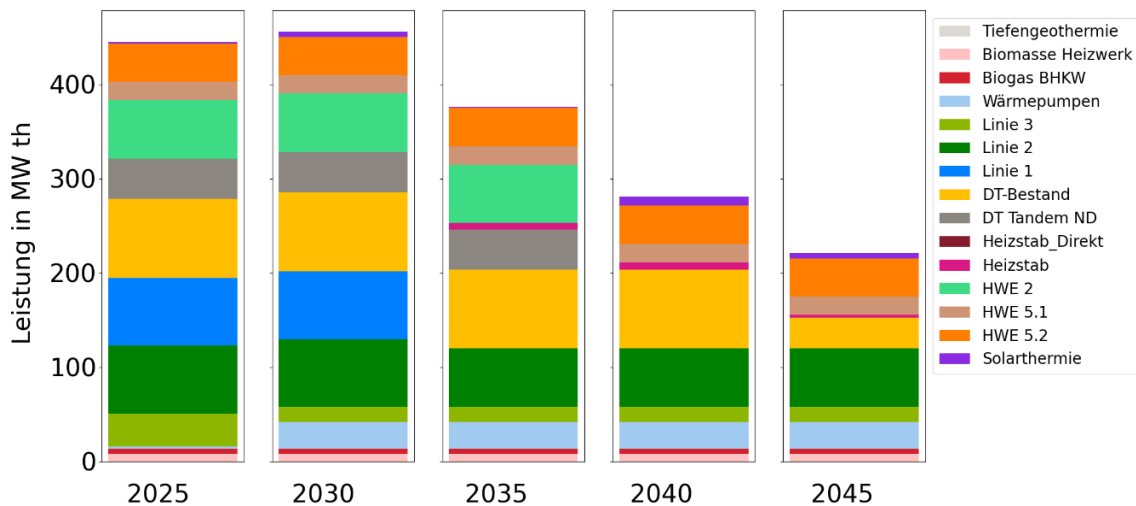


Abbildung 12: Gas-Pfad – Entwicklung der installierten Leistungen

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der installierten Leistungen. Sie ist gekennzeichnet durch ein Re-Invest in die Bestandstechnologien. Lediglich Linie 1 (2035), der Heißwassererzeuger 2 (2040) sowie die Tandem-Dampfturbine (2040) werden nicht ersetzt. Bereits 2025 erfolgt eine intensive Nutzung von Biomasse und 2030 ein starker Ausbau der Wärmepumpen. Biogaseinspeisung wird nicht genutzt.

Im Folgenden soll kurz auf das für die Klimaneutralität relevante Zieljahr 2045 eingegangen werden: Abbildung 13 zeigt die Jahresdauerlinien für den Gaspfad. Die mit grünem Gas betriebenen Linien 2 (5.000 Volllaststunden) und 3 (1.500 Volllaststunden) sowie die Bestands-Dampfturbine (2.000 Volllaststunden) und der Heißwassererzeuger 5.2 (3.000 Volllaststunden) dominieren die Erzeugung.

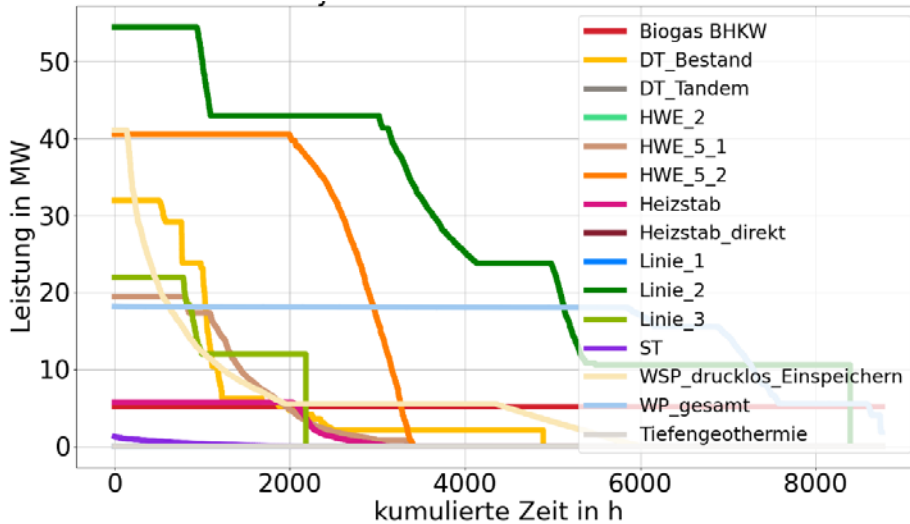


Abbildung 13: Gas-Pfad – Jahresdauerlinien für das Jahr 2045

### 4.5 Zusammenfassung

Im Ergebnis wird die Aufgabe, den Fernwärmebedarf Erfurts klimaneutral und kostenoptimal zu decken, seitens der vier Dekarbonisierungspfade durchaus unterschiedlich gelöst. Das vorhandene Fernwärmesystem ist dafür die entscheidende Voraussetzung. Dabei profitieren die Stadtwerke Erfurt in unterschiedlichem Maße von eigenen Dekarbonisierungsbemühungen durch Investitionen in emissionsfreie Technologien und der Dekarbonisierung der öffentlichen Stromversorgung bzw. der Verfügbarkeit von Grünen Gasen. Entsprechend unterschiedlich fallen die Abhängigkeiten der einzelnen Dekarbonisierungspfade von Strom- bzw. Gaspreis aus (vgl. Tabelle 1). Insbesondere hinsichtlich des Grünen Gases (Biomethan oder Wasserstoff) besteht nicht nur ein Risiko hinsichtlich des Preises, sondern auch eines hinsichtlich der generellen Verfügbarkeit auf den globalen Energiemärkten.

In allen vier Dekarbonisierungspfaden findet eine Diversifizierung der Wärmeerzeugung statt, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. Bioenergie und die Ab- bzw. Umgebungswärmenutzung mittels Wärmepumpen werden in alle Pfade eingesetzt. Aber erst der Einsatz von Geothermie und/oder windkraftgestützter Power-to-Heat-Technologien führt zu einer deutlichen Verringerung der Abhängigkeit von Brenngasen. Anhand überschlägiger Betrachtung konnten nur für den Wind-/Geothermiepfad sowie den Gaspfad der Ausfall der größten Erzeugereinheit durch die verbliebenen Aggregate ausgeglichen werden ((n-1)-Sicherheit).

Alle vier Dekarbonisierungspfade führen zu einem deutlichen Anstieg der Kosten im Vergleich zum Ist-Zustand. Am höchsten ist dieser beim Gaspfad, der technologisch durch die vorgenommenen Re-Investmaßnahmen in die Bestandstechnologien einem „weiter-so“-Szenario noch am nächsten kommt. Daraus lässt sich ein Förderbedarf ableiten, der sich in Investitions- und Betriebskosten unterscheidet.

Tabelle 1: Bewertungsmatrix für die vier Dekarbonisierungspfade

|                              | Geothermie | Wind   | Wind/Geothermie | Gas    |
|------------------------------|------------|--------|-----------------|--------|
| Abhängigkeit vom Strompreis  | gering     | gering | gering          | gering |
| Abhängigkeit vom Gaspreis    | mittel     | hoch   | gering          | hoch   |
| Geostrategische Abhängigkeit | mittel     | hoch   | gering          | hoch   |
| Diversifizierung             | mittel     | mittel | hoch            | gering |
| (n-1) Sicherheit             | nein       | nein   | ja              | ja     |
| Förderbedarf Investitionen   | mittel     | gering | mittel          | gering |
| Förderbedarf Betriebskosten  | mittel     | hoch   | mittel          | hoch   |

### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Open energy modeling framework. A modular open source framework to model energy supply systems. <https://oemof.org> (20.09.2022).
- [2] Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels <https://landesrecht.thueringen.de/bsth/document/jlr-KlimaSchGTHrahmen> (20.09.2022).
- [3] SWE Energie GmbH (Hg.): Technische Beschreibung der Erzeugeranlagen der SWE Energie GmbH. Erfurt (2017)
- [4] SWE Energie GmbH (Hg.): Technische Beschreibung des Fernwärmenetzes der SWE Energie GmbH. Erfurt (2017)

# TRANSFORMATIONSPFADE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN THÜRINGEN

Viktor Wesselak, Amélie Oberdorfer, Christoph Schmidt, Theresa Reinhardt, Laura Hofmann

Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

### Abstract

Energieszenarien werden eingesetzt, um die Auswirkungen politischer oder technologischer Entscheidungen bei der Transformation von Energiesystemen besser zu verstehen. Es handelt sich dabei um komplexe Berechnungen, die z.B. eine kosten- oder emissionsoptimale Konfiguration eines Energiesystems unter vorgegebenen Randbedingungen ermitteln. Aus ihnen lassen sich sowohl der Handlungsbedarf als auch die Gestaltungsfreiheit ableiten.

In diesem Beitrag wird ein Energiesystemmodell auf Basis von stündlichen Last-, Erzeugungs- und Preisprofilen für das Bundesland Thüringen vorgestellt. Das Energiesystem wurde in dem Open Source Framework oemof modelliert. Unter Berücksichtigung der lokalen Energiepotentiale, der Entwicklung der Energienachfrage und der Preise zeigen die Ergebnisse, wie die klimapolitischen Ziele des Landes Thüringen erreicht werden können und welche Transformationspfade entlang der Zeitachsen 2030, 2040 und 2050 möglich sind.

*Keywords: Energiesystem, Modellierung, oemof, Energieszenarien, Energiepolitik, Klimaneutralität, Sektorkopplung, Thüringen*

---

## 1. Aufgabenstellung

In Folge des Weltklimaabkommens von Paris, in welchem die Eindämmung der Erderwärmung vereinbart wurde, hat die Bundesregierung für Deutschland konkrete CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele festgelegt. Diese Ziele lassen sich auf Thüringen herunterbrechen, wobei sich der Freistaat selbst z.T. weitergehende Ziele in seinem Klimagesetz gesteckt hat: bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen Thüringens um 70 % gegenüber dem Jahr 1990 sinken, bis 2040 um 80 % und bis 2050 um 95 % [ThürKlimaG]. Zusätzlich ist festgelegt, dass 2030 der gesamte Endenergiebedarf zu 55 % von Erneuerbaren Energien gedeckt werden soll, ab dem Jahr 2040 bilanziell zu 100 %. Das bedeutet, dass fossile Energieträger nur dann genutzt werden dürfen, wenn zu einem anderen Zeitpunkt der gleiche Überschuss an Erneuerbaren Energien produziert wird. Im Jahr 2030 soll zudem der Strombedarf zu 80 % aus der Erzeugung erneuerbarer Energien gedeckt werden.

Wie ein solches, klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2050 für eine industrialisierte Region wie Thüringen aussehen kann, welche Technologien zur Verfügung stehen, um unseren Energiebedarf an Strom, Wärme und Mobilität zu decken, und schließlich, welche Schritt Politik und Gesellschaft dafür gehen müssen, darauf können Antworten von Energiesystemmodellen abgeleitet werden. Mit ihnen kann berechnet werden, welche erneuerbaren Energien mit welcher Leistung und welche Sektorkopplungstechnologien sowie Speicher benötigt werden, um unter Berücksichtigung der vorgegebenen Restriktionen das Energiesystem den Energiebedarf Thüringens kostenoptimal zu decken. Anhand der Modellergebnisse für unterschiedliche Zeitschnitte lassen sich wirtschaftliche Ausbaupfade (Transformationspfade) für jede Technologie ableiten.

## 2. Energiebedarf

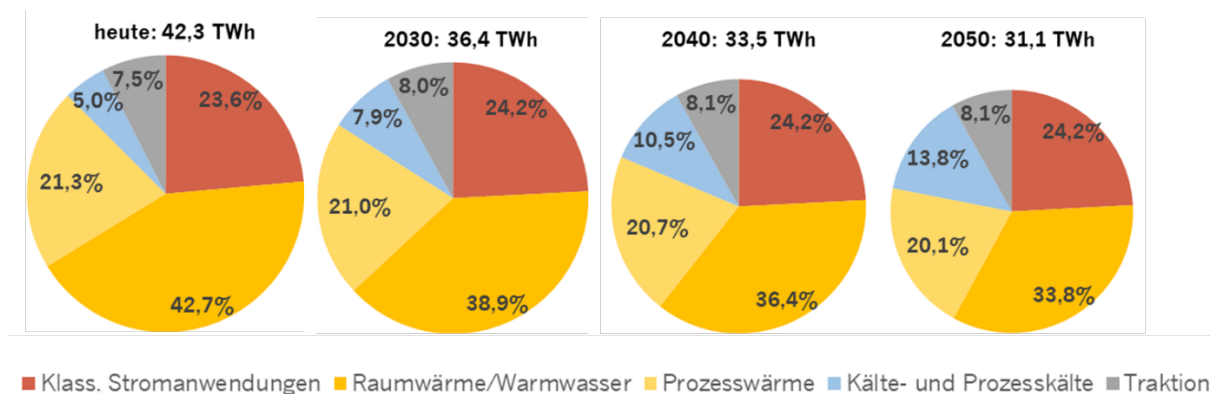
Zunächst stellt sich die Frage, wie sich der Energiebedarf Thüringens in Zukunft entwickeln wird. Dieser wird durch eine Reihe von Einflussfaktoren beeinflusst (vgl. Tabelle 1).

**Tabelle 1: Trends und ihre Auswirkungen auf den Nutz- bzw. Energiebedarf bis 2050**

| Trends                     | Nutzenergie |             |          | Endenergie |         |
|----------------------------|-------------|-------------|----------|------------|---------|
|                            | Strom       | Wärme/Kälte | Traktion | Strom      | Fossile |
| Demografischer Wandel      | ↘           | ↘           | ↘        | ↘          | ↘       |
| Klimawandel                | -           | ↑           | -        | ↑          | -       |
| Energieeffizienzrichtlinie | ↘           | ↘           | -        | ↘          | ↘       |
| Gebäudesanierungen         | -           | ↓           | -        | ↗          | ↓       |
| Güterverkehr               | -           | -           | ↑        | ↑          | ↗       |
| Power-to-Heat              | -           | -           | -        | ↑          | ↓       |
| Elektromobilität           | -           | -           | -        | ↑          | ↓       |

Der erste Trend ist der demographische Wandel. Sowohl Bevölkerungsrückgang als auch Anstieg des Altersdurchschnitts sorgen für einen Rückgang der Privathaushalte und damit einhergehend des allgemeinen Energiebedarfs. Demgegenüber steht der Faktor Klimawandel. Aufgrund der höheren Durchschnittstemperatur wird sich der Klimatisierungsbedarf und infolgedessen der Strombedarf erhöhen. Energieeffizienzrichtlinien sorgen generell für einen geringeren Energiebedarf. Gebäudesanierung verringert vor allem den Wärmebedarf. Dieser wird zukünftig vermehrt durch Wärmepumpen bereitgestellt, welche als PtH-Technologie allerdings einen höheren Strombedarf bedingen. Der Strombedarf steigt auch aufgrund des Anstiegs der Elektromobilität. Der Transport von Gütern wird auch in Zukunft zuehmen. Alles in allem führt dies zu einem geringeren Endenergiebedarf, wobei der Strombedarf den größten Anteil ausmachen wird - bei signifikant sinkender Energiebereitstellung aus fossilen Quellen.

Mit Hilfe der soeben aufgeführten Trends kann nun eine Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs vorgenommen werden.



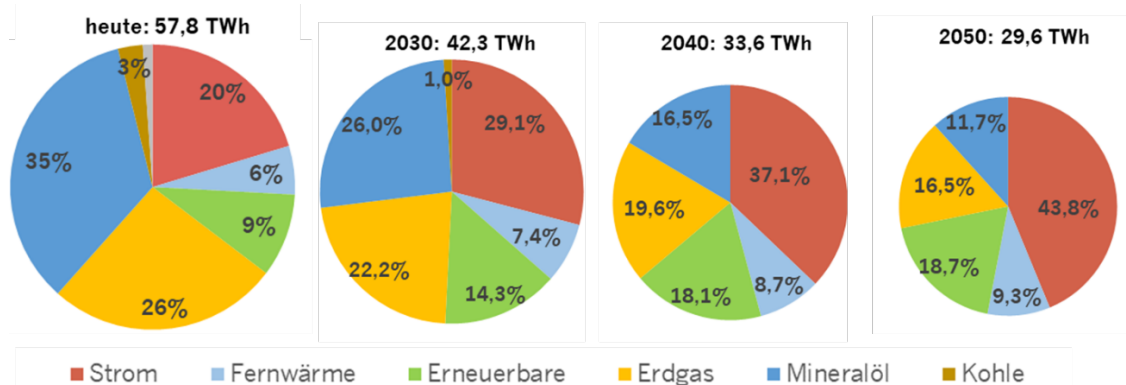
**Abbildung 1: Aufteilung des Nutzenergiebedarfs in Thüringen 2020 bis 2050 nach Kategorien**

Der Nutzenergiebedarf (Abbildung 1) verändert sich auf den ersten Blick kaum: von derzeit etwas mehr als 40 TWh sinkt der Nutzenergiebedarf bis 2050 um etwa ein Viertel. Treiber sind dabei der demografische Wandel sowie die vielfältigen Energieeffizienzmaßnahmen. Die Anteile von klassischen Stromanwendungen, Prozesswärme und Traktion bleiben annähernd erhalten. Allerdings geht durch erfolgte Gebäudesanierungsmaßnahmen der Anteil des Raumwärmebedarfs deutlich zurück, während gleichzeitig der Klimatisierungsbedarf ansteigt.

Ein gänzlich anderes Bild zeigt sich beim Endenergiebedarf (Abbildung 2). Hier hat sich der Stromanteil von derzeit 20 Prozent auf 43,8 Prozent mehr als verdoppelt bei leicht ansteigender absoluter Energiemenge. Entsprechend stark gehen die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas zurück. Während Erdgas auch 2050 noch in industriellen Prozessen und im geringeren Maße auch zur Gebäudeheizung eine Rolle spielt, liegt das Einsatzgebiet der Mineralöle fast ausschließlich im noch nicht elektrifizierten

## 29. Energie-Symposium

Anteil des Verkehrssektors. Stein- und Braunkohle spielen bereits 2040 aufgrund des für 2038 vereinbarten Kohleausstiegs keine Rolle mehr. Der Endenergieträger „Erneuerbare“ wird durch feste Biomasse in Form von Brennholz und Holzpellets dominiert, gefolgt von Solar- und Geothermie.



**Abbildung 2: Aufteilung des Endenergiebedarfs in Thüringen 2020 bis 2050 nach Kategorien**

Die flüssigen bzw. gasförmigen Kohlenwasserstoffe, die auch 2050 noch benötigt werden, müssen nicht zwangsläufig fossilen Ursprungs sein. Power-to-X Technologien können klimaneutrale Kraftstoffe (Power-to-Liquid) oder Brenngase (Power-to-Gas) zur Verfügung stellen.

Man erkennt auch, dass 2050 nur 29,6 TWh Endenergie eingesetzt werden müssen, um 31,1 TWh Nutzenergie bereitzustellen. Dieses an sich paradoxe Verhältnis resultiert aus der starken Einbindung von Erd- oder Umgebungswärme mittels Power-to-Heat Technologien, insbesondere durch Wärmepumpen. Erd- oder Umgebungswärme wird in der Endenergiestatistik aber nicht mitbilanziert.

### 3. Energiesystemmodell

Wie wird der Endenergiebedarf nun am besten gedeckt? Um diese Frage zu beantworten, wurde ein Modell des Energiesystems Thüringen erzeugt. Energiesystemmodelle sind Rechenprogramme, die ermitteln, wie ein vorgegebener Energieverbrauch zu jedem Zeitpunkt durch unterschiedliche Erzeugungs-, Speicher- und Sektorkopplungstechnologien gedeckt werden kann. Sowohl Energieverbräuche, Erzeugungsverläufe als auch Preise müssen dafür in zeitlicher Auflösung (hier 1 Stunde) vorliegen. Das Energiesystem kann hinsichtlich eines vorgebbaren Kriteriums optimiert werden. Dies können z.B. minimale Kosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionen sein.

Das Energiesystemmodell Thüringen wurde mit der Simulationsumgebung *oemof* modelliert [oemof2021]. Das Akronym *oemof* steht für open energy modelling framework und ist eine in Python implementierte open-source Simulationsumgebung für Energiesysteme. *Oemof* ist objektorientiert und setzt auf das Framework *pyomo* auf. *Pyomo* erzeugt eine Datei für die lineare Programmierung, die die vom Solver zu lösende Zielfunktion und die Nebenbedingungen enthält. Das Modell wurde mit dem Open-Source Solver *cbc* optimiert. Das *oemof*-Package *solph* stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung, welches blockweise aufgebaut ist. Das Energiesystem setzt sich aus Quellen, Senken, Speichern, Umwandlungsstellen und Verbindungsleitungen zwischen diesen zusammen. Abbildung 3 zeigt ein Schema des den Berechnungen zugrundeliegenden Energiesystemmodells.

Die Nutzenergiebedarfe werden sektoral über angepasste Standardlastprofile abgebildet. Die Strom- und Prozesswärmebedarfe haben einen wochentagsabhängigen Verlauf, während die Raumwärmebedarfe von der Außentemperatur und den Jahreszeiten abhängen. Die Nutzenergie wird von Wandlern bereitgestellt, die wiederum einen Endenergiebedarf verursachen. Dieser wird nach Energieträgern zusammengefasst, sodass daraus Summenlastgänge für Strom, Fernwärme, Wasserstoff, Gas oder Kraftstoffe entstehen (rechts in Abb. 3).





Ferner können über die Thüringer Landgrenzen hinaus Strom, Gas, Öl, Kohle usw. importiert (links in Abb. 3) und teilweise auch exportiert (rechts oben) werden. Dazu sind Preise für die fossilen Energieträger hinterlegt. Für Strom wird sich einer zeitlich aufgelösten Preiszeitreihe bedient, welche mit den Thüringer Photovoltaik- und Windeinspeisungsprofilen korreliert ist. Auch werden Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

Dem Energiesystemmodell Thüringen stehen folgende Erneuerbare Energiequellen zur Verfügung (mitte links): Für die Biomasse wurde getrennt nach Holz und Substrat ein maximales Potential festgelegt. Dieses stellt die Obergrenze dessen dar, was dem Energiesystem an Biomasse zugeführt werden kann. Für Windkraft, Photovoltaik Dachanlagen, Photovoltaik Freiflächenanlagen, Wasserkraft und Solarthermie werden für Thüringen typische Einspeiseprofile verwendet und ebenfalls Potentialgrenzen hinterlegt. Dabei wurden für die vier Planungsregionen unterschiedliche Einspeiseprofile für Wind- und Photovoltaikanlagen hinterlegt.

Das Energiesystemmodell kann auf unterschiedliche Speichertechnologien zurückgreifen (mitte rechts): Elektrische Energie kann in elektrochemischen Energiespeichern und Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden. Für Erdgas und Wasserstoff bieten sich in Thüringen unterirdische Kavernen als Speicher an. Der modellierte Wärmespeicher fasst dezentrale sensible Wärmespeicher in den einzelnen Nah- und Fernwärmenetzen zusammen.

Weiterhin stehen dem Energiesystem Thüringen unterschiedliche Energiewandler zur Verfügung. Mit ihrer Hilfe kann Energie von einer Form in eine andere umgewandelt werden. Im Modell bedeutet das, dass ein Wandler das Bindeglied zwischen zwei Bussen ist. So kann beispielsweise im Elektrodenheizkessel die elektrische Energie des Strombusses in thermische Energie für den Fernwärmebus umgewandelt und damit der Elektrizitätssektor mit dem Wärmesektor gekoppelt werden. Wandler wie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) oder Blockheizkraftwerke (BHKW) produzieren über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichzeitig Strom und Wärme.

Alle Elemente des Energiesystemmodells aus Abbildung 3 die einen geschlossenen Rahmen aufweisen, unterliegen der Optimierung. Elemente mit einem unterbrochenen Rahmen sind in ihrer Leistung bzw. Kapazität dem Modell fest vorgegeben.

Schließlich fließen in das Modell verschiedene Parameter ein: Capex- und Opex-Kosten für jede Technologie, Wirkungsgrade und Lebensdauern. Diese Daten wurden hauptsächlich der dena-Leitstudie entnommen, wo diese Parameter für ganz Deutschland bestimmt wurden [dena2018]. Darüber hinaus werden je Technologie regionale Energiepotentiale als Obergrenze vorgegeben, die ggf. noch durch politische Vorgaben eingeschränkt sind, wie die Windkraft auf 1% der Landesfläche. Weitere Restriktionen ergeben sich aus dem Thüringer Klimagesetzes für die Reduktionen der Treibhausgasemissionen: so dürfen 2030 noch maximal 9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente emittiert werden, 2040 noch 6 und 2050 nur noch 1,5 bzw. 0 Mio. t. Zusätzlich wurden die ebenfalls im Thüringer Klimagesetz festgelegten Ausbauziele Thüringens abgebildet.

### 4. Energieszenarien

Modelliert wurden zwei Szenarien: Das *Basisszenario B* orientiert sich an den in Tabelle 1 dargestellten gesellschaftlichen und technologischen Trends. Es ist ein technologisch eher konservatives Szenario, das davon ausgeht, dass Veränderungen zugunsten des Klimaschutzes sich nur langsam durchsetzen. Das betrifft sowohl die Sanierungsrate von Wohn- und Gewerbebauten, die Nutzung von Sektorkopplungstechnologien im Bereich der Raumwärme oder die Bereitstellung von Prozesswärme. Im Mobilitätsbereich wird die batteriebasierte Elektromobilität schrittweise ausgebaut, Wasserstoff spielt keine Rolle. Aufgrund der langsamen Substitution von Öl- und Gasbrennern sowie Verbrennungsmotoren verbleibt in diesem Szenario auch im Jahr 2050 noch ein Bedarf an kohlenstoffbasierten Brenngasen und Kraftstoffen von knapp 30 Prozent. Der dem Basisszenario zugrundeliegende Nutz- und Endenergiebedarf wurde in den Abbildungen 1 und 2 vorgestellt. Demgegenüber ist das *Innovative Szenario A* von

einer hohen Bereitschaft geprägt, innovative Technologien im Sektorkopplungs- und Umwandlungsbereich einzusetzen. Eine höhere Sanierungsrate führt zu einem geringeren Raumwärmebedarf, allerdings nimmt der Strombedarf durch Gebäudeautomation und -klimatisierung zu. Im Verkehrsbereich werden neben batterieelektrischen Fahrzeugen auch wasserstoffelektrische Antrieb sowohl im Straßen- als auch Schienenverkehr eingesetzt. In beiden Szenarien beträgt der CO<sub>2</sub>-Preis für 2030 rund 80 €/tCO<sub>2</sub>, für 2040 110 €/tCO<sub>2</sub> und für 2050 120 €/tCO<sub>2</sub>.

### 5. Ergebnisse

Jede einzelne Szenarienrechnung stellt den Ausbau des Energiesystems Thüringen zu einem bestimmten Zeitschnitt dar. Anhand dieser Ergebnisse lassen sich nun Transformationspfade ableiten, indem die Entwicklung bestimmter Aspekte des Energiesystems über der Zeit betrachtet wird.

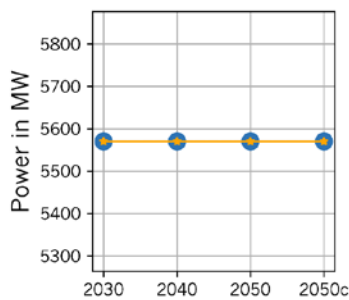


Abb. 4: Windkraft

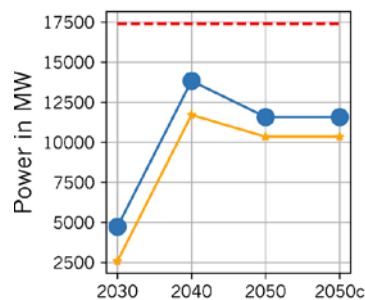


Abb. 5: Freifeld-Photovoltaik

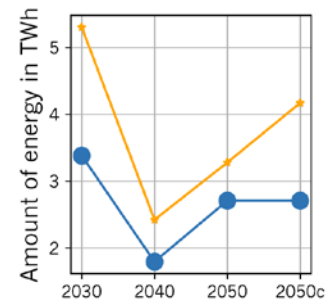


Abb. 6: Stromimport

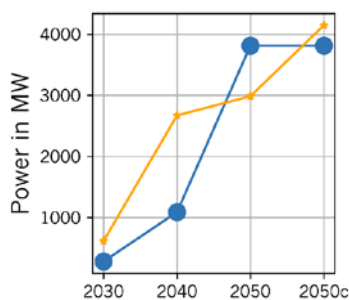


Abb. 7: Elektrodenheizkessel

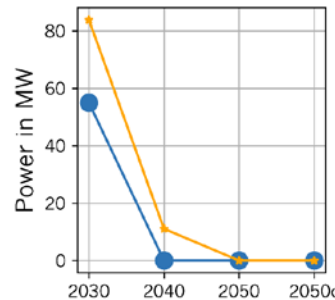


Abb. 8: Wärmepumpen

--- Potential limit  
 ● Scenario B (conservative)  
 ● Scenario A (innovative)

Zunächst soll die Entwicklung der Windkraft betrachtet werden (Abb.4). Auf der y-Achse ist die installierte Leistung über der Zeit aufgetragen. Der Zeitschnitt 2050c steht hierbei für ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2050, also 100% CO<sub>2</sub>-Reduktion gegenüber 95% bei dem Eintrag für 2050. Bei der Windkraft liegen das Basisszenario B in blau und das innovative Szenario A in orange beide auf der (in rot gestrichelten) Potentialgrenze, was bedeutet, dass bereits 2030 das volle Windkraftpotential ausgeschöpft wird.

Auch die Photovoltaik (Abb.5) benötigt einen hohen Zubau, der allerdings erst 2040 sein Maximum erreicht. Hier greift das Ausbauziel des Thüringer Klimagesetzes, das eine bilanzielle Deckung des gesamten Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien fordert. Die hohe PV-Leistung in 2040 hat zur Folge, dass die Stromimporte (Abb.6) sowie der Stromaustausch mit dem überlagerten Netz insgesamt (nicht dargestellt) abnimmt. Beim innovativen Szenario A wird, verglichen mit dem konservativen Szenario B, weniger PV benötigt und stattdessen mehr bedarfsgerechter Strom importiert.

Als Sektorkopplungstechnologie werden insbesondere Elektrodenheizkessel (Abb.7) immer mehr genutzt und verdrängen aufgrund der niedrigeren Investitionskosten großtechnische Wärmepumpen (Abb.8) bis 2050.

Bei der Nutzung von Bioenergien zeichnet sich ein komplexeres Bild, das in Abbildung 9 nur für das Basisszenario B dargestellt wurde. Man erkennt, dass sowohl die elektrische Leistung der Biogas-BHKWs (blau) als auch der in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen GuDs (lila) über der Zeit abnimmt. Gleichzeitig steigen die Leistungen der Biogaseinspeisung aus bestehenden und neuen Anlagen (in beiden Grüntönen) sowie die Kapazität des Gasspeichers (orange), die als einzige auf die Sekundärachse rechts bezogen ist. Im Jahr 2050 findet kein (2050c) bzw. nur ein geringer (2050) Import von fossilem Gas statt, so dass der Gasspeicher für aus Biogas aufbereitetes Biomethan genutzt wird und nicht mehr für fossiles Gas. Es zeichnet sich also eine Nutzungsänderung von Biogas ab, weg von der reinen Strom- und Wärmeproduktion hin zu einer Substitution von Erdgas.

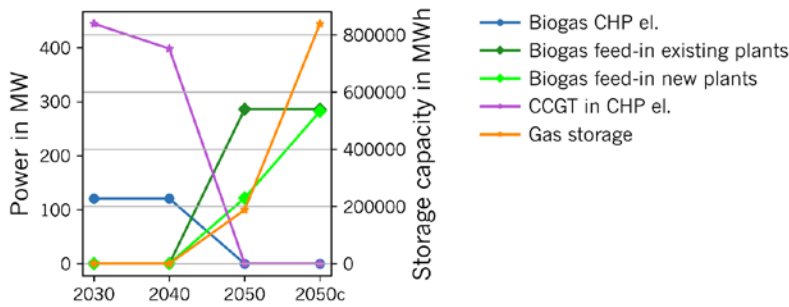


Abb. 9: Bioenergien

In den folgenden Abbildungen wird auf die Speichertechnologien eingegangen. Zum einen werden Stromspeicher in Form von Natriumbatteriespeichern (Abb.10) benötigt. An Pumpspeichern wird nur die bereits vorhandene Kapazität genutzt (nicht dargestellt). Der Bedarf an Wärmespeichern (Abb.11) steigt mit der verstärkten Nutzung von PtH-Technologien. Der Anstieg der Gasspeicherkapazitäten (Abb.12) wurde bereits im Zusammenhang mit der Biomethanproduktion thematisiert. Wasserstoffspeicher (Abb.13) werden nur im innovativen Szenario A für das Jahr 2050 benötigt, da hier von einem Anteil wasserstoffbasierter Mobilität ausgegangen wird.

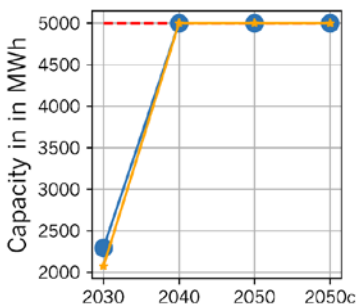


Abb. 10: Batteriespeicher

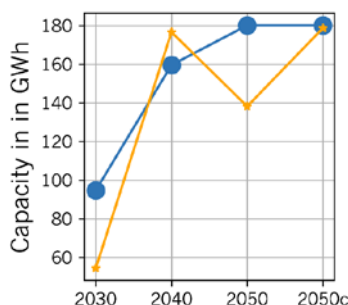


Abb. 11: Wärmespeicher

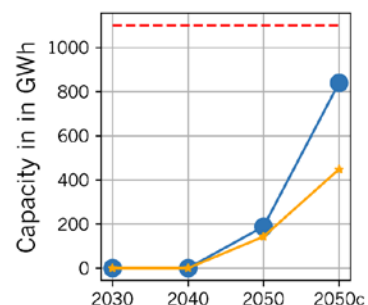


Abb. 12: Gasspeicher

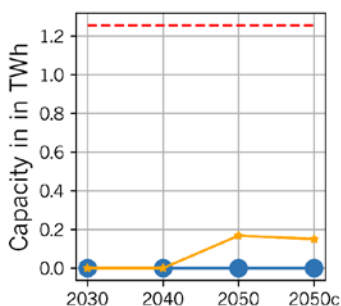


Abb. 13: Wasserstoffspeicher

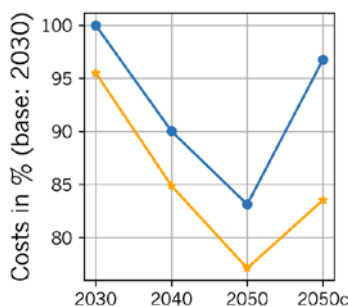


Abb. 14: Gesamtkosten

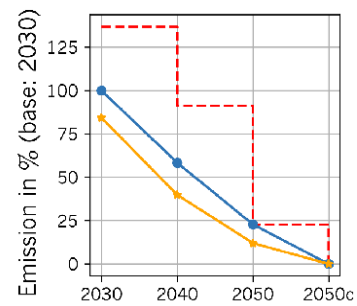


Abb. 15: Emissionen

Schließlich sollen noch Kosten und Emissionen verglichen werden: In Abbildung 14 sind die relativen, d.h. auf die Kosten des Basisszenarios B im Jahr 2030 bezogenen Gesamtkosten zu sehen. Man erkennt, dass mit fortschreitender Transformation des Energiesystems die Kosten abnehmen. Lediglich im klimaneutralen Szenario 2050c ist ein Anstieg zu beobachten, der allerdings nicht über den Wert für

2030 führt. Das innovative Szenario A ist günstiger als das konservative, da einerseits ein geringerer Endenergiebedarf zu decken ist und andererseits von einem stärkeren Einsatz von PtX-Technologien zur Deckung des Nutzenergiebedarfs ausgegangen wird.

Auch die in Abbildung 15 dargestellten Emissionen sind auf das Basisszenario 2030 bezogen. Ebenfalls eingezeichnet sind die noch zur Verfügung stehenden Treibhausgasbudgets. Man erkennt, dass die starken Ausbauziele Thüringens bezüglich der Erneuerbaren Energien in 2030 und 2040 bereits für eine Einhaltung der Klimaziele sorgen.

### 6. Zusammenfassung

Hinsichtlich der Transformation des Energiesystems Thüringen lässt sich festhalten: Bestimmte Technologien werden sofort und mit hoher Leistung benötigt, wie Windkraft, Photovoltaik und Stromspeicher. Andere Technologien müssen kontinuierlich ausgebaut werden, dazu zählen Elektrodenheizkessel, Wärme- und Gasspeicher. Bestimmte Technologien erfahren eine Nutzungsänderung wie das Biogas, das nicht mehr zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt, sondern zur Einspeisung in das Erdgasnetz aufgearbeitet wird. Nicht genutzte Technologien sind Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz, PtL-Verfahren oder die Methanisierung auf Basis von Wasserstoff.

Die Preise für die Bereitstellung der Endenergie verbleiben auf einem vergleichbaren Niveau. Der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien verbunden mit Energieeffizienzmaßnahmen sorgen 2030 und 2040 für die Einhaltung der klimapolitischen Randbedingungen. Folgt die Entwicklung dem innovativen Szenario, sinken sowohl Kosten als auch Emissionen.

Es wurden weitere Szenarien berechnet, die die Auswirkungen eines anderen CO<sub>2</sub>-Preises beleuchten, ein höheres Windkraftpotenzial einbeziehen, sowie Sensitivitätsrechnungen zur Energieautarkie, Solarthermie und Stromspeichern. Sie werden demnächst veröffentlicht [inRET2021].

### Danksagung

Dieses Papier basiert auf dem Forschungsprojekt zur Energiesystemmodellierung Thüringens, gefördert durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, als Teilprojekt im Rahmen des Projekts "ZO.RRO -Zero Carbon Cross Energy System", gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4080A. Für den Inhalt dieser Publikation sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

### Referenzen

- [dena2018] Deutsche Energieagentur (Hg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Berlin, 2018.
- [oemof2021] Open energy modeling framework. A modular open source framework to model energy supply systems. <https://oemof.org> (03.04.2021).
- [ThürKlimaG] Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels <https://landesrecht.thueringen.de/perma?d=jlr-KlimaSchGTHpP14> (03.04.2021).
- [inRET2021] Institut für Regenerative Energietechnik (Hg.): So geht's. Wie Thüringen bis 2050 klimaneutral wird – die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung. Nordhausen. 2021 ISBN 978-3-940820-18-1 (in Druck)

### ZUKUNFT GESTALTEN MIT WASSERSTOFF – DAS HYSTARTER PROGRAMM NEUBRANDENBURG/MECKLENBURGISCHE SEENPLATTE

*Christian Wolff<sup>1</sup>, Benjamin Bendin<sup>1</sup>, & HyStarter NB/MSE Akteure*

<sup>1</sup> Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg, Friedrich-Engels-Ring 53, 17033 Neubrandenburg  
(dr.christian.wolff@neubrandenburg.de)

#### **ABSTRACT**

Der Landkreis Mecklenburgische Seenplatte mit der Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg als Oberzentrum ist mit rund 280.000 Einwohner der flächenmäßig größte Landkreis Deutschlands. Hier ist man stets am oder auf dem Wasser unterwegs. Die prächtige Seenlandschaft der Region, mit über 1000 Seen, ist stark vom Tourismus sowie verschiedenen mittelständischen Unternehmen geprägt. Auf Grund seiner großflächigen flachen Landschaftsstrukturen ist der Landkreis bereits seit Jahrzehnten ein wichtiger nationaler Erzeugungsstandort für erneuerbare Energien, sowohl aus Windkraft als auch aus Sonnen- und Bioenergie. Wasserstoff kann einen wesentlichen Beitrag für die ambitionierten Klimaschutzbemühungen der Region und die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen leisten. Dadurch wird Wasserstoff zum zentralen Punkt und zum verbindenden Element zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität in der Region und dem Norden Deutschlands sowie mit der Metropolregion Berlin/Brandenburg.

#### **WASSERSTOFFTECHNOLOGIE IN DER REGION RUND UM NEUBRANDENBURG**

Der Klimawandel mit einhergehenden Einsparungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Suche nach geopolitisch unabhängigen Energieträgern sind die treibenden Kräfte einer umfassenden Energiewende in Deutschland. Dabei soll der Anteil nicht erneuerbarer Energieträger auf ein Minimum reduziert werden. Da erneuerbare Energieträger jedoch Eigenschaften aufweisen, die eine weniger flexible Anwendung erlauben, unter anderem die Wetterabhängigkeit der Erzeugung oder Erschwernisse bei Transport und Lagerung, sind Anpassungen notwendig, um die Wirtschaft auf eine erneuerbare Basis zu stellen. Die Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg und der Landkreis Mecklenburgische Seenplatte wollen zusammen im Rahmen des HyStarter Projektes ermitteln, wie die Wasserstofftechnologie in unserer Region gewinnbringend eingesetzt werden kann.

**Was ist HyStarter?** HyStarter ist die erste Stufe des vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr geförderten Programms HyLand. Der Wettbewerb motiviert Akteure in allen Regionen Deutschlands, Konzepte mit Wasserstoffbezug zu initiieren, zu planen und umzusetzen. Die Regionen werden bei der Erstellung von regional integrierten Konzepten zur Einführung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Brennstoffzellentechnologie unterstützt und begleitet. Innerhalb von zwölf Monaten entwickelt jede HyStarter-Region ein regionales wasserstoffbasiertes Zielszenario für das Jahr 2030 sowie eines Aktionsplanes der nächsten Schritte zur Erreichung der Vision.

Im HyStarter Programm Neubrandenburg/Mecklenburgische Seenplatte sind aktuell über 50 Akteure aus den Bereichen: I. Industrie; II. Verkehr; III. Gebäudesektor und IV. Energiegewinnung. Dabei hat letzteres aufgrund der natürlichen Gegebenheiten des Landkreises das womöglich größtmögliche Potential. Die flache windexponierte Landschaft in Kombination mit dünn besiedeltem Lebensraum (<50 Einwohner/km<sup>2</sup>) stellt für die Erzeugung erneuerbarer Energien ein attraktives und wertschöpfendes Gebiet dar. Alleine 2021 waren im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte regenerative Anlagen mit einer Nennleistung von 2,1 GWh installiert. Das ambitionierte Ziel des HyStarter Programmes ist die

Einbindung des Energieträgers Wasserstoff für lokale und regionale Verbraucher, aber auch als Lieferant auf nationaler Ebene. Aufgrund seiner geographischen Nähe, kommt die Metropolregion Berlin, als größter Abnehmer hier einer Schlüsselrolle.

Auch der Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung bietet enorme Potentiale für den Landkreis. In der Stadt Neubrandenburg sowie im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte gibt es hoch leistungsfähige Gasinfrastrukturen, die auch für Wasserstoff genutzt werden können. Neue nationale Nord-Süd Gastrassen durchlaufen den Landkreis und könnten als Schnittstellen für Produzenten aber auch Abnehmer dienen.

Aufgrund der dünnbesiedelte Struktur des Landkreises bietet sich ein elektrischer Antrieb nicht immer an. Insbesondere beim Schwerlastverkehr fällt aufgrund des hohen Gewichtes ein hoher Energieverbrauch an. Dementsprechend würde verhältnismäßig viel Strom benötigt, um die erforderlichen Reichweiten abbilden zu können. Mit einer **Brennstoffzelle** lassen sich diese Probleme umgehen. Weiterhin werden im Rahmen des HyStarter erste Bemühungen unternommen, Wasserstoff für den Schienenverkehr im Landkreis zu etablieren.

Zusammen lässt sich die H<sub>2</sub>-Mission Neubrandenburgs & des Landkreises Mecklenburgische Seenplatte für das Jahr 2030 in folgenden Schwerpunkten zusammenfassen.

- Aufbau einer landkreisweiten Wasserstoffinfrastruktur mit autarken Energielösungen
- Grüne Wasserstoffproduktion aus bestehenden lokalen Wind-& Solarparks
- im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte Schaffung von grünen Gewerbe- & Wohngebieten
- Wasserstofferzeugung für lokale und regionale Mobilität im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte
- Wasserstoff & Tourismus; Impulse für die Binnenschifffahrt in der Seenlandschaft

Mehr Informationen unter <https://www.hy.land/hystarter-ii-region-neubrandenburg/>



**Abbildung 1: H<sub>2</sub>-Mission des HyStarter Programmes Neubrandenburg/Mecklenburgische Seenplatte**

### DER EINFLUSS DES SCHIFFSROLLENS AUF DIE EFFIZIENZ VON PV-MODULEN

*Wojciech Zeńczak, Zbigniew Zapalowicz*

West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Faculty of Maritime Technology and Transport,  
Department of Safety and Energy Engineering, Al. Piastów41, PL 71-065 Szczecin, Poland,  
wojciech.zenczak@zut.edu.pl, zbigniew.zapalowicz@zut.edu.pl

#### ABSTRACT

Die aktuellen Ziele der Internationalen Maritime Organisation (IMO) sehen eine Senkung der Treibhausgasemissionen von Schiffen (THG) um die Hälfte bis 2050 vor. Um dies zu erreichen, ist es notwendig neue Technologien, auch CCS (Carbon Capture and Storage) an Bord, und alternative Kraftstoffe einzusetzen. Dabei spielen auch Technologien auf Basis der erneuerbaren Energiequellen, darunter Photovoltaikanlagen, eine wichtige Rolle. Beim Schiffsrollen ändert sich der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen, was zu erheblichen Änderungen der von den PV-Modulen erzeugten Leistung führt. Das Referat stellt ausgewählte Ergebnisse experimenteller Forschungen vor, die an einem Stand zum Testen von PV Modulen in simulierten Seebedingungen gewonnen wurden.

#### 1. EINLEITUNG

Die aktuellen Ziele der Internationalen Maritime Organisation (IMO) sehen eine Senkung der Treibhausgasemissionen von Schiffen (THG) um die Hälfte bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2008 vor. Allein die CO<sub>2</sub>-Reduktion soll ein Niveau von 70 % erreichen. Auch der Weg zur vollständigen Dekarbonisierung der Schifffahrt bereits im Jahr 2050 wird betrachtet. Für das Jahr 2100 strebt die IMO Null-Emissionen an [1]. Um dies zu erreichen, ist es notwendig neue Technologien, auch CCS (Carbon Capture and Storage) an Bord, und alternative Kraftstoffe einzusetzen [2]. Eine wichtige Rolle spielen dabei auch Technologien auf Basis der erneuerbaren Energiequellen, darunter Photovoltaikanlagen.

Es muss allerdings auf eine Reihe von Unannehmlichkeiten geachtet werden, die sich aus der Installation von PV-Modulen auf dem Bord eines Schiffes ergeben. Sie führen zu einer kleineren Leistung im Vergleich zu gleich großen Installationen an Land. Abgesehen von den großen Änderungen der Umgebungsbedingungen, wie z. B. starke und wechselnde Winde, hohe Luftfeuchtigkeit oder die Einwirkung von Meersalzaerosolen, wird ihre Leistung am stärksten durch das Rollen des Schiffes und Kursänderungen beeinflusst.

Im Schiffspraxis werden Sonnennachführsysteme aufgrund der hohen Ausfallwahrscheinlichkeit, höheren Kosten und des Energieverbrauchs für den Eigenbedarf des Systems nicht eingesetzt. Daher werden Module meistens in der horizontalen Ebene montiert.

Alle Informationen über Faktoren, die das Funktionieren des Energiesystems des Schiffes verschlechtern können, sind für einen Schiffsprojektant äußerst wichtig. Dazu gehört die Kenntnis des Modulleistungsabfalls infolge des Rollens des Schiffes auf unterschiedlichen Kursen in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlungsrichtung.

Dieses Problem war auch in anderer Arbeiten betrachtet, auch mit der Verwendung vom künstlichen Licht oder fortschrittlichen Simulatoren der Schiffsbewegung auf einer Welle. Trotz der Verwendung von Plattformen mit 6 Freiheitsgraden waren die Krängungswinkel begrenzt und die Rollperiode hatte einen konstanten Wert, die einem bestimmten Schiff und einem bestimmten Gewässer entspricht [3].

Bei vielen Themen im Bereich des Schiffbaus reicht es aus, nur einfaches Schwanken zu betrachten, d. h. mit einem Freiheitsgrad, das in der Symmetrieebene oder im Mittschiffsabschnitt auftritt, um die Natur des Phänomens widerzuspiegeln. Es ist eine Annäherung der realen Bedingungen, die es aber

ermöglicht, die relevantesten Informationen zu erhalten. Diese Annahme wurde in der durchgeführten Forschung gemacht. Ein von den Zielen der Studie war die Ermittlung des Leistungsabfalls des Moduls beim Schiffsrollen.

### 2. FORSCHUNGSSTAND

Der Prüfstand ist in der Abbildung 1 dargestellt. Das wichtigste Konstruktionselement ist eine bewegliche Plattform, auf der ein PV - Modul angebracht ist. Die Schwingbewegung der Plattform mit dem darauf platzierten PV-Panel wurde von einem elektrischen Aktuator mit einstellbarer Geschwindigkeit der Hin- und Herbewegung ausgeführt. Dank solch einer Ausführung war es möglich die Frequenz der Schwingungen zu ändern und so unterschiedliche Perioden des Schiffsrollens zu simulieren. Die Konstruktion des Standes ermöglicht auch die Einstellung des Hubs der Kolbenstange des Aktuators und damit der Amplitude (Krängungswinkel) im Bereich von  $0^\circ$  bis maximal  $-25^\circ$  und  $+25^\circ$ . Zur Messung der Gesamtstrahlungsintensität wurde ein Pyranometer mit einem CMP3-Sensor verwendet. In den Tests wurde ein PV-Modul des Typs SV60M.2-300 von Selfa mit einer Leistung von 308,7 W verwendet.

Der Stand wurde auf einen Wagen mit Schwenkrädern gestellt, um die Position des PV-Moduls in Verhältnis zum Einfallswinkel der Sonnenstrahlen zu ändern.



**Abbildung1: Aussicht des Prüfstands**

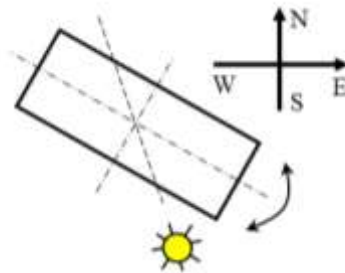
Die Untersuchungen wurden in folgenden fünf charakteristischen Varianten der Einstellung der Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul im Verhältnis zum Einfallswinkel der Sonnenstrahlen durchgeführt:

- Variante I - die Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul wurde senkrecht zur Richtung der Sonnenstrahlen ausgerichtet,
- Variante II – die Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul wurde parallel zur Projektionsrichtung der Sonnenstrahlen auf die Modulebene ausgerichtet,
- Variante III – die Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul wurde in einem Winkel von  $45^\circ$  zur Projektionsrichtung der Sonnenstrahlen auf die Modulebene ausgerichtet,
- Variante IV – die Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul wurde senkrecht zur N-S-Richtung ausgerichtet,



- Variante V – die Drehachse der Plattform mit dem PV-Modul wurde parallel zur N-S-Richtung ausgerichtet.

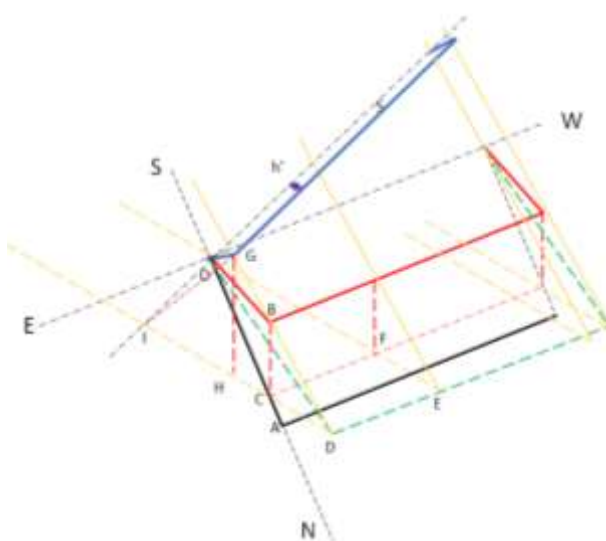
Die einfachsten Varianten sind die Varianten I und II. In diesen Fällen ist es relativ einfach, die Messungen theoretisch zu verifizieren. Man braucht nur die Projektionsfläche des Moduls auf einer Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Sonnenstrahlen zu bestimmen. In diesem Referat werden die ausgewählten Forschungsergebnisse für Variante III dargestellt. Diese Situation ist in der Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Variante III der Positionierung des PV-Moduls im Verhältnis zur Sonneneinstrahlung**

Die vom PV -Modul erzeugte Leistung ändert sich entsprechend zu der Projektionsfläche des Moduls auf einer Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Sonnenstrahlen. Dieser Fall der Bewegung des Moduls in Richtung der Sonne für die Variante III ist in der Abbildung 3 dargestellt.

Basierend auf diesem Schema, bei dem bekannten Abweichungswinkel der Plattform von der Ebene und Einfallswinkel der Sonnenstrahlen an einem gegebenen Tag des Jahres und einer gegebenen Zeit, ist es möglich, auf der Grundlage von trigonometrischen Beziehungen die gesuchte Fläche der Modulprojektion auf der Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Sonnenstrahlen zu bestimmen.



Schwarze Linie - das PV-Modul in horizontaler Position  
Rote Linie – PV-Modul in um den Winkel  $\beta$  geneigt  
Gelbe Linien - die Einfallsebene von Sonnenstrahlen (durchgezogene Linie) und ihre Projektion auf die horizontale Ebene (gestrichelte Linie)  
Grüne Linie - der Schatten des PV-Moduls auf der horizontalen Ebene  
Blaue Linie - Belichtungsebene (senkrecht zur Ebene der Sonnenstrahlung)

**Abbildung 3: Das Schema zur Bestimmung der Fläche der Modulprojektion auf einer Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Sonnenstrahlen**

## 2. Ausgewählte Forschungsergebnisse

Der Moment der maximalen Auslenkung des PV-Moduls in Verhältnis zur Sonne wurde als Beginn jeder beliebig ausgewählten Schwingungsperiode angenommen. Als Ende der Schwingungsperiode wurde der Moment der Rückkehr des PV-Moduls in die ursprüngliche Position angenommen. Um die Ergebnisse besser zu visualisieren, wurde eine dimensionslose Zeit eingeführt. Sie ist durch das Teilen einer beliebigen Zeitpunkt der Zeitperiode durch die Zeitdauer dieses Zeitraums bestimmt.

Somit entsprechen die dimensionslosen Zeiten  $\tau_r = 0$  und  $\tau_r = 1$  dem Beginn und dem Ende der Rollperiode. Bei  $\tau_r = 0,5$  befand sich das PV-Modul in der zweiten maximalen Auslenkung, wo die Leistung des PV-Moduls am höchsten war (in Richtung der Sonne positioniert). Für  $\tau_r = 0,25$  und  $\tau_r = 0,75$  befand sich das PV-Modul wiederum in der horizontalen Position ( $\beta = 0^\circ$ ).

In jedem der untersuchten Fälle werden Änderungen der Leistung des PV-Moduls und der Intensität der gesamten Sonnenstrahlung an der Oberfläche im ersten Diagramm als Funktion der Zeit dargestellt. Auf Basis von diesem Diagramm wurden mehrere reguläre, aufeinanderfolgende Rollenzyklen ausgewählt.

Für diese ausgewählte Zyklen wurde die mittlere Leistung des PV-Moduls während des Rollens berechnet. In Abhängigkeit von der Zeit des Beginns des analysierten Zyklus wurde die Leistung des PV-Moduls, das sich in der horizontalen Position vor- oder nach dem Beginn des Rollens befand, bestimmt.

Beide Werte der Leistung wurden in diesem Diagramm dargestellt. Im nächsten Schritt der Analyse wurde eine Differenz zwischen der Momentanleistung des Moduls und seiner Leistung in einer horizontalen Position bestimmt. Dann wurde der relative Leistungsanstieg, umgerechnet auf  $1\text{m}^2$  des PV-Moduls und als Prozentsatz ausgedrückt, berechnet. Daher stellt das zweite Diagramm prozentuale Änderungen des relativen Leistungszuwachs pro  $1\text{m}^2$  des PV-Moduls in den folgenden Zeitmomenten des Zyklus dar.

Die Ergebnisse der Messungen aus einer am 25.02.21 durchgeführten Messreihen sind in der Tabelle 1 und in den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

**Tab.1: Angenommene und berechnete Parameter für die getestete Variante**

| Parameter  | $\beta$        | $\tau_c$ | $\alpha_s$ | G                     | $N_{bk}$ | $N_k$ | $\Delta N$ |
|------------|----------------|----------|------------|-----------------------|----------|-------|------------|
| Einheit    | $^\circ$       | s        | $^\circ$   | $\text{W}/\text{m}^2$ | W        | W     | W          |
| Variante C | $\pm 25^\circ$ | 20       | 24,50      | 386,2                 | 83,61    | 83,29 | 1,32       |

$\beta$  –maximaler Krängungswinkel des Schiffes (beweglicher Plattform)

$\tau_c$  - Schwingungsperiode

$\alpha_s$  - Höhenwinkel der Sonne

G –(mittlere stündliche oder momentane) Intensität der Sonnenstrahlung auf eine horizontale Fläche  $\text{W}/\text{m}^2$ ,

$N_{bk}$  –Modulleistung in einer horizontalen Position

$N_k$  - mittlere Leistung des Moduls während des Schiffsrollens

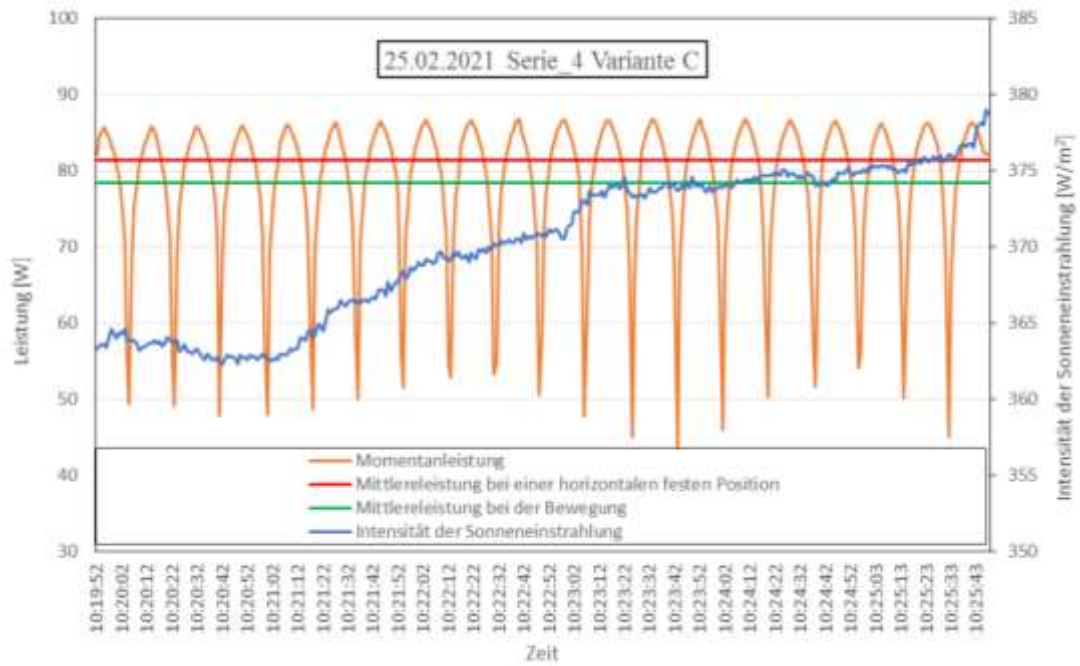


Abbildung 4: Änderungen der Leistung und der Intensität der Strahlung für Variante C in den Tests vom 25. Februar 2021, Serie 4

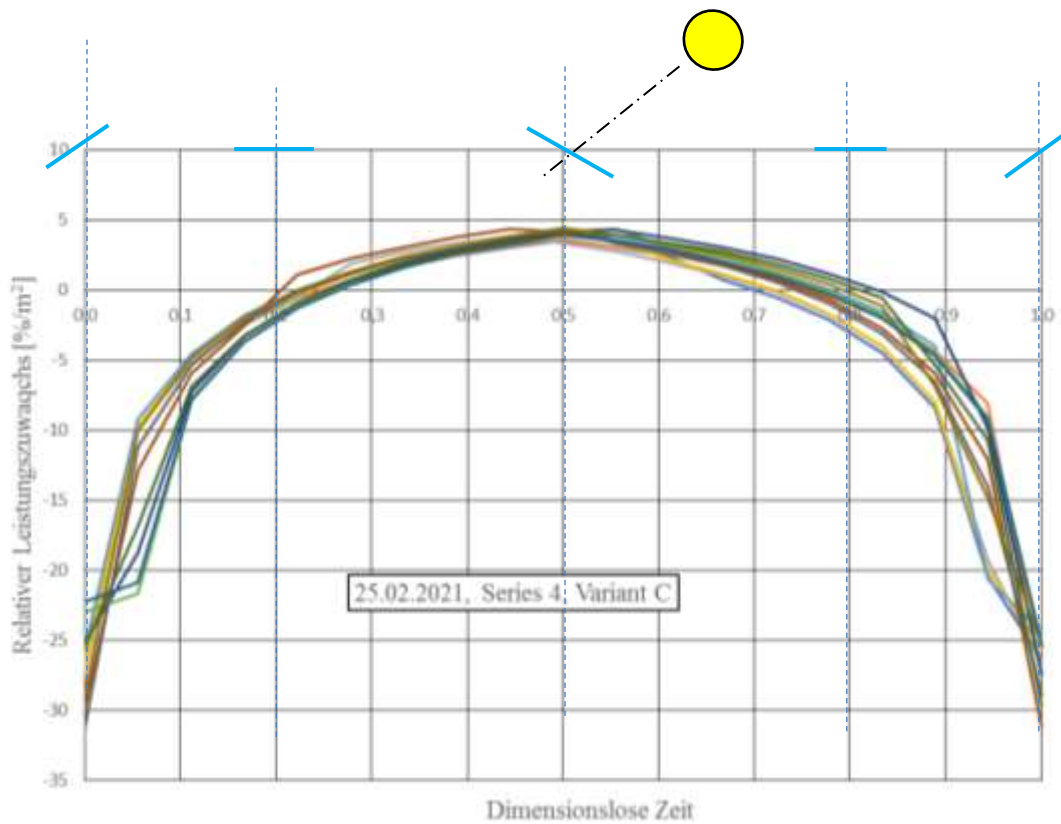


Abbildung 5: Relative Zunahme oder Abnahme der PV-Modulleistung als Funktion der dimensionslosen Zeit für Variante C in den Tests vom 25. Februar 2021, Serie 4

### 3. ZUSAMMENFASSUNG

Basierend auf den theoretischen Überlegungen und der Analyse der Forschungsergebnisse, von denen aufgrund ihrer großen Umfang nur einige vorgestellt wurden, wurde festgestellt:

- a) die vom Modul erzeugte Momentanleistung variiert periodisch mit der gleichen Frequenz wie die Rollfrequenz des Schiffes
- b) die durchschnittliche Leistung, die das Modul beim Rollen erzeugt, ist geringer als die, die das Modul in horizontaler Position erzeugt.

### 4. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] *Initial IMO GHG Strategy*, International Maritime Organization, <https://www.imo.org>, [Eintritt am 16.07.2021].
- [2] Maritime Forecast to 2050, Energy Transition Outlook, DNV 2022.
- [3] Wen S, Lan H, Hong Y-Y, Yu David DC, Zhang L, Cheng P., Allocation of ESS by interval optimization method considering impact of ship swinging on hybrid PV/diesel ship power system, Appl. Energy 2016; 175:158-167.

**Autorenverzeichnis**

|                      |                     |                 |                     |                 |                          |
|----------------------|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------|--------------------------|
| Arriens, J.          | 204                 | Junge, H.       | 272                 | Reinhardt, Th.  | 9, 186, 221,<br>283, 293 |
| Bala Krishnan, R. K. | 9                   | Katerbau, T.    | 125                 | Reinke, A.      | 140                      |
| Balzer, H.           | 18                  | Katke, H.-J.    | 140                 | Reinstädler, M. | 88                       |
| Bastuck, T.          | 70                  | Kämper, M.      | 213                 | Rettenegger, H. | 40                       |
| Beller, M.           | 272                 | Kamphus, S.     | 151                 | Richter, F.     | 196                      |
| Bendin, B.           | 301                 | Keuer, H.       | 26                  | Richter, H.     | 26                       |
| Beuß, F.             | 107                 | Klainsek, P.    | 227                 | Röpcke, T.      | 204                      |
| Brandenburg, R.      | 26                  | Klenke, J.      | 114                 | Rolf, J.        | 151                      |
| Breuer, B.           | 33                  | Klett, J.       | 227                 | Rost, U.        | 213                      |
| Brodman, M.          | 213                 | Kockskämper, N. | 140                 | Roth, J.        | 213                      |
| Brüggling, E.        | 92, 151,<br>230     | Kühn, O.        | 107                 | Sang, R.        | 272                      |
| Büttner, S.          | 262                 | Kuosa, M.       | 116                 | Schiorlin, M.   | 26                       |
| Brunauer, G.         | 40                  | Labudde, W.     | 125                 | Schmidt, Ch.    | 9, 186, 221,<br>283, 293 |
| Brunauer, M.-Ch.     | 40                  | Laine, T.       | 132                 | Scholwin, F.    | 61                       |
| Clinkscapes, A.      | 61                  | Lenis, A.       | 252                 | Schulte, St.    | 84, 227                  |
| Dengel, A.           | 70, 77              | Linnanen, T.    | 116                 | Schott, I.      | 163                      |
| Dörtelmann, L.       | 230                 | Lubojanski, A.  | 186                 | Sobiech, J.     | 252                      |
| Fritsch, C.          | 252                 | Luther, M.      | 163                 | Sommer, Ph.     | 92, 230                  |
| Gemassmer, J.        | 125                 | Mäkelä, M.      | 132                 | Sommer, R.      | 107                      |
| Gerart, L.           | 84                  | Mayer, F.       | 196                 | Sponholz, Ch.   | 246                      |
| Groß, B.             | 84, 88,<br>227      | Marquardt, L.   | 140                 | Sponholz, P.    | 272                      |
| Gulden, J.           | 26, 107,<br>246     | Meemann, E.     | 151                 | Stukenbrock, J. | 26                       |
| Hart, M.             | 92                  | Meyer, N.       | 153, 262            | Tuliniemi, E.   | 132                      |
| Hayduk, M.           | 107                 | Neuhaus, Ph.    | 213                 | Turku, I.       | 117                      |
| Hempelmann, R.       | 84                  | Nietsch, Th.    | 163                 | Uhrlandt, D.    | 26                       |
| Hink, R.             | 26                  | Oberdorfer, A.  | 9, 221, 283,<br>293 | Urbaneck, Th.   | 167                      |
| Hofmann, L.          | 221, 293            | Oestreich, F.   | 167                 | Viertel, M.     | 167                      |
| Höök, T.             | 132                 | Ooms, K.        | 252                 | Voit, F.        | 252                      |
| Jentsch, M. F.       | 33, 61,<br>153, 262 | Petzoldt, S.    | 182                 | Voss, L.        | 246                      |
|                      |                     | Pulkkinen, L.   | 116                 | Wagner, S.      | 153, 262                 |
|                      |                     |                 |                     | Waller, D.      | 77                       |
|                      |                     |                 |                     | Wei, D.         | 272                      |

## 29. Energie-Symposium

---

|                |                          |
|----------------|--------------------------|
| Wetter, Ch.    | 92, 230                  |
| Wesel, A.      | 227                      |
| Wesselak, V.   | 7, 187, 221,<br>283, 293 |
| Wirtz, J.      | 163                      |
| Wohlrab, S.    | 26                       |
| Wolf, Ch.      | 301                      |
| <br>           |                          |
| Zapałowicz, Z. | 303                      |
| Zeńczak, W.    | 303                      |

