

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2019

Thomas Luschtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



Schirmherrschaft
Christian Pegel
Minister für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung
des Landes Mecklenburg-Vorpommern

26. Symposium **Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik**

Stralsund, 06. bis 08. November 2019

Veranstalter: HOST – Hochschule Stralsund
Wasserstofftechnologie- Initiative M-V e.V.

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschtinetz
Thomas.Luschtinetz@hochschule-stralsund.de
Prof. em. Dr. rer. nat. Jochen.Lehmann
Jochen.Lehmann@hochschule-stralsund.de

©2019 by: HOST-Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by: WIRmachenDRUCK.de

ISBN 978-3-9817740-4-7

Konferenzkomitee der REGWA 2019:

Jürgen Garche (Ulm), Erico Spinadel (Buenos Aires), Sukrudee Sukchai (Phitsanulok),
Reinhold Wurster (Ottobrunn), Zbigniew Zapalowicz (Szczecin)
sowie Jochen Lehmann, Johannes Gulden und Thomas Luschtinetz (Stralsund)

Kontakt:

Hochschule Stralsund
Institut für Regenerative EnergieSysteme – IRES
Frau Voss
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund
Tel.: 03831 – 45 70 72 Fax: 03831 – 45 71 33 30
E-Mail: regwa@hochschule-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis

Grußwort	8
<i>A. Adamkiewicz und W. Zeńczak</i> Abschätzung der Biogaserträge an Bord von Schiffen	11
<i>A. J. Dengel und J. Gleser</i> Integration einer Power-To-Gas Anlage in ein virtuelles Kraftwerk an einem Industriestandort	21
<i>U. R. Fischer, A. Voigt, N. P. Sakkas und F. Gillung</i> ENHANCEMENT OF ALKALINE ELECTROLYSIS PERFORMANCE BY EL-EVATED TEMPERATURES AND PRESSURES	32
<i>K. Fönings</i> Wasserstoff im Erdgasnetz	40
<i>O. Frotscher, Th. Oppelt, T. Urbaneck, S. Otto, I. Heinrich, A. Schmidt, T. Göschel, U. Uhlig und H. Frey</i> Software zur Betriebsoptimierung von Wärmeversorgungssystemen	44
<i>J. C. Gomez Trillos, D. Wilken, U. Brand und Th. Vogt</i> HYSEAS III: THE WORLD'S FIRST SEA-GOING HYDROGEN-POWERED FERRY – A LOOK AT ITS TECHNICAL ASPECTS, MARKET PERSPECTIVES AND ENVIRONMENTAL IMPACTS	57
<i>B. Groß</i> Alternative Mobilität – Antriebs- und Versorgungskonzepte der Zukunft	84
<i>C. Heinrich, E. Brüggling und C. Wetter</i> EnerPrax- Energiespeicher in der Praxis	94
<i>G. Holbach</i> ELEKTRA - Entwicklung und Realisierung des weltweit ersten emissionsfreien Kanalschubbootes für die kommerzielle Anwendung	99

<i>F. Hönig, D. Duque-Gonzalez, J. Schneider, M. Ebert und U. Blum</i> Auslegung von dezentralen Wasserelektrolyseanlagen gekoppelt mit erneuerbaren Energien	110
<i>U. Jung, K. Wozniak, R. Müller und A. Rackwitz</i> Errichtung eines Versuchsstandes „Solarthermische Stromerzeugung“ an der Ingenieurwissenschaftlichen Fakultät der HTWK Leipzig mit Ein- bindung in das vorhandene virtuelle Kraftwerk - Inbetriebnahme und erste Erkenntnisse im Betriebsverhalten	121
<i>M. Lange, A. Heilmann, J. Linnemann und T. Filusch</i> Bereitstellung von Flexibilität aus dezentralen Erzeugungsanlagen, Las- ten und Speichern auf einem regionalen Flexibilitäts-Markt	132
<i>M. Linke, T. Messmer, G. Micard, A. Wenzel, G. Schubert, M. Kindl und A. Minde</i> Netzoptimierungstool auf Basis künstlicher neuronaler Netze für den intelligenten Echtzeitbetrieb des Stromnetzes auf Verteilnetzebene	141
<i>M. Mäkelä und S. Immonen</i> RENEWABLE ENERGY PRODUCTION AND IOT IN FINLAND	150
<i>D. Nefodov*, S. Xiao und T. Urbaneck</i> Untersuchung einer emissionsfreien Nahwärmeversorgung mit TRNSYS	162
<i>J.-M. Poignon</i> Green Hydrogen – Production and Use Cases	179
<i>J. H. Prause, M. Meyer, D. Holtz und E. Hassel</i> Mobilitätsstatistik Mecklenburg-Vorpommern	187
<i>H. Sarvelainen, E. Tuliniemi, T. Korpela, M. Kuosa</i> ENERGY EFFICIENCY OPTIMIZATION OF ACTIVELY USED AND UN- DERUSED BUILDINGS BASED ON DEMAND-CONTROLLED VENTILATION ACCORDING TO INDOOR CLIMATE	195
<i>H. Schiller</i> Die SUT-Unterwasserturbine – eine wirtschaftliche Entwicklung	210

<i>S.-J. Starre</i>	215
Ländliche Räume und erneuerbare Energien in Mecklenburg-Vorpommern: Eine Bestands- und Potenzialanalyse zur Identifizierung von Gemeinden für Elektromobilität am Beispiel des Landkreises Vorpommern-Rügen	
<i>T. Weide, J. Peitzmeier, E. Brüggling, C. Wetter und M. Wichern</i>	227
Biowasserstofferzeugung mittels dunkler Fermentation und Mikroorganismenrückhalt (Egsb) aus Reststoffen und Abwässern	
<i>Z. Zapałowicz</i>	237
ESTIMATION OF REFLECTIVITY OF BLACK ROOF PAPER ON THE BASIS OF EXPERIMENTAL DATA	
<i>M. Zeńczak</i>	249
ANALYSIS OF DIFFERENT PROBLEMS IN ELECTRIC POWER SYSTEM WITH RAISING DISTRIBUTED GENERATION	
<i>H. Sandlaß</i>	258
Zur Zukunft des Verkehrs - Wasserstoff statt „Ausfallarbeit“	
<i>R. Brockmann</i>	262
Sektorkopplung durch Eisspeicher und kalte Nahwärme	
<i>Autorenverzeichnis</i>	274

Grußwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Erzeugung und Nutzung regenerativer Energien gehören zu den wichtigsten Themen dieser Zeit. Wir stehen hier vor großen Chancen. Forschung, Lehre, Vernetzung und Wissensaustausch spielen dabei gleichermaßen wichtige Rollen. Das Energie-Symposium der Hochschule Stralsund setzt hier an. Der Blick auf das diesjährige Programm zeigt erneut, wie breit gefächert das Spektrum der erneuerbaren Energien ist.

Dabei ist nicht jeder Weg, der möglicherweise vor vielen Jahren noch als einzig richtiger oder möglicher erschien, auch heute noch als dieser anzusehen. Und erst recht nicht sind alle einer Meinung – denken Sie nur an die Frage nach Windkraftanlagen in Wohnortnähe.

Mit Blick auf die bundesdeutschen und europäischen Klimaschutzziele sowie auf den anstehenden Atom- und Kohleausstieg ist es uns ein dringendes Anliegen, dass wir – und insbesondere der Bund – Genehmigungshemmnisse beseitigen. Außerdem wollen wir künftig noch mehr um die Akzeptanz der erneuerbaren Energien in der Gesellschaft werben.

Wir sind dabei, neu zu denken, in allen Bereichen der erneuerbaren Energien. Im Bereich Photovoltaik wollen wir uns mit den bestehenden Beschränkungen der Flächen für die Errichtung von Freiflächen-Anlagen befassen. Ebenso wollen wir die Errichtung von Photovoltaik auf Gebäuden der öffentlichen Hand, also auch die des Landes MV, angehen.

Im Bereich Bioenergie müssen wir konsequenter dafür sorgen, dass das knappe Gut Biomasse so effizient wie möglich energetisch verwertet wird, zum Beispiel im Wärmebereich in Verbindung mit Power-to-Heat-Lösungen.

Eines unser wichtigsten Anliegen ist, dass die saubere Energie, die bei uns im Land erzeugt wird, auch vollständig genutzt wird. Die Sektorkopplung verspricht, die Energiewende auch auf Mobilität und Wärmeerzeugung zu übertragen. Daher setzt sich die Landesregierung intensiv dafür ein, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Sektorkopplungstechnologien spürbar zu verbessern. Da rechtliche Hürden bislang den wirtschaftlichen Betrieb solcher Verfahren und Anlagen behindern, sehen wir die Chance in Experimentierklauseln. Sie könnten die Umsetzung der Sektorkopplung ermöglichen, ohne ein neues Förderregime zu etablieren.

Für Mecklenburg-Vorpommern ist der Ausbau der erneuerbaren Energien eine der vermutlich größten wirtschaftspolitischen Chancen. Global gesehen ist sie der Weg in die Zukunft, eine saubere Zukunft.

Ich wünsche Ihnen drei interessante Tage voller spannender Vorträge und Gespräche.

Herzlichst

Ihr Christian Pegel

Minister für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern

ABSCHÄTZUNG DER BIOGASERTRÄGE AN BORD VON SCHIFFEN

A. Adamkiewicz¹, W. Zeńczak²

¹ Maritime University of Szczecin, Faculty of Mechanical Engineering, Wały Chrobrego 1-2, 70-500 Szczecin, Poland, a.adamkiewicz@am.szczecin.pl

² West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Fakultät für Meerestechnik und Transport, Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin, Poland, wojciech.zenczak@zut.edu.pl

Schlüsselwörter: Umweltschutz, Passagierschiffe, Biomasse, Biogasanlage

Zusammenfassung

Die größten Kreuzfahrtschiffe nehmen über 6000 Menschen an Bord. Der Betrieb eines solchen Schiffes ist mit der Entstehung einer großen Menge von organischen Abfällen und Abwässer verbunden. Daher werden diese Schiffe auf Grund der ähnlichen Probleme mit Kleinstädten verglichen. Die organischen Abfälle und Abwasser sind eine wertvolle Quelle der Biomasse, die zu energetischen Zwecken auf dem Schiff ausgenutzt werden kann. Insbesondere kann sie zur Erzeugung von Biogas direkt an Bord von Schiffen verwendet werden. Im Referat wird die Abschätzung der möglichen Biogaserträge an Bord eines ausgewählten Passagierschiffes und die Nutzungsmöglichkeiten von Biogas dargestellt.

Summary

The largest cruise ships take over 6000 people on board. The operation of such a ship is associated with the generation of a large amount of organic waste and wastewater. Therefore, these ships are compared due to the similar problems to small towns. The organic waste and wastewater are a valuable source of biomass that can be exploited for energy purposes on the ship. In particular, it can be used to produce biogas directly on-board ships. The estimation of possible biogas yields on board of a selected passenger ship and the potential uses of biogas are presented.

Einführung

Kreuzfahrten werden weltweit immer beliebter und die Zahl der Passagiere steigt stetig. Nach den Statistiken von Kreuzfahrtverband CLIA (*Cruise Lines International Association*) wächst die Kreuzfahrt weltweit mit einem Anstieg von fast 7 Prozent von 2017 auf 2018 auf 28,5 Millionen

Passagiere [1]. Die größten Schiffe nehmen mehr als 6 000 Passagiere an Bord.

Der Betrieb eines solchen Schiffes, das oft zu einer Kleinstadt und ihrer Probleme verglichen wird, ist unter anderem mit der Entstehung einer großen Menge von organischen Abfällen und Abwasser verbunden.

Das Verfahren für die Behandlung des Abwassers und der Abfälle ist in dem Abkommen MARPOL in den Anhängen IV und V genau festgelegt. Das Abwasser und die Abfälle können in der Regel auf einem Schiff deponiert werden. Später werden sie zur weiteren Behandlung ans Land gebracht.

Sie können auch auf dem Schiff verarbeitet und nach der Reinigung in bestimmten Fahrgebieten ins Meer geleitet werden, wodurch ihre Deponierung vermieden wird.

Auf den Schiffen werden also biologische Kläranlagen häufig installiert. Sie werden auch mit einem Rückhaltetank und mit Einrichtungen zur Zerkleinerung und Desinfizierung ausgestattet.

Die Schiffe werden auch mit den Verbrennungsanlagen zum Verbrennen von Ölschlamm aber auch zum Verbrennen von organischen Abfällen und Klärschlamm nach dem Entwässern und Trocknen ausgestattet.

In geschützten Fahrgebieten, wie z.B. der Ostsee, ist das Verbrennen von Klärschlamm, das auch als Dried BioSludge genannt wird, verboten. In diesem Fall muss das Klärschlamm auf dem Schiff gelagert und landseitig abgegeben werden.

Das ist ein sehr umständlicher Prozess, da das Trocknen vom Klärschlamm den Energieverbrauch auf einem Schiff erhöht und auch mit der Emission von unangenehmen Gerüchen verbunden ist [2]. Die organischen Abfälle und das Abwasser sind jedoch eine sehr wertvolle Biomassequelle, die für Energiezwecke, insbesondere für die Biogaserzeugung, verwendet werden kann.

Das Biogas kann an Land in Hafenanlagen oder perspektivisch direkt an Bord eines Schiffes in einer kompakten Biogasanlage erzeugt werden.

Einige der neu gebauten Passagierschiffe werden mit Erdgas (LNG) betrieben. In dem Fall ist es also möglich LNG durch sein biogenes Äquivalent d.h. Biomethan, das der Hauptbestandteil von Biogas ist, zu ersetzen. Der Vorratstank könnte also

ständig nachgefüllt werden und die Reichweite des Schiffes könnte vergrößert werden.

In besonderen Fällen kann dies wichtig sein, da bei gleichen Reichweiten des Schiffes das Kraftstoffvolumen in Form von LNG etwa doppelt so groß wie bei klassischem Schiffskraftstoffe ist.

Derzeit wird weltweit an der Entwicklung einer Biogasanlage für große Passagierschiffe gearbeitet.

Biogaserzeugung

Das Biogas entsteht als Ergebnis der Fermentation, d. h. eines reduktiven Zersetzungsprozesses von organischen Substanzen, der ohne Zugang der Luft stattfindet.

Die für diesen Prozess verantwortlichen Mikroorganismen zersetzen die organischen Substanzen, die Cellulose, Stärke und Kohlenhydrate enthalten in Kohlendioxid und Methan im Endeffekt.

Fermentierende Bakterien haben eine relativ lange Vermehrungszeit und sie sind sehr empfindlich gegenüber Umweltbedingungen. Die wichtigsten von denen sind: Sauerstoffmangel und Licht, angemessene und konstante für eine bestimmte Art von Bakterien Umgebungstemperatur (33÷38 °C - mesophile Bakterien oder 55 ÷ 65 °C - thermophile Bakterien), geeignete Reaktion (leicht alkalisch - pH zirka 7,5), Luftfeuchtigkeit und geringe Toxizität der Umwelt.

Die Änderung nur eines Parameters von diesen Faktoren führt zur Freisetzung oder Hemmung der Aktivität von Bakterien.

Infolgedessen nimmt der Methananteil im Biogas ab, und in einem Extremfall stoppt seine Produktion, d.h. es kommt zur Einsäuerung der Biomasse [3].

Insgesamt sind drei Arten von Bakterien an dem Prozess beteiligt. Neben den bereits erwähnten mesophilen und thermophilen Bakterien gibt es auch psychrophile Bakterien, die unterhalb von 0°C und oberhalb von 30°C absterben. Der anaerobe thermophile Prozess ist der effizienteste. Es entsteht 20% mehr Biogas und die Nachgärungsrückständemasse ist 10 bis 15% geringer als in einem mesophilen Prozess [4].

Zur Erleichterung der Methangärung wird empfohlen, den Tankinhalt mit Rührwerken zu mischen, um die Temperatur auszugleichen. Das Mischen erleichtert auch die Freisetzung von Biogas.

Als Beispiel kann der gesamte Prozess der Biogasbildung aus Cellulose in der Form von folgender Gleichung geschrieben werden [3]:



Bei einem richtig durchgeführten Fermentationsprozess kann das Biogas mit einem bis zu 60%igem Inhalt von Methan gewonnen werden. Der Rest bildet hauptsächlich Kohlendioxid. Zusätzlich können verschiedene andere Gase wie Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und Schwefelwasserstoff vorhanden sein. Sie bilden insgesamt etwa 9% des Biogases. Das Vorhandensein vom Sauerstoff und Stickstoff im Biogas kann mit einem Leck im Gärtank verbunden sein.

Die Bilanz zeigt, dass aus einer gut durchgeführten Vergärung von 1 kg organischer Substanz ca. 0,4 m³ Biogas mit einem Heizwert von 16,8 bis 23 MJ / m³ gewonnen werden kann.

Der Heizwert vom Biogas ist etwa zweimal kleiner als der Heizwert des Erdgases, der bei etwa 36 MJ / m³ liegt. Der Methananteil am Erdgas liegt bei über 90%.

Es gibt jedoch Technologien, die die Abtrennung von CO₂ aus Biogas ermöglichen. Beispielsweise kann der Heizwert von Biogas auf das Niveau von Erdgas d.h. 35,7 MJ / m³ in einem Wasserwäscher (Scrubber) erhöht werden [4].

Es ist auch zu berücksichtigen, dass das Produkt der Methangärung neben Biogas ein Biomüll ist, der als organischer Dünger verwendet werden kann.

Im Hinblick auf den Bau einer Biogasanlage an Bord von Schiffen sollte ein Biomüllvorratsbehälter für die Sammlung und Rückgabe ans Land zur späteren Verwendung in der Landwirtschaft bereitgestellt werden. Ein allgemeines Schema des Biogaserzeugungsprozesses an Bord ist in der Abbildung 1 dargestellt [5].

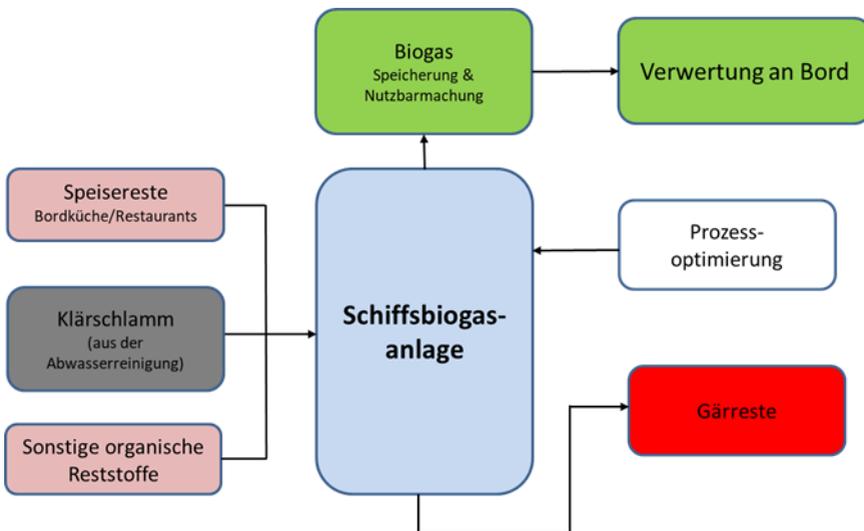


Abb.1. Schema einer anaeroben Behandlung organischer Reststoffe an Bord von Kreuzfahrtschiffen [5]

Zurzeit sind weltweit viele technische Lösungen von Biogasanlagen bekannt. Jedoch bis ein Biogasreaktor an Bord eines Schiffes z. B. als eine modifizierte Kläranlage mit einer anaeroben Stufe installiert werden kann, ist es notwendig noch viel Probleme zu lösen.

Eine der Arbeitsrichtungen ist die Entwicklung eines kompakten, hoch effektiven und an die Anforderungen des Schiffsbetriebs angepassten Biogasreaktors.

Neben der Einbindung von Biogasanlagen in das Entsorgungssystem müssen noch Sicherheitsprobleme im Zusammenhang mit dem Vorhandensein vom Biogas an Bord geklärt werden. Diese sind jedoch weitgehend ähnlich denen, die auf den LNG betriebenen Schiffen auftreten. Da diese Probleme erfolgreich gelöst wurden, könnten diese Lösungen von LNG betriebenen Schiffen auf die Schiffe mit dem an Bord erzeugten Biogas angepasst werden.

Abschätzung der Biogaserträge an Bord eines Schiffes

Im Rahmen der in Deutschland geführten Forschungsarbeiten wurde eine Analyse biogener Schiffsabfälle im Hinblick auf die Menge vom Biogas, das auf dem Schiff erzeugt werden kann, durchgeführt. Die Analyse der Zusammensetzung von

Abfallbiomasse zeigt ihre sehr gute Anfälligkeit für eine mesophile Methanfermentation.

Folgende Materialströme wurden einzeln erprobt:

- Schwarzwasser frisch aus dem Schwarzwassertank,
- Grauwasser frisch aus dem Grauwassertank,
- Speisereste zerkleinert aus der Vakuumunit,
- Dried Bio Sludge als Gemisch aus Abwasserschlamm und Speisereste,
- Frittenfette,
- Flotatfette aus dem Fettabscheider [2].

Die höchsten Gaserträge wurden aus den Fettfraktionen, Speiseresten und aus dem Bio Sludge gewonnen. Aus dem Grau- und Schwarzwasser waren die Gaserträge gering, obwohl diese Stoffe auf einem Passagierschiff in sehr großen Mengen anfallen. Nach [2] macht die Vergärung der frischen Abwasserfraktionen keinen Sinn, weil große Lagerkapazitäten und Fermenter notwendig wären. Die Studien haben jedoch gezeigt, dass aus dem gesamten abgepressten Abwasserschlamm vergleichbare Biogasmengen wie aus den Speiseresten gewonnen werden können. Daraus ergibt sich, dass diese Biomassequelle unbedingt mit genutzt werden soll. Die erzielende Leistung kann mit einer mittleren landwirtschaftlichen Biogasanlage verglichen werden.

Für einen Reederei ist aber nicht nur die Energieerzeugung wichtig, sondern auch die alternativen Entsorgungsmöglichkeiten, eine Steigerung der Effizienz des Schiffenenergiesystems und Schiffsbetriebskosteneinsparungen. Schon durch den Wegfall der Trocknung des Klärschlammes und durch die Einsparung der Entsorgungskosten könnte auf dem Schiff von Sphinxklasse, das 2500 Passagiere an Bord nimmt, 1600.000 Euro jährlich eingespart werden. Weitere 190.000 Euro jährlich kann durch die Verwertung des erzeugten Biogases für das Ersetzen von Marine Diesel Oil (MDO) eingespart werden. Auf dem Schiff fallen ca. 7 Tonnen Speisereste an [2].

In der Tabelle 1 werden die durchschnittlichen Mengen an anfallenden Speiseresten und Abwasser pro Person und Tag auf den Passagierschiffen nach verschiedenen Quellen dargestellt [2, 6, 7, 8].

Tabelle.1. Durchschnittlichen Mengen an anfallenden Speiseresten und Abwasser pro Person und Tag auf Passagierschiffen

Abfallart	Abfälle pro Person und Tag in [kg]
Speisereste	2,8/3
Schwarzwasser	30/38
Grauwasser	183/266

Auf dieser Grundlage kann die mögliche Biogasproduktion an Bord eines Passagierschiffes abgeschätzt werden. Das Grauwasser wurde für die Vereinfachung nicht berücksichtigt werden. Die organischen Substanzen im Abwasser werden durch den chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) gekennzeichnet. CSB ist als Summenparameter ein Maß für die Summe aller im Wasser vorhandenen, unter bestimmten Bedingungen oxidierbaren Stoffe. Er gibt die Menge an Sauerstoff (in kg/m^3) an, die zu ihrer Oxidation benötigt würde, wenn Sauerstoff das Oxidationsmittel wäre [9]. Der Wert von CSB kann für das Schwarzwasser mit $36 \text{ kg}/\text{m}^3$ angenommen werden [10].

Die Menge an Schwarzwasser pro Person und Tag wurde zur Berechnung mit $0,035 \text{ m}^3$ angenommen. Daraus ergibt sich eine Ladung von chemischen Sauerstoffbedarf gleich $1,26 \text{ kg CSB pro Tag pro Person}$. So werden bei einer Biogaserträge von $0,35 \text{ m}^3/\text{kg}$ aus der 1 kg CSB-Ladung $0,44 \text{ m}^3$ pro Tag pro Person gewonnen.

Bei der Annahme einer durchschnittlichen Menge von Speiseresten pro Person und Tag auf dem Schiff in Höhe von 3 kg und, dass Sie dem CSB entspricht, wird dann beim gleichen Biogasertrag $1,05 \text{ m}^3$ pro Tag pro Person Biogas erzeugt.

Die gesamte Biogasproduktion aus der organischen Masse auf einem Passagierschiff (die Speiseresten und das Schwarzwasser) beträgt somit ca. $1,5 \text{ m}^3$ pro Tag pro Person.

Daraus folgt, dass z.B. auf dem Passagierschiff *Adventure of the Seas* mit 3.114 Passagieren und 1.180 Besatzungsmitgliedern (insgesamt 4.294 Personen), das zu einer der beliebtesten in der Welt RCI- Flotte (*Royal Caribbean International*) gehört, ca. 6440 m^3 Biogas am Tag erzeugt werden könnte.

Bei der Annahme eines durchschnittlichen Heizwertes des Biogases von $20 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ergibt dies ca. $35,6 \text{ MWh}$ Energie pro Tag.

Nutzungsmöglichkeiten von an Bord der Schiffe erzeugtem Biogas

Das oben erwähnte Schiff ist mit einer diesel-elektrischen Schiffsmaschinenanlage mit 6 mittelschnell laufenden Motoren mit einer Gesamtleistung von 86,4 MW ausgestattet. Davon werden 42 MW zum Antrieb des Schiffes vorgesehen.

Der spezifische Kraftstoffverbrauch der Motoren beträgt 0,178 kg/kWh. Bei der Annahme eines Heizwerts von MDO, der auf diesem Schiff verwendet wird, in Höhe von 40 MJ/kg, kann geschätzt werden, dass die Menge des erzeugten Biogases 3200 kg von MDO pro Tag ersetzt werden kann. Bezogen auf den täglichen Kraftstoffbedarf nur durch das Antriebssystem bei der Nennleistung gibt das nicht mehr als 2%.

Die Leistung eines Dieselgenerators beträgt 14,4 MW. Das bedeutet, dass er beim Nennleistungsbetrieb 61,862 kg Kraftstoff pro Tag verbraucht.

Bei der Annahme einer möglichen Anpassung des Motors an die Arbeit mit Biogas wäre es nur für 1,2 Stunden ausreichen. Es wäre dabei auch notwendig, die 24-Stunden-Menge des erzeugten Gases vorher in einem geeigneten Tank zu sammeln. Um einen kontinuierlichen Betrieb des Motors mit dem erzeugten Biogas zu gewährleisten, sollte dessen Leistung auf ca. 750 kW reduziert werden.

Ein Motorbetrieb mit einer derart geringen Last ist jedoch unwirtschaftlich oder bei einer Zusammenarbeit mit anderen voll belasteten Dieselaggregaten nicht möglich. Deswegen wäre es sinnvoll die Ausrüstung der Schiffsmaschinenanlage mit einem Motor mit niedrigerer Leistung zu installieren. Der Motor sollte nur für den Betrieb mit dem Biogas vorgesehen werden. Hinsichtlich der Leistung sollte er für die täglichen Biogaserträge an Bord des Schiffes ausgelegt werden.

Abhängig von der durch den Biogasmotor erzeugten Leistung könnte dann die Leistung anderer Dieselmotoren reduziert werden.

Eine Lösung mit dem separaten Gasmotor, der beispielsweise hauptsächlich für den Betrieb in Hafen oder in Schutzzonen vorgesehen ist, ist im Hinblick auf die Verringerung der toxischen Emissionen besonders vorteilhaft.

Die Entwicklung der LNG-Technologie in der Schifffahrt bietet auch große Chancen für das Biogasanwendung. Wie in der Einführung erwähnt wurde, könnte Biogas direkt zur Auffüllung vom Vorratstank eingesetzt werden.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass das Biogas nicht auf dem Schiff verflüssigt oder CO₂ davon abgetrennt wird, sondern gasförmig mit bereits verdampftem Erdgas vermischt wird. Eine solche Lösung würde keinen speziellen Ausbau der Biogasanlage erfordern.

Die einfachste Biogasausnutzung ist jedoch seine Verbrennung in einem Schiffsdampferzeuger. Der erzeugte Dampf kann für allgemeine Schiffszwecke aber auch zur Erwärmung von Biomasse in einer Gärkammer genutzt werden.

Die Reedereien sind jedoch nicht immer bereit, neue Technologien auf Schiffen einzuführen, die durch Fachpersonal betreut und gewartet werden müssen und die zusätzlichen Kosten generieren.

Es ist daher davon auszugehen, dass das AbfalldPONieren und die Biogaserzeugung in Hafengebogasanlagen bevorzugt wäre. Daher wird neben den Entwicklungsarbeiten an Schiffsbogasanlagen auch an der Entwicklung solcher Hafengebogasanlagen gearbeitet, in denen nicht nur Abfälle von Seeschiffen, sondern auch von Luxus-Flusskreuzern oder gar von der Fischverarbeitung und der Lebensmittelindustrie angenommen würden.

Die Biogaserzeugung aus Fischabfällen hat beispielsweise Norwegen bereits eingeführt. Das produzierte Biogas soll vor allem auf den Fähren mit dieselektrischem Hybridantrieb und letztendlich auch auf den Passagierschiffen ausgenutzt werden [11].

Zusammenfassung

Die Verwendung vom schwarzen Abwasser und von Speiseresten für die Biogaserzeugung direkt an Bord kann ein Weg zur Verbesserung der Energieeffizienz des Schiffes sein.

Die täglichen Biogaserträge sind jedoch im Verhältnis zum täglichen Kraftstoffverbrauch großer Passagierschiffe gering.

Es sollte jedoch beachtet werden, dass die tatsächlichen Fahrgeschwindigkeiten dieser Schiffe niedriger als die Nenngeschwindigkeit sind und die volle Leistung der Schiffsmaschinenanlage nicht genutzt wird. Dann wird der Anteil vom Biogas in dem Kraftstoffverbrauch günstiger.

Der an Bord erzeugte Biogas kann allein keineswegs den gesamten Energiebedarf des Schiffes decken. Daher müssen Hybridantriebe entwickelt werden, die auf Biogas, LNG und Hochleistungsbatterien basieren.

Die Behandlung von Bioabfällen durch anaerobe Vergärung in einer Biogasanlage im Hafen anstelle der energieaufwendigen Trocknung von Bioabfällen an Bord ist auch eine alternative Möglichkeit, die Energieeffizienz des Schiffes zu verbessern.

Größere Möglichkeiten für die Biogasausnutzung werden sich ergeben, wenn LNG als Kraftstoff insbesondere auf Passagierschiffen in größerem Umfang eingesetzt werden wird.

Referenzen

- [1] <https://www.cliadeutschland.de>, [Eintritt am 07.08.2019].
- [2] Hudde J., Orth M., Seibicke T., *Reststoffpotenziale zur Biogaserzeugung schlummern im Rumpf*, Biogas Journal, 1/2017.
- [3] Mikielwicz J., Cieśliński J.T., *Niekonwencjonalne urządzenia i systemy konwersji energii*, Wydawnictwo PAN, Wrocław 1999.
- [4] Lewandowski W. M., Ryms M., *Biopaliwa*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2013.
- [5] <http://www.clean-biogas.de>, [Eintritt am 08.08.2019].
- [6] Meier-Peter H, Bernhard F., *Handbuch Schiffbetriebstechnik*, Seehafen Verlag, Hamburg 2006.
- [7] EMSA/OP/02/2016, *The Management of Ship-Generated Waste On-board Ships*, www.emsa.europa.eu/component, [Eintritt am 03.05.2019].
- [8] *Contamination by cruise ships*, Oceana 2004, <https://oceana.org/reports/contamination-cruise-ships>, [Eintritt am 03.05.2019].
- [9] Sikora J., Żabnicka K., *Ilość wytworzonego biogazu podczas fermentacji beztlenowej w zależności od wysokości CHZTw ściekach surowych wybranego browaru*, Infrastruktura i ekologia terenów wiejskich, Nr 1/1/2015 PAN, Oddział w Krakowie.
- [10] Lopez A.C., *The application of biogas energy as auxiliary source of energy on a luxury cruise*, Bachelor thesis, Szczecin 2017, [Betreuer Zeńczak W.].
- [11] <https://aiomag.de/hurtigruten-biogas-aus-fischabfall-18123>, [Eintritt am 03.05.2019].

INTEGRATION EINER POWER-TO-GAS ANLAGE IN EIN VIRTUELLES KRAFTWERK AN EINEM INDUSTRIESTANDORT

A. Dengel¹, Jeremias Gleser²

¹ Steag New Energies GmbH, Sankt Johanner Str. 101-105, 66115 Saarbrücken, andreas.dengel@steag.com

² Masterstudent bei STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, 66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Power-To-Gas (PtG), virtuelles Kraftwerk, CO₂, Energiemarkt

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen für kommunale und industrielle Kunden zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas, Wind und Geothermie.

Im Rahmen der Energiewende wird eine optimierte Abstimmung des Strombedarfs mit der Bereitstellung dieser Energie immer bedeutender, da die wesentlichen Erzeuger volatil arbeiten. Konzepte zur Speicherung und /oder Wandlung des Energieträgers Elektrizität in Zeiten des Überangebots sind vielfältig, aber auch mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und teilweise sehr hohen Investitionen verbunden. Deshalb ist die innovative Integration solcher Technologien in die Energiewandlungsstruktur von Unternehmen unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen eine lohnende Herausforderung.

In einem im Juni dieses Jahrs begonnenen Vorhaben wird an einem Standort der Lebensmittelindustrie untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen eine biologische Methanisierung in Verbindung mit einer Elektrolyse und dem Biogas

der Standortkläranlage betrieben werden kann. Zum einen soll das Produktgas in den dortigen BHKWs eingesetzt oder ins Erdgasnetz eingespeist werden, zum anderen ist zu erarbeiten, ob die elektrische Energie zum Betrieb der Elektrolyse von Preis und Menge her zu wirtschaftlichen Ergebnissen führen kann. Die Power-To-Gas-Anlage (PtG) soll als Bindeglied zwischen öffentlichem Netz und Industriestandort im virtuellen Kraftwerk dienen und deren Betrieb soll somit indirekt zur Netzentlastung beitragen.

Einleitung

Die deutsche Bundesregierung hat sich zur Einhaltung verschiedener Ziele im Klimaschutz verpflichtet. So sollen die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 40% unterhalb der Emissionen aus dem Jahr 1990 liegen und bis 2030 sogar um 55% [1]. Diese Ziele sollen zum einen mit einer Begrenzung der CO₂-Emissionen (in Form des Emissionshandels) und damit verbunden mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien eingehalten werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird teilweise durch die EEG-Umlage finanziert. Diese beträgt aktuell 6,4 Cent/kWh und macht damit über 20% der Stromkosten aus [2]. Des Weiteren wurde eine Vielzahl an Gesetzen und Verordnungen verabschiedet oder geändert, in denen Förderungen, der Netzanschluss und Steuereinsparungen für erneuerbare Energien Anlagen geregelt sind. Einige Beispiele sind: EEG, KWKG, EnWG, Netzentgeltverordnungen und -zugangsverordnungen, Stromsteuergesetz, Energiesteuergesetz, BImSchG und TEHG (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz). Auf Grund dieser neuen Anreize wurde der Klimaschutz für Unternehmen nicht nur zu einer moralischen Frage, sondern auch zu einer finanziellen.

Als Teilaspekt des o.g. Vorhabens soll hier eine ökonomische und energiewirtschaftliche Analyse der Integration einer PtG-Anlage an einem Industriestandort der lebensmittelverarbeitenden Branche durchgeführt werden.

Ausgangslage – der Industriestandort

Das zu untersuchende Unternehmen gehört zu der lebensmittelverarbeitenden Branche. Während des Verarbeitungsprozesses fällt ein stark mit CSB-belastetes Abwasser an. Dieses besteht nur aus natürlichen, pflanzlichen Komponenten. Diese Voraussetzung ist wichtig, damit das anfallende Gas bereits nach der anaeroben Kläranlage als Biogas_{80%} (80% Methananteil) bezeichnet werden kann. Die anaerobe Kläranlage befindet sich auf dem Industriegelände und wird von einer

Tochtergesellschaft betrieben. Das anfallende Biogas_{80%} (350.000 kWh/Monat) wird mit Erdgas vermischt und anschließend in einem Erdgaskessel verbrannt. Der daraus resultierende Dampf wird innerhalb des Industrieprozesses verwendet. Ein möglicher Wärmeüberschuss kann mit Hilfe eines Nahwärmenetzes abgeführt werden.

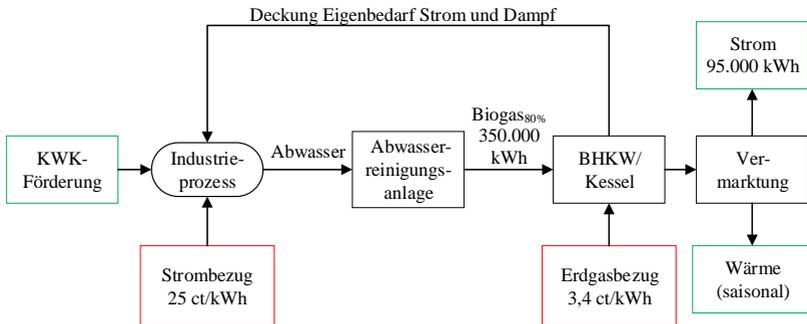


Abbildung 1 – Industrieller Prozess, Gewinnung von Biogas (Methankonzentration von bis zu 80%), Werte bezogen auf Monatsdurchschnittswerte

Der Großteil des Energiebedarfs wird durch zwei BHKWs und einen Erdgaskessel gedeckt. Der restliche Bedarf wird aus dem Netz bezogen. Da die zur Energieerzeugung verwendeten Anlagen noch als alte Bestandsanlagen gelten, ist der Industriestandort EEG-befreit (EEG § 61e). Dies hat zur Folge, dass auf den eigenverbrauchten Strom keine EEG-Umlage (6,4 ct/kWh) bezahlt werden muss. Zusätzlich wird der eigenverbrauchte Strom KWK-gefördert (KWK §7 Abs.3).

Mittels einer PtG-Anlage soll das anfallende Biogas_{80%} zu einspeisefähigem Biomethan aufbereitet werden. Für die ökonomische Betrachtung sind besonders die Energiebezüge von Interesse. Darunter fallen die Energietarife und der Energiebedarf. Ebenso ist die Tagesganglinie von Interesse, d.h. wann welcher Bedarf vorliegt. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die angewandte Vermarktungsstrategie der Energieüberschüsse. In diesem Fall wird sowohl der Strom-, als auch der Wärmeüberschuss vom lokalen Energieversorger zu einem Festpreis abgenommen. Der Wärmeüberschuss wird in ein Nahwärmenetz abgegeben. Dieses Nahwärmenetz besitzt nur eine bestimmte Aufnahmekapazität und der Betrieb der BHKWs muss dementsprechend angepasst werden. Des Weiteren wird betrachtet, welche Anlagen unter die BImSchG-Genehmigung fallen und ob eine Feuerungswärmeleistung von 20 MW überschritten wird. An diesem Industriestandort ist dies der Fall. Dies hat zur Folge, dass das Unternehmen am

Emissionshandel teilnehmen muss und alle CO₂-Ausstöße mit entsprechenden Zertifikaten gedeckt werden müssen (TEHG, §4).

Optimierungspotential liegt also in der Energievermarktung und dem Emissionshandel vor.

Power-To-Gas-Anlage

Bei der zu installierenden PtG-Anlage handelt es sich um eine biologische Anlage. Mit Hilfe von Methanbakterien wird Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan verarbeitet. Hierzu werden die Edukte (H₂, CO₂) in eine mit Methanbakterien versetzte Nährstofflösung eingedüst. Der Wasserstoff wird über einen Elektrolyseur bereitgestellt. Als Kohlenstoffdioxid-Quelle wird das Biogas verwendet (CO₂-Anteil: 20%). Die Entwicklung und der Betrieb der Anlage werden durch das Deutsch-Französische Institut für Umwelttechnik der FITT gGmbH übernommen.

Die Integration einer PtG-Anlage bietet auf Grund ihrer flexiblen Betriebsweise weitere Möglichkeiten zur Teilnahme am Energiemarkt. So ist auch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt denkbar. Negative Regelenergie kann mit dem Betrieb des Elektrolyseurs bereitgestellt werden und positive mit den BHKWs. Um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten und weiterhin flexibel am Energiemarkt agieren zu können, ist ggf. ein Wasserstoffspeicher notwendig.

Integration der PtG-Anlage am Standort

Die PtG-Anlage kann auf verschiedene Weisen eingebunden und betrieben werden. Dies ist von vielen Faktoren abhängig. Darunter fallen z.B. die Preise an den Energiemärkten und der Betrieb des Industriestandortes.

1) Vermarktung des Biomethans

Diese Integrationsmöglichkeit konzentriert sich auf die Vermarktung von Biomethan (~100% Methananteil). Der dadurch im Industrieprozess fehlende Brennstoff, wird durch einen erhöhten Erdgasbezug kompensiert. Der Prozessablauf sieht folgendermaßen aus:

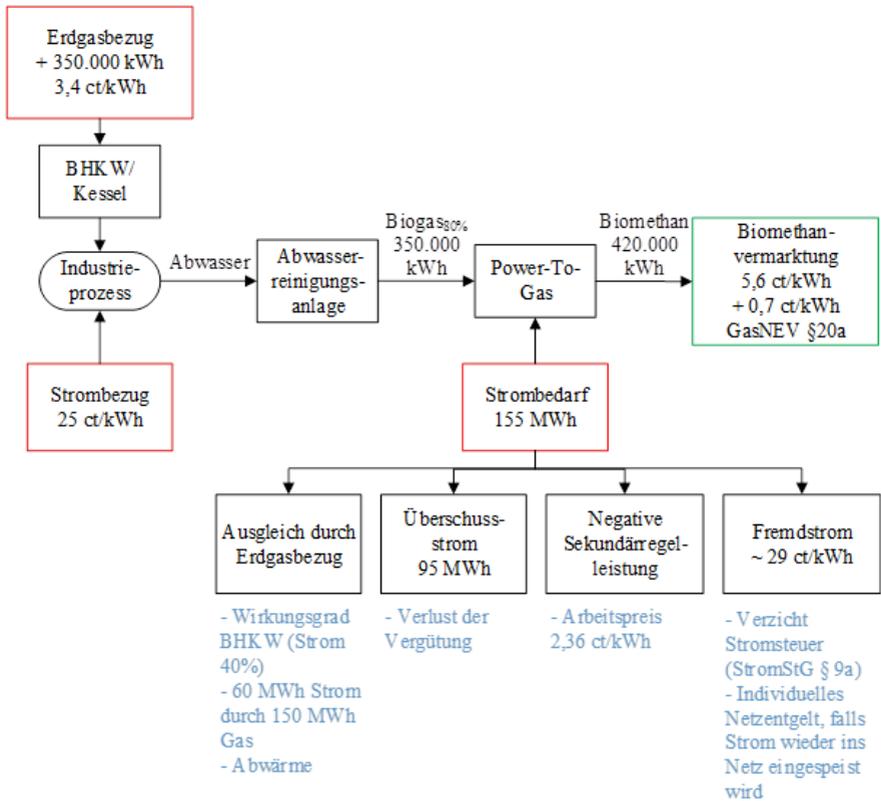


Abbildung 2 – Integration der PtG-Anlage mit dem Fokus auf der Vermarktung des gewonnenen Biomethans, Werte bezogen auf Monatsdurchschnittswerte

Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen wird mit einem durchschnittlichen Preis von 7,06 ct/kWh (Stand: März 2019) gehandelt. Das Minimum beträgt 5,6 ct/kWh [3]. Zusätzlich kann eine Festvergütung von 0,7 ct/kWh von dem Netzbetreiber für die Einspeisung von Biomethan erzielt werden (GasNEV §20a). Somit wird eine deutlich höhere Vergütung als mit einer Verstromung durch die vorhandenen BHKWs erzielt. Der kritische Kostenfaktor ist der Strombedarf der PtG-Anlage, explizit des Elektrolyseurs. Dieser kann auf verschiedene Weisen gedeckt werden. Eine Möglichkeit bietet der Überschussstrom aus dem Industrieprozess. Dieser wird momentan durch den lokalen Energieversorger zu einer Festvergütung abgenommen. Eine weitere Möglichkeit ist der Strombezug aus dem Netz. Allerdings sind dort die Kosten am höchsten und betragen ~ 29

ct/kWh [4]. Eine weitere Möglichkeit bietet die negative Regelenergie. Auf Grund der Tatsache, dass negative und positive Regelenergie nur bei Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) separat ausgeschrieben werden, werden auch nur diese beiden betrachtet. Um beide zu vergleichen, werden die Daten von 6 Monaten verglichen (Januar – Juni 2019).

Tabelle 1: Vergleich negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserveleistung zwischen Januar 2019 und Juni 2019 (6 Monate) [5]

	Negative SRL	Negative MRL
Abgerufene Menge [MWh]	595.413	87.668
Abgerufene Zeit in [h]	3.983	184,75
Abgerufene Menge / Abrufung [MWh/h]	149,5	474,5
Mittelwert des Arbeitspreises bei Ab-ruf [€/MWh]	23,58	20,63
Mittelwert des Leistungspreises [€/MW]	17,53	8,79

Ausschlaggebend ist die Anzahl der Stunden, in der eine negative Leistung abgerufen wurde. Trotz der Möglichkeit Wasserstoff in einem Wasserstofftank zu speichern, kann der Energiebedarf der PtG-Anlage nicht in wenigen Stunden gedeckt werden. Daher kommt nur die negative Sekundärregelleistung, welche zu ~90% der Zeit zur Verfügung steht, in Frage.

Zur Deckung des fehlenden Brennstoffes kann entweder mehr Erdgas oder Fremdstrom bezogen werden. Bei einer erhöhten Verbrennung an Erdgas müssen zusätzlich die daraus resultierenden CO₂-Emissionen mit Zertifikaten gedeckt werden (Verbrennung von Biogas kann als emissionsfrei betrachtet werden (MVO, Art. 38 Abs.2)). Auf Grund der Tatsache, dass das Biogas_{80%} nur zu Dampfproduktion verwendet wird und in den Sommermonaten sowieso zu viel Wärme durch die BHKWs anfällt, kann eventuell auf den erhöhten Erdgasbezug verzichtet werden.

2) Vermarktung des Überschussstroms bei Verstromung des Biomethans vor Ort

Auf Grund der Tatsache, dass der Industriestandort EEG-befreit ist, können bereits mehrere Vermarktungsmöglichkeiten ausgeschlossen werden. Darunter fallen die EEG-Vergütung und die Marktprämie (EEG §19). Die Vergütung nach dem KWKG kann weiterhin betrachtet werden und ist abhängig von der installierten Leistung der BHKWs und des Inbetriebnahmezeitpunktes. Die Vergütung würde 3,1

ct/kWh betragen (KWKG §8). Als nächstes kann die Festvergütung durch den lokalen Energieversorger in Betracht gezogen werden. Diese liegt etwa 30 % unter den durchschnittlichen Preisen am Spotmarkt. Eine weitere Möglichkeit bietet eine Direktvermarktung am Spot- oder Terminmarkt an der Strombörse. Bei dieser Methode kann zusätzlich ein Entgelt für dezentrale Einspeisung von dem Netzbetreiber bezogen werden (StromNEV §18). Die abschließende Vermarktungsmethode bietet die positive Regelernergie. Ebenso wie bei der negativen wird auch hier nur die Sekundärregelenergie beachtet. Der mittlere Arbeitspreis bei Abruf beträgt ~ 5,56 ct/kWh. Es lässt sich festhalten, dass die Vermarktung des Überschussstroms mit den angenommenen Werten als unrentabel zu betrachten ist.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Alle folgenden Werte beziehen sich auf Monatsdurchschnittswerte.

Erlös durch Biomethan:

Die Vergütung des Biomethans wird einmal mit 5,6 ct/kWh und einmal mit 7,06 ct/kWh angenommen, zusätzlich der 0,7 ct/kWh durch die Einspeisevergütung von Biomethan (GasNEV § 20a). Es werden 420.000 kWh/Monat Biomethan verkauft.

Kosten:

- Erdgas

Nachdem das Biogas_{80%} nun nicht mehr in den Kessel geleitet, sondern in das Erdgasnetz eingespeist wird, muss es durch Erdgas ersetzt werden. Die zu ersetzende Menge beträgt 350.000 kWh. Die Kosten anhand des Erdgastarifes betragen ~3,4 ct/kWh. Es ergeben sich Kosten in Höhe von 11.900 €/Monat.

Für die Berechnung der Kosten der zusätzlichen CO₂-Zertifikate wird angenommen, dass ~ 0,2 kg CO₂ pro kWh verbranntem Erdgas freigesetzt wird. Der Börsenpreis wird als konstant angenommen und auf 26 €/Tonne CO₂ festgelegt [6]. Die Kosten belaufen sich auf: 1.820 €/Monat.

- Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus den Stromkosten, den Wasserkosten, den Wartungs- und Instandhaltungskosten und den Nährstoffkosten für das Kultivierungsmedium zusammen. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten, die Wasserkosten und die Nährstoffkosten werden auf 5% der Investitionskosten pro

Monat festgelegt. In der vorliegenden Ausführung der Anlage bedeutet das ~ 5000 €/Monat. Ein Großteil der Stromkosten wird durch den Elektrolyseur verursacht. Dieser hat einen Energiebedarf von 155.000 kWh/Monat. Um den Bedarf vollständig durch negative Sekundärregelleistung zu decken, müsste die Wasserstoffproduktion zeitlich flexibel gestaltet werden. Dies könnte mit einem größeren Elektrolyseur und einem entsprechenden Wasserstoffspeicher realisiert werden. Beides führt zu hohen Investitionskosten. Die theoretisch mögliche Vergütung wird durch den durchschnittlichen Arbeitspreis der negativen Sekundärregelleistung dargestellt. Diese beträgt 2,36 ct/kWh. Anhand dieser Daten kann ein maximal zusätzlicher Erlös von 3.685 €/Monat erwirtschaftet werden.

Zusätzlich fallen an dem Industriestandort im Monat durchschnittlich 95.000 kWh Überschussstrom an. Wenn dieser Überschussstrom zur Deckung des Strombedarfs der PtG-Anlage verwendet wird, entfällt dessen Vergütung.

Eine weitere Möglichkeit wäre, zusätzlicher Erdgasbezug und anschließende Verstromung im BHKW. Dabei muss neben dem Wirkungsgradverlust des BHKWs auch die Abwärme beachtet werden. Der Wärmebedarf des Industriestandortes und des Nahwärmenetzes sind begrenzt und gelten als limitierender Faktor. Dies hat zur Folge, dass Wärme über einen Kühler abgeführt werden muss. Des Weiteren muss auch für dieses verbrannte Erdgas zusätzliche CO₂-Zertifikate erworben werden. Auf Grund dieser Tatsache wird diese Möglichkeit als unwirtschaftlich angesehen und nicht weiter betrachtet.

Als letzte Möglichkeit ist der Bezug von Fremdstrom aus dem Netz zu nennen. Hier entstehen jedoch hohe Kosten (~29 ct/kWh). Dies sollte einen möglichst kleinen Teil des Strombezugs ausmachen.

Die Kosten oder der Erlös durch den Energiebedarf ergeben sich durch die prozentuale Zusammensetzung des Strombezugs. Primäres Ziel ist es, so viel Strom wie möglich über die Regelenergie zu beziehen. Wenn dies nicht den kompletten Bedarf deckt, wird der eigene Überschussstrom verwendet. Erst wenn dieser ebenfalls nicht mehr ausreicht wird teurer Fremdstrom bezogen oder ggf. der Biogas_{80%}-Fluss wieder in den Erdgaskessel geleitet und die PtG-Anlage vorübergehend nicht betrieben.

Für eine abschließende Betrachtung müssen die Investitionskosten beachtet werden.

Tabelle 2: Investitionskosten Elektrolyseur und PtG-Anlage [7]

Komponente	Investitionskosten [€/kW]
Elektrolyseur	1000
PtG-Anlage	500

Die Investitionskosten der PtG-Anlage wurden auf 500 €/kW festgelegt, da es sich um eine biologische Anlage handelt, welche deutlich geringere Anforderungen hat, als eine chemische.

Als kleinstmögliche Elektrolyse-Anlage wurde eine 225 kW Anlage festgelegt. Dies würde Investitionskosten von insgesamt ~ 400.000 € bedeuten. Nachteil einer solchen kleinen Anlage ist, dass der Elektrolyseur konstant laufen muss, um ausreichend H₂ bereitzustellen. Dies bedeutet, dass der Betrieb an Flexibilität einbüßt und tendenziell höhere Stromkosten entstehen. Negative Sekundärregelleistung wurde in 90 % der Zeit (Januar 2019- Juni 2019) abgefragt. Dieser Wert wäre das neue Optimum. Ein weiterer Aspekt ist, dass mit einer Leistung von 0,225 MW die Teilnahme an einem Pool notwendig ist, um an Ausschreibungen des Regelenergiemarktes teilzunehmen [8]. Dort können ggf. Probleme durch unterschiedliche Vermarktungsstrategien der anderen Poolteilnehmer entstehen.

Ab einem Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW können auch eigenständig Angebote abgegeben werden, d.h. nach erfolgreicher Präqualifikation (im Zusammenschluss mit anderen Anlagen, Mindestgröße 5 MW) können eigenständig 1 MW Regelleistung angeboten werden. Diese erhöhte Flexibilität zieht deutlich höhere Investitionskosten nach sich. Der 1 MW Elektrolyseur hat Investitionskosten ~ 1.000.000 € und für dessen Betrieb ist ein Wasserstoffspeicher notwendig. Dessen Kosten belaufen sich auf etwa 300.000 € (H₂ für eine Woche) [9]. Mit dem Verteilsystem werden die Investitionskosten auf 1.500.000 € festgelegt.

Beide Anlagenvarianten werden über einen Zeitraum von 10 Jahren linear abgeschrieben. Somit beläuft sich die jährliche Abschreibung bei der 225 kW Anlage auf 40.000 € und bei der 1 MW Anlage auf 150.000 €.

In dem folgenden Diagramm wird der Gesamtjahreserlös der Anlage dargestellt. Betrachtet werden vier verschiedene Fälle. Zum einen wird die Vergütung der negativen Sekundärregelleistung einmal mit 2,36 ct/kWh (SRL 1) und einmal mit 0 ct/kWh (SRL 2) angenommen. Des Weiteren werden zwei mögliche Vergütungen

für das Biomethan betrachtet: 5,6 ct/kWh (Biomethanpreis 1: BMP 1) und 7,06 ct/kWh (BMP 2).

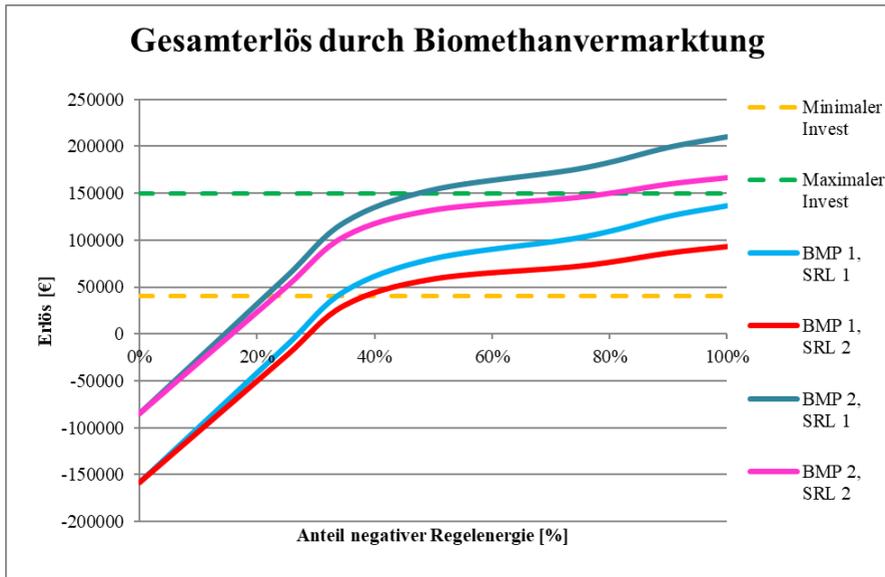


Abbildung 3 – Gesamtjahreserlös durch Biomethanvermarktung (5,6 o. 7,06ct/kWh), Darstellung in Abhängigkeit vom Regelenergiepreis und vom prozentualen Deckungswert des Energiebedarfes

Bei der Anlage mit dem 225 kW Elektrolyseur können bereits bei der sehr konservativen Preisauslegung des Biomethans (5,6 ct/kWh) Gewinne ab einem Regelenergieanteil von ~ 35% erzielt werden. Eine rentable Betriebsweise der 1 MW-Anlage ist auf Grund der hohen Investitionskosten auf einen höheren Biogaspreis angewiesen. Zusätzlich müssen je nach Vergütung der negativen Regelenergie, Deckungswerte des Energiebedarfs zwischen 50% - 70% erreicht werden. Allerdings spricht die Möglichkeit der eigenständigen Teilnahme am Regelenergiemarkt dafür, dass ein höherer Deckungswert erreicht wird.

Fazit

Auf Grund der Tatsache, dass die Anlage sich noch in der frühen Phase der Planung befindet, können einige Größen zur detaillierteren Berechnung noch nicht endgültig festgelegt werden. Somit sind in dieser ersten Wirtschaftlichkeitsanalyse

noch einige Unsicherheiten enthalten. Die geplante Anlage soll Ende 2020 als großtechnische Erstanlage in den Betrieb gehen. Erst durch Erfahrungswerte können Aussagen für zukünftige optimale Betriebsweisen und Vermarktungsstrategien getroffen werden.

Danksagung

Dieses Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert. Das Förderkennzeichen lautet: 03EI4001B.

Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt. [Online] 25. Juli 2019. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands>.
- [2] Netztransparenz. [Online] 25. Juli 2019. <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *Branchenbarometer Biomethan 2019*. Berlin : s.n., 1. Mai 2019.
- [4] Stromvergleich. [Online] 19. August 2018. <https://1-stromvergleich.com/strom-report/strompreis/>.
- [5] Bundesnetzagentur. SMARD Strommarktdaten. [Online] 6. August 2019. <https://www.smard.de/home>.
- [6] European Energy Exchange. [Online] 2019. <https://www.eex.com/de/>.
- [7] Missal, Peter. *Power-to-Gas: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalyse*. Kaiserslautern, Rheinland-Pfalz, Deutschland : s.n., 12. März 2014.
- [8] Regelleistung. [Online] 20. August 2019. <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>.
- [9] U.S. Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program. *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs*. Mai 2014.

ENHANCEMENT OF ALKALINE ELECTROLYSIS PERFORMANCE BY ENHANCED TEMPERATURES AND PRESSURES

Ulrich R. Fischer*, André Voigt, Nikolaos P. Sakkas, Frank Gillung

Brandenburg University of Technology Cottbus-Senftenberg, Chair of Power Plant Technology, Hydrogen Research Center, Siemens-Halske-Ring 13, D-03046 Cottbus

* Kontakt: ulrich.fischer@b-tu.de

Abstract

Alkaline electrolysis is still one of the most important electrolysis technologies to produce green hydrogen. The mature technology is also viable to meet the high dynamic requirements to provide direct wind-turbine electrolyzer coupling or to take part in the secondary and primary control energy market. Also, it is possible to use cheaper materials for bipolar plates, electrodes and catalysts in comparison to the PEM-electrolysis. Despite the mature technology status there is still ongoing research in the field of alkaline electrolysis. One focus lies on large-scale production technologies especially for the structuring and the surface coating for 3-dimensional structured electrodes. Beside this research there are some new concepts to improve the alkaline electrolyzer performance and reduce the balance of plant of the overall system. In this concern the increase of the operating pressure makes it feasible on the one hand to improve the energy efficiency of the H₂-pressurizing process and on the other hand to increase the operating temperature above 100°C without exceeding the boiling point of the potassium hydroxide solution. As initial test results show, a further increase in the process temperature results in a significant reduction in overvoltages. At present, it is being investigated how the materials of the stack and the electrolyte circuit are suitable under these process conditions and which trade-off between temperature increase and material wear is possible. Another new concept under investigation in our research center is the alkaline electrolysis with an anion-conductive membrane (AEM) which has experienced increased attention in the last years due to its perspective to combine positive features of both the common alkaline and PEM-water

electrolysis. The AEM electrolysis uses an anion-conductive membrane which acts as separator and electrolyte simultaneously.

Introduction

The theoretical and practical influence of pressure and temperature on the electrolyzer efficiency and overall energy consumption per unit mass of hydrogen produced is a matter of various theoretical papers and practical measurements. Despite the fact of slightly increasing the reversible cell voltage, some effort is made to increase the operating pressure of water electrolysis to simplify the complete system by avoiding supplementary hydrogen buffer tanks and compressors. It is expected to have less maintenance effort with this less complex system. Also, alkaline pressure electrolysis was investigated to make it possible to increase the electrolyte temperature to 110 °C at 50 bar aiming on lower overvoltage due to better electrolyte conductivity [1]. On the other hand, pressure electrolysis relates to more expenditure for high pressure components (stack, separators, pumps, pipes etc.) and more effort for pressure control and safety mechanisms.

Elevated operating temperatures generally lead to an improved electrolyzer performance. Beside the high temperature electrolysis, using ceramic materials for membrane and electrodes at operating temperatures >650°C, also the classic alkaline electrolysis offers potential for an increasing efficiency at temperatures >100°C. In this case the tradeoff between efficiency benefits and increasing material problems must be taken into account and alternative materials for the cell and the membrane have to be explored.

Pressure influence

The pressure influence on the reversible cell voltage U_{rev} of water electrolysis can directly be deduced from the pressure dependent change of the molar Gibbs energy ΔG and gives an increase of the reversible cell voltage of 44 mV with a pressure increase by a factor of 10 if both the oxygen and hydrogen are being compressed. The reversible cell voltage increase is lower (30 mV) if only the hydrogen is pressurized. According to LeRoy et. al. [2] the thermoneutral cell voltage U_{th} , which comprises also the energy for compressing and heating the feed water and the energy for evaporating the water in the oxygen and hydrogen gas

bubbles, decreases with increasing pressure. This effect is caused by a decreasing share of water vapor in the gas bubbles and subsequently by a decreasing share of evaporation enthalpy.

Whereas the theoretical influence on the reversible cell voltage can be derived straightforward, the overall influence on the irreversible cell voltage is more complex. Considering different counterbalancing effects authors come to different results in comparing the energy demand of pressurized electrolyzers with atmospheric ones including subsequent compressor stages.

The decreasing diameter and higher density of the product gas bubbles led to a lower buoyancy force with the effect of adhering longer on the active electrode surface and staying longer in the electrolyte. These effects increase the cell voltage. On the other hand, the decreasing bubble diameter leads to a reduced electrolyte resistance with decreasing cell voltage. Obviously, this phenomenon has the same order of magnitude as the mentioned opposite effects. Our practical measurements of the cell voltage at different operating pressures reveal no dependence of the cell voltage on the pressure (see Fig. 1, 2) in accordance with other authors [3, 4].

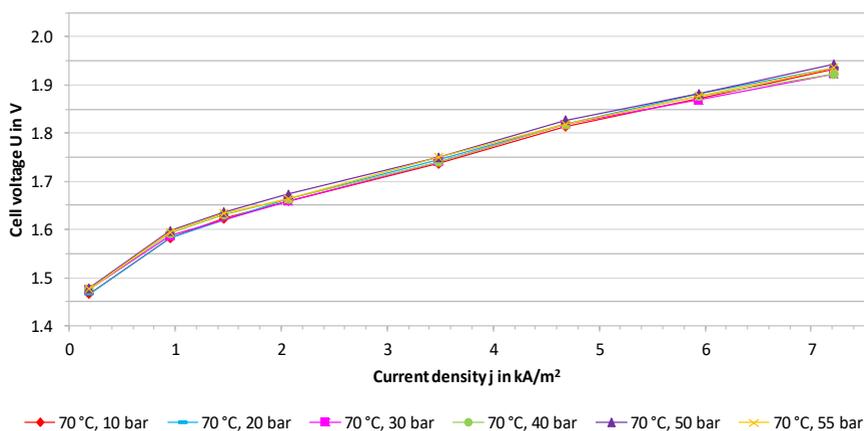


Figure 1: Cell voltage vs. current density at different pressures. Alkaline pressure electrolyzer with 24 cells.

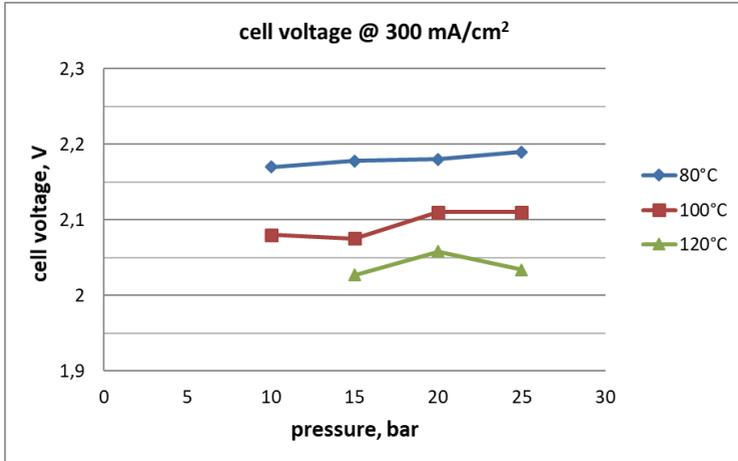


Figure 2: Cell voltage vs. operating pressure. Single cell alkaline pressure electrolyzer.

Since the measurements indicate pressure independent cell voltage a straightforward approach for the energetic comparison of two pathways for the production of pressurized hydrogen as shown in figure 3 is feasible. Pathway 1 (see Fig. 3 left) represents an atmospheric electrolyzer (pressure p_0) with subsequent hydrogen compression to the elevated pressure p_1 . Pathway 2 (see Fig. 3 right) represents a pressure electrolyzer with a boost pump to supply pressurized water at pressure p_1 .

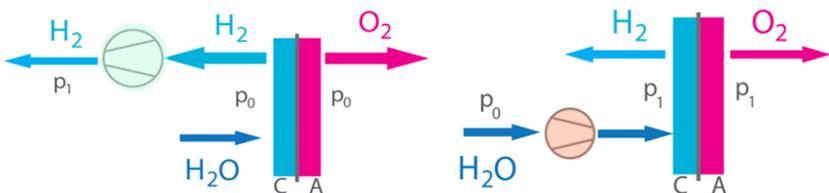


Figure 3: Atmospheric alkaline electrolysis with subsequent hydrogen compression (pathway 1, left) and pressure electrolysis with boost pump to supply pressurised water (pathway 2, right)

The subsequent hydrogen compression in the case of the atmospheric electrolysis (pathway 1, left) requires an additional amount of work w_{compr} according to

$$w_{\text{compr}} = \frac{w_{\text{compr,rev}}}{\eta_{\text{mech}} \cdot \eta_{\text{isen}}} = \frac{c_p \cdot m \cdot T_0}{\eta_{\text{mech}} \cdot \eta_{\text{isen}}} \left(\left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right)$$

with $w_{\text{compr,rev}}$ the reversible technical work, η_{mech} and η_{isen} the mechanical and isentropic efficiencies, T_0 the compressor inlet temperature, c_p the specific heat of hydrogen, m the hydrogen mass pumped, p_1 the final pressure and κ the ratio of the specific heats c_p and c_v [5, 6]. With the assumption of $T_0=298$ K, $\eta_{\text{mech}}=0.98$, $\eta_{\text{isen}}=0.75$ and a final pressure $p_1=60$ bar the equation yields $w_{\text{pump}}=0.33$ kWh per 1 m^3 (at STP) hydrogen. The amount of energy for the water boost pump in the case of path 2 is only

$$w_{\text{pump}} = p_1 \cdot \Delta V_{\text{H}_2\text{O}}$$

with $\Delta V_{\text{H}_2\text{O}}$ the pumped water volume. In this case the production of 1 m^3 hydrogen (at STP) requires only $w_{\text{pump}}=0.014$ kWh. In comparison to the compression work of pathway 1 this energy amount is negligible.

Consequently, the pressure electrolysis (pathway 2, right) is advantageously due to the measurement results up to 55 bar.

Temperature influence

The temperature influence on the reversible cell voltage U_{rev} due to the temperature dependent change of the molar Gibbs energy ΔG gives a decrease of the reversible cell voltage of $-0,845$ mV/K. In practice, a temperature increase decreases the reversible cell voltage as well as the ohmic and activation overvoltages. Figure 2 shows temperature dependent measurement results at a single cell with perforated nickel electrodes with temperatures up to 120°C at pressures from 10 to 25 bar. Therefore, it is desirable to operate an electrolyzer at the highest possible operation temperature, only limited by the material properties. In the case of the alkaline electrolyzer the temperature is limited mainly due to the diaphragm to about 80°C . At temperatures above 100°C also the

accelerated corrosion of the stainless-steel alloys of the parts exposed to the potassium solution has to be investigated.

Material issues at elevated Temperature above 100°C

As initial test results show (see Fig. 3), a further increase in the process temperature $>80^{\circ}\text{C}$ results in a significant reduction in overvoltages. For the first tests a commercial Zirfon[®] membrane was used for the single cell construction (see Fig. 4). The cell frame and the flowfield consist from stainless austenitic steel 1.4404 (X2CrNiMo17-12-2; 16,5% Cr, 11% Ni, 2 % Mo). The electrodes are perforated nickel sheets yet without any catalyst coating. Figure 4 shows the opened cell after 10 hours test with no visible damage of cell, electrodes and diaphragm. Despite the supplier's recommendation for the operation temperature of the Zirfon[®] membrane not to exceed 110°C we intentionally exposed the membrane to 120°C .

The Zirfon[®] membrane consists of ZrO_2 bonded polyphenylene sulphide - PPS (20% PPS, 80% ZrO_2). The plastic material PPS itself is reported to have a continuous service temperature of 200 to 220°C [7].

The diaphragm was after the test fully functional, despite the brown colouring probably due to dissolved iron.

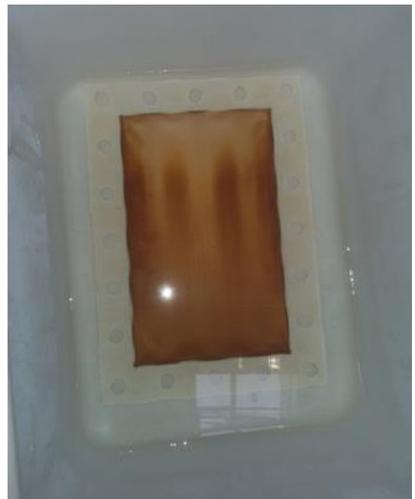
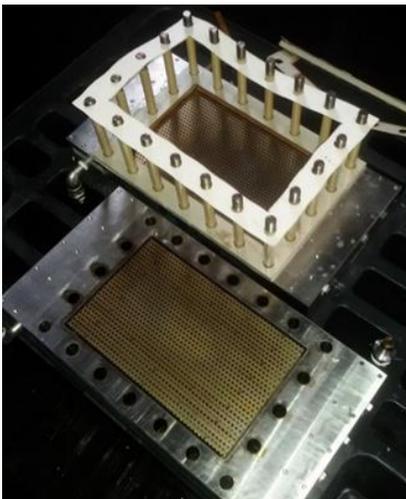


Figure 4: Alkaline pressure electrolyzer cell and Zirfon[®] membrane after test at 120°C and 25 bar.

The deployed stainless-steel alloy is recommended for the usage with KOH at a continuous service temperature of about 100°C to 120°C depending on the concentration of the KOH solution. The data for the operating temperature vary from manufacturer to manufacturer. It is expected to have higher abrasive corrosion and pitting corrosion with increasing temperature. Therefore it is recommended to explore higher Ni-alloyed steels, such as 1.4529 (alloy 926 - X1NiCrMoCuN25-20-7; 25%Ni, 20%Cr, 7%Mo) or 1.4539 (alloy 904L; X1NiCrMoCu25-20-5; 25%Ni, 20%Cr, 5%Mo) for temperatures >120°C. At these temperatures the accelerated corrosion of the stainless-steel alloys of the parts exposed to the potassium solution has to be investigated. Of concern under elevated pressure is also the combination of tensile stress with stress crack corrosion.

At present the test site is under construction with all parts to extend the operation temperatures further above 120°C. For these operation conditions actual no commercial alternative to the zirfon® membrane is available. There are some new materials, worth to explore as membrane alternatives. Membranes from PBI (polybenzimidazole) offer a good heat-resistance above 200°C [8], a high KOH (aq.) uptake and a high ionic conductivity (40 mΩ cm²) but exhibit yet insufficient chemical stability in KOH (aq.) [9]. Also, ceramic materials as SrTiO₃ or ZrO₂ [10], porous yttria stabilized zirconia (YSZ) Zr_{0.84}Y_{0.16}O [11] and mixtures of TiO₂ und ZrO₂ [12] are candidates for further investigations.

References

- [1] J. Fischer, G. Luft, Chem. Ing. Tech 57 (1985) 615
- [2] R. L. LeRoy, C. T. Bowen, D. J. LeRoy, The thermodynamics of aqueous water electrolysis, Journal of the Electrochemical Society 127 (9) (1980) 1954-1962
- [3] H. Janßen, B. Emonts, D. Stolten, Moderne Elektrolyseverfahren - Status der Hochdruckelektrolyse am Forschungszentrum Jülich, Tagungsband 4. Deutscher Wasserstoff Kongress Essen (2008) 113-121
- [4] A. Ursúa, I. San Martín, E. L. Barrios, P. Sanchis: Stand-alone operation of an alkaline water electrolyzer fed by wind and photovoltaic systems, International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 14952-14967
- [5] J. Larminie, A. Dicks, Fuel Cell Systems Explained, John Wiley & Sons, 2003

-
- [6] B. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, I.K. Peña Arias, K. Sundmacher, Energetic evaluation of high-pressure PEM electrolyzer systems for intermediate storage of renewable energies, *Electrochimica Acta* 110, (2013) 570-580
- [7] <https://omnexus.specialchem.com/selection-guide/polyphenylene-sulfide-pps-plastic-guide>, page accessed on Aug. 30th 2019
- [8] <https://www.aetnoplastics.com/products/d/Celazole>, page accessed on Sep. 22th 2019
- [9] Mikkel Rykær Kraglund, Marcelo Carmo, David Ailia Günter Schiller, Erik Christensen, Andreas Friedrich, Detlef Stolten, Jens Oluf Jensen: Alkaline membrane electrolysis with PEM-level electrochemical performance. 1st International Conference on Electrolysis Copenhagen, 13-15 June 2017
- [10] Frank Allebrod, Christodoulos Chatzichristodoulou, Mogens B. Mogensen: Cobalt and molybdenum activated electrodes in foam based alkaline electrolysis cells at 150-250°C and 40 bar. *J. of Powersources* 255(2014) 394-403
- [11] C. Chatzichristodoulou, F. Allebrod, and M. B. Mogensen, High Temperature Alkaline Electrolysis Cells with Metal Foam Based Gas Diffusion Electrodes, *J. Electrochem. Soc.*, 163(11): F3036-F3040, 2016
- [12] H. Richter et al, Ceramic nanofiltration membranes, Nordic Filtration Symposium, Book of abstracts, p. 15, Lappeenranta/Finland, August 24th-26th, 2016

WASSERSTOFF IM ERDGASNETZ

Kay Fönings

E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree

Schlüsselwörter: Wasserstoffbeimischung, Wasserstoffverträglichkeit, Erdgasnetz, Gasverteilnetz

Zusammenfassung

Der Vortrag „Wasserstoff im Erdgasnetz“ beschreibt die gesammelten Erkenntnisse aus dem Projekt H2-Ready-Assets. Das Projekt verfolgte das Ziel die Wasserstoffkompatibilität der Komponenten des Gasnetzes bis hin zu 100 Vol.-% zu analysieren. Die Wasserstoffbeimischung im bestehenden Erdgasverteilnetz von bis zu 20 Vol.-% wurde untersucht. Im Ergebnis wurde ein Nachschlagewerk für Gasnetzbetreiber über den aktuellen Wissenstand zur Kompatibilität der im Erdgasnetz betriebenen und nachgelagerten Komponenten erstellt.

Einleitung

Es wurde bis zum Beginn der Umstellung der Gasversorgung auf Erdgas in den 1970er-Jahren in der BRD mit Stadtgas ein wasserstoffreiches Gas erzeugt sowie in den Gasnetzen zu den Endverbrauchern verteilt und dort verwendet. Auch in der ehemaligen DDR wurde Stadtgas für die öffentliche Gasversorgung genutzt und die Umstellung auf Erdgas erfolgte erst in den 1990er-Jahren.

Mit der Aufnahme, Verteilung und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff wird eine zunehmende Nutzung regenerativer Energie insbesondere auch im Wärmemarkt ermöglicht. Eine Vorbereitung und Umsetzung von technischen Maßnahmen ist in der Gasinfrastruktur erforderlich.

Zielsetzung des Projektes „H₂-Ready-Assets“, einem Teilprojekt der Gasstrategie, war es die Wasserstofftauglichkeit der Netze der Regionalversorgungsunternehmen der E.ON zu prüfen, notwendige Maßnahmen aufzuzeigen sowie betrieblichen Forschungsbedarf herauszuarbeiten.

Projekttablauf

Es wurde das Deutsche Brennstoff Institut Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) mit einer Analyse zur Wasserstoffverträglichkeit der Gasverteilnetze mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis zu 100 Vol.-% beauftragt. Es wurde ein umfangreiches Nachschlagewerk in Steckbriefform mit dem Charakter einer gutachterlichen Stellungnahme erarbeitet.

Im Projekttablauf wurde unter Berücksichtigung aktuell bereits vorliegender Laborerfahrung an Gasgeräten und der Einschätzung von Herstellern die Betrachtung einer Zumischungsgrenze von 20 Vol.-% Wasserstoff festgelegt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse sind in einem umfangreichen Bericht zusammengefasst. Anhand der wesentlichen Ergebnisse wurden die notwendigen Maßnahmen zur Ertüchtigung der Netze unter Betrachtung einer Zumischungsgrenze von 20 Vol.-% Wasserstoff zusammengestellt. Offene Fragestellungen und der notwendige Forschungsbedarf zu Technik und Regelwerk wurden herausgearbeitet.

- **Verträglichkeit:** Nur wenige Bauteile und Komponenten in der Infrastruktur der Verteilnetze und der Gasinstallation müssen tatsächlich ausgetauscht oder umgebaut werden. Stahl- und PE-Kunststoffleitungen sind hinsichtlich Materials und Funktion bei 20 Vol.-% Wasserstoff-zumischung

uneingeschränkt nutzbar. Ebenso die überwiegende Zahl der Einzelbauteile in Gas-Druckregel- und Messanlagen, die Hausinstallation und Balgengaszähler. Odorieranlagen mit schwefelhaltigen Odorierungsmittel sind bis zu einer Wasserstoffkonzentration von 60 Vol.% freigegeben.

- **Regelwerk:** Intensive Diskussionen müssen noch über die Auslegung einzelner Regelwerke geführt werden. Das Arbeitsblatt über die Gasbeschaffheiten setzt sehr enge Grenzen, die aus Material- und Funktionsicht nicht erforderlich sind.
- **Organisatorischer Aufwand:** Ein großer Aufwand für die Gasnetzbetreiber liegt in der Bearbeitung verschiedenster Teilaufgaben, die sich durch eine Wasserstoffzumischung ergeben, wie u.a. Überprüfung der Exschutzzonen, des Messbereiches der eichpflichtigen Zähler, neu parametrieren der Mengenumwerter, Prüfung der Einzelbauteile in den Gas-Druckregel- und Messanlagen, Überprüfen der Haushaltsgaszähler, Erhebung und Überprüfung der Gasverbrauchsgeräte beim Netzanschlussnehmer inklusive Abgasmessung.
- **Anwendungstechnik:** Laborergebnisse weisen für verschiedene Anwendungstechnik eine sichere und verlässliche Funktion bis 30 Vol.-% Wasserstoff nach, jedoch muss die Tauglichkeit der Anwendungstechnik bis 20 Vol.-% Wasserstoff in der Praxis nachgewiesen und eine Übereinstimmung hierüber mit den jeweiligen Herstellern erzielt werden. Für Erdgas als Kraftstoff ist in DIN 51624 die Grenze von 2 Vol.-% Wasserstoff angegeben. Insbesondere die Stahltanks können bei der starken Druckwechselbelastung im Kontakt mit Wasserstoff zu Spannungsrisskorrosion neigen. Neue Tankentwicklungen sind bereits auf dem Markt, jedoch muss gemeinsam mit dem DVGW, Politik und den Kraftfahrzeugherstellern eine Lösung für den Bestand und im Regelwerk erarbeitet werden.

Fazit

Notwendige Anpassungsmaßnahmen im Gasnetz können systematisch umgesetzt werden, denn die bisherigen Ergebnisse der Analysen zeigen aus Sicht der Erdgasnetze keine grundsätzlichen Grenzen für eine Einspeisung von 20 Vol.-% Wasserstoff auf.

Die Anwendungstechniken sind grundsätzlich vor Ort hinsichtlich Eignung zu überprüfen.

Ausblick

Die Ergebnisse der Analysen zeigen keine grundsätzlichen Grenzen auf, die eine Einspeisung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff unmöglich machen sollten. Ein weiterer Schritt ist die Durchführung eines Pilotprojektes im Erdgasverteilnetz in Zusammenarbeit mit Herstellern und dem DVGW. In dem „Pilotprojekt 20 Vol.-% H₂“ werden gegenwärtig alle Maßnahmen an einem Pilotnetz umgesetzt. Die Ergebnisse des Projektes H₂-Ready-Assets bilden die Grundlage für dieses Reallabor mit einer Einspeisung von bis zu 20 Vol.-% H₂. Eine Voraussetzung für das Pilotnetz ist, dass im Netzgebiet keine Erdgastankstelle installiert sein dürfen. Des Weiteren erfolgt eine Odorierung des Gases mit schwefelhaltigem Odormittel.

Das Projekt wird in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW und mit Herstellern von Gasverbrauchsgeräten durchgeführt, um es zu ermöglichen, dass Erkenntnisse ins Regelwerk übernommen werden. In einem weiteren Folgeprojekt „Pilotvorhaben 100 Vol.-% H₂“ könnten alle Themen und Fragen behandelt werden, die sich aus einer weiteren Steigerung des Wasserstoffanteils und auf 100 Vol.-% H₂ in Gasnetzen ergeben.

SOFTWARE ZUR BETRIEBSOPTIMIERUNG VON WÄRMEVERSORGUNGSSYSTEMEN

Ophelia Frotscher¹, Thomas Oppelt¹, Thorsten Urbaneck¹, Sebastian Otto², Ingrid Heinrich², Andreas Schmidt², Thomas Göschel³, Ulf Uhlig³ und Holger Frey³

¹ Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz

Kontakt: ophelia.frotscher@mb.tu-chemnitz.de

² Ingenieurbüro Last- und Energiemanagement LEM-Software, Nordplatz 6, 04105 Leipzig

³ inetz GmbH, Augustusburger Straße 1, 09111 Chemnitz

Einleitung

Um den Anteil erneuerbarer Energien im Bereich der Wärmeversorgung zu steigern, kommen zunehmend solarthermische Anlagen in konventionellen Versorgungssystemen (z. B. Fernwärme mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) zum Einsatz. Im Projekt „Solare Fernwärme für das Quartier Brühl in Chemnitz – Begleitforschung (SolFW)“ wird ein derartiges System (Abbildung 1) untersucht [1], [2], [3]. Dieses System liefert auch die Grundlage für das Projekt „Wärmenetz-Navigator – Software zur umfassenden Optimierung des Betriebs von Wärmenetzen auf Stadt- und Quartiersebene (WN-Navi)“ [4]. Dieser Beitrag bezieht sich auf die Software *Wärmenetz-Navigator*. Es werden der Ansatz, der Stand der Arbeiten und wesentliche Ergebnisse vorgestellt.

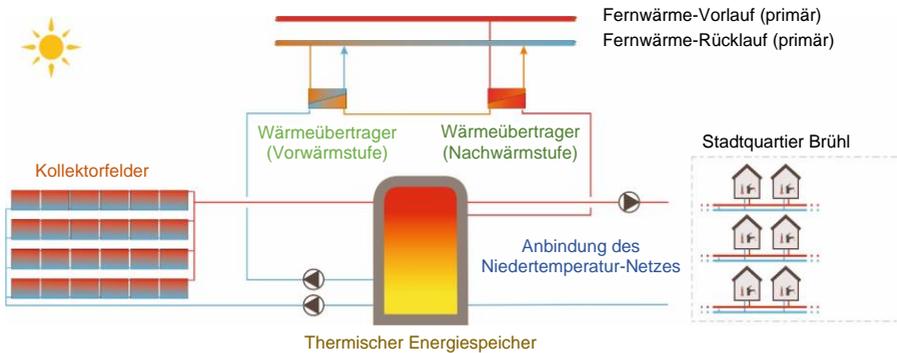


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Referenzsystems „Solare Fernwärme Brühl Chemnitz“, Betreiber: *inetz GmbH*

Das System (Abbildung 1) übernimmt die Wärmeversorgung des Quartiers bzw. der Gebäude mit Raumheizung und Trinkwassererwärmung (141 Hausanschlussstationen, Stand: 2019). Um hohe solare Deckungsanteile zu erreichen, liegt die Soll-Vorlauf-Temperatur des Niedertemperatur-Netzes in Abhängigkeit der Jahreszeit bzw. von Netzheizlast zwischen 72 und 90 °C. Zwei Kollektorfelder (KF) mit ca. 2100 m² Aperturfläche sind für die solare Wärmegewinnung zuständig. Diese werden mit einem variablen Volumenstrom betrieben, um Wärme mit der Netz-Vorlauf-Temperatur bereitzustellen. Falls keine solare Wärme verfügbar ist, übernimmt das vorhandene Fernwärmesystem die Nachheizung bzw. die vollständige Versorgung. Zwei Wärmeübertrager (WÜ) entkoppeln die Wärmeversorgung des Quartiers vom bestehenden Fernwärmesystem (Primärnetz). Die Vorwärmstufe (VW) kann aufgrund der relativ niedrigen Systemtemperaturen die Wärme des Fernwärme-Rücklaufs nutzen.

Die Nachwärmstufe (NW) übernimmt die Erwärmung bis auf Soll-Vorlauf-Temperatur. Der thermische Energiespeicher (TES) ist ein Zwei-Zonen-Speicher mit 1000 m³ Warmwasser (nutzbares Volumen). Dieser entkoppelt die Wärmeleistung der Felder von der Netzlast. Eine Beladung über die Vor- und Nachwärmstufe ist ebenfalls möglich. Darüber kann der Betrieb des Fernwärmesystems mit Kraft-Wärme-Kopplung optimiert werden (z. B. bei stromgeführtem Betrieb der Erzeuger mit KWK und verzögerter Deckung der Netzlast).

Aufbau und Funktion der Software

Aufgrund der zunehmenden Komplexität (z. B. Einsatz verschiedener Wärmequellen, verfügbare Speicherkapazitäten, verschiedene Betriebsweisen von Systemen mit Kraft-Wärme-Kopplung) wird es für Betreiber von Netzen zunehmend schwieriger, optimale Betriebsbereiche zu erkennen und einen optimalen Betrieb umzusetzen. In diesem Projekt werden deswegen die Zielgrößen für die Optimierung wie folgt definiert:

- 1) Reduktion der CO₂-Emissionen als Äquivalent für einen ökologischen Betrieb,
- 2) Minimierung der Betriebskosten für einen energieeffizienten und wirtschaftlichen Betrieb,
- 3) Gewährleistung der Versorgungssicherheit bzw. der Versorgungsqualität (z. B. Einhaltung der Soll-Vorlauf-Temperatur).

Der Betreiber soll im späteren Einsatz die Möglichkeit haben, die ersten beiden Zielkriterien situationsbedingt beeinflussen zu können (z. B. Optimierung nach ökologischen Kriterien in Zeiten ohne Lastspitzen im Netz). zeigt beispielhaft neben den möglichen Betriebsmodi des Systems (Abbildung 1) den Einfluss der Wärmequellen bzw. des Speichers auf die Optimierung.

Tabelle 1: Betriebsmodi des Systems (Abbildung 1) und qualitative Darstellung grundlegender Zusammenhänge

Betriebsmodi				
	Wärmequelle			
	KF	TES	WÜ	
A			EIN	
B		EIN		
C		EIN	EIN	
D	EIN			
E	EIN	EIN		
qualitative Einschätzung				
Kriterien	KF	TES	VW	NW
CO ₂ -Emission	sehr gering	entsprechend der Beladequelle	keine ¹	existent ²
Betriebskosten ³	sehr gering	sehr gering	existent ²	existent ²
Verluste	bei zu hohen Betriebstemperaturen	mit steigender Speicherzeit	nicht relevant	
Verfügbarkeit	Einstrahlung / Umgebungstemperatur	entsprechend des Beladezustand	Temperatur im Fernwärme-Rücklauf	Temperatur im Fernwärme-Vorlauf

Der *Wärmenetz-Navigator* (Abbildung 2) ist so konzipiert, dass dieser die in der Regel vorhandene Leit- und Betriebsmesstechnik nutzt. Die Software beeinflusst dann den Systembetrieb durch die Vorgabe von Betriebsmodi und wichtigen Werten. Als Beispiele wären folgende Vorgaben zu nennen, die für eine Optimierung zeitlich variieren:

¹ Die Nutzung des Fernwärme-Rücklaufs wird hier vereinfacht als zusätzliche Brennstoffausnutzung bei der Kraft-Wärme-Kopplung angenommen. Es entsteht z. B. kein Stromverlust im Koppelprozess. Die spezifischen Emissionen werden der Wärmeversorgung über die Nachwärmstufe zugeordnet.

² Hier kann der Betreiber eigene Parameter im Programm vorgeben.

³ Aufgrund der geringen Unterschiede beim Stromverbrauch in Abhängigkeit zur Betriebsart wurden die Stromkosten für den Anlagenbetrieb nicht mitberücksichtigt.

- die Soll-Vorlauf-Temperatur (Einfluss auf den Betrieb der Kollektorfelder sowie der Vor- und Nachwärmstufe),
- den erforderlichen Speicherladezustand (Speichermanagement),
- den Betrieb der Vor- und Nachwärmstufe,
- den Netzvolumenstrom.

Abbildung 2 zeigt stark vereinfacht den Aufbau des *Wärmenetz-Navigators* und grundlegende Informationsflüsse. Der *Wärmenetz-Navigator* erhält regelmäßig eine Wettervorhersage und permanent den aktuellen Systemzustand (Messwerte des Systems). Die Speicherung der Werte erfolgt in dem elektronischen Datenmanagementsystem (EDM) Oracle. Diese werden für Prognosen verwendet. Für die Prognosen kommen künstliche neuronale Netze (KNN) zum Einsatz (z. B. Einstrahlung in Kollektorebene, Netzheizlast). Danach erfolgt die Übergabe an den Optimierer (GAMS-Solver) [5], [6]. Dem Optimierer stehen zusätzlich historischen Daten und aktuelle Messwerte zur Verfügung. Im Projekt fließt hier ein neuer Ansatz ein.

Das typische Verhalten wichtiger Komponenten bzw. Subsysteme (Kollektorfeld, Speicher, Vorwärmstufe, Nachwärmstufe) wird anhand abstrahierter Modelle berücksichtigt. Zur Entwicklung dieser abstrahierten Modelle wurden in TRNSYS zunächst möglichst genaue Submodelle erstellt und mit den Messwerten aus dem realen Referenzsystem validiert. Diese Modelle bilden physikalische oder technische Effekte ab (z. B. Wärmeübertragung). Für eine effektive Berechnung (Reduktion der Simulationszeit) bei einer hohen bzw. ausreichenden Genauigkeit wurden diese Modelle auf die wesentlichen Funktionen reduziert bzw. modifiziert (abstrahiert). Durch diese Kombination lassen sich die Optimierungen deutlich schneller lösen. Der Optimierer übergibt dann einen Betriebsvorschlag (z. B. für die nächsten 24 h) an die Leittechnik des Systems. Eine weitere Funktion des *Wärmenetz-Navigators* ist die Detektion schleichender Fehler im System. Es ist beispielsweise für Betreiber sehr schwer, eine Verringerung des solarthermischen Ertrages (z. B. durch die Verschmutzung der Kollektorfelder) festzustellen [4], [7], [8].

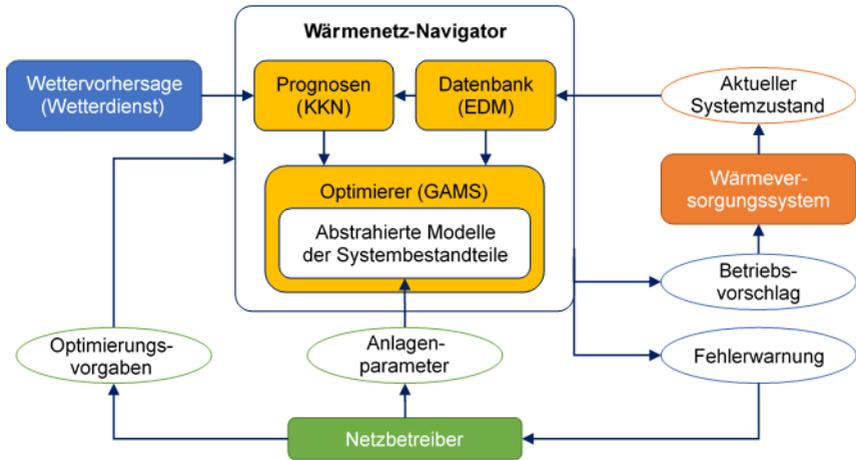


Abbildung 2: Schematischer Aufbau des *Wärmenetz-Navigators* und dessen Einbindung in das Gesamtsystem sowie die (stark vereinfachte) Darstellung der Informationsverarbeitung

Projekttablauf und Software-in-the-Loop-Tests

Das Projekt ist in drei Phasen gegliedert. Die ersten beiden Phasen wurden bereits abgeschlossen. Es liegen fast alle Ergebnisse für diesen Abschnitt vor. Das Projekt befindet sich zurzeit in der dritten Phase. Folgende Aufzählung zeigt die Phasen und deren Arbeitsinhalte:

- 1) Softwareentwicklung,
 - a) Untersuchung des Verhaltens des realen Referenzsystems (Abbildung 1),
 - b) Entwicklung möglichst genauer Submodelle und basierend darauf Aufbau eines komplexen Referenzmodells (KRM) in TRN-SYS 18 zur Simulation des Systems (Abbildung 1),
 - c) Entwicklung und Verknüpfung der Bestandteile (Prognosemodelle, Datenbankaufbau, abstrahierte Modelle) des *Wärmenetz-Navigators* (Abbildung 2) [9],

- 2) Softwarefunktionstests,
 - a) Entwicklung einer Software-in-the-Loop-Simulation (SiL) als Testumgebung für den *Wärmenetz-Navigator* (Abbildung 3) [10],
 - b) Test der Prognosemodelle,
 - c) Überprüfung der Optimierungsergebnisse,

- 3) Softwareeinsatztest⁴,
 - a) mit verschiedenen Beispieljahren,
 - b) unter Modifizierung des Systems,
 - c) bei Fehlfunktion des Systems.

Die Tests der Optimierungsalgorithmen und die Softwareeinsatztests werden anhand eines Software-in-the-Loop-Verfahrens durchgeführt

Abbildung 3 Bei diesem Verfahren ersetzt eine Simulation die tatsächliche Einsatzumgebung. Als Vergleichsmodell wurde anhand der genauen Submodelle und den Betriebsweisen des realen Systems (Tabelle) ein komplexes Referenzmodell in TRNSYS aufgebaut [9]. Die SiL-Umgebung basiert auf diesem Modell. Die Regelung des simulierten Systems erfolgt jedoch durch den Betriebsvorschlag des *Wärmenetz-Navigators*, welcher programmtechnisch eingebunden ist. Der Vergleich des Systemverhaltens im SiL-Test mit dem des komplexen Referenzmodells bzw. dem realen Referenzsystem gibt Aufschluss über die Eignung und Güte des Betriebsvorschlags. In einer vorherigen Veröffentlichung [10] wurden der Aufbau der SiL-Umgebung und der Ablauf der entsprechenden Tests bereits ausführlich beschrieben. Dieser Beitrag stellt den Projektstand und Zwischenergebnisse vor.

⁴ Ursprünglich war in der dritten Projektphase auch der Test der Software im realen Referenzsystem geplant, aufgrund projekttechnischer Gegebenheiten sind stattdessen umfangreichere Tests anhand der Simulationsumgebung geplant.

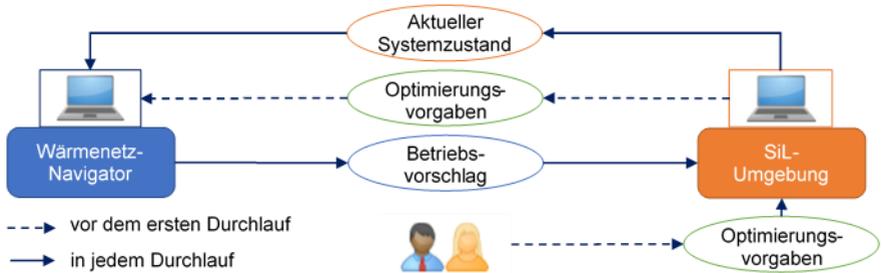


Abbildung 3: Aufbau der SiL-Umgebung und Informationsflüsse

Ergebnisse

Anhand der Messwerte des realen Referenzsystems wurden in der Projektphase 1 alle Simulationsbestandteile im komplexen Referenzmodell validiert. Abbildung 1 zeigt die relativen Abweichungen der Energiemengen für das Niedertemperatur-Netz und die verschiedenen Wärmequellen. Das komplexe Referenzmodell wird als ausreichend genaue Simulation des Realsystems für alle weiteren Entwicklungen angesehen.

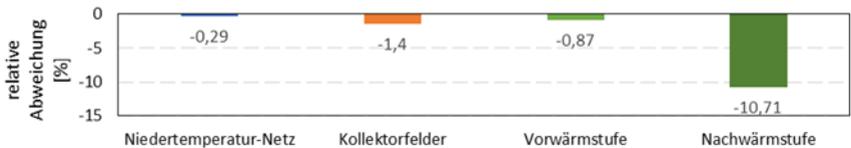


Abbildung 4: Darstellung der relativen Abweichungen der bilanzierten Wärmemengen aus dem KRM und den Messwerten für den Zeitraum vom 01.04.2018-30.11.2018

In der Projektphase 2 erfolgen u. a. erste Tests der einzelnen Softwarebestandteile (Prognosemodelle, Optimierungsalgorithmen). Das Anlernen der künstlichen neuronalen Netze basiert auf den bisher aufgezeichneten Messdaten (Start der Datenaufzeichnung: Mai 2017). Die Abbildung 5 a) zeigt die täglich prognostizierten Stundenmittelwerte für den Wärmebedarf im Niedertemperatur-Netz. Die Einstrahlung in den Kollektorebenen (zwei Felder im realen System, Abbildung 1) wird in dieser Arbeit gemittelt. Abbildung 5 b) liefert hierfür den Vergleich zwischen den Prognose- und Messwerten.

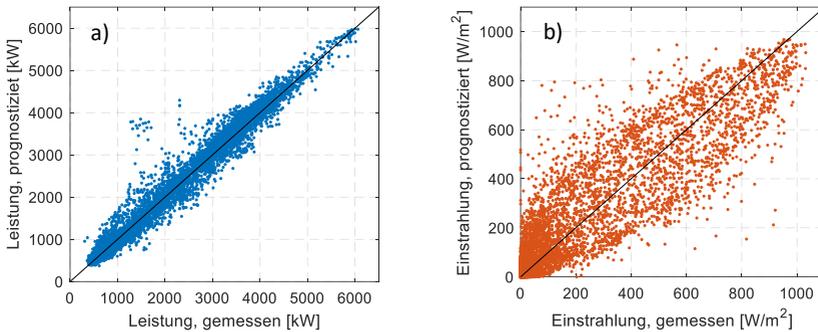


Abbildung 5: Stundenmittelwerte für das Jahr 2018 a) prognostizierter Wärmebedarf über dem gemessenen Wärmebedarf des Netzes und b) über die Kollektorfelder gemittelte, prognostizierte Einstrahlung über der gemessenen gemittelten Einstrahlung in Kollektorebene

Um die Übereinstimmung der prognostizierten Werte mit den simulierten Werten einzuschätzen, wurde der Korrelationskoeffizient bestimmt. Dieser beträgt 0,99 für den Wärmebedarf (Abbildung 5 a) und 0,91 für die Einstrahlung (Abbildung 5 b). Damit ist ein Rückschluss der Prognosewerte auf die tatsächlichen Werte zulässig. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Güte der Prognosen mit wachsender Datenbasis stetig verbessert.

Die ersten Software-in-the-Loop-Tests liegen nur für den Betriebszustand A (Tabelle 1) vor, in welchem die Vor- und Nachwärmstufe die gesamte Versorgung des Niedertemperatur-Netzes übernehmen. Dieser Betrieb liegt in erster Linie in den Wintermonaten vor und eignet sich als Vergleich für eine erste Auswertung.

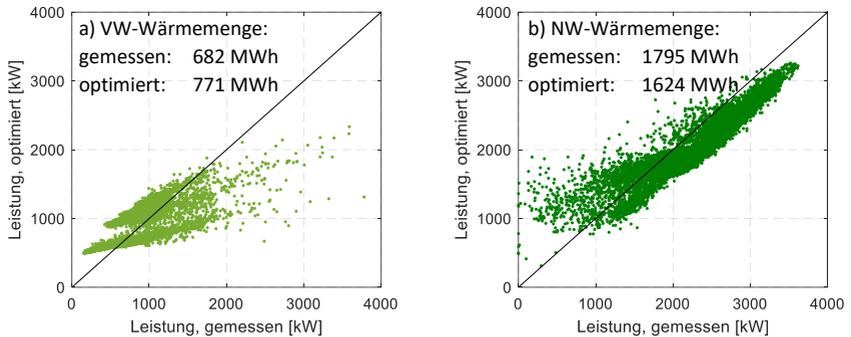


Abbildung 6: Leistung der a) Vorwärmstufe und b) Nachwärmstufe bei Berücksichtigung der Optimierungsvorschläge über der tatsächlich bezogenen Leistung, 3 min-Mittelwerte für Dezember 2018

Entsprechend der Tabelle 3 ist in diesem Betriebszustand eine Reduktion der Betriebskosten und der CO₂-Emission über eine Reduktion des gesamten Wärmebedarfs bzw. eine Reduktion der CO₂-Emission durch eine Verringerung des Wärmebezugs aus der Nachwärmstufe möglich. Abbildung 6 zeigt, dass bei Einhaltung der Betriebsvorschläge insgesamt 82 MWh weniger Heizwärme aus dem Fernwärmesystem benötigt wird. Weiterhin steigt der Anteil der Vorwärmstufe an der Gesamtwärmemenge von 27,5 % auf 32,2 % während der Anteil der Nachwärmstufe an der Gesamtwärmemenge von 72,5 % auf 67,8 % sinkt. Dies ist als positiv zu bewerten. Der Wärmenetznavigator hat größtenteils den Volumenstrom des Netzes in einem zulässigen Bereich reduziert, was sich auf die Vor- und Nachwärmstufe auswirkt. Entscheidend ist hier die Reduktion der Netz-Rücklauf-Temperatur, welche einen positiven Einfluss auf die Wärmeübertragung (z. B. Erhöhung der treibenden Temperaturdifferenz) hat. Mit der steigenden Spreizung der Netztemperaturen entstehen weitere Vorteile im System, die hier nicht weiter betrachtet werden. Dieses Ergebnis bestätigt den oben dargestellten Ansatz.

Zusammenfassung und Ausblick

Kernziel des Projektes *Wärmenetz-Navigator* ist die Entwicklung einer Optimierungssoftware für den Betrieb von Wärmeversorgungssystemen mit unterschiedlichen Wärmequellen auf Quartiersebene. Die Entwicklung erfolgt am Beispiel des solaren Fernwärmesystems Brühl in Chemnitz. Zum Vergleich und zum Test der Software wurde mit dem Simulationsprogramm TRNSYS ein komplexes Referenzmodell erstellt und validiert. Dieses bildet die Basis für die Software-in-the-Loop-Tests und die Überprüfung der Betriebsvorschläge bzw. die Wirksamkeit der Software.

Mit den bisherigen Untersuchungen konnte bestätigt werden, dass TRNSYS gut geeignet ist, komplexe Wärmeversorgungssysteme abzubilden. Gleiches zeigt sich für den Einsatz künstlicher neuronaler Netze zur Entwicklung von Systemprognosen. Der Beitrag zeigt beispielhaft die Optimierungspotentiale beim Betrieb der Vor- und Nachwärmstufe. Die Autoren gehen davon aus, dass sich analog zum gezeigten Beispiel das System auch für die anderen Betriebsmodi optimieren lässt.

Im nächsten Schritt erfolgen die Auswertung der Softwaretest für den Systembetrieb unter Berücksichtigung des Speichereinsatzes und der Solarthermie sowie der Test des *Wärmenetz-Navigators* unter veränderten Bedingungen. Darüber hinaus werden im nächsten Schritt die Algorithmen für die Detektion schleichender Fehler implementiert und ebenfalls in der Software-in-the-Loop-Umgebung getestet.

Dank

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben ist Bestandteil des Kooperationsprojekts ZF438910IST7 / ZF4147602ST6 und wird über die AiF im Rahmen des Zentralen Innovationsprogramms Mittelstand durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Besonderer Dank gilt Herrn Dipl.-Ing. S. Taube (AiF). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Abkürzungen

EDM	elektronisches Datenmanagementsystem
KF	Kollektorfelder
KRM	komplexes Referenzmodell
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NW	Nachwärmstufe
SiL	Software-in-the-Loop
SolFW	Projekt solare Fernwärme Brühl in Chemnitz
TES	thermischer Energiespeicher
WÜ	Wärmeübertrager
VW	Vorwärmstufe
WN-Navi	Wärmenetz-Navigator

Literatur

- [1] Urbaneck, T et al.: Solare Fernwärme für das Quartier Brühl in Chemnitz – Begleitforschung (SolFW). <http://solfw.de/>. Projekt-Website, September 2019
- [2] Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Shrestha, N. Lal; Platzer, B.; Göschel T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Technische Umsetzung der solaren Fernwärme Brühl. EuroHeat&Power, VVEW Energieverlag 46. Jg. (2017) Heft 11 S. 20-23. – ISSN 0949-166X
- [3] Shrestha, N. Lal; Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Göschel T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Special Storage Management and System Concept - Large-scale Solar District Heating System Operates as Expected. EuroHeat&Power, English Edition VVEW Energieverlag Vol. 15 (2018) 3 S. 19-27. – ISSN 1613-0200
- [4] Urbaneck, T et al.: Kooperationsprojekt: Wärmenetz-Navigator – Software zur umfassenden Optimierung des Betriebs von Wärmenetzen auf Stadt- und Quartiersebene (WN-Navi). <http://wn-navi.de/>. Projekt-Website, September 2019
- [5] GAMS Software GmbH; GAMS Documentation Center: <https://www.gams.com/latest/docs/>
- [6] Oracle: Database Documentation, <https://docs.oracle.com/en/database/>, September 2019
- [7] Oppelt, T.; Urbaneck, T.; Platzer, B.; Otto, S.; Heinrich, I.; Schmidt, A.; Göschel T.; Uhlig, U.: Wärmenetz-Navigator optimiert den Betrieb von Wärmenetzen. EuroHeat&Power, VVEW Energieverlag 47. Jg. (2018) H. 6 S. 42-45. – ISSN 0949-166X

- [8] Oppelt, T.; Urbaneck, T.; Otto, S.; Heinrich, I.; Schmidt, A.; Göschel, T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Development of a software system for optimal operation of heating networks with central solar plant. In: EuroSun 2018: 12th International Conference on Solar Energy and Buildings. Rapperswil (Schweiz), 2018. – ISBN 978-3 -9820408-0-6 - DOI: <https://doi.org/10.18086/eurosun2018.05.05>
- [9] Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison: TRNSYS 18 – a Transient System Simulation program. 2017, <http://www.trnsys.com>, September 2019
- [10] Frotscher, O.; Oppelt, T.; Urbaneck, T.; Otto, S.; Heinrich, I.; Schmidt, A.; Göschel, T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Software-in-the-Loop-Simulation of a District Heating System as Test Environment for a Sophisticated Operating Software. Proceedings of 9th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications, SCITEPRESS (2019) S.223-230. - ISSN 2184-2841 - ISBN 978-989-758-281-0 – DOI: 10.5220/0007809602230230

**HYSEAS III:
THE WORLD'S FIRST SEA-GOING HYDROGEN-POWERED FERRY – A LOOK
AT ITS TECHNICAL ASPECTS, MARKET PERSPECTIVES AND
ENVIRONMENTAL IMPACTS**

Juan Camilo Gomez Trillos, Dennis Wilken, Urte Brand, Thomas Vogt

DLR – Institut für Vernetzte Energiesysteme, Carl-von-Ossietzky-Straße 15,
26129 Oldenburg

Keywords: life cycle assessment, alternative fuels, fuel cells, emissions, electric ships

Abstract

The greenhouse gas emissions from international shipping were estimated to be 2.1% of the global emissions by 2012. In order to decrease them in the future, new measures are being taken but also new alternative power systems employing batteries, hydrogen and fuel cells and the production of alternative fuels are now under development. Currently, several projects are aiming at the implementation of hydrogen and fuel cells in Ro-on/roll-off and passenger (RoPax) ferries. In relation to this, a comparison of hydrogen and fuel cell systems against other technologies such as batteries in terms of costs, system mass and volume is presented in this paper. In addition, an overview of the market potential of RoPax ferries in Europe is given, showing that fuel cells have potential, particularly if their power is scaled up. Finally, we present the first results of the life cycle assessment carried out within the project of HySeas III, which shows that the global warming potential generated by the ship in a 30 year life would decrease by 89% compared to a ship operating with a diesel-electric system.

Introduction

The “Third IMO GHG Study 2014” revealed that international shipping contributed to 816 million tonnes of CO_{2eq} in 2012. This represented approximately 2.1% of the global CO_{2eq} emissions by the same year [1]. In 2018 the IMO adopted short-, mid- and long-term strategies to decrease GHG emissions of international shipping in absolute terms by 50% until 2050 compared to 2008 levels [2]. Some administrative measures, such as the obligation to report fuel consumption, and contributions to energy efficiency are already came into effect. Additionally, as a measure to diminish the sulphur emissions, new regulations will come into force as for 2020, demanding either the use of low-sulphur fuels or equipping of ships with scrubbers with the aim of reducing sulphur-related emissions.

Apart from implementing strategies to monitor report and verify the emissions of ships bigger than 5,000 GT, the European Union promotes new projects which are trying to develop alternatives to the traditional power trains by using electricity and hydrogen as well as batteries and fuel cells. Although these ships are small compared to the ones employed in international shipping, such as container ships, bulkers or cruisers, their implementation may open the doors for future developments in the maritime sector. Besides being first-of-a-kind projects, these projects offer the possibility of developing the supply chain and hydrogen infrastructure, what is necessary for the development of maritime applications and their upscaling.

HySeas III is a project with the main objective of realising the world’s first sea-going hydrogen-powered fuel cell Roll-on/Roll-off/Passenger (RoPax) ferry and a business model for European islands [3]. The ship developed in the project of HySeas III intends to operate on the route between Kirkwall and Shapinsay on the Orkney Islands, Scotland. This crossing has a length of approximately 4 nm (7km) and is currently being crossed at a speed of 9.5 knots by the MF Shapinsay, a ship that will be replaced by the new prototype once it is developed. A summary of the features of the planned prototype is presented in Table 1.

Table 1. HySeas III ship specifications. Source: Project HySeas III

Specification	Value
Ship's dimensions	40m (length) × 10m (beam) × 4m (depth)
Passenger capacity	120
Rolling payload capacity	20 passenger vehicles or 2 trucks
Power train	
On-board Fuel Cell Power	600 kW
Type of fuel cells	Proton-exchange membrane fuel cells (PEMFC)
On-board Hydrogen Storage	600 kg
Type of storage	Compressed gas, 350 bar
On-board Batteries	768 kWh
Type of batteries	Li-ion, cell chemistry still to be defined

Currently, on the Orkney Islands a surplus of wind and tidal power is generated. This surplus of power cannot be exported due to limitations of the local grid and therefore will be converted into hydrogen using electrolyzers within the research projects of Big Hit and Surf n' Turf [4] [5]. Afterwards, the hydrogen is compressed and stored in specific trailers containing tanks. These trailers are towed by trucks and transported by the local ferries in order to be used as stored energy for different purposes. Thus, in addition to local applications for hydrogen, such as the ship developed in the context of HySeas III, a supply chain for it is under development.

Besides the technical development of a hydrogen and fuel cell power train for a RoPax ferry, HySeas III aims at the development of innovative business models for ferry operators and coastal/island authorities and to encourage replication by dissemination of exploitable lessons. For this purpose, DLR – Institut für Vernetzte Energiesysteme is conducting market potential, environmental, social and economic analyses in order to have a holistic view on this emerging technology in

comparison with conventional propulsion systems like diesel electric or diesel battery electric.

This paper aims to provide a brief description of technical aspects in order to show under what conditions hydrogen and fuel cells can provide advantages over other systems. Subsequently, an overview of the current state of the RoPax ferry market in Europe will be presented to show the type of applications that can be covered by these technologies today and what the main challenges are, particularly in terms of upscaling. Finally, the results of the life cycle analysis in the particular conditions of Orkney are presented, in order to describe the advantages and disadvantages of the use of hydrogen, fuel cells and batteries from the environmental point of view.

Methodology

The following sections will describe the methodologies used to perform the technical, market potential and environmental assessments.

Technical Assessment of Propulsion Systems

We established a comparison between different propulsion technologies associated with different on-board energy storage systems, such as diesel, Li-ion batteries and hydrogen in compressed gas and liquid states. The converting devices used in each case such as engines and fuel cells were also included in these comparisons. The comparisons were made terms of system costs, masses and volumes. These parameters are important for giving an idea of the technical feasibility of an alternative power and energy system. Mass and volume are relevant for mobile applications because the power and energy systems must be contained in a limited space and, in opposition to stationary systems, must be carried on the ship. Therefore, additional mass represents additional energy consumption or the necessary use of lighter materials to counterbalance this effect.

In order to give a more tangible idea of the magnitudes of these systems, different combinations of power and energy on board were used. We calculated the cost, weight and volume of a system using both nominal power and nominal energy stored on board according to eq. 1, eq. 2 and eq. 3. Notice that these equations assumed a linear behaviour of cost, weight and volume and therefore might introduce errors in terms of upscaling.

$$Total\ cost = \frac{cost}{kW} * P_{system} + \frac{cost}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.1)$$

$$Total\ mass = \frac{mass}{kW} * P_{system} + \frac{mass}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.2)$$

$$Total\ volume = \frac{volume}{kW} * P_{system} + \frac{volume}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.3)$$

Whereby P_{system} is the rated power of the system, $e_{on-board}$ is the total energy stored on board in terms of the lower heating value of the fuel, $\frac{cost}{kW}$ is the cost of the converting device (i.e. diesel engine or fuel cell) per kW, $\frac{cost}{kWh}$ is the cost of the storage system per kWh of stored fuel, $\frac{mass}{kW}$ is the mass of the converting device per kW, $\frac{mass}{kWh}$ is the mass of the storage system per kWh of stored fuel including the mass of the fuel, $\frac{volume}{kW}$ is the volume of converting device per kW and $\frac{volume}{kWh}$ is the volume of both storage system and fuel per kWh of stored fuel. In the case of batteries, both power and energy are supplied by the same device. Thus, only the metrics in terms of stored energy were considered as in eq. 4, eq. 5 and eq.6.

$$Total\ cost = \frac{cost}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.4)$$

$$Total\ mass = \frac{mass}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.5)$$

$$Total\ volume = \frac{volume}{kWh} * e_{on-board} \quad (eq.6)$$

Batteries are rated according to the voltage and current they can supply. For instance, one battery can be specified having a nominal capacity of 165 Ah and a nominal voltage of 40.15 V. Batteries discharge and charge rates are usually described in terms of C-rates. A 1C discharge of the afore mentioned battery corresponds to a discharge at a current of 165 A for 1 h. During process, the voltage supplied by the battery is not constant, and hence the power supplied by it. This means that actually the power that a battery can supply depends on its state of charge. However, for simplicity, we will consider that 1 kWh of batteries at a discharge rate of 1C has a power of 1 kW. Some batteries are designed for

discharge at higher rates, but usually the energy available at those discharge rates is lower than at 1C and higher discharge rates may compromise battery's lifetime.

We also assumed that the cost of diesel storage is 0 because in most of the cases the storage is integrated to ship's structure. We assumed that the weight and volume of diesel storage is mainly related with diesel fuel's gravimetric and volumetric density. We will define the effective energy stored on-board as the result of applying the energy conversion efficiency to the total amount of energy stored on board. Notice that the effective energy stored on-board is lower than the total energy, because the efficiency of devices such as fuel cells or internal combustion engines is lower than 100%. This was defined as shown in eq. 7.

$$e_{eff,on-board} = \frac{e_{on-board}}{\eta_{electric}} \quad (\text{eq.7})$$

Whereby $e_{eff,on-board}$ is the effective energy stored on board, $e_{on-board}$ is the total energy stored on board and $\eta_{electric}$ is the conversion device efficiency, as related Table 4. An additional assumption of this approach is the linearity in the scaling of converting and storage devices.

Market potential analysis

The market potential analysis conducted in HySeas III concerned a description of the RoPax ferry sector in Europe. The whole RoPax ferry European fleet was considered as the total available market (TAM). The size of the ships, flag and total on-board main engine size were obtained from the database SeaWeb from IHS Markit [6]. In discussions with PEM fuel cell manufacturers, they pointed out that the top limit for their systems was 2,000 kW. The ships were split between different categories according to their gross tonnage and later classified according to their engine size and filtered to get a list of ships with main on-board power under 2,000 kW. This set of ships was considered the serviceable available market (SAM). Finally, aspects related to the routes in which these ships operate were explored using the platform MarineTraffic [7]. This platform collects signals from the automatic identification system (AIS). This system transmits a signal containing the position, course, speed and a unique identification code for each ship. The ships operating in routes with longer distances or multiple nodes were selected as the most likely candidates for future applications using hydrogen and fuel cells. This selection was done taking into consideration that other technologies such as electric batteries may provide solutions for short routes as well. However, in this case the information is incomplete because AIS data is not collected for some of

the ships and the current state of a few of them is unknown. A group of ships crossing distances of more than 10 km and following routes including more than 2 nodes was filtered and will be named hereafter the serviceable obtainable market (SOM). We consider that this is the possible niche where hydrogen and fuel cells can offer advantages in comparison with other technologies without further upscaling in terms of power.

Environmental Assessment

The environmental assessment carried out under HySeas III consisted of a Life Cycle Assessment (LCA) study of the proposed alternative in comparison with other particular technologies. Life Cycle Assessment is a systematic approach that allows the estimation of the potential environmental impacts of a product or service. This methodology is standardised according to ISO 14040 and ISO14044 [8] [9]. According to the aforementioned standards, an LCA must include a goal and scope definition, an inventory assessment, impact assessment and interpretation.

Goal

The main goal of this study was to describe the potential environmental impacts of the Fuel Cell and Battery Electric Ship (FCBES) which should be implemented on the route between Kirkwall and Shapinsay in the future. This alternative was compared with conventional propulsion systems including a diesel-electric ship (DES) and a diesel-battery electric ship (DBES). A comparison with a hypothetical battery electric ferry is also to be done on the project but was not included in the present research due to lack of data for modelling. The aim of this analysis was to establish the benefits and drawbacks of using hydrogen, fuel cells and batteries for this transportation service.

Scope

We considered an on-board power source to propel the ship and at the same time cover the internal energy demand of the different systems, a storage system of fuel carriers on board, a dispensing unit to load the fuel on the storage system of the vessel and the upstream supply chain of the energy carrier used during this operation. These elements were taken into account from cradle to end-of-use. The functional unit (FU) used for this study was 1 km of crossing distance of the selected ship during a lifetime of 30 years. With an assumption of 4,034 single crossings per

year and an average distance of 7 km per crossing, the ship crosses approximately 28,238 km/year and 847,140 km during the considered lifetime of 30 years.

For this analysis, we applied the impact assessment method ReCiPe 2016 with the so called hierarchist perspective (ReCiPe 2016 (H)). This method includes the impact categories global warming potential (GWP), stratospheric ozone depletion (SOD), ionizing radiation (IR), ozone formation, human health (OFHH), fine particulate matter formation (FPMF), ozone formation - terrestrial ecosystems (OFTE), terrestrial acidification (TAC), freshwater eutrophication (FEU), marine eutrophication (MEU), terrestrial ecotoxicity (TEC), freshwater ecotoxicity (FEC), marine ecotoxicity (MEC), human carcinogenic toxicity (HCT), human non-carcinogenic toxicity (HNCT), land use (LU), mineral resource scarcity (MRS), fossil resource scarcity (FRS) and water consumption (WATC).

The primary information provided by the project was given in terms of material quantities and energy consumption from different energy carriers. The background data used in the study is based on ecoinvent 3.5 and the software utilized for the calculations is SimaPro 9.0. The cut-off system model was used as underlying philosophy for the systems taken from the database ecoinvent 3.5. [10]

Inventory Analysis

Different ship components were modelled using existing inventories of the database ecoinvent 3.5 or scaling inventories previously collected by other authors. These inventories were adapted in terms of size and the quantity of materials according to the specifications given in Table 1.

Table 2. Components considered for ship's life cycle in this LCA

Diesel Electric Ship (DES)	Ref	Diesel Battery Electric Ship (DBES)	Ref	Fuel Cell Battery Electric Ship (FCBES)	Ref
Hull and Structure 190 tonnes of Steel, 20 tonnes of Alu- minium	[11] [10]	Hull and Struc- ture 190 tonnes of Steel, 20 tonnes of Aluminium	[11] [10]	Hull and Struc- ture 190 tonnes of Steel, 20 tonnes of Aluminium	[11] [10]

Diesel Electric Ship (DES)	Ref	Diesel Battery Electric Ship (DBES)	Ref	Fuel Cell Battery Electric Ship (FCBES)	Ref
Diesel Engine 2 x 375 kW	[10] [12]	Diesel Engine 2 x 375 kW	[10] [12]	Fuel Cells 600 kW, 50% efficiency, Pt load of 0.4mg/cm ² , 5 replacements during lifetime	[13] [14]
Electric Generator 2 x 300 kW	[10]	Electric Generator 2 x 300 kW	[10]	-	-
-	-	On-Board Batteries NMC 1:1:1, 90% charging efficiency, 3 replacements during lifetime	[15]	On-Board Batteries NMC 1:1:1, 90% charging efficiency, 3 replacements during lifetime	[15]
-	-	-	-	Hydrogen Tanks 350 bar, carbon fiber	[13] [14]

Fuel consumption and electricity consumption were modelled as shown in **Table 3**, according to current estimations of future ship performance. We considered both for the electricity supplied to the ship and for the production of hydrogen wind power, since this represents approximately the current situation in the Orkney Islands.

Table 3. Fuel and electricity consumption of the different considered alternatives. Source: Project HySeas III

Type of Ship	Diesel [kg/crossing]	Electricity [kWh/crossing]	Hydrogen [kg/crossing]
DES	54.9	-	-
DBES	48.2	40.7	-
FCBES	-	40.7	13.59

Results

Technical Assessment of Propulsion Systems

Table 4 describes the cost, mass and volume metrics of energy converters and energy storage systems. Power devices are equipment converting the chemical energy of a fuel into electricity, mechanical energy and heat. In the case of batteries, the same device provides power and stores energy. Energy storages are the containers in which energy (often) in the form of chemical substances or fuels are stored. It is evident from the table that PEMFC have comparable gravimetric powers in relation to diesel engines. Nickel-manganese-cobalt (NMC) Li-ion batteries have less power per unit of mass when discharged at 1C than the other power devices, but comparable volumetric power densities to the other systems. In our study, we assumed battery costs of 500 EUR/kW according to information supplied by project partners. A prospect for a 20 MW/80 MWh system describes a system price of 324 EUR/kWh (357 USD/kWh) in 2018, with falling prices in the near future [16].

Regarding the energy storage, batteries have the lowest gravimetric energy density followed by compressed hydrogen and liquid hydrogen. In terms of volumetric energy density, batteries have the lowest value, followed by compressed hydrogen and liquid hydrogen. Notice that the storage cost of hydrogen is low in terms of kWh in comparison with lithium-ion batteries.

Table 4. Comparison of different energy converters and energy storage systems. References are shown in brackets.

Power device					
Description	Unit	PEMFC	NMC	Li-ion Batteries	Diesel Engine
Gravimetric power density	kW/kg	0.256* [17]	0.118** [18]	0.118** [18]	0.255
Volumetric power density	kW/m ³	129* [17]	180 [18]	180 [18]	221
Efficiency	%	50	90	90	40
Cost	EUR/kW	1,500*** [19]	550** [11]	550** [11]	300
Lifetime	-	30,000 – 20,000 hours	6400 cycles (80% DoD)	6400 cycles (80% DoD)	Variable
Energy Storage					
Description	Unit	Compressed H ₂ , composite storage	Liquid Hydrogen	Batteries	Diesel fuel
Gravimetric energy density	kWh/kg	1.40 (350 bar) [11]	3.82 [20]	0.118* [18]	11.86
Volumetric energy density	kWh/m ³	371 (350 bar) [11]	1,342 [20]	180 [18]	9,963
Storage cost	EUR/kWh	30.5 [11]	11.6 [21]	550 [11]	0****

* Includes balance of plant: air compressor and cooling system.

**Assumption: discharge at 1C. Therefore, 1kWh of batteries is considered with a power of 1kW in this table. Higher discharge rates are possible

***The MariGreen report quoted a price for a conventional 100 kW fuel cell system currently of around 150,000 EUR

**** Diesel tanks are usually integrated into ship.

We will explore the following propulsion systems in the next section.

- PEM Fuel Cell + Compressed Hydrogen Storage
- PEM Fuel Cell + Liquid Hydrogen Storage
- Batteries
- Diesel Engine + Diesel fuel

This does not entirely coincide with the alternatives presented for the environmental analysis, as here it is intended to give a more general overview, while the LCA specifically describes the design planned for the prototype to be implemented in Orkney.

Cost comparison of hydrogen and fuel cell systems, Li-ion batteries and diesel engines

Figure 1 shows the comparison of system costs in terms of the effective on-board energy storage. In the case of fuel cells, increasing the power capabilities of the propulsion system has a higher impact than increasing the energy storage on board because the storage costs are relatively low. The results also show that fuel cells and hydrogen (both compressed and liquid) are favoured from the cost perspective when a higher amount of energy should be stored on board, as it would be the case of a ship requiring crossing long distances, routes including multiple nodes or without the possibility of refuelling/recharging for long terms. Diesel systems are at the bottom of Figure 1 showing that the costs of these systems are still lower than the other systems when big energy storage on-board is required. According to Figure 1, batteries provide a cost-effective solution when the amount of energy to be stored on-board is reduced, as is the case with the current electrified ferries. In turn, fast charging stations, able to recharge the on-board batteries should be established in order to guarantee a regular service. This are not taken into account in this analysis but may also add to the costs of the system. We also depict the estimated cost of the system implemented in project HySeas III. The use of batteries on-board allows additional on-board storage, but also increases slightly the system cost. Additionally, the system designed in the project could supply additional power using fuel cells and batteries.

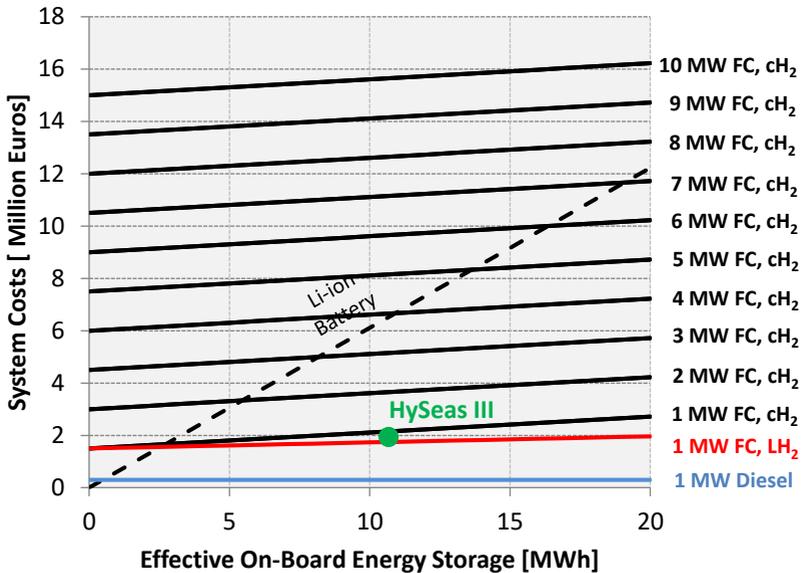


Figure 1. Comparison of Li-ion batteries systems and compressed hydrogen and fuel cells in terms of system cost.

Weight and volume comparison of hydrogen and fuel cell systems and Li-ion batteries

Figure 2 shows a comparison of batteries, compressed hydrogen and PEM fuel cell systems in terms of system weight (left) and system volume (right) showing that fuel cells are favoured when larger on-board energy storage is required in terms of weight. In terms of volume, batteries have a slightly lower volume compared with compressed hydrogen and fuel cells for the same amount of energy and could be a more mass and volume effective solution in applications requiring high power for a short time. This leads to a lower demand for effective on-board energy such as the case of short ferry crossings. In turn, due to the limited on-board energy storage, the ship has often to be recharged what might require important charging infrastructure at the docking locations and limit the range of the ship. The power requirement is essentially dependent on the docking time available for charging. The shorter this time, the higher the power required for this purpose.

Some current solutions use battery systems on-shore to diminish the impact of ship charging on the grid.

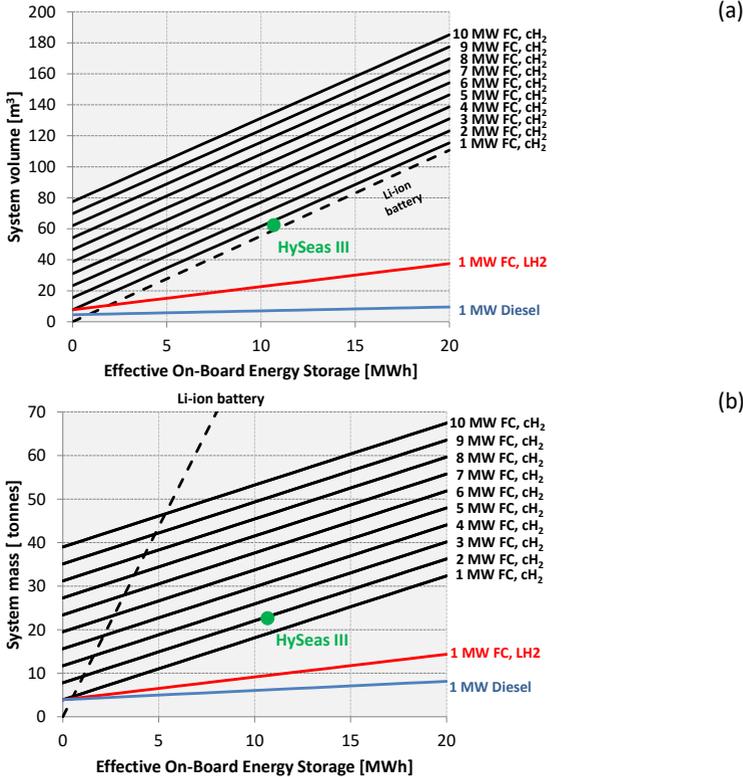


Figure 2. Comparison of Li-ion Batteries Systems and Compressed Hydrogen and Fuel cells in Terms of System Weight (a) and system Volume (b).

Nevertheless, the propulsion planned within HySeas III includes both Li-ion batteries and fuel cells. The combination of these two technologies allows capturing the advantages of both systems and reduces the size of the fuel cell system necessary for the operation. In that case, the batteries are used as peak shaving devices, by supporting the fuel cell propulsion system when demand is high and recharging when there is a surplus of power generated on-board by the fuel cell. Additionally, this system takes advantage of the higher energy efficiency of batteries and minimises the amount of hydrogen necessary to operate the ship.

This is achieved by the fact that batteries can also be recharged via a connection to the mainland when the ship is not in operation. As a matter of comparison, if an exclusive battery system would be used in the HySeas III case, this system would have a mass of 93 tonnes, which is more than 4 times the mass estimated for the system combining both, fuel cells and batteries.

Market Potential Analysis

Total Available Market

The RoPax ferry fleet in Europe is comprised by approximately 1,350 ships (SeaWeb IHS Markit) representing 42% of the global fleet. Around 40% of the fleet is more than 30 years old and must be replaced soon. According to data of scraped RoPax ferries obtained from Sea-Web of IHS Markit, more than 80% of the RoPax ferries are active for more than 30 years [6]. Figure 3 shows that the country with the highest number of RoPax ferries is Norway followed by Greece, Italy and the United Kingdom. In most of the countries, the fleet is mainly encompassed by ships of less than 2,000 GT. This means that most of the ships are of relatively small size. According to the data contained in the database SeaWeb from IHS Markit, the total capacity of the main engines of the European fleet amounts to a total power of 11.8 GW.

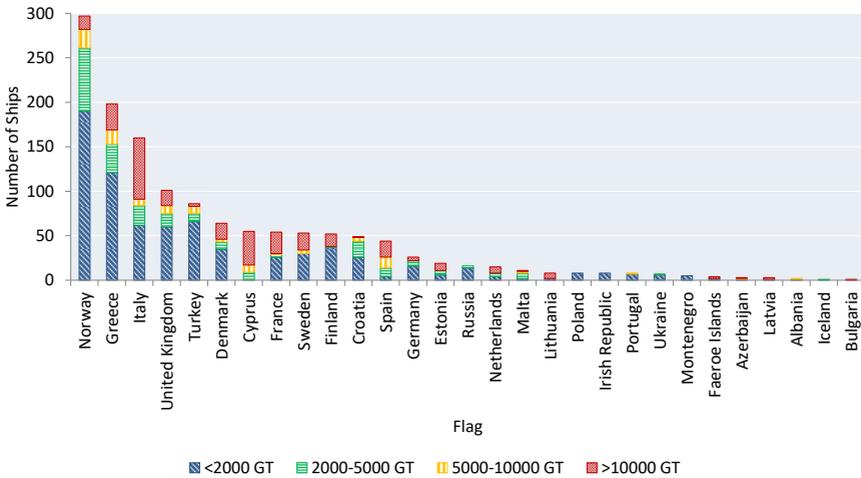


Figure 3. Number of RoPax ferries per country classified by gross tonnage. Source: SeaWeb – IHS Markit [6]

Serviceable Available Market

The upscaling of fuel systems is still a challenge for facilitating the uptake for bigger ships. According to personal communication with Ballard, the current limit for PEM fuel cell systems is approximately 2MW. Bigger systems are currently under development. This might be relevant to meet the power requirements of the current fleet as is shown in Figure 4 and Figure 5. The figures represent the total power of the current European RoPax ferry fleet. If this limitation is taken into account, 82% of the steel-hulled ships in the category <2,000 GT could be propelled using fuel cells. On the other hand, 20% of the ship segment between 2,000 and 5,000 GT can be covered and 0% of the segments between 5,000 – 10,000 GT and >10,000 GT.

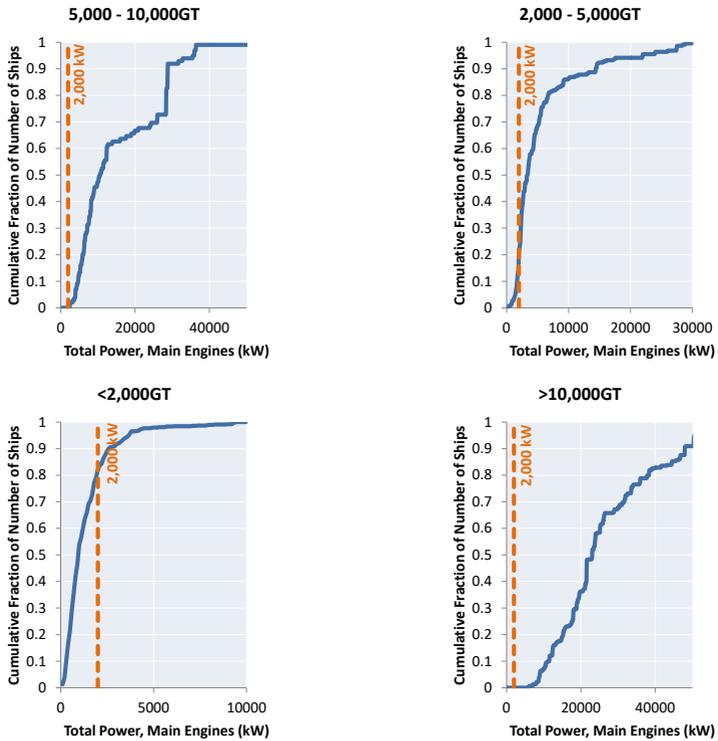


Figure 4. Steel-hulled ships main engine total power distribution among the different size segments in Europe. The orange line shows the current capabilities of PEM fuel cells (2,000 kW). Own illustration with data from IHS Markit SeaWeb®

In the case of aluminium-hulled ships, which are usually built using this light material to reduce the weight and are equipped with high power engines in order to reach high speeds, 35% and 3% of the ships belonging to the category <2,000 GT and 2,000 – 5,000 GT have total on-board power of main engines under 2MW. In all cases, the other two categories have engines over 19 MW (5,000 – 10,000 GT) or 36 MW (>10,000 GT). As shown in Figure 5, up-scaling the power may allow covering a higher market share, but a particular challenge in the case of aluminium-hulled ships is the mass and internal volume, because they are commonly built as catamarans or trimarans.

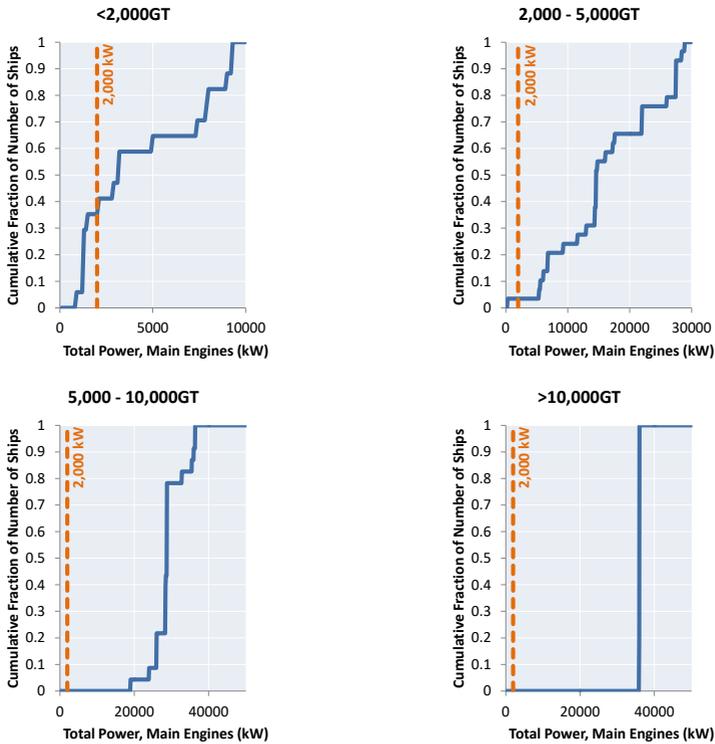


Figure 5. Aluminium-hulled ships main engine total power distribution among the different size segments in Europe. The orange line shows the current capabilities of PEM fuel cells (2,000 kW). Own illustration with data from IHS Markit SeaWeb®

Considering this criterion to define the serviceable available market, we found a total of 683 ships that have on-board main engines under 2 MW. Their main engines have in total a power of 637 MW.

Serviceable Obtainable Market

The routes followed by the ships described in the last section were identified with the help of the platform Marinetraffic [7]. Particular emphasis was done to the crossing length and the number of nodes. As previously described in the technical aspects section, the use of hydrogen and fuel cells has technical advantages in case an important amount of energy should be stored on-board. Data in this regard from 355 ships was retrieved and is summarised in Figure 6. Most of the ships follow

routes that only include two nodes. In terms of distance, 127 ships crossed distances beyond 10 km. If the additional criterion of more than 2 nodes is added, 43 ships followed routes with more than 2 nodes and crossed distances beyond 10 km. We estimated the total on-board main engines to have a combined power of 54 MW.

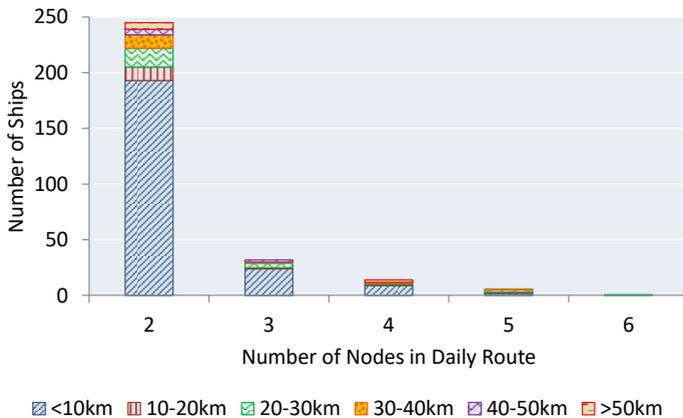


Figure 6. Number of nodes and maximum crossing distance for ships with on-board power under 2 MW. Built using data from the platform MarineTraffic.

Environmental Impacts

Impact Assessment and Interpretation

Figure 7 compares the different alternatives and shows that the proposed ferry using hydrogen produced employing wind power, fuel cells and electricity from the mainland (mainly wind power) allows a reduction of approximately 89% of the global warming potential emissions along the assumed lifetime of 30 years. The FCBES alternative also allows reductions compared with the diesel alternatives for the impact categories SOD, IR, OFHH, FPMF, OFTE, TAC, FRS and WATC. However, an increase in the categories FEU, MEU, TEC, FEC, MEC, HCT, HCNT and LU was observed due to the intensive use of materials for fuel cells, hydrogen tanks and especially for batteries. These components include materials such as platinum, cobalt, nickel and manganese, which are obtained from intensive mining processes. Additionally, battery production is an intensive energy process. Therefore, most of the impact in these categories is mainly related to the sourcing of the materials

employed for the construction of ships and are mainly located in the phase of raw material extraction, at the place where the materials are mined and not where the ship operates.

The DBES shows a reduction of 8% on the global warming potential emissions when compared with the DES alternative. The use of materials for production of batteries also increases the impacts in the categories FEU, MEU, TEC, FEC, MEC, HCT, HCNT and LU in comparison with the DES alternative.

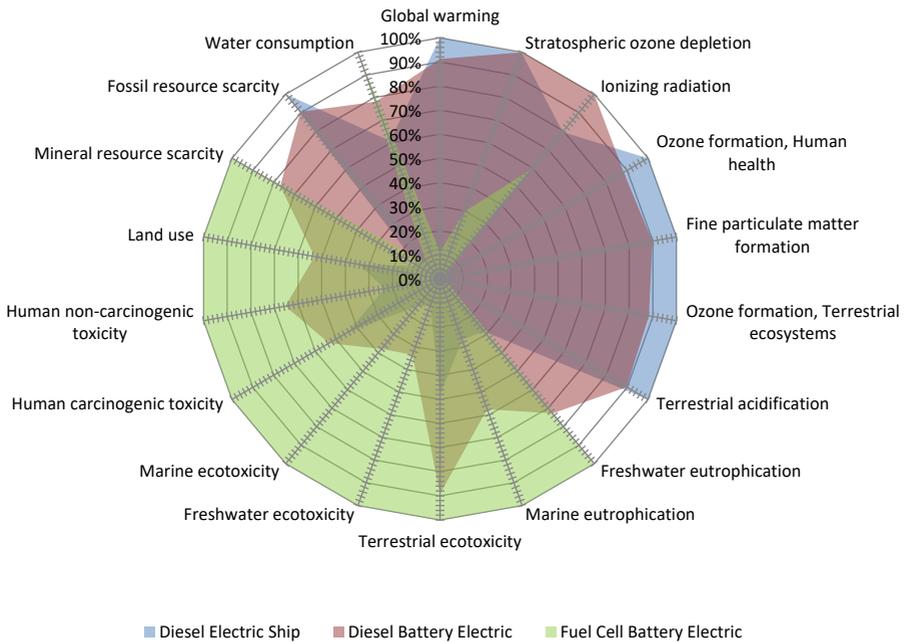


Figure 7. Comparison of the impact assessment results for diesel electric ship (DES), diesel battery electric ship (DBES) and fuel cell battery electric ship (FCBES) RoPax ferry alternatives using ReCiPe 2016 impact assessment method. Results normalised to the highest total impact alternative in each of the categories.

Discussion

Currently, it is not clear in which kind of application niche hydrogen storage and fuel cells will fit in the future, as these technologies are still in development. However, according to the technical assessments, hydrogen and fuel cells seem to

be more suitable for applications in which large energy storage on-board is required. The main advantages in favour of hydrogen and fuel cell are system costs and mass. The use of liquid hydrogen might bring additional benefits regarding the latter point. Nevertheless, hydrogen's critical point is -239.96°C . This means that no liquid hydrogen exists above this temperature, and therefore the use of liquid hydrogen entails the use equipment suited for these conditions, which is commonly known as cryogenic technologies. This increases the complexity and costs of hydrogen handling.

Additionally, liquid hydrogen infrastructure is not widely spread in Europe what may represent an additional barrier to make hydrogen available in liquid state. Moreover, it has been estimated that liquefaction requires an additional energy input of about 13.4 kWh/kg H_2 at small scales, which considerably increases the liquid hydrogen costs and represents approximately 26.8% of its energy content. Moreover, when liquid hydrogen is stored, even in highly insulated containers, eventually boils off due to environment heat input. This increases the pressure in the container, requiring cooling with an additional energy cost, or in some cases venting. However, the operational costs were not taken into account in this analysis yet, but will be analysed in future assessments to be conducted as a part of the life cycle costing within the project.

One important limitation of the technical assessment is the assumption of linearity when the systems are up-scaled. However, it is known that up-scaling follows different scaling factors. Additionally, these technologies are constantly evolving, particularly in terms of costs, and therefore the assumptions made here could change considerably in the following years.

As a hint of the market potential, Europe represents one of the biggest markets for RoPax ferries and hydrogen and fuel cells could be a solution to diminish the greenhouse gas emissions generated by this sector. With the help of the current PEM fuel cell systems size, whose current system limits are considered by the project partners at around 2 MW, an important amount of ships from category under 2,000 GT can be already powered using PEM fuel cells. The upscaling of fuel cell systems is necessary to be able to cover the power requirements of bigger ships. The method employed to obtain the serviceable obtainable market has the limitation of using data from a limited number of days. Many ships change their routes and frequency during the year and this could lead to errors when a ship is assumed as always operating in the same route. Using comprehensive AIS datasets could lead to a more complete description of the operational profiles of different ships and to the energy requirements in each case. However, powering bigger ships

with bigger propulsion systems will require more energy storage on-board, in order to have a reasonable range.

The estimated PEMFC market in 2018 had a volume of 590 MW [22]. The power estimated for the TAM, SAM and SOM was 11.8 GW, 637 MW and 54 MW respectively. Thus, RoPax ferries might represent an important demand for the fuel cell industry if implemented. If these systems can be up-scaled, the market potential might grow towards the biggest value of the last ones described. In connection with the technical assessment, hydrogen could provide an alternative to store on-board considerable amounts of energy with lower system costs and mass than batteries.

Finally, the environmental analysis shows a considerable reduction of 89% the global warming potential in comparison with a diesel electric alternative, when the ship is considered from cradle to end-of-life and the hydrogen and electricity are produced using wind power. The reduction found for this impact category of 89% is higher than the one of 79% described in previous studies, such as the previous assessment done by Jokela et al [23]. However, both studies have different assumptions, functional units, employed different assessment methods and assume ships of different size. Thus both studies are not totally comparable. However, both studies found higher impacts in comparison to diesel alternatives in terms of abiotic depletion, human toxicity, freshwater toxicity, marine toxicity and terrestrial toxicity derived from the production of the materials used for the different ship components. Recycling of these materials might decrease the impact of the use of these materials returning them for reuse or diminishing the amounts of materials that need to be mined. However, the disposal scenarios were still not considered and will make part of future analysis.

Conclusion and Future Work

Related to the technical assessment, we compared propulsion system costs, masses and volumes of on-board energy storage systems in conjunction with energy converters. This included compressed hydrogen and liquid hydrogen with fuel cells, diesel tanks with diesel engines and batteries. The results of this study show that hydrogen and fuel cells have advantages in comparison to other technologies such as batteries especially when a large on-board energy storage is required. Particularly, these advantages consist in lower system cost and lower system mass. The use of alternative propulsion systems using hydrogen and fuel cells or batteries entails higher system costs, mass and volume compared to

traditional alternatives such as diesel engines. Compressed hydrogen and fuel cells seem to be favoured when operation requires a high amount of energy on-board in terms of system cost and weight compared with battery systems. The use of liquid hydrogen may further reduce the weight and volume requirements of an on-board hydrogen and fuel cell system, but entails the challenge of using cryogenic technology, which might increase hydrogen costs considerably due to the additional energy required to liquefy this substance.

On the other side, we explored the European RoPax ferry market, in order to give a brief description of it and show where hydrogen and fuel cells most likely can be implemented. An upscaling of PEM fuel cell systems beyond 2MW is necessary to cover the demand of bigger RoPax ferries, although the power requirements of around 80% of the steel-hulled and 35% of the aluminium-hulled RoPax ferries of less than 2,000 GT can be already covered with the existing systems of less than 2 MW. The power estimated for the total available market, serviceable available market and the serviceable obtainable market was 11.8 GW, 637 MW and 54 MW respectively, which is considerable when compared with the current supply of 590 MW in 2018.

Moreover, we also explored the environmental effects of the compressed hydrogen and fuel cell ferry developed in the project HySeas III by means of life cycle assessment (LCA). Most of the electricity produced in the Orkney Islands in Scotland comes from renewable resources, such as wind and tides. This electricity will be used for charging the on-board batteries and converted to hydrogen employing electrolyzers. The use of hydrogen and electricity produced using wind power and on-board batteries and fuel cells, allows a reduction of 89% of the global warming potential in comparison with a traditional diesel electric ferry. Additionally, the impact in other categories, such as stratospheric ozone depletion, ozone formation, particulate matter formation and terrestrial acidification are also reduced in comparison with the diesel electric and diesel battery electric alternatives. Nevertheless, there is a relative increase in other impact categories such as freshwater eutrophication, marine eutrophication, terrestrial ecotoxicity, Freshwater ecotoxicity, marine ecotoxicity, Human carcinogenic and non-carcinogenic toxicity, land use, mineral resource scarcity and water use compared to the diesel electric and diesel battery electric alternatives. These impacts are mainly in the extraction phase of the materials and not in the place where the ship would operate and derive mainly from mining processes. It is important to say that these impacts are higher but not necessarily big in absolute terms.

Future activities in HySeas III include an on-shore string power test including real size fuel cells, batteries and a hydrogen supply tested under real operational conditions. Following this, a complete prototype of the ship will be built and placed on service in the route Kirkwall - Shapinsay. Further analyses, including the development of a life cycle cost model to analyse the economic aspects of implementing this technologies and a job creation potential analysis to delve into the social impact of such, will be conducted within the next phases of the project.

Acknowledgements

HySeas III consortium is comprised by Ferguson Marine (Scotland), the University of St Andrews (Scotland), Orkney Islands Council (Scotland), Kongsberg Maritime (Norway), Ballard Power Systems Europe (Denmark), McPhy (France), Interferry (Belgium/US) and DLR – German Aerospace Center acting as main contributor of this document. This project has received funding from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 769417. Additionally, we would also like to thank all project partners of HySeas III who kindly contributed with data and feedback.



References

- [1] T. Smith, E. O'Keeffe, L. Aldous, S. Parker, C. Raucci and M. Traut, "Third IMO GHG Study 2014," 2015. [Online]. Available: <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pollution-Prevention/AirPollution/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf>. [Accessed 02 10 2019].
- [2] International Maritime Organization, "Annex 11 - Resolution MEPC.304(72) - Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships," 13 04 2018. [Online]. Available:

- [http://www.imo.org/en/OurWork/Documents/Resolution%20MEPC.304\(72\)%20on%20Initial%20IMO%20Strategy%20on%20reduction%20of%20GHG%20emissions%20from%20ships.pdf](http://www.imo.org/en/OurWork/Documents/Resolution%20MEPC.304(72)%20on%20Initial%20IMO%20Strategy%20on%20reduction%20of%20GHG%20emissions%20from%20ships.pdf). [Accessed 02 10 2019].
- [3] Project HySeas III, "The Project," 2019. [Online]. Available: <https://www.hyseas3.eu/>. [Accessed 16 10 2019].
- [4] BIG HIT, "About the Project," 2019. [Online]. Available: <https://www.bighit.eu/about>. [Accessed 16 10 2019].
- [5] SURF 'N' TURF Project, "SURF 'N' TURF," 2019. [Online]. Available: <http://www.surfnturf.org.uk/>. [Accessed 16 10 2019].
- [6] IHS Markit, "SeaWeb," 2019. [Online]. Available: <https://maritime.ihs.com/Account2/Index>. [Accessed 16 10 2019].
- [7] MarineTraffic – Global Ship Tracking Intelligence, "MarineTraffic," 2019. [Online]. Available: <https://www.marinetraffic.com>. [Accessed 10 16 2019].
- [8] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, Berlin, 2006.
- [9] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, Berlin, 2006.
- [10] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz and B. Weidema, "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology.," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, p. 1218–1230, 21(9).
- [11] Project HySeas III, *Personal communication*, 2019.
- [12] Volvo Penta, "IPS650/800," 219. [Online]. Available: <https://pubs.volvopenta.com/Prod-Docs/Home/Disclaimer?publication=47709257&lang=en-US>. [Accessed 08 10 2019].
- [13] K. Bekel and S. Pauliuk, "Prospective cost and environmental impact assessment of battery and fuel cell electric vehicles in Germany," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, pp. 1-18, 2019.
- [14] M. Miotti, J. Hofer and C. Bauer, "Integrated environmental and economic assessment of current and future fuel cell vehicles," *International Journal of Life Cycle Assessment*, pp. 22:94-110, 2017.

- [15] L. A.-W. Ellingsen, G. Majeau-Bettez, B. Singh, A. K. Srivastava, L. O. Valøen and A. H. Strømman, "Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack," *Journal of Industrial Ecology*, pp. Volume 18, Number 1, 2013.
- [16] J. Frith, "Lithium-Ion Batteries: The Incumbent Technology," 08 04 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/6.1_frith_energy_storage.pdf. [Accessed 16 10 2019].
- [17] Ballard, "FCveloCity-HD (Product Specifications)," 2019. [Online]. Available: https://www.ballard.com/docs/default-source/motive-modules-documents/fcvelocity_hd_family_of_products_low_res.pdf. [Accessed 16 10 2019].
- [18] Leclanché, "Energy M2 Modules (G-NMC)," 2019. [Online]. Available: <https://www.leclanche.com/wp-content/uploads/2019/04/LECLANCHE-plaquette-G-NMC-KMWEB.pdf>. [Accessed 16 10 2019].
- [19] MARIKO, FMA, VKA RWTH Aachen University (Project MariGreen), "Perspectives for the Use of Hydrogen as Fuel in Inland Shipping - A Feasibility Study," 10 2018. [Online]. Available: http://marigreen.eu/wordpress_marigreen/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-Feasibility-Study-MariGreen.pdf. [Accessed 10 28 2019].
- [20] J. J. Minnehan and J. W. Pratt, "SAND2017-12665: PRactical Application Limits of Fuel Cells and Batteries for Zero Emission Vessels," Sandia National Laboratories, 2017. [Online]. Available: <https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2017/12/SAND2017-12665.pdf>. [Accessed 16 10 2019].
- [21] J. W. Pratt and L. E. Klebanoff, "SAND2016-9718: Feasibility of the SF-BREEZE: A Zero-Emission, Hydrogen Fuel Cell High-Speed Passenger Ferry," 09 2016. [Online]. Available: <https://energy.sandia.gov/transportation-energy/hydrogen/market-transformation/maritime-fuel-cells/sf-breeze/>. [Accessed 16 10 2019].
- [22] E4Tech, "The Fuel Cell Industry Review 2018," 2018. [Online]. Available: <http://www.fuelcellindustryreview.com/>. [Accessed 16 10 2019].
- [23] A. M. Jokela, I. G. Polden, O. S. Tanum and V. Seim, "Livsløpsanalyse av hydrogen-elektrisk ferje," 28 05 2018. [Online]. Available: <https://hvlopen.brage.unit.no/hvlopen-xmlui/handle/11250/2573591>. [Accessed 02 10 2019].
- [24] J. C. Gomez Trillos, D. Wilken, U. Brand and T. Vogt, "Life Cycle Assessment of a Hydrogen and Fuel Cell RoPax Ferry Prototype," *Progress in Life Cycle Assessment 2019*, p. (In publication), 2019.
- [25] Norled, "Norled to build the world's first hydrogen ferry," 10 01 2019. [Online]. Available: <https://www.norled.no/en/news/norled-to-build-the-worlds-first-hydrogen-ferry/>. [Accessed 16 10 2019].

- [26] European Commission, "Reducing emissions from the shipping sector," 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping_en#tab-0-0. [Accessed 02 10 2019].
- [27] Fuel Cells And Hydrogen Joint Undertaking, "FLAGSHIPS project to deploy two hydrogen vessels," 2019. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/news/flagships-project-deploy-two-hydrogen-vessels>. [Accessed 16 10 2019].

ALTERNATIVE MOBILITÄT – ANTRIEBS- UND VERSORUNGSKONZEPTE DER ZUKUNFT

Dr. Bodo Groß

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken, gross@izes.de

Schlüsselwörter: batterieelektrische Fahrzeuge, brennstoffzellenelektrische Fahrzeuge, Wasserstoff, regenerative Energie

Zusammenfassung

Der Verkehrssektor, als eine entscheidende Herausforderung der Energiewende, ist in Deutschland für rund 26% des gesamten Primärenergieverbrauchs verantwortlich und damit auch für etwa 28% der energiebedingten CO₂-Emissionen. In der praktischen Umsetzung befindet sich die erforderliche Verkehrswende jedoch erst am Anfang der Entwicklung. Diese Einschätzung wird insbesondere durch den seit rund einem Jahrzehnt stagnierenden Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor untermauert. Dementsprechend ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich, speziell hinsichtlich der für das Jahr 2030 gesetzten Klimaschutzziele der Bundesregierung, u.a. spezifiziert im aktuellen Klimaschutzpaket, bzw. Referenten-Entwurf zum Klimaschutzgesetz¹, eine große Herausforderung.

Aufbauend auf dem Status quo der bisher realisierten Infrastruktur für alternative Antriebskonzepte bzw. für batterie- und brennstoffzellenelektrische Fahrzeuge werden vor diesem Hintergrund die aktuell bei IZES bearbeiteten Vorhaben OptiCharge/OptiCharge⁺ sowie GenComm vorgestellt.

¹ Referentenentwurf „Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg/Entwurf/ksg_refe.pdf; abgerufen am 08. Oktober 2019

Einleitung

In der öffentlichen Debatte steht der Begriff „Energiewende“ meist – in einer stark reduzierten Form – für die Umstrukturierung der Stromversorgung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger. Zum Gelingen der Energiewende als Ganzes sind jedoch auch die Sektoren Wärme und Verkehr/Mobilität von zentralem Interesse. Verglichen mit dem Stromsektor stehen die „Wärme- und die Verkehrswende“ noch am Anfang und wurden bisher nur untergeordnet beachtet. Im Jahr 2018 lag beim Bruttostromverbrauch der erneuerbare Anteil bei etwa 38%, im Wärmesektor bei nur etwa 14% und im Verkehrssektor sogar nur bei 5,6%². Diese Zahlen verdeutlichen nachdrücklich, dass die Energiewende nur dann gelingen kann, wenn alle drei relevanten Sektoren mit gleicher Intensität bearbeitet und sektorenübergreifend in Richtung einer Umstellung auf erneuerbare Energieträger entwickelt werden. Um einen erfolgreichen Übergang hin zu erneuerbaren Energien in allen Sektoren der Energiewende zu erreichen, ist es aus jetziger Sicht unabdingbar, eine Kopplung regenerativer Stromproduktion mit anderen Sektoren zu initiieren und mittelfristig auch zu etablieren. Zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele der Bundesregierung sind – angesichts der differierenden Anforderungsprofile unterschiedlicher Fahrzeugnutzungen – einerseits die „Elektrifizierung“ des Verkehrssektors mittels batterie- und/oder brennstoffzellenelektrischen Fahrzeugen auf Grundlage von erneuerbaren Energieträgern sowie andererseits die zügige (Weiter-)Entwicklung von Herstellungsverfahren für flüssige oder gasförmige sowie synthetische oder biobasierte Kraftstoffe zukünftige Schlüsselthemen.

Alternative zukünftige Antriebs- und Versorgungskonzepte

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich hauptsächlich mit dem PKW-Bereich bzw. dem Individualverkehr. Aus Sicht des Autors erscheint es sehr wahrscheinlich, dass in Zukunft im Bereich des Individualverkehrs drei verschiedene Antriebskonzepte miteinander konkurrieren werden. Dazu zählen sowohl die heute üblichen mit Diesel oder Benzin betriebenen Verbrennungsmotoren als auch batterie- und brennstoffzellenelektrisch angetriebene Fahrzeuge. Daneben werden auch weitere Antriebskonzepte wie beispielsweise Erdgasmotoren als Nischenprodukte verfügbar sein. Aus jetziger Sicht wird es einen sogenannten Königsweg nicht

² <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>, abgerufen am: 22. März 2019

geben. Zum heutigen Zeitpunkt haben die drei oben genannten Antriebskonzepte die nachfolgend dargestellten spezifischen Vor- und Nachteile.

Ein Vorteil von verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen liegt vor allem in der Reichweite der Fahrzeuge von zum Teil deutlich über 1.000 km in Verbindung mit einem flächendeckenden, engmaschigen Tankstellennetz. Die eingesetzten Otto- oder Dieselmotoren wurden innerhalb der letzten rund 150 Jahre ständig weiterentwickelt und haben heute einen sehr hohen Entwicklungsstand erreicht. Durch die zukünftige Verwendung von neuen Materialien und Nutzung höherer Betriebsdrücke lässt sich die Effizienz dieser Motoren nochmals geringfügig steigern. Weiterer Pluspunkt ist die sehr große Auswahl an verfügbaren Fahrzeugherstellern und einer noch größeren Auswahl an unterschiedlich ausgestatteten und motorisierten Modellen. Verbrennungsmotorisch angetriebene Fahrzeuge gibt es in allen Preiskategorien, Ausstattungsvarianten und Größenklassen. Die schwer wiegenden Nachteile der Verbrennungsmotoren sind die, durch den Einsatz von fossilen Kraftstoffen bedingten, hohen Schadstoff- sowie THG-Emissionen und das, aufgrund des Dieselskandals, abnehmende Vertrauen seitens der Bevölkerung in die jeweiligen Herstellerangaben. Ein im politischen Sinn weiterer Nachteil ist die Abhängigkeit von ölfördernden Staaten.

Die Vorteile von batterieelektrisch angetriebenen Fahrzeugen sind die beim Einsatz von regenerativem Strom sehr niedrigen Schadstoff- sowie THG-Emissionen, siehe dazu Abbildung 1. Die eingesetzten Elektromotoren arbeiten sehr effizient. Zusätzlich wird mittels Rekuperation bzw. Rückgewinnung und Speicherung von Bremsenergie die Effizienz der Fahrzeuge weiter gesteigert. Weiterhin ist der Betrieb der Fahrzeuge sehr leise und aufgrund einer geringeren Anzahl verbauter Teile sehr wartungsarm im Vergleich zu Verbrennungsmotoren. Nachteile zum jetzigen Zeitpunkt sind der vergleichsweise hohe Preis der Fahrzeuge, die noch nicht über einen langen Zeitraum bewiesene Stand- oder Zyklusfestigkeit der eingesetzten Batteriesysteme und die meist geringe Reichweite. Weitere Nachteile sind die Ladezeit der Batterien, welche an normalen Ladestationen meist über eine Stunde beansprucht sowie das relativ hohe Gewicht bzw. die niedrige Energiedichte der heute üblicherweise eingesetzten Batterien. Zudem ist aus heutiger Sicht die im nationalen Bilanzrahmen noch nicht gewährleistete 100%ige Versorgung mit regenerativem Strom zu adressieren, so dass ein Ausbau batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge mit einem signifikanten Ausbau erneuerbarer Energien auf nationaler Ebene einhergehen muss.

Die Vorteile von brennstoffzellenelektrisch angetriebenen Fahrzeugen sind ebenfalls die deutlich reduzierten bzw. sehr niedrigen Schadstoff- und THG-

Emissionen der Fahrzeuge. Diese liegen jedoch leicht über denjenigen von batteriebetriebenen Fahrzeugen, siehe dazu ebenfalls Abbildung 1. Die eingesetzten Brennstoffzellen werden durch eine Batterie unterstützt und sind deshalb ebenfalls in der Lage Bremsenergie zu speichern bzw. zurückzugewinnen. Der Betrieb ist im Vergleich zu Verbrennungsmotoren ebenfalls sehr leise und vergleichbar mit den batterieelektrischen Fahrzeugen. Mit den heute am Markt verfügbaren Fahrzeugen werden Reichweiten bis rund 600 km erreicht. Nachteile zum jetzigen Zeitpunkt sind der vergleichsweise sehr hohe Preis der Fahrzeuge sowie die noch nicht über einen langen Zeitraum bewiesene Stand- oder Zyklenfestigkeit der eingesetzten Brennstoffzellensysteme. Weiterer Nachteil ist das zurzeit nur mit einer unzureichenden Dichte verfügbare Tankstellennetz in Deutschland sowie die sehr geringe Auswahl an Fahrzeugen. Mit Stand Oktober 2019 existieren in Deutschland etwa 80 Wasserstofftankstellen und es sind mit dem Toyota Mirai und dem Hyundai Nexo nur zwei Fahrzeuge mit zum Teil sehr langer Lieferzeit verfügbar. Der GLC F-CELL von Mercedes Benz kann derzeit nur geleast werden.

Well-to-Wheel

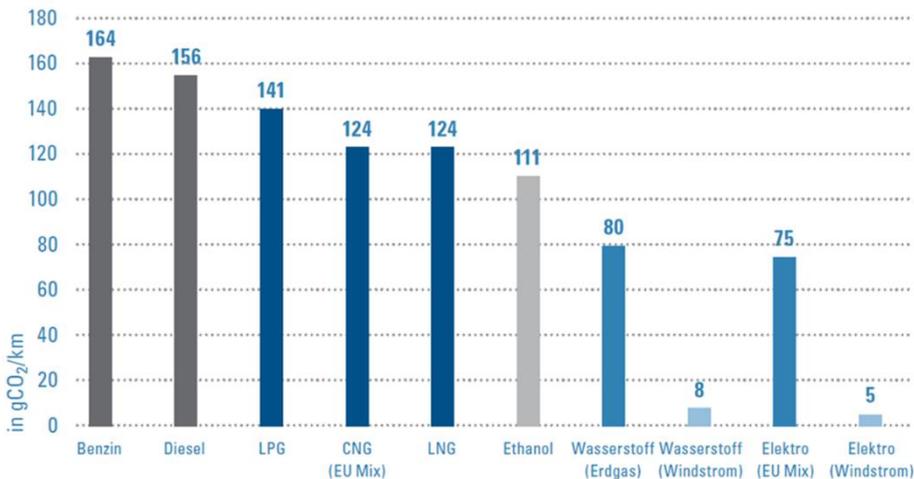


Abbildung 1: CO₂ Emissionen verschiedener Kraftstoffe in g/km [Datenquelle: NOW GmbH, Energiewende im Verkehr im kommunalen Umfeld, September 2019]

Ergänzend lässt sich noch anmerken, dass der als Treibstoff einzusetzende Wasserstoff aufgrund seiner Transportfähigkeit nicht zwangsweise national aus

erneuerbaren Energien produziert werden muss, sondern auch aus Staaten mit einem hohen solaren Überschuss (z.B. Südeuropa, MENA-Region, etc.) importiert werden kann.

Aufgrund zu erwartender zukünftiger Entwicklungen und Optimierungsmaßnahmen werden sich die oben genannten jeweiligen Vor- und Nachteile der genannten Antriebskonzepte ggf. verschieben bzw. auch ins Gegenteil umwandeln. Bezüglich der Modellvielfalt der batterie- und brennstoffzellenelektrischen Fahrzeuge wird mittelfristig ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen sein. Beispielsweise wurden auf der Internationalen Automobilausstellung im September 2019 in Frankfurt rund 20 neue batterieelektrische Fahrzeuge vorgestellt. Dabei ist zu erwarten, dass mit beginnender bzw. vermehrter Marktdurchdringung auch die Anschaffungskosten deutlich sinken werden. Durch den vermehrten Absatz dieser, mittelfristig zur Alltagstauglichkeit weiterentwickelten, Technologien werden – so die Zielsetzung – zukünftig gleichzeitig die Absatzzahlen verbrennungsmotorischer Fahrzeuge zurückgehen. Weiterer wichtiger und verstärkender Grund für diese Entwicklung wird – nicht zuletzt angestoßen durch die aktuellen Klimaschutzbewegungen – der zunehmende gesellschaftliche Wandel in der Wahrnehmung des eigenen Mobilitätsverhaltens sowie die anscheinend zunehmende Skepsis bzw. die abnehmende Akzeptanz der potentiellen Nutzer gegenüber fossilen Kraftstoffen sein.

Durch die mittelfristige Bereitstellung einer ausreichenden Menge synthetischer Kraftstoffe, wie beispielsweise hydrierten Pflanzenölen (HVO), mit verbesserten Verbrennungseigenschaften resultierend in höherer Effizienz und verringerten Schadstoff- und THG-Emissionen können auch verbrennungsmotorisch angetriebene Fahrzeuge wieder eine interessante Alternative werden. Abbildung gibt einen Überblick bezüglich der unterschiedlichen Energiegehalte der heute eingesetzten Kraftstoffe pro Volumen (gasförmig: Normkubikmeter (Nm³), flüssig/fest: Liter (l) beide unter Normalbedingungen) bzw. pro Masse.

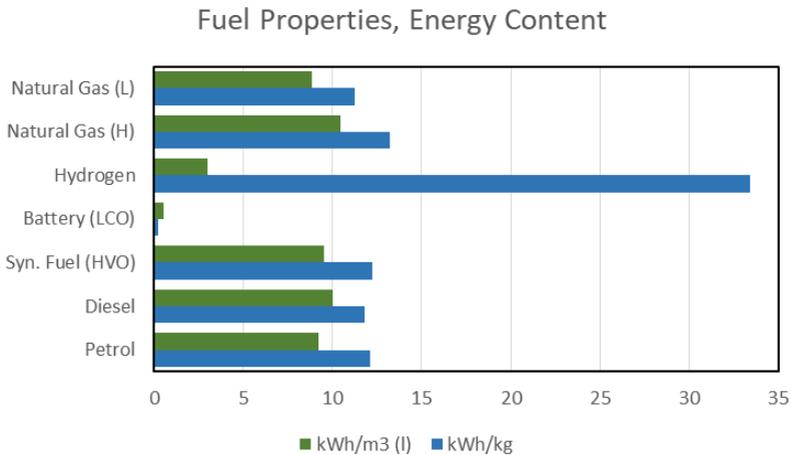


Abbildung 3: Energiedichte verschiedener Kraftstoffe, inklusive Li Ion Batterien

Beim Vergleich der Kraftstoffarten fällt auf, dass die Energiedichte von Wasserstoff bezogen auf die Masse signifikant höher ist als bei allen anderen Kraftstoffen, jedoch bezogen auf das Volumen deutlich niedriger ist als bei den Erdgassorten L und H. Im Vergleich der flüssigen Kraftstoffe hat HVO in etwa die gleichen Werte wie Diesel oder Benzin. Batterien nach dem heutigen Stand der Technik liegen in diesem Vergleich deutlich hinter allen anderen Kraftstoffen zurück. Diese Größen sind insbesondere im Kontext der gewünschten Performance (Geschwindigkeit, Reichweite, Platzangebot, etc.) des jeweiligen Fahrzeugtyps sowie des Einsatzbereichs und -zwecks zu berücksichtigen (Individual-/Schwerlastverkehr, ÖPNV, etc.).

Abschließend ist zu ergänzen, dass alternative Antriebskonzepte – nach derzeitiger Einschätzung – für sich allein nicht ausreichen werden, die Zielsetzungen im Verkehrssektor zu erreichen. Sie müssen vielmehr Bestandteil einer ganzheitlichen Mobilitätsstrategie sein.

OptiCharge/OptiCharge⁺

Thema des Ende 2018 abgeschlossenen Vorhabens OptiCharge war die Entwicklung eines optimierten, speichergestützten Lademanagements für quasi autarke, mit regenerativer Energie betriebene Stromparkplätze. Dazu wurde

innerhalb der Laufzeit des Vorhabens eine Forschungsplattform - bestehend aus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (30 kW; 120 kWh), einer PV-Anlage mit rund 10 kWp auf dem Dach eines Carports sowie vier voneinander unabhängiger AC-Lademöglichkeiten - geplant, aufgebaut und betrieben. Abbildung 4 zeigt die fertiggestellte Ladestation/Solar-Carport für Batteriefahrzeuge.



Abbildung 4: IZES „Solar-Carport“ mit Vanadium-Redox-Flow-Batterie und PV-Anlage (Bildquelle: IZES)

Als verbindende Komponenten wurden ein Energiemanagementsystem sowie ein darauf abgestimmtes Buchungssystem für die eigenen Fahrzeuge entwickelt und im Alltagsbetrieb erprobt. Durch den Einsatz des Energiemanagementsystems sollte im Rahmen des Vorhabens, unter Berücksichtigung der Bedarfe der einzelnen Fahrzeuge, der Eigenverbrauch der Gesamtanlage optimiert und gleichzeitig der Netzbezug minimiert werden.

Innerhalb des Folgevorhabens OptiCharge⁺ wird die bestehende F&E-Plattform um einige Komponenten, wie beispielsweise ein nutzerorientiertes Lade-, Netz- und erweitertes Energiemanagementsystem sowie ein DC-Micro-Grid und eine DC-Lademöglichkeit erweitert. Zusätzlich erfolgt eine Anbindung an das Internet der Dinge. Als Resultat entsteht eine moderne Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge. Die vorrangigen Ziele des Vorhabens sind neben dem Demonstrationsbetrieb die Steigerung der Gesamtanlageneffizienz, der Netzverträglichkeit und des Nutzungskomforts sowie daraus resultierend eine Steigerung der Technologiereifegrade der eingesetzten Komponenten. Damit soll

ein wesentlicher Schritt in Richtung einer sozioökonomischen Marktfähigkeit der eingesetzten Komponenten gegangen werden.

GenComm

Ziel des Teilvorhabens solarbetriebene „Wasserstofftankstelle“ im Rahmen des Interreg VB NWE Vorhabens GenComm ist der Aufbau und der Betrieb einer regenerativ betriebenen Wasserstofftankstelle bestehend aus PV-Anlage, Elektrolyseur, Hochdruckspeicher und Tankmöglichkeit für brennstoffzellenelektrische sowie ggf. wasserstoffverbrennungsmotorische Fahrzeuge; siehe dazu auch Abbildung 5.

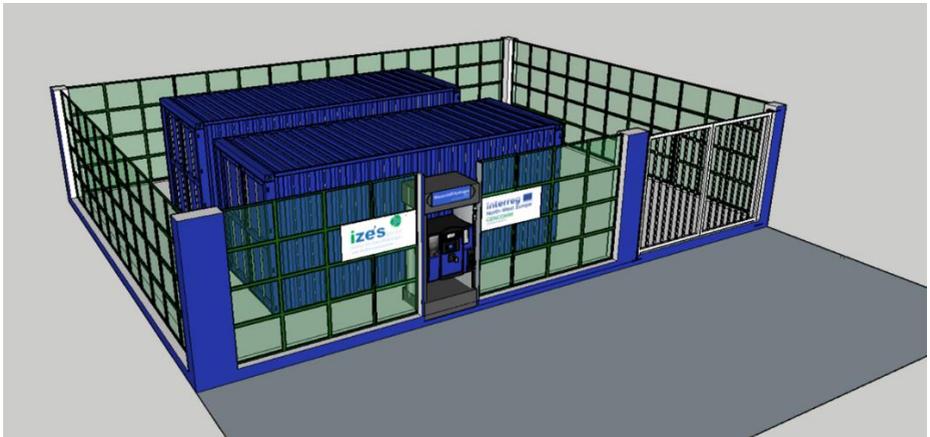


Abbildung 5: Aufstellungsplan der geplanten Wasserstofftankstelle (Bildquelle: IZES)

Anlass für die Planung der Tankstelle war, dass es bisher im Südwesten von Deutschland und hier insbesondere im Raum Saarbrücken/Saarland nicht möglich ist, ein mit Wasserstoff betriebenes Fahrzeug zu betanken. Bisherige Bemühungen eine Tankmöglichkeit für Wasserstoff an einer bestehenden öffentlichen Tankstelle zu ergänzen schlugen entweder fehl oder befinden sich mit Stand Oktober 2019 noch in der Planungs-/Genehmigungsphase. Die maximale Produktionskapazität der im Rahmen von GenComm geplanten, nicht öffentlichen Tankstelle beträgt rund fünf Nm³ H₂ pro Stunde, bei einem maximalen Abgabedruck von 700 bar. Der Wasserstoff wird direkt vor-Ort mittels Elektrolyse hergestellt. Der dazu notwendige Strom wird ebenfalls direkt vor-Ort mittels einer PV Anlage mit rund

30 kWp produziert. Zur Elektrolyse werden zwei verschiedene Technologien, ein PEM und ein AEM Elektrolyseur, genutzt. Dabei soll vor allem der AEM Elektrolyseur wissenschaftlich untersucht bzw. verstärkt betrieben werden. Die maximale Speicherkapazität für Wasserstoff beträgt rund 55 kg, aufgeteilt in zwei verschiedene Druckniveaus (10 kg bei 950 bar und 45 kg bei 450 bar). Die Reinheit beträgt 99,999% bzw. entspricht der Qualitätsstufe 5.0. Optional kann zu einem späteren Zeitpunkt noch ein Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs der PV Anlage sowie zum Schutz der Elektrolyseure (z.B. im Falle schneller Lastwechsel) in das System integriert werden. Abbildung 6 zeigt das Schema der von IZES geplanten Tankstelle.

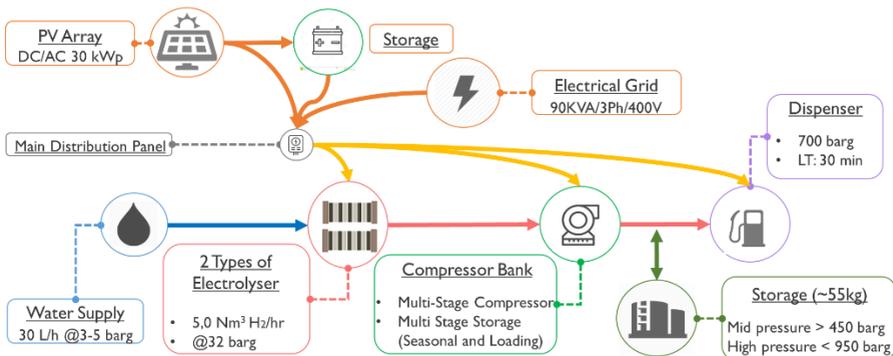


Abbildung 6: Schema der geplanten Wasserstofftankstelle (Bildquelle: IZES)

Danksagung

Die beiden Vorhaben OptiCharge (03ET6053 A-D) und OptiCharge* (03ETE021 A-E) wurden/werden durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert und durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet.

Das Gesamtvorhaben GenComm (NWE 334) wird durch das Programm INTERREG VB North West Europe gefördert. Das Teilvorhaben solare Wasserstofftankstelle wird zusätzlich durch das saarländische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr finanziell unterstützt.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

SAARLAND



EnerPrax- ENERGIESPEICHER IN DER PRAXIS

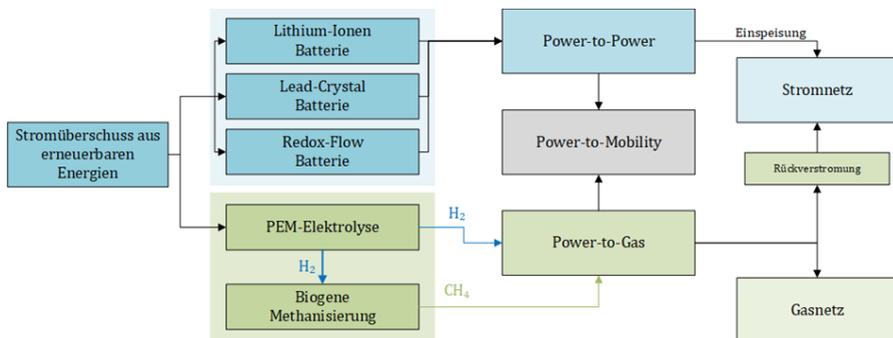
Christian Heinrich^{a,b,1} Elmar Brüggling^{a,b}, Christof Wetter^{a,b}

^a Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt, FH Münster, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, DE

^b Institut für Energie, Ressourcen und Infrastruktur, FH Münster, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, DE

Schlüsselwörter: Energiespeicher, Sektorenkopplung, Wasserstoff, Power-to-Gas, Batteriespeicher, Ausbau erneuerbare Energien, Systemintegration

GRAFISCHES ABSTRACT



¹ Corresponding author: Christian Heinrich, +49 2551 9 62 026, christian.heinrich@fh-muenster.de

Einleitung

Die Ziele des Koalitionsvertrages der aktuellen Bundesregierung Deutschlands definieren einen Anteil der erneuerbaren Energie von 65 Prozent bis 2030, gemessen am Bruttostrombedarf. Für die Zielerreichung bedarf es einer Steigerung der Anschlussleistung von erneuerbaren Energien (EE)-Anlagen, bezogen auf den heutigen Anteil von 37,8 % (UBA 2019). Weitet man die Betrachtung jedoch auf den Endenergiebedarf aus, so wird ein alleiniger Ausbau von EE-Anlagen nicht ausreichen, um einen ähnlichen Anteil wie am Bruttostrombedarf bis zum Jahr 2030 zu erreichen (UBA 2019). Bei einer fortschreitenden Dekarbonisierung der Energieerzeugung in Deutschland und einem gleichzeitigen Ausbau von EE-Anlagen wird durch das fluktuierende und wetterbedingte Erzeugungsprofil der EE-Anlagen die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Bedarf weiter ansteigen. Daher werden Flexibilitätsoptionen benötigt, die eine zeitlich versetzte Nutzung des von EE-Anlagen erzeugten Stromes gewährleisten können. Das Kernelement der Sektorenkopplung stellen Speicher- und Konversionstechnologien dar. Mit deren Einsatz kann die zeitliche Diskrepanz zwischen der Erzeugung und dem Bedarf überwunden und somit die Energie bestmöglich genutzt werden. Speichertechnologien können dabei ganz unterschiedliche Speicherverfahren beinhalten und jeder Sektor stellt andere technische Anforderungen an die jeweilige Speichertechnologie.

Mit dem zukünftigen Ausbau der Sektorenkopplung in Deutschland wird neben den technischen Entwicklungen vor allem auch die wirtschaftliche Dimensionierung der Speichertechnologien an Bedeutung gewinnen. Nur wenn sich Speichertechnologien unter techno-ökonomischen Aspekten betreiben lassen, werden Sie in Zukunft verstärkt in der Praxis und außerhalb von Forschungsprojekten eingesetzt. In einem Forschungsprojekt der FH Münster, dem Projekt *Energiespeicher in der Praxis* (EnerPrax), wird seit Dezember 2016 der zeitliche Ausgleich fluktuierender Erzeugungsleistungen aus EE-Anlagen untersucht. Hierbei werden verschiedene Speichertechnologien in der Praxis getestet und sektorenübergreifend miteinander kombiniert, um somit den größtmöglichen Speichereffekt zu erzielen.

Material und Methoden

Als Untersuchungsgegenstand wurde der Bioenergiepark in Saerbeck ausgewählt. Das ehemalige Munitionsdepot der Bundeswehr liegt in der Gemeinde Saerbeck, im nördlichen Münsterland. Auf dem 90 Hektar großen Gelände entwickelt die Gemeinde Saerbeck mit lokalen Investoren seit dem Jahr 2011 unter anderem Projekt im Bereich der erneuerbaren Energie mit einer elektrischen Anschlussleistung von insgesamt 32,48 MW (siehe Abbildung 1). Die auf dem Gemeindegebiet erzeugten Energiemengen liegen bilanziell um 410 % über dem Bedarf. Aufgrund des fluktuierenden Erzeugungssprofils der EE-Anlagen kann sich die Gemeinde jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt mit Energie aus EE-Anlagen versorgen. Im Verbundprojekt mit dem Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., der GELSENWASSER AG, der Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH, den Stadtwerken Lengerich und der Gemeinde Saerbeck wird die Fragestellung untersucht, wie eine Versorgung aus erneuerbaren Energien in Kombination mit Speichertechnologien zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden kann. Zu Demonstrationszwecken und zur Messwerterfassung wird eine Versuchsanlage mit verschiedenen Speichertechnologien errichtet. Als Speicher werden eine Lithium-Ionen-Batterie, eine Lead-Crystal-Batterie, eine Redox-Flow-Batterie und ein Elektrolyseur eingesetzt. Die Speicher sind im Maßstab von 1:200 bzw. 1:400 gegenüber den originalen Erzeugungs- und Bedarfsdaten ausgelegt worden.

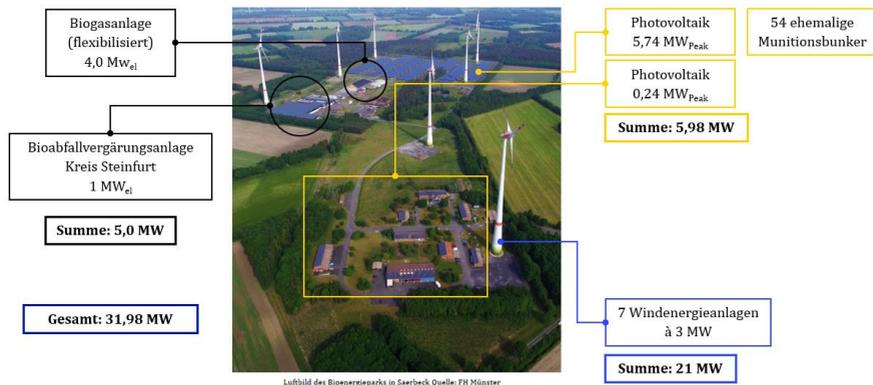


Abbildung 1: Luftbild des Bioenergieparks in Saerbeck Quelle: FH Münster.

Zur Simulation und Steuerung der Speichertechnologien wurde im EnerPrax-Projekt eine Software durch die FH Münster entwickelt, welche die Speicherbedarfe und die Lade- und Entladezeitpunkte unter Auswertung von

Erzeugungs- und Bedarfsdaten ermittelt. Die Software entscheidet anhand von technischen Parametern wie z. B. dem Wirkungsgrad oder dem Speicherfüllstand über die Lade- oder Entladezeitpunkte der Speicher.

Die Versuchsreihen an der halbtechnischen Versuchsanlage sind in vier Blöcke unterteilt. Die ersten Untersuchungen umfassen die *Null-Versuchsreihen*, bei denen die Energiespeichertechnologie im Stand-Alone-Modus getestet werden und sämtliche Betriebscharakteristika aufgenommen werden. Zusätzlich wird die Simulation eines Präqualifizierungstests durchgeführt, um eine valide Aussage über die theoretische Teilnahme der gesamten Anlage am Regelleistungsmarkt zu bekommen. Im zweiten Abschnitt werden die verschiedenen Speichertechnologien in einer sektorengekoppelten Betriebsweise auf Grundlage der realen Lastgangdaten aus einem Referenzjahr betrieben. Es werden somit saisonale und wetterbedingt auftretende Phänomene untersucht und das Verhalten der Speichertechnologien aufgenommen. Im 3. und 4. Versuchsblock stehen die ökonomischen und ökologischen Fragestellungen im Fokus, die durch die Auswahl von verschiedenen Untersuchungszeiträumen beleuchtet werden.

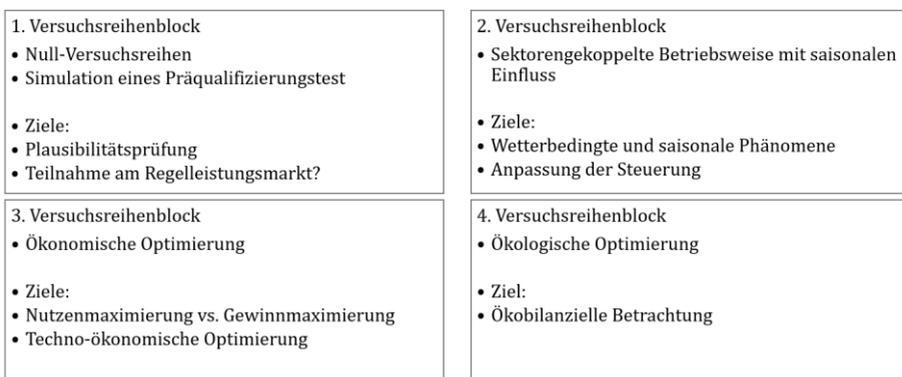


Abbildung 2: Versuchsplanung der EnerPrax-Versuchsreihen.

Ausblick

Mit dem zu erwartenden Abschluss der Versuchsreihen im Dezember 2019 werden valide Messergebnisse für die untersuchten Einsatzzwecke vorliegen. Die Auswertung der Messreihen wird, die für die untersuchte Versuchsreihe optimale Speichertechnologie bzw. Speicherkombination liefern. Darüber hinaus wird eine ökonomische und ökologische Bewertung vorgenommen, die aus den geleisteten

Arbeiten resultiert. Nur bei einer gegebenen Wirtschaftlichkeit und der besten ökologischen Kombination wird eine spätere praktische Umsetzung im Bereich der Gemeinde Saerbeck erfolgen können. Ein Ausblick auf den regulativen Rahmen und die notwendigen Anpassungen zur Umsetzung der erarbeiteten Konzepte runden den Abschlussbericht ab.

Parallel finden Untersuchungen statt, die die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf vergleichbar strukturierte Regionen in Nordrhein-Westfalen und ein Upscaling der eingesetzten Technologien behandeln. Es werden die Bedingungen und Voraussetzungen für die Übertagung und Skalierungen erarbeitet, welche im Projekt-Abschlussbericht dargestellt werden.

Quellen

UBA 2019

Umweltbundesamt (2019) Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, Fachgebiet | 2.3, Dessau-Roßlau
www.umweltbundesamt.de/publikationen

**ELEKTRA
ENTWICKLUNG UND REALISIERUNG
DES WELTWEIT ERSTEN EMISSIONSFREIEN KANALSCHUBBOOTES
FÜR DIE KOMMERZIELLE ANWENDUNG**

Gerd Holbach

Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme, Technische Universität Berlin,
Sekr. SG 6, Salzufer 17-19, 10587 Berlin, Kontakt: Gerd. Holbach@TU-Berlin.de
<https://www.marsys.tu-berlin.de/menue/forschung/elektra/>
<https://youtu.be/gdBwdcOnRT0>

Schlüsselwörter: Energiesystem, NT-PEM Brennstoffzelle, emissionsfrei, Schubboot, Wasserstoff, Infrastruktur

Kurzfassung

Die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland und ständig strenger werdende Abgasgrenzwerte erfordern ein Umdenken auch in der Mobilität. Das Projekt Elektra weist die Machbarkeit des ökonomischen und ökologischen Betriebes eines lokal und auch global emissionsfrei operierenden Kanalschubbootes nach. Das auf Energieeffizienz optimierte Schubboot arbeitet mit NT-PEM Brennstoffzellen, 500 bar Wasserstoffdrucktanks und Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Akkumulatoren, um eine Last von bis zu 1.400 t sowohl regional als auch überregional, aber auch auf europäischen Wasserstraßen schieben zu können. Mit der innovativen Technik wird heute schon beim Schiffsbetrieb vor Ort (lokal) eine vollständige Emissionsfreiheit erreicht und perspektivisch wird diese sogar global erzielt.

1. Aufgabenstellung

Ziel des Vorhabens Elektra ist es, theoretisch und praktisch nachzuweisen, dass ein lokal und global emissionsfreier Transport von Handelsgütern auf Binnenwasserstraßen technisch und ökonomisch durchführbar ist. Um diesen Nachweis zu führen, eignet sich anfänglich besonders gut die Schubschiffahrt. Hier existieren eine lasttragende und eine den Vortrieb erzeugende Einheit und somit kein Tragfähigkeitsverlust durch die zusätzliche Masse insbesondere der Akkumulatoren und somit auch kein Verlust anzahlender Ladung / Einnahmen. Dafür wird das Kanalschubboot ELEKTRA, bedingt durch sein neuartiges Energiekonzept, vollständig neu bis zur Einsatzreife entwickelt, gebaut und erprobt.

Das Kanalschubboot Elektra soll sowohl im regionalen als auch im überregionalen Betrieb (Berlin - Hamburg) eingesetzt werden. Die Schublast wird bis zu 1.400 t betragen. Der regionale Betrieb kennzeichnet sich dadurch aus, dass im Regelfall der Berliner Westhafen, als Heimathafen des Schiffes, am Ende des Betriebstages stets erreicht wird. Tagsüber sind Strecken von bis zu ca. 65 km mit einer Dienstgeschwindigkeit im Verband von min. 8 km/h und einer kurzfristigen Verbandsgeschwindigkeit von min. 10 km/h zu bewältigen, wobei dieses allein über die Kapazität der Propulsionsakkumulatoren möglich ist. Infrastrukturelle Maßnahmen zur Energieversorgung sind für diesen Betriebsfall nur im Berliner Westhafen zu ergreifen. Der überregionale Betrieb ist derart zu gestalten, dass keine Einschränkungen der Wettbewerbsfähigkeit der ELEKTRA, bedingt durch die notwendige Energieversorgung während der Reise, entstehen, d. h. konkret darf es zu keiner Verlängerung der Reisedauer gegenüber konventionellen Schubverbänden kommen.

Parallel zur Entwicklung des Schubbootes wird der Aufbau einer Energieversorgung angestrebt, die eine globale Emissionsfreiheit ermöglicht.

Das Projektkonsortium Elektra besteht aus der Berliner Hafen- und Lagerhausgesellschaft mbH (BEHALA), der Reederei Imperial und der Firma Schiffselektronik Rostock (SER), der Firma Anleg (Wasserstofftanks und Peripherie), dem Brennstoffzellenhersteller Ballard, dem Akkumulatorhersteller EST Floattech und der Herrmann Barthel Werft, die in enger Zusammenarbeit mit dem Fachgebiet Entwurf und Betrieb Maritimer Systeme (EBMS) der Technischen Universität Berlin als Forschungspartner und Projektleiter das Projekt bearbeiten.

Die Kiellegung für die ELEKTRA erfolgte am 04. November 2019 und die Fertigstellung des Baus des Schubbootes ist für Ende 2021 geplant. Zu diesem Zeitpunkt soll dann auch die dreijährige Erprobung beginnen.

2. Das Schubboot

Hauptabmessungen

- Länge 20,00 m
- Breite 8,20 m
- Tiefgang 1,25 m
- Verdrängung ca. 140 t

Anforderungen im Betrieb

- Max. Schublast 1.400 t
- Fahrtgebiet: Zone 3+4 (ohne Rhein)



Abbildung 1: 3D-Darstellung des Kanalschubbootes ELEKTRA

3. Das Energiesystem

Auf der ELEKTRA befinden sich die im Folgenden aufgeführten und näher beschriebenen Energieerzeuger bzw. Energiequellen.

Im Einzelnen sind dieses:

- Brennstoffzellen
- Wasserstofftanks
- Akkumulatoren
- Photovoltaikanlage

Die PV-Anlage hat technisch gesehen eher einen ergänzenden Charakter und wird daher hier nicht näher beschrieben.

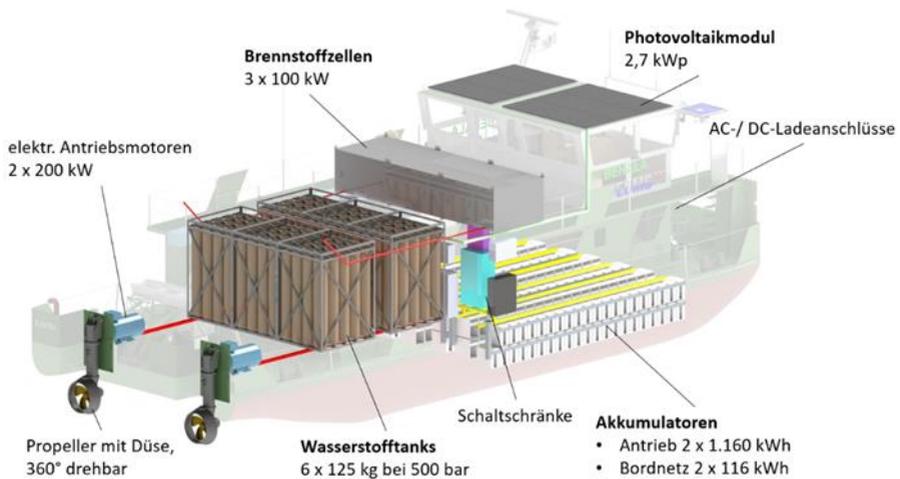


Abbildung 2: Energiekomponenten auf dem Kanalschubboot ELEKTRA

Brennstoffzellen

Die Brennstoffzellen vom Typ NT-PEM (Niedertemperatur-Polymerelektrolytbrennstoffzelle) besitzen eine Leistung von 3 x 100 kW. Durch diese Wahl der Leistung können die Brennstoffzellen bei der angestrebten durchschnittlichen Schubverbandsgeschwindigkeit im verbrauchsoptimalen Betriebspunkt effizient betrieben werden. Bei Leistungsbedarfen oberhalb dieses Punktes stellen die Propulsionsakkumulatoren die zusätzlich benötigte Leistung zur Verfügung. Fällt der Leistungsbedarf unterhalb des optimalen Betriebspunktes der Brennstoffzellen, so wird der Überschuss an elektrischer Energie zum Laden der Akkumulatoren verwendet. Die Brennstoffzellen werden in speziellen Metallgehäusen auf dem freien Oberdeck installiert, was sicherheits- und

wartungstechnische Vorteile ergibt. Trotz dieser Position gelten die Gehäuse mit den enthaltenen Brennstoffzellen gemäß Regelwerk als Maschinenraum. Auf eine Beheizung der Brennstoffzellenstacks incl. Kühl- und Kompressorensystem kann verzichtet werden, da diese "frostsicher" ausgelegt sind. Die Abwärme der Brennstoffzellen wird für Heizzwecke verwendet. Die Brennstoffzellen sind mit einem online Ferndiagnosesystem incl. Wasserstoffsensoren ausgerüstet. Für die NT-PEM-Brennstoffzellen im Gegensatz zu HT-PEM-Lösungen sprechen der bessere Wirkungsgrad und die hohe Anzahl der erreichbaren Betriebsstunden.

Wasserstofftanks

Der Wasserstoff an Bord wird in eigens für entsprechende Anwendungszwecke während des Projektes entwickelten Wechseltanks gelagert. Diese bringen gegenüber festen Tanks große Vorteile, da kein Bunkervorgang von Wasserstoff im eigentlichen Sinne mehr durchzuführen ist. Dadurch wird der zeitliche Aufwand gegenüber einem klassischen Bunkern von Wasserstoff mittels Tankwagen oder Tankstelle reduziert und das Risiko beim "Bunkern" deutlich verringert, was wiederum zu weniger Anforderungen an und Kosten für den "Bunkervorgang" führt. Insbesondere ermöglicht es jedoch eine Aufnahme der Wasserstofftanks an fast jedem Liegeplatz des Schubbootes, schafft somit eine sehr große Flexibilität bei der Versorgung mit Treibstoff (Wasserstoffdisposition) und erspart extreme Investitionskosten in mobile oder stationäre Bunkeranlagen für Wasserstoff.

Die Wechseltanks für den gasförmigen Wasserstoff sind modular aufgebaut und kranbar bzw. mittels eines Staplers transportierbar und optimal für den LKW-Transport hinsichtlich der Abmaße entwickelt worden. Insgesamt befinden sich sechs Wechseltanks an Bord, die mit Hilfe des Bordkrans an und von Bord gehievt werden können. Jeder Tank besteht aus zwanzig 500-bar-Druckgasflaschen vom Typ IV. Die sechs Wechseltanks beinhalten eine nutzbare Wasserstoffmenge von 750 kg. Für die Fahrt von Berlin nach Hamburg und zurück ist ein Verbrauch von ca. 1.750 kg Wasserstoff anzusetzen, wobei die genaue Menge abhängig ist von der zu transportierenden Last, der Fahrtgeschwindigkeit und der möglichen Aufladung der Akkumulatoren mit Landstrom. Die Entscheidung für ein 500 bar System ist die Folge der Abwägung zwischen der speicherbaren Menge Wasserstoff und den Erstellungskosten für die Tanks. Das erste Kriterium, der Speicherdruck, spräche für ein höheres Speicherdruckniveau, das zweite Kriterium, die Herstellungskosten der Tanks, würde für einen niedrigeren Druck sprechen. Die 500 bar Wechseltanks sind nicht nur direkt im mobilen Bereich einsetzbar, sondern auch als effektivere

Transportmöglichkeit und mobiler Speicher für Wasserstoff mit dem Ziel der Vorort Betankung von Einrichtungen mit einem Druckniveau von 300 bar.

Die Tanks sind für eine Zulassung nach ADR konzipiert. Dementsprechend dürfen sie mit Wasserstoff gefüllt auf der Straße transportiert werden.

Zur Sicherung der Wasserstofftanks wurde ein Konzept gegen Verrutschen und Kippen entwickelt. Die Tanks haben an den Eckpunkten Containerecken, welche auf Konen gestellt werden, die auf das Deck geschweißt wurden. Zusätzlich sind am Schiff vertikale Profile angebracht, die als Führung und Kippsicherung für die Tanks dienen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt in Bezug auf das Thema Wasserstoff ist die Sicherstellung dessen Verfügbarkeit nach Menge, Qualität und Preis. Um neben dem lokal emissionsfreien Betrieb auch einen global emissionsfreien Betrieb zu erzielen, wird die Elektrolyse unter Einsatz der Windenergie ein entscheidender Erfolgsfaktor sein. Hier werden entsprechende Ansätze erarbeitet.

Akkumulatoren

Auf Seite der Akkulatoren sind zwei gleichgroße Propulsionsakkumulatoren, ein Bordnetzakkumulator und ein Akkumulator für den Notbetrieb vorgesehen. Die gesamte elektrische Kapazität von Propulsions- und Bordnetzakkusystem beträgt ca. 2,3 MWh, wobei der End-of-Life-Punkt mit ca. 1,7 MWh veranschlagt ist. Eine physische Zusammenlegung des Bordnetzakkumulators mit den Propulsionsakkumulatoren erscheint möglich, genauso wie der Entfall des Notakkumulators, ist jedoch mit den Behörden im Detail noch nicht endgültig geklärt. Die Auslegung der Akkulatoren beruht auf dem regionalen Betrieb, der als Ausgangspunkt der Auslegung ausschließlich über die Kapazität der Akkulatoren durchführbar sein soll. Als Zellchemie wurde Lithium NMC (Nickel-Mangan-Kobalt) gewählt, da diese für die geplante Ladeleistung von weniger als 1/7C eine optimale Lebensdauer ermöglicht und zudem im Investment günstiger ist als andere Zellzusammensetzungen. Ein Akkulatorenrack besteht aus 9 Einschubmodulen und einem BMS-Rackmodul (Battery Management System). Aus Gewichts- und Platzgründen müssen die Akkulatoren im Rumpf untergebracht werden. Hierbei ist die geringe Rumpfhöhe und die schlanke Rumpfform eine besondere Herausforderung für den Einbau und die spätere Wartung. Auch die Positionierung der Akkulatoren hinsichtlich der Schiffslänge ist hier von herausragender Bedeutung, da die ELEKTRA über kein Ballastwassersystem zum Ausgleich sich ergebender Trimmschwimmlagen besitzt. Die Übertragung der Zustandsdaten der Akkulatoren erfolgt mittels CAN-Bus.

Ferner besitzen die Akkumulatoren ein Thermomanagement und ein integriertes Brandschutzsystem.

Gesamtenergiemanagement

Das Erzeuger- und das Verbrauchermanagement bilden die Grundlage des Gesamtenergiemanagementsystems und liefern einerseits aktuelle Zustandsdaten, und andererseits sind sie die jeweilige Koordinierungsebene für die verschiedenen Erzeuger bzw. die verschiedenen Verbraucher. Die eigentliche Verbindung zwischen den Erzeugern und den Verbrauchern bewerkstelligt das regulatorische und betriebliche Energiemanagement. Der zu entwickelnde Fahrassistent schließlich berücksichtigt die sich aus den Ausgabedaten des Energiemanagements und Randbedingungen wie Abladung, Strömung, Wetter etc. ergebenden Werte und verarbeitet diese mit dem Ziel einer optimalen operativen Betriebsführung. Resultat sind vom Schiffsführer zu bestätigende Maßnahmen für den Schiffsbetrieb, die wiederum als Eingabewerte für das Energiemanagement fungieren.

4. Infrastruktur

Da die ELEKTRA mit Wasserstoff und elektrischer Energie aus Akkumulatoren betrieben wird, müssen sowohl eine elektrische als auch eine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden sein.

Der Heimathafen, der Berliner Westhafen und der Hafen Lüneburg haben eine Zusammenarbeit vereinbart und werden eine elektrische Ladeinfrastruktur bereitstellen. Zusätzlich wird an weiteren Zwischenstationen auf dem Weg nach Hamburg eine entsprechende Landinfrastruktur geplant. Dort wird u.a. die elektrische Energie und Leistung zur Verfügung gestellt, um die Akkumulatoren innerhalb von sieben Stunden komplett zu laden. Abbildung 3 veranschaulicht die Ladeinfrastruktur für nachhaltig erzeugten Strom und Wasserstoff von der Windkraftanlage bis zur ELEKTRA.

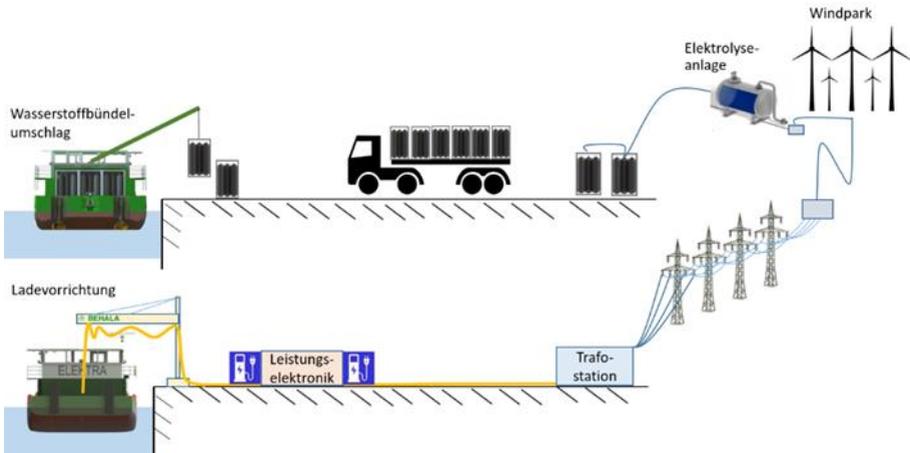


Abbildung 3: Energiekomponenten auf dem Kanalschubboot ELEKTRA

Wegen des hohen Gewichts und der damit einhergehenden unhandlichen Kabel, gibt es einen Schwenkran, der die Kabel zum Anschlusskasten auf der ELEKTRA bringt. Dieser ist in Abbildung 4 dargestellt.

Da nicht geklärt ist, welche Lade- und Steckverbindungstechnologie sich in Zukunft an den deutschen bzw. europäischen Binnenwasserstraßen durchsetzen wird, sind die Ladestationen sowohl mit Wechsel- als auch mit Gleichstromkabeln ausgestattet. Darunter befinden sich z.B. Powerlock und CEE-Stecker.

Die Ladeinfrastruktur im Hafen Lüneburg und im Berliner Westhafen wird multimodal erstellt, d.h. kann von Binnenschiffen und zur Schnellladung von E-Lkw, E-Pkw und E-Sportbooten genutzt werden, was deutschlandweit einzigartig ist.

Damit trägt sowohl der Berliner Westhafen als auch der Hafen Lüneburg einen wichtigen Teil zur „Zero-Emission-Schifffahrtslinie“ Berlin – Hamburg bei.

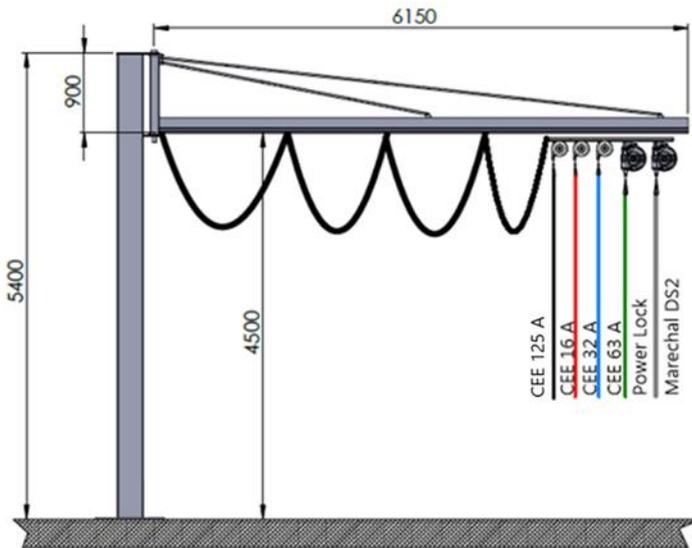


Abbildung 4: Konzept des elektrischen Ladegalgens

Lediglich für das Passagierschiff Alsterwasser gab es in Hamburg eine Wasserstofftankstelle an einer Binnenwasserstraße. Als bald die staatliche Förderung auslief, wurde sie vom Betreiber wegen der Unwirtschaftlichkeit abgebaut.

Genau dieses Schicksal droht jeder Wasserstofftankstelle. Auch für die ELEKTRA wäre es unwirtschaftlich, in eine feste oder mobile Tankstelle zu investieren. Man benötigt Synergien mit anderen Abnehmern, die es an den Wasserstraßen noch nicht gibt. Dazu kommt, dass die ELEKTRA zwar regelmäßig mit 750 kg große Mengen Wasserstoff abnimmt, aber nicht in hoher Frequenz. Dementsprechend müsste ein großer Speicher und ein 500 bar-Kompressor verbaut werden, der nur wenige Male im Monat angesteuert wird.

Aufgrund der aktuell geringen Nachfrage nach Wasserstoff an den Binnenwasserstraßen wird beim Projekt Elektra das oben beschriebene Wechseltankkonzept verfolgt, welches auch eine dauerhafte Lösung darstellt.

Die Häfen Lüneburg und Berlin Westhafen werden zusätzlich ertüchtigt, um dort Wasserstofftanks zu wechseln und zu lagern.

Der Liefer-LKW kommt mit den vollen Bündeln im Hafen an, die Bündel werden vom LKW entladen, an der Kaimauer abgestellt und vom bordeigenen Kran auf die

ELEKTRA gehoben. Dadurch wird der zeitliche Aufwand und die Kosten gegenüber einem klassischen Bunkern von Wasserstoff mittels Tankwagen oder Tankstelle drastisch reduziert und das potentielle Risiko beim „Bunkern“ deutlich verringert, was wiederum zu weniger Anforderungen an und Kosten für den „Bunkervorgang“ führt.

5. Zusammenfassung

Damit die Klimaziele Deutschlands von 55 % weniger Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 erreicht werden können, werden konsequent neue Abgasvorschriften für Motoren durchgesetzt. Diese sind auch für die Binnenschifffahrt in Umsetzung bzw. noch weitergehend zu erwarten.

Das Projekt Elektra mit dem gleichnamigen Binnenschubboot demonstriert, dass ein lokal und global emissionsfreier Betrieb mit gasförmigem Wasserstoff, Brennstoffzellen und Akkumulatoren als Hauptenergiequellen technisch, finanziell sowie ökologisch möglich und sinnvoll ist.

Die zukünftig erwartete starke Nachfrage nach emissionsfreien Antrieben/Energiesystemen kann durch das Antriebskonzept der ELEKTRA bedient werden und somit zur Energiewende beitragen. Auch zulassungsbezogene Fragen werden im Projekt beantwortet und die Bildung eines Regelwerks für wasserstoffbetriebene Wasserfahrzeuge mit eingeleitet.

Das Energiekonzept der ELEKTRA ist heute schon auf viele Schiffe anwendbar. Vor allem auf Schiffe, die nicht weit weg von möglichen Umschlagplätzen fahren. Darunter fallen z.B. Frachtschiffe, Schubschiffe, die Fahrgastschifffahrt und Behördenschiffe. Auch Hafenschiffe oder Lotsenboote sind vom Fahrprofil dafür sehr geeignet.

Auch weitere Technologiezweige, auf die das Energiekonzept übertragbar ist, können von dem erarbeiteten Wissen und der Technologie profitieren. Darunter die Mobilität an Land und ggf. Stromnetze, die darüber stabilisiert werden können.

Die bedingt durch höhere Nachfrage steigenden Stückzahlen werden sich zudem positiv auf die Investitionskosten und die Wasserstoffinfrastruktur auswirken.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Holbach, Gerd:
Elektromobilität und ihre Herausforderungen elektrotechnischer Natur im Güterverkehr am Beispiel des Entwurfs des Schubbootneubauprojektes ELEKTRA; Jahrbuch der Schiffbautechnischen Gesellschaft 2018
- [2] Apenbrink, Sebastian; Haase, Oliver; Krebs, Sabo; Segieth, Peter;
Holbach, Gerd:
Simulation eines hybridelektrischen Antriebes für ein Schubboot - Wechselwirkung Akkumulator / Brennstoffzelle; Jahrbuch der Schiffbautechnischen Gesellschaft 2018
- [3] Holbach, Gerd:
Elektra – Wasserstoff als Energiequelle für die Elektromobilität in der Binnenschifffahrt; gwf Gas + Energie 12/2018, S. 36-38
- [4] Holbach, Gerd; Segieth, Peter:
Elektra – ökologische Mobilität der Zukunft auf dem Wasser mittels Wasserstoff und elektrischem Strom; gwf Gas + Energie 6/2019, S. 40-48
- [5] Haase, Oliver; Apenbrink, Sebastian; Krebs, Sabo; Segieth, Peter;
Holbach, Gerd:
Design and system integration of a hybrid inland push boat powered by hydrogen fuel cells and Li-ion NMC batteries and the challenge of providing a bunkering infrastructure; SHIP TECHNOLOGY RESEARCH (SCHIFFSTECHNIK)
<https://doi.org/10.1080/09377255.2018.1523979>

Danksagung

Das vorgestellte Projekt Elektra wird gefördert vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) und koordiniert vom Projektträger Jülich (PTJ) und der Nationalen Organisation für Wasserstoff (NOW).



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur



AUSLEGUNG VON DEZENTRALEN WASSERELEKTROLYSEANLAGEN GEKOPPELT MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN

Franziska Hönig¹, Diana Duque-Gonzalez¹, Jens Schneider²,
Matthias Ebert¹ und Ulrich Blum²

¹ Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, Otto-Eißfeldt-Straße 12,
06120 Halle (Saale), www.csp.fraunhofer.de

² Center for Economics of Materials CEM, Friedemann-Bach-Platz 6, 06108 Halle (Saale),
www.materials-economics.com

Schlüsselwörter: Wasserelektrolyse, Wasserstoff, Sauerstoff, Koppelprodukt, Kläranlagen, Wasserstofftankstelle, Erneuerbare Energien (EE), Power to Gas (PtG)

Kurzzusammenfassung

Der Anteil erneuerbarer Energiequellen am deutschen Strommarkt wächst stetig, stellt die Netzbetreiber jedoch vor Herausforderungen. Photovoltaik- und Windenergieanlagen stellen Strom nur fluktuierend zur Verfügung, sodass es zu Überangeboten oder Engpässen auf dem Strommarkt kommt. [1] Die größte Herausforderung stellt hierbei die ökonomisch sinnvolle Speicherung von Strom dar. Hierzu gibt es eine Vielzahl von Ansätzen, eine davon ist die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff, die sog. Power to Gas (PtG)-Technologie. Als einzige heute verfügbare Technologie ermöglicht sie neben der Langfristspeicherung auch die Nutzbarmachung in allen anderen Energieverbrauchssektoren [2]. Doch auch hier hindert eine zu niedrige wirtschaftliche Rentabilität aufgrund der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen die Markteinführung [3].

Mögliche Szenarien, diese zu erhöhen, werden mit dem im Rahmen des HYPOS-Projektes *LocalHy* innerhalb des BMBF Zwanzig20-Programmes entwickelten Simulationstools GHOST (*Green H₂ O₂ Simulation Tool*) evaluiert. Das Grundkonzept ist dabei die Nutzung des Koppelproduktes Sauerstoff, welcher bisher in den Wertschöpfungsketten von PtG-Konzepten meist nicht beachtet wird. Ein möglicher Anwender dafür sind Kläranlagen, die durch die Belüftung ihres

Belebungsbeckens mit reinem Sauerstoff höhere Abwasserbelastungen behandeln können [4]. Diese eignen sich zudem aufgrund ihrer gleichmäßigen Verteilung in Deutschland zum Aufbau einer dezentralen Wasserstoffinfrastruktur. Mittels GHOST ist es möglich, für jeden individuellen Bedarfsfall die optimale Systemkonfiguration sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu ermitteln. Hierbei werden der Elektrolyseur (EL) und die entsprechenden Sauerstoff- und Wasserstoffspeicher je nach zur Verfügung stehender EE (Photovoltaik, Wind, konstante erneuerbare Energiequelle wie Flusswasserkraftwerke) bzw. Netzstrom und den jeweiligen Verbrauchern (Belebungsbecken, Wasserstofftankstelle, Wasserstoff-Sauerstoff-Verbrennungsmotor, Industrie u.Ä.) ausgelegt.

Summary

The part of renewable energy sources in the German electricity market is growing steadily but confronts grid operators with challenges. Photovoltaic and wind energy plants only provide electricity at fluctuating times, resulting in oversupply or congestion on the electricity market. [1] The greatest challenge here is the economically sensible storage of electricity. There are a number of approaches to this, one of them is the splitting of water into hydrogen and oxygen, the so-called Power to Gas (PtG) technology. As the only available technology today, it enables long-term storage as well as utilization in all other energy consumption sectors [2]. However, even here a too low economic profitability prevents the market launch because of the current legal framework [3].

Possible scenarios to increase these are evaluated with the simulation tool GHOST (*Green H₂ O₂ Simulation Tool*) developed within the framework of the HYPOS project *LocalHy* within the BMBF's 2020 programme. The basic concept is the use of the co-product oxygen, which has not been considered in the value chains of PtG concepts in most cases. One possible user for this are sewage treatment plants that can treat higher wastewater loads by using pure oxygen to aerate their aeration tanks [4]. Due to their even distribution in Germany, these are also suitable for establishing a decentralized hydrogen infrastructure. Using GHOST, it is possible to determine the optimum system configuration for each individual requirement, as well technically but also economically. The electrolyzer and the corresponding oxygen and hydrogen storage tanks are designed according to the available RE (photovoltaic, wind, constant renewable energy source such as hydropower plants) or grid power and the individual consumers (aeration tank, hydrogen filling station, hydrogen-oxygen combustion engine, industry, etc.).

Einleitung

Für die Abbildung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines solchen multi-dimensionalen Systems mit dem Elektrolyseur als Herzstück und diversen Wasserstoff- und Sauerstoffverbrauchern gibt es bisher noch keine gängige Lösung. Daher wurde für diesen Zweck ein Systemanalyse- und Wirtschaftlichkeitstool mit Visual Basic for Applications (VBA) von Grund auf entwickelt, das es erlaubt, individuell und benutzerfreundlich verschiedene Einstellungen vorzunehmen und sich letztendlich den besten Kapitalwert für den vorliegenden Fall, die CO₂-Bilanz durch Bezug von grauem Netzstrom und die Auslastung des Elektrolyseurs ausgeben zu lassen [5]. Dabei simuliert GHOST einen mit EE oder Netzstrom betriebenen Elektrolyseur für ein Jahr, der Wasserstoff für einen Abnehmer (z.B. Wasserstofftankstelle mit Fahrzeugflotte) und Sauerstoff für andere Abnehmer (z.B. eine Kläranlage als Ersatz/Unterstützung für das Gebläse im Belebungsbecken) liefert. Wasserstoff und Sauerstoff können gespeichert werden. GHOST berechnet und optimiert die Betriebsbedingungen des Gesamtsystems über die geplante Laufzeit. Als Zielgrößen werden der *Kapitalwert* ($K_0 > 0$, so groß wie möglich), die CO₂-Bilanz (<95 g CO₂/km [6]) als *Klimawert* und als *Zuverlässigkeitswert* die Anzahl der Fälle, in denen es zu einem fehlenden Bedarf kommt, angesehen. Hierbei ist es möglich, die Anzahl der Fälle von vornherein auf null zu beschränken, in dem bei den Verbrauchern die Prio 1-Einstellung gewählt wird.

Falls die Konstellation der gewählten Komponenten zu einem fehlenden Bedarf führen würde, bricht die Simulation ab und die Konfiguration muss entsprechend angepasst werden. Es besteht aber auch die Möglichkeit, diese Fälle bei der Prio 2-Einstellung zuzulassen und so die Anzahl der Fälle und die fehlenden Kilogramm an Wasserstoff oder Sauerstoff aufzuzeichnen und die Simulation entsprechend nicht zu unterbrechen. Mittels der Kapitalwertmethode als gebräuchliches Rechenverfahren wird versucht, den Investor bei der Investitionsentscheidung zu unterstützen. Nimmt der Kapitalwert dabei einen positiven Wert an, lohnt es sich, in das Projekt zu investieren [7].

Modellentwicklung

Mit dem Simulationstool GHOST können verschiedene Systemzusammenstellungen ausgewählt werden. So ist es möglich, den Elektrolyseur mit einer Photovoltaik- und/oder Windenergieanlage, einer konstanten erneuerbaren Energiequelle wie der Wasserkraft und/oder mit Netzstrom (grün oder grau) zu koppeln. Wird Graustrom ausgewählt, wird für die

Simulation der aktuelle CO₂-Emissionsfaktor für den Strommix zur Berechnung der CO₂-Bilanz für die Betankung der Brennstoffzellenautos hinterlegt. Ab dem Jahr 2020 dürfen Neuwagen den Grenzwert von 95 g CO₂/km nicht überschreiten [6]. Um für 2020 Simulationen durchführen und einen CO₂-Emissionsfaktor eintragen zu können, war es notwendig, mittels linearer Extrapolation den Faktor zu ermitteln, siehe Abbildung 1. Im Jahr 2018 betrug er 474 g/kWh [8]. Wird von einem ähnlich sinkenden Verlauf in den kommenden Jahren ausgegangen, wird er im Jahr 2020 voraussichtlich um die 450 g/kWh betragen. Dieser Wert liegt den folgenden Betrachtungen zugrunde.

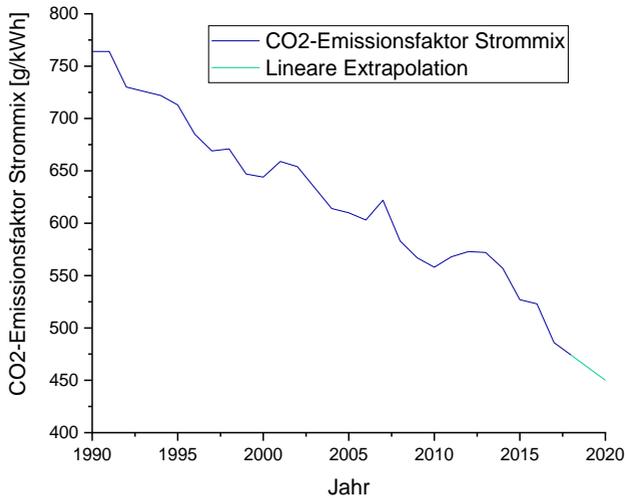


Abbildung 1: Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in den Jahren 1990 - 2018 (eigene Darstellung mit Extrapolation) [8]

Als Verbraucher können wie beschrieben sowohl wasserstoff- als auch sauerstoffseitig unterschiedliche Endkunden ausgewählt werden. So stehen beispielsweise eine Wasserstofftankstelle, Industrieverbraucher, Wasserstoff-Sauerstoff-Verbrennungsmotoren, Belebungsbecken oder Sonstiges zur Verfügung. Für die Speicherung von Wasserstoff und Sauerstoff können 12x50 Liter Flaschenbündel oder auch Tanks unterschiedlicher Druckstufen zur (Dauer-)Miete oder zum Kauf ausgewählt werden.

Systemsimulation

Als derzeitige Grundeinstellung wird ein 75 kW Hochdruckelektrolyseur hinterlegt. Dieser ist beliebig in der Größe skalierbar. Die Gase Wasserstoff und Sauerstoff verlassen den Elektrolyseur mit jeweils 100 bar und werden entsprechend zwischengespeichert. Im vorliegenden Fall geschieht dies in 12x50 Liter Flaschenbündel. Für den 100 bar Wasserstoff steht ein Zwischenspeicher (ein 12x50 Liter Flaschenbündel) bereit. Der Wasserstoff wird anschließend komprimiert und in einem 300 bar Speicher (Hauptspeicher) gelagert, bevor er weiterverwendet wird. Das System soll wasserstoffseitig ausgelegt werden. Jedoch wird für die Verwendung des Koppelproduktes Sauerstoff ebenfalls ein 12x50 Liter Flaschenbündel bereitgestellt. Der Hauptspeicher wird zunächst auf 20 Flaschenbündel à 12x50 Liter eingegrenzt (20x15,15 kg), da dies vom Speicherumfang einem Gastank bei 100 bar gleichkommen würde [9]. Der Elektrolyseur wird in den folgenden Simulationen mit einer Photovoltaikanlage unterschiedlicher Leistung von 100 bis 750 kWp für einen ausgewählten Standort in Deutschland gekoppelt. Hier wurde die PV-Anlage bewusst von 100 bis 750 kWp eingeschränkt, da Anlagen ab dem 01.01.2016 ab einer Größe von 100 bis 750 kWp über das sogenannte Marktprämienmodell direkt vermarktet werden müssen. Die Höhe der anzulegenden Werte bei der Direktvermarktung, darunter verstehen sich die Erlösobergrenzen im Sinne des Marktprämienmodells, belaufen sich ab 01.10.2019 auf 8,18 ct/kWh [10]. Als EEG-Umlage fallen die vollen 6,405 ct/kWh an [11].

Nur für Stromerzeugungsanlagen mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent [12]. Die PV-Anschaffungskosten für eine solche PV-Anlage in den genannten Größenordnungen wurden mit 800 €/kWp angenommen [13]. Bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen gibt es die Besonderheit bei der Simulation mittels GHOST, dass bei Flaute aufgrund der nur volatil zur Verfügung stehenden Energie die Lücke mit Netzstrom überbrückt wird, um unnötiges Herunter- und Herauffahren vermeiden zu können. Allgemein ist die Betriebsweise des Elektrolyseurs so gestaltet, dass bei der Versorgung durch EE diese vorrangig den Elektrolyseur mit grünem Strom versorgen. Reicht dieser nicht aus, wird Netzstrom genutzt. Für die Berechnung eines Tankvorgangs werden die technischen Daten des Hyundai ix35 Fuel Cell mit einer jährlichen Fahrleistung von 20.000 km herangezogen [14].

Der bisher der Simulation zugrunde gelegte Kalkulationszinssatz leitet sich aus der Marktrisikoprämie ab, die im Jahr 2019 bei 7,00 Prozent liegt [15]. Ein steigender

Kalkulationszins verursacht einen niedrigeren Kapitalwert und hat somit maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis [16]. Eine ausführliche Risikoanalyse wird parallel zum Testbetrieb des laufenden Demonstrationsprojektes abgeschlossen werden.

4. Ergebnisse

Im ersten Schritt wird eine Simulation mit 5 bis 50 Brennstoffzellenfahrzeugen bei Prio 2 durchgeführt. Hierbei wird der *Zuverlässigkeitswert* untersucht. Ziel ist es, die Anzahl der Fälle, in denen Wasserstoff nicht zur Verfügung gestellt werden kann, bzw. die nicht bereitgestellten Kilogramm an Wasserstoff auf ein Minimum zu reduzieren. Als Grenzwert wird 5 kg H₂ bezogen auf ein Auto und Jahr festgelegt, was einer Vollbetankung eines Hyundai ix35 Fuel Cell entspricht, wenn von einem Restverbleib von 0,64 kg Wasserstoff im Auto ausgegangen wird [14]. Die der Simulation zugrunde liegende Tankstellenliste, welche das Tankverhalten abbildet, ist für jede Simulation wiederholbar, wobei die einzelnen Tankvorgänge uhrzeitgewichtet und entsprechend zufällig generiert worden sind. In Abbildung 3 wird der fehlende Bedarf an Wasserstoff, der nicht mehr im Speicher vorhanden war, in Abhängigkeit von der PV-Leistung und der Fahrzeuganzahl dargestellt. Bei mehr als 30 Fahrzeugen wird dieser Grenzwert überschritten.

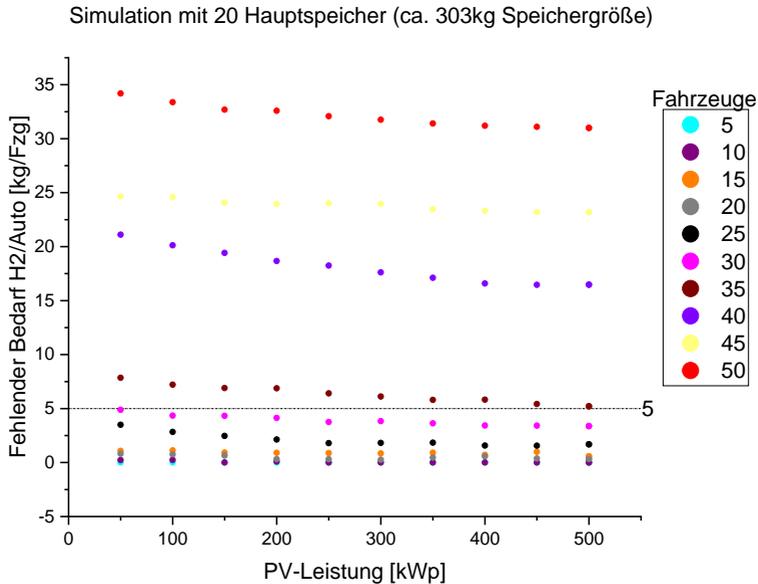


Abbildung 3: Ermittlung der maximalen Anzahl der Autos zum Einhalten der Zuverlässigkeitschwelle (eigene Darstellung)

Für die nachfolgende Simulation kann die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge somit auf 30 begrenzt werden, die PV-Anlagenleistung und die Anzahl der H₂-Hauptspeicher von 1-20 werden variiert. Alle anderen Einstellungen bleiben unverändert. Ab zwei Hauptspeichern ist kein großer Unterschied im Kapitalwert zu verzeichnen, sodass im nächsten Schritt zur Ermittlung des *Klimawertes* nur noch mit zwei Hauptspeichern für den Wasserstoff gerechnet wurde:

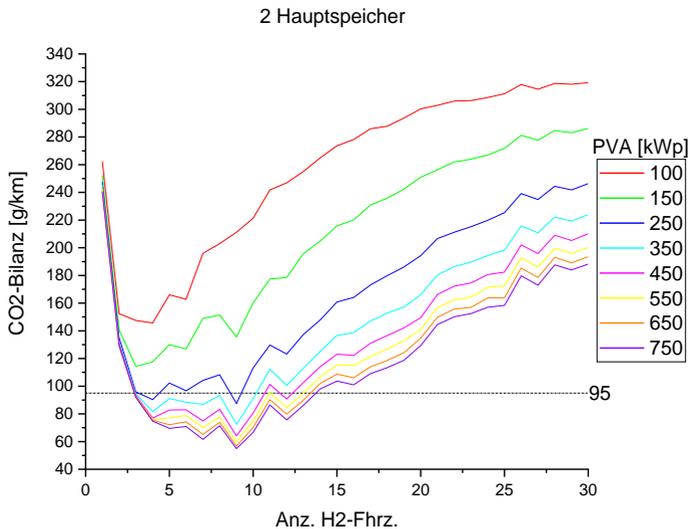


Abbildung 4: Darstellung der CO₂-Bilanz für die Wasserstofftankstelle durch Bezug von Netzbezug für die Versorgung des Elektrolyseurs (eigene Darstellung)

In Abbildung 4 ist die CO₂-Bilanz in Abhängigkeit der Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge und der PV-Anlagenleistung zu erkennen. Es zeigt sich, dass der Grenzwert von 95 g CO₂/km nur im Bereich von drei bis 14 Brennstoffzellenfahrzeugen und für PV-Leistungen von 350 bis 750 kWp erreicht wird.

Im letzten Schritt wird nun die optimale Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen und die PV-Anlagenleistung ermittelt, um einen hohen *Kapitalwert* zu erzielen. Da es sich um ein laufendes Projekt handelt und die Simulation vertrauliche Kostendaten beinhaltet, wird nur auf das qualitative Ergebnis geschaut und nicht auf das quantitative. Aus diesem Grund ist die Höhe des Kapitalwertes nicht angegeben.

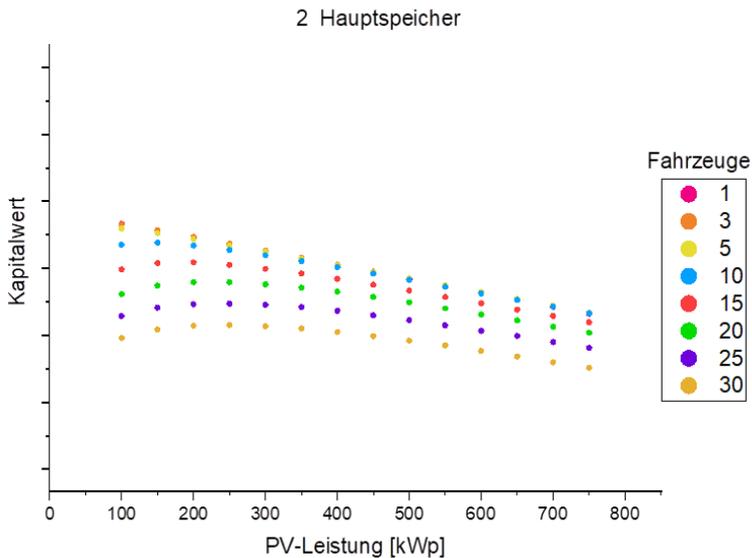


Abbildung 5: Ermittlung des Kapitalwertes in Abhängigkeit der PV-Anlagenleistung und der Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen (eigene Darstellung)

Abbildung 5 zeigt den Kapitalwert in Abhängigkeit der PV-Anlagenleistung für verschiedene Fahrzeugzahlen. Bei einer PV-Leistung von 350 kWp und 10 Brennstoffzellenfahrzeugen wird der beste *Kapitalwert* für den vorliegenden Fall mit Einhaltung des *Klimawertes* und des *Zuverlässigkeitswertes* erreicht.

Die Nutzung des Koppelproduktes Sauerstoff ist in dieser Kapitalwertbetrachtung noch nicht berücksichtigt. Wird der Sauerstoff allerdings, statt ihn über Dach abzulassen, weiterverwendet, kann der Kapitalwert zum einen um ein Vielfaches durch den Sauerstoffverkauf der Reinheit 2.5 (= 99,5 Prozent, Annahme: 5 €/kg O₂ [17]) und zum anderen um bis zu 46 Prozent (Annahme: 100 %-ige Effizienz beim Eintrag) durch Nutzung im Belebungsbecken einer Kläranlage durch Einsparung des Strombezuges für das Gebläse angehoben werden. Hier sind die Anschaffungskosten für den Begasungsschlauch noch nicht berücksichtigt. Um den Wert des Sauerstoffs zu steigern, kann bei Bedarf der Sauerstoff aufbereitet werden, um größere Reinheiten zu erzielen und somit weitere Sauerstoffverbraucher wie beispielsweise Krankenhäuser anzusprechen.

5. Schlussfolgerung

Durch gezielte Nutzung des anfallenden Sauerstoffs aus der Wasserelektrolyse kann dazu beigetragen werden, Elektrolyseprojekte über die Rentabilitätsschwelle zu schieben. Daher ist für jeden Individualfall eines PtG-Projektes die Weiterverwendung von Sauerstoff zu prüfen und das System entsprechend gewinnbringend auszulegen. Mit dem Programm GHOST kann die Verwertung des Sauerstoffs und Wasserstoffs simuliert und die Kapitalwertauswirkungen berechnet werden.

Danksagung

Wir danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung, welches im Rahmen der Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS)-Initiative das Projekt *LocalHy – Dezentrale Wasserelektrolyse mit kombiniertem Wasserstoff und Sauerstoffnutzung aus erneuerbarer Energie* möglich macht (Förderkennzeichen: 03ZZ0705D).

Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt, „Stromerzeugung erneuerbar und konventionell,“ 15. März 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromerzeugung-erneuerbar-konventionell#textpart-1>. [Zugriff am 27. Mai 2019].
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Potenzialatlas Power to Gas,“ dena, Berlin, 2016.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Roadmap Power to Gas,“ dena, Berlin, 2017.
- [4] S. Büttner, M. Jentsch, S. Hörnlein und B. Hubner, „Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende - Einsatz von Elektrolysesauerstoff auf kommunalen Kläranlagen,“ *Luschtinetz, T. und Lehmann, J. (Hrsg.) Tagungsband 25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, pp. 22-41, 7.-10. November 2018.
- [5] F. Hönig, M. Ebert und U. Blum, „Kläranlagen in Kombination mit der Wasserelektrolyse als neue Anbieter von Regelenergieprodukten,“ in *15. Symposium Energieinnovation EnInnov2018*, Graz, 2018.
- [6] B. Chatain, „Pressemitteilung "Begrenzung der CO2-Emissionen von Pkw",“ Europäisches Parlament, Brüssel, 25. Februar 2014.

-
- [7] L. Perridon, M. Steiner und A. Rathgeber, „Finanzwirtschaft der Unternehmung,“ München, Vahlen Verlag, 15. überarbeitete und erweiterte Auflage, 2009, p. 53.
- [8] P. Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, April 2019.
- [9] The Linde Group, „H2 als Kraftstoff - Die treibende Kraft. Mit Linde Wasserstoffprojekte realisieren.,“ Linde, München, 2019.
- [10] BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „EEG 2017 – Erlösobergrenzen im Sinne des Marktprämienmodells,“ BSW Solar, Berlin, Juli 2019.
- [11] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „EEG-Umlage - Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie?“, Bundesnetzagentur, Bonn, 2019.
- [12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Leitfaden zur Eigenversorgung,“ Bundesnetzagentur, Bonn, Juli 2016.
- [13] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, März 2018.
- [14] Hyundai Motor Deutschland GmbH, „Hyundai ix35 Fuel Cell - Technische Daten,“ Hyundai, Offenbach am Main, Januar 2018.
- [15] KPMG AG, „Kapitalkosten - Newsletter,“ KPMG, München, März 2019.
- [16] G. Wöhe und U. Döring, „Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre,“ München, Vahlen Verlag, 24. überarbeitete und aktualisierte Auflage, 2010, p. 542.
- [17] Linde Gas, „Sauerstoff 2.5 - Technischer Sauerstoff für die Industrie,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.linde-gas.de/shop/de/de-ig/sauerstoff-50l-200-bar-2010152>. [Zugriff am 13. September 2019].

**ERRICHTUNG EINES VERSUCHSSTANDES
„SOLARTHERMISCHE STROMERZEUGUNG“ AN DER INGENIEURWISSEN-
SCHAFTLICHEN FAKULTÄT DER HTWK LEIPZIG MIT EINBINDUNG IN DAS
VORHANDENE VIRTUELLE KRAFTWERK
- INBETRIEBNAHME UND ERSTE ERKENNTNISSE IM BETRIEBSVERHALTEN -**

Prof. Dr.-Ing. Uwe Jung, Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Wozniak
Prof. em. Dr.-Ing. habil. R. Müller, Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz

HTWK Leipzig, Fakultät Ingenieurwissenschaften (Nieper-Bau), Karl-Liebknecht-Straße
134, 04277 Leipzig

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Windenergie, Wasserstofftechnologie, solarthermische Stromerzeugung, Verknüpfung im virtuellen Kraftwerk

Einleitung

In Zeiten des unmittelbar bevorstehenden Ausstiegs aus der Atomenergie und des langfristig beschlossenen Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Brennstoffe ist es erforderlich, mit der weiterhin zunehmenden Förderung der erneuerbaren Energien verschiedene Alternativen der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihrer Kombination untereinander zu untersuchen bzw. weiterzuentwickeln, Um dies auch unter dem Aspekt einer stabilen gleichmäßigen Elektroenergieversorgung zu gewährleisten, ist es wichtig, die einzelnen Energiebereitstellungsmöglichkeiten an einem komplexen Modellbeispiel zu analysieren, um somit Rückschlüsse auf spätere praktische Anwendungen ziehen zu können.

Aus diesem Grund wurde seit Ende der 1990er Jahre an der früheren Fakultät Maschinen- und Energietechnik, der jetzigen Fakultät für Ingenieurwissenschaften der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig, der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ schrittweise auf einer Fläche von 230 m² aufgebaut. Neben einer ca. 130 m² großen Freifläche mit verschiedenen technischen Anlagen wurde seit dem Jahr 2008 schrittweise eine ca. 100 m² große Fläche in einem Laborgebäude für den Aufbau von Demonstrationsanlagen zur Vermittlung von technischen Grundlagen genutzt.

Im Rahmen des im Jahr 2015 stattgefundenen Umzuges der Fakultät wurde die Chance genutzt, den Komplexversuchsstand komplett zu überarbeiten und auf den mittlerweile aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik anzupassen. Zentraler Mittelpunkt des Komplexversuchsstandes ist jetzt ein sogenanntes virtuelles Kraftwerk, mit dem es möglich ist, die einzelnen Energieerzeugungs- und Energiespeicheranlagen in Abhängigkeit des jeweils vorhandenen Energieangebotes und dem tatsächlich benötigten Elektroenergiebedarf sinnvoll miteinander zu kombinieren und zentral zu steuern.

Die einzelnen Versuchsanlagen für das virtuelle Kraftwerk

Ein virtueller Kraftwerksverbund enthält Komponenten für die Erzeugung und die Speicherung von elektrischer Energie, mit denen dann der entsprechende Bedarf an Elektroenergie abgesichert werden kann. Hierfür wurden an der Fakultät Ingenieurwissenschaften der HTWK Leipzig folgende technischen Anlagen für die Energieerzeugung und Steuerung errichtet:

- eine PV-Anlage mit einer Leistung von 1,145 kWp, bestehend aus insgesamt 3 einzelnen astronomisch nachgeführten Photovoltaik-Anlagen
- zwei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1kW (Widerstandsläufer) und 0,3 kW (kombinierter Savonius-Darrieus-Rotor)
- eine Brennstoffzelle (Elektrolyseur + Wasserstoffspeicher)
- ein Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 1 kW, betreibbar mit Pellets bzw. Biogas, dessen erzeugte Wärmeenergie über einen Speicher in das Wärme - Hausnetz des Hochschulgebäudes eingeleitet und entsprechend genutzt wird
- eine Wetterstation für die Erfassung der meteorologischen Bedingungen am Hochschulstandort

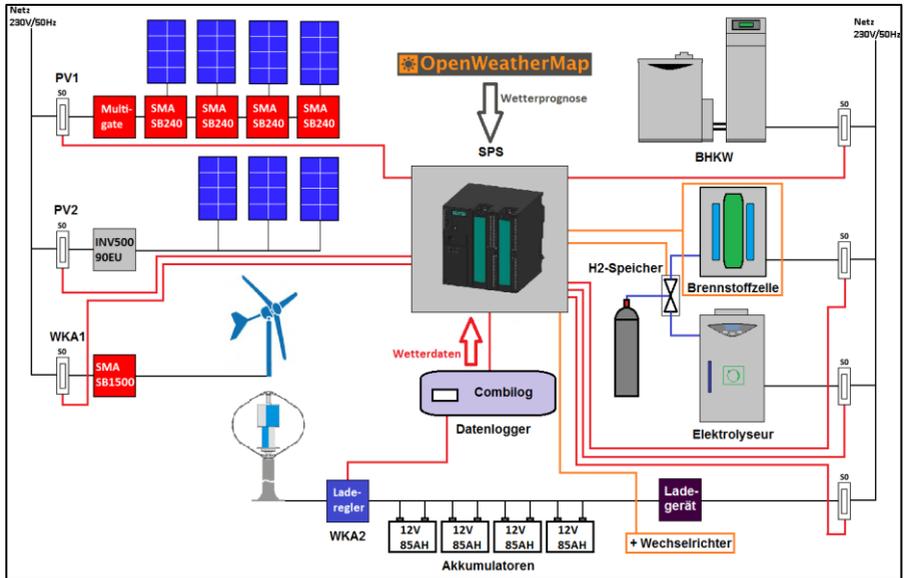


Bild 1: Übersicht des Aufbaus des virtuellen Kraftwerkes

Mit der im Bild 1 dargestellten Übersicht werden die Standorte der einzelnen Kraftwerks- und Systemkomponenten und deren Abhängigkeiten im Gesamtsystem dokumentiert. Das Photovoltaik-Labor der Fakultät bildet dabei den Knotenpunkt des virtuellen Kraftwerkes, in dem die einzelnen Anlagen hard- und softwaretechnisch miteinander verknüpft werden.

Aus dem im Bild 2 dargestellten Systemaufbau lassen sich die prinzipiellen Verknüpfungen des Leistungsanteils von den angeschlossenen Generatoren und Speichern ableiten. Die Lastkopplung erfolgt unabhängig vom Standort der einzelnen Anlagenteile über das Niederspannungs-Hausnetz des Fakultätsgebäudes.

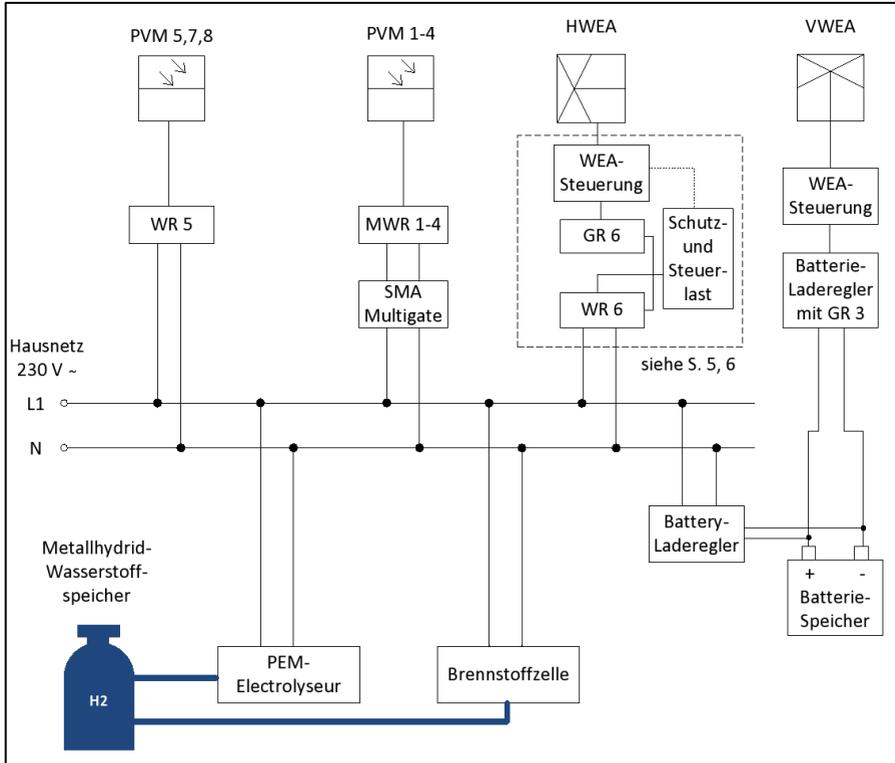


Bild 2: Übersicht Systemaufbau des virtuellen Kraftwerkes

Die detaillierte Darstellung des Systemaufbaus mit den dazugehörigen kann dem elektrotechnischen Verschaltungsschema entnommen werden

Aus dem im Bild 3 dargestellten Schema für die Erfassung der meteorologischen Daten und der Leistungsdaten der einzelnen Anlagen ist ersichtlich, dass die gewonnenen Daten auf zwei handelsüblichen Datenloggern erfasst werden. Die Übertragung an die zentrale speicherprogrammierbare Steuerung des virtuellen Kraftwerkes erfolgt über eine RS232-Schnittstelle. Mit der speicherprogrammierbaren Steuerung werden die aktuellen Leistungswerte der Generatoren und Speicher des virtuellen Kraftwerkes erfasst und weiterverarbeitet. Für die Planung eines ordnungsgemäßen Betriebes des virtuellen Kraftwerkes wurde das System außerdem um ein Wetterprognose-Tool ergänzt, mit dem meteorologische Vorhersagedaten für einen Zeitraum von 5 Tagen einfließen. Damit ist es möglich, einen Plan zu erstellen, mit dem durch den

Vergleich der zur Verfügung stehenden Leistung mit dem tatsächlichen aktuellen Bedarf die einzelnen Teilnehmer dem hausinternen Wechselspannungsnetz zu- oder abgeschaltet werden können. Als Schutz der Steuerung und den verwendeten Peripheriegeräten vor Berührung, Staub und Schmutz wurden sämtliche elektronischen Bauelemente in einen Schaltschrank eingebaut, in dessen Tür die Meldeleuchten für die Erkennung des Betriebszustandes der Anlagenkomponenten eingebaut wurden (siehe Bild 4). Zusätzlich eingebaut wurde noch eine LED-Balkenanzeige, die in Abhängigkeit des Betriebszustandes den resultierenden Netzbezug bzw. die resultierende Netzeinspeisung anzeigt.

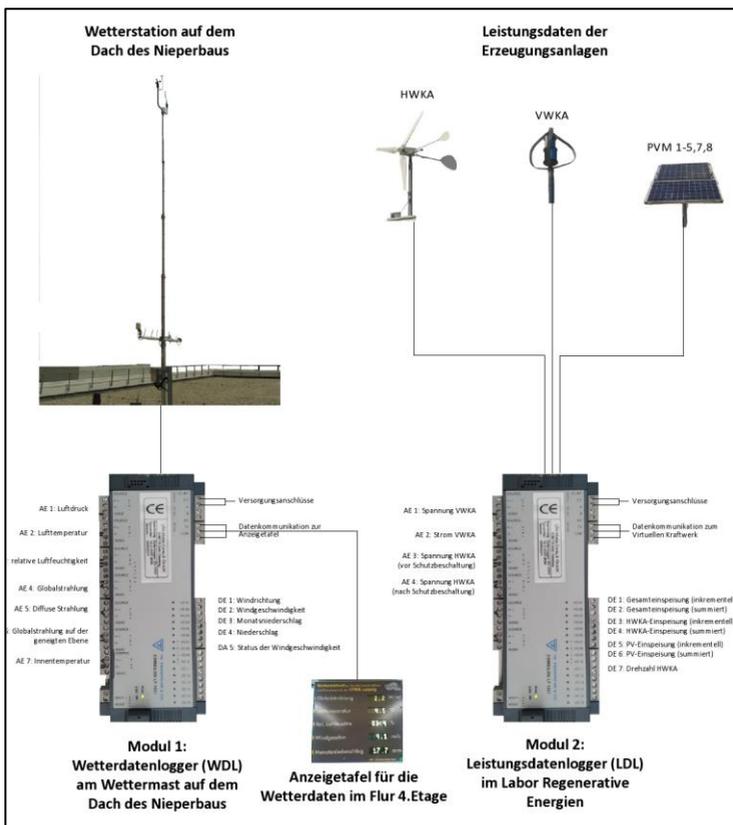


Bild 3: Schema für die Erfassung der meteorologischen Daten und der Leistungsdaten

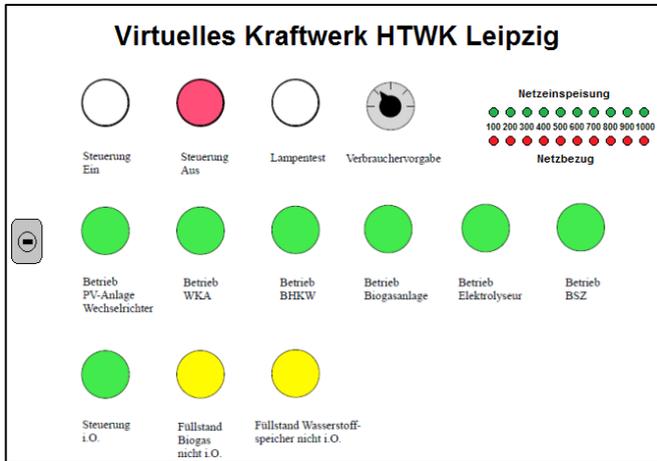


Bild 4: Bedienelemente des virtuellen Kraftwerkes

Einbindung des neuen Versuchsstandes „Solarthermische Stromerzeugung“

Im Rahmen des weiteren Ausbaus des Komplexversuchsstandes werden die an das virtuelle Kraftwerk angeschlossenen technischen Anlagen um einen weiteren Versuchsstand zur solarthermischen Stromerzeugung ergänzt, erste Arbeiten zu dem in den Bildern 5 und 6 dargestellten technischen System begannen im Frühjahr 2019.

Die Anlage verfügt derzeit über eine Minidampfturbine mit einer Leistung von 50 W, welche aber im kommenden Jahr durch eine neue Dampfturbine mit einer elektrischen Leistung von 0,8 bis 1 kW ersetzt werden soll. Außerdem wurde die aus 6 Spiegeln bestehende Anlage um einen weiteren 7. Spiegel ergänzt. Dieser dient zur Überhitzung des Sattdampfes, angestrebt wird ein überhitzter Dampf von 220 Grad Celsius bei einem Druck von 6 bar. Um den energetischen Gesamtwirkungsgrad zu verbessern, wurde weiterhin ein Warmwasserspeicher mit einem Fassungsvermögen von 70 Litern eingebaut, geplant ist hier einer Erweiterung auf einen Speicher mit einem Fassungsvermögen von 300 bis 500 Litern. Damit kann die Anlage mit Kraftwärmekopplung betrieben werden. Bei einer geringen Sonneneinstrahlung dient die Anlage zur Warmwassererzeugung,

bei einer direkten Sonneneinstrahlung von mehr als $500 \text{ W} / \text{m}^2$ soll ausschließlich Elektroenergie erzeugt werden.

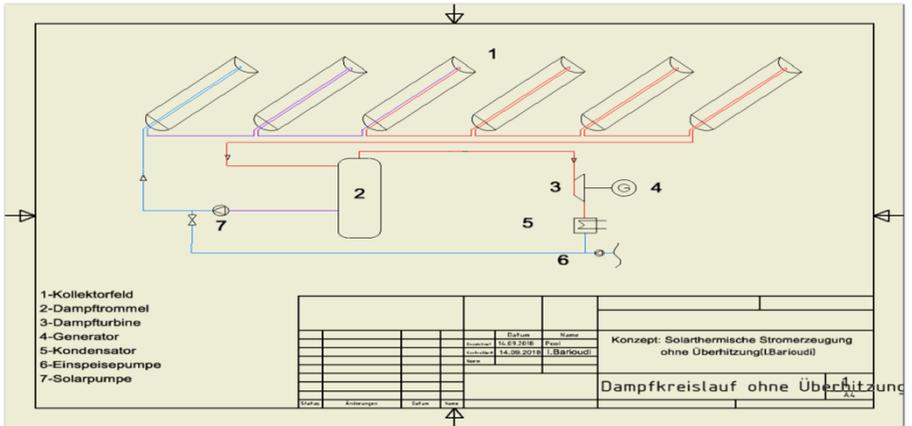


Bild 5: Schaltungsentwurf des Versuchstandes „solarthermische Stromerzeugung“



Bild 6: Kollektorfeld des Versuchstandes „solarthermische Stromerzeugung“

Die Inbetriebnahme des neuen Versuchstandes erfolgt in mehreren Etappen:

- Überprüfung der Funktionalität der Anlage besonders der konzentrierten Kollektoren
- Überprüfung des Solarkreislaufes einschließlich der Dampftrommel
- Optimierung der Versuchsparameter (Druck, Temperatur) während des Abschlussversuches der 1. Testphase und Bestimmung der Dampfmenge

Uhrzeit	Eingangstemperatur Dt	Ausgangstemperatur Dt	Betriebsdruck	Volumenstrom
12Uhr00	35°C	30°C	0,15bar	2l/min
12Uhr30	130°C	98°C	3bar	2l/min
12Uhr45	143,5°C	127,2°C	4bar	2l/min
12Uhr50	161°C	135°C	6.1bar	2l/min
12Uhr55	160°C	134°C	6bar	2l/min

Bild 7: Versuchsdaten aus dem Abschlussversuch

**Bild 8****Bild 9**

Bilder 8 und 9: Versuchsanlage während des Abschlussversuches der 1. Testphase

Die ersten Tests brachten folgende Ergebnisse:

- An der Stelle des Dampfauslasses trat Nassdampf aus, der nach 2 Minuten gesättigt war (Sattdampf). Hier muss in der weiteren Projektentwicklung eine andere Lösung gefunden werden.
- An Hand der ermittelten Versuchsdaten wurden eine mögliche elektrische Leistung von 1 kW errechnet, die nach der weiteren Optimierung der Anlage auch tatsächlich erreicht werden soll und dann einen weiteren wesentlichen Beitrag für die Leistungsbereitstellung zur Versorgung eines im Vorfeld dimensionierten 4-Personen-Musterhaushaltes leisten soll.

Der Fokus liegt dabei auf der Bereitstellung des elektrischen Bedarfs durch die Kombination der eingesetzten Einzelsysteme. Der durchschnittliche Jahresverbrauch des Musterhaushaltes an elektrischer Energie wurde mit 4.500 kWh festgelegt. Damit ist es definitiv nicht möglich, den Jahresbedarf an Elektroenergie ausschließlich mit den vorhandenen PV- und Windkraftanlagen abzusichern, so dass für die Bereitstellung des restlichen Energiebedarfes derzeit das an der Fakultät errichtete Mikro-Blockheizkraftwerk eingesetzt werden muss. Dieses wurde so optimiert, dass es in einem stromgeführten Betrieb geführt wird, um damit keinen überdurchschnittlichen Überschuss an thermischer Energie zu erzeugen, der aktuell an dem Fakultätsgebäude nicht genutzt werden kann. Perspektivisch soll das Mikro-Blockheizkraftwerk funktionell durch das System der solarthermischen Solarstromerzeugung ersetzt werden und nur noch in Ausnahmefällen zum Einsatz kommen.

Erste Tests mit dem virtuellen Kraftwerk haben gezeigt, dass in den Winter- und Frühjahrsmonaten auf Grund der kurzen Sonnenscheindauer und der geringen solaren Einstrahlung nur ein sehr geringer Tagesertrag der PV-Anlagen zu erwarten ist. In den Sommermonaten kann mit der PV-Anlagentechnik aber dagegen ein Großteil der benötigten elektrischen Leistung des Einfamilienhauses abgedeckt werden. In Anbetracht der Betriebszeiten des Blockheizkraftwerkes und dessen elektrischen Tagesertrages kann eine umgekehrte Proportionalität festgestellt werden. Durch den wärmegeführten Betrieb des Blockheizkraftwerkes ist es wiederum möglich, das Leistungsdefizit der PV-Anlage während der Wintermonate auszugleichen. Generell ist es entscheidend, wie die einzelnen Anlagenteile des virtuellen Kraftwerkes dimensioniert und miteinander kombiniert werden. Für die Maximierung des Eigenstromverbrauches müssen diese hinsichtlich ihrer synergetischen Effekte und der Leistungsklassen gut miteinander abgestimmt werden. Hierzu sind in diesem und vor allem im kommenden Jahr weitere umfangreiche Tests geplant.

Zusammenfassung

Mit dem an der Fakultät Ingenieurwissenschaften der HTWK Leipzig errichteten Komplex-versuchsstand „Regenerative Energien“ und der im Rahmen eines virtuellen Kraftwerkes ermöglichten Zusammenführung der einzelnen technischen Anlagen ist es gelungen, auf einer relativ kleinen Fläche eine Vielzahl von Möglichkeiten für die Nutzung erneuerbarer Energien zu zeigen, die einerseits im Rahmen der studentischen Ausbildung für Forschungszwecke genutzt werden und andererseits für interessierte Mitmenschen zur Verfügung stehen, die an diesen zukunftsorientierten Techniken interessiert sind. Der derzeit im Aufbau befindliche Versuchsstand „Solarthermische Stromerzeugung“ wird nach seiner endgültigen Fertigstellung im kommenden Jahr die vorhandenen technischen Anlagen sinnvoll ergänzen.

BEREITSTELLUNG VON FLEXIBILITÄT AUS DEZENTRALEN ERZEUGUNGSANLAGEN, LASTEN UND SPEICHERN AUF EINEM REGIONALEN FLEXIBILITÄTSMARKT

M. Lange, A. Heilmann, J. Linnemann, T. Filusch

EWE VERTRIEB GmbH, Cloppenburger Str. 310, 26133 Oldenburg

Zusammenfassung

Im Forschungsvorhaben enera werden Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entwickelt. Die identifizierten Lösungen werden in einer Modellregion im Nordwesten Deutschlands getestet und könnten als Blaupause für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands dienen.

Ein Kernthema des Projektes ist der Aufbau eines regionalen Flexibilitätsmarktes (enera-Markt), auf dem Netzbetreiber Flexibilität zur Vermeidung von prognostizierten Netzengpässen kontrahieren können. Die EWE VERTRIEB GmbH akquiriert Anbieter von Flexibilität, beispielsweise Biogasanlagen mit BHKW, elektrische Speicher, industrielle Lasten und Wärmepumpen und stattet diese mit der benötigten Mess- und Steuerungstechnik aus. Über eine zentrale Software, dem Virtuellen Kraftwerk der EWE, werden die Anlagen verknüpft und die abgeleitete Flexibilität am enera-Markt gehandelt.

Dabei findet bei einer Vielzahl der teilnehmenden Anlagen eine Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor statt. Lokal erzeugte elektrische Energie aus Wind, Sonne und weiteren erneuerbaren Energiequellen wird in diesen Fällen zur dezentralen Wärmeerzeugung eingesetzt und die Abschaltung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen durch Einspeisemanagement vermindert.

Folgend wird der Aufbau des enera-Marktes beschrieben und teilnehmende Akteure vorgestellt. Des Weiteren wird auf die technische Ertüchtigung einiger Anlagen und erste Vermarktungsergebnisse eingegangen.

Einführung

Das Forschungsvorhaben enera ist eines von fünf geförderten SINTEG-Projekten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), welches am 01.01.2017 startete und eine Laufzeit von vier Jahren aufweist. Ziel des Vorhabens ist das Vorantreiben der Energiewende und die Erstellung von Blaupausen für ein intelligentes, nachhaltiges und zukunftsfähiges Energiesystem in Deutschland. Dabei stehen mehrere Herausforderungen im Fokus. Eines davon ist der Wandel vom zentralen zum dezentralen System. Aufgrund der zunehmend dezentralen Erzeugung entsteht wachsender Anpassungsbedarf der Verteil- und Übertragungsnetze sowie der bisherigen marktseitigen Möglichkeiten zum Management von Engpassituationen. Dazu beitragen kann die Transformation vom statischen zum dynamischen Energiesystem. Durch neue Datenerhebungen und datengetriebene Geschäftsmodelle stehen innovative Instrumente und Marktteilnehmer zur Stabilisierung des Netzes zur Verfügung. Dabei sollte die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Relation ebenfalls mit betrachtet werden. Beispielsweise könnte durch eine intelligentere Vernetzung von dezentraler Erzeugung und zugehörigem lokalen Verbrauch Netzausbau vermieden und somit der Strom-Endverbraucher finanziell entlastet werden [1].

Prädestiniert für die Untersuchung dieser Fragestellungen ist die enera Modellregion im Nordwesten Deutschlands, in der der bilanzielle Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2016 bei 235 % lag [2]. Da die derzeitigen Netzkapazitäten für diese fluktuierend auftretenden Mengen Erneuerbarer Energie nicht immer ausreichend sind, kommt es zunehmend zu sogenannten Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan). Dabei muss ein Teil der EE-Erzeugungsanlagen abgeregelt oder abgeschaltet werden, um die Netze nicht zu überlasten und die zuverlässige Versorgung der Letztverbraucher sicher zu stellen. Die Betreiber der Anlagen müssen dann für die entgangenen Erlöse entschädigt werden. Laut Bundesnetzagentur wurden 2018 im Zuge von EinsMan 5,4 TWh Energie abgeregelt, was einer Summe von 635,4 Mio. € an Entschädigungszahlungen entspricht (Bundesnetzagentur, 2019). Für den Strom-Endkunden ist dies doppelt ärgerlich. Zum einen wird weniger EE-Strom in das Netz eingespeist, als möglich wäre, zum anderen werden die Kosten für EinsMan über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher verteilt.

Lösungsansatz: Aufbau eines regionalen Flexibilitätsmarktes

Eine alternative Möglichkeit zur Verminderung der EinsMan-Schaltungen ist die lokale Erhöhung des Strombezugs in Zeiten hoher Wind- und PV-Strom Einspeisung bzw. die Drosselung der Stromerzeugung aus nicht fluktuierenden Erzeugungsanlagen. Dazu muss das System auf lokaler Ebene betrachtet werden. Wenn das Problem der Netzüberlastung lokal an einem Umspannwerk auftritt, muss auch die Lasterhöhung bzw. Erzeugungsminderung in dem betroffenen Gebiet erfolgen. Dazu gibt es jedoch marktseitig an den konventionellen Energiemärkten noch keine entsprechende Lösung. Die an den klassischen Energiemärkten gehandelten Produkte besitzen keine regionalen Eigenschaften.

Zur Lösung dieses Problems wurde im Projekt enera in Kooperation mit der EPEX Spot der enera-Markt entwickelt [4]. Dabei handelt es sich um einen Marktplatz ähnlich dem kontinuierlichen Intraday-Markt der EPEX Spot. Der enera-Markt ist ein Single-Buyer Markt. Die einzigen Nachfrager der gehandelten Produkte sind die Netzbetreiber. Im Falle von enera sind dies EWE NETZ, Avacon und TenneT. Diese haben ein Anliegen daran lokale Netzengpässe kostengünstiger und bereits vor deren Eintritt auf Basis einer Prognose aufzulösen. Zur Bereitstellung von Flexibilität für den enera-Markt können verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher eingesetzt werden. Diese drosseln entweder die Erzeugungsleistung oder erhöhen variabel den Verbrauch. Die Anbieter der Flexibilität müssen dabei eine Georeferenzierung besitzen. Dazu werden die Flexibilitäten, je nach Standort, verschiedenen Orderbüchern zugeordnet, die mit Umspannwerken verknüpft sind. Die zu Beginn des enera-Marktes vorhandenen Marktgebiete können Abbildung entnommen werden. In Abhängigkeit der Anlagenzahl und deren Flexibilität variiert die für die Netzstabilisierung zur Verfügung stehende elektrische Leistung.

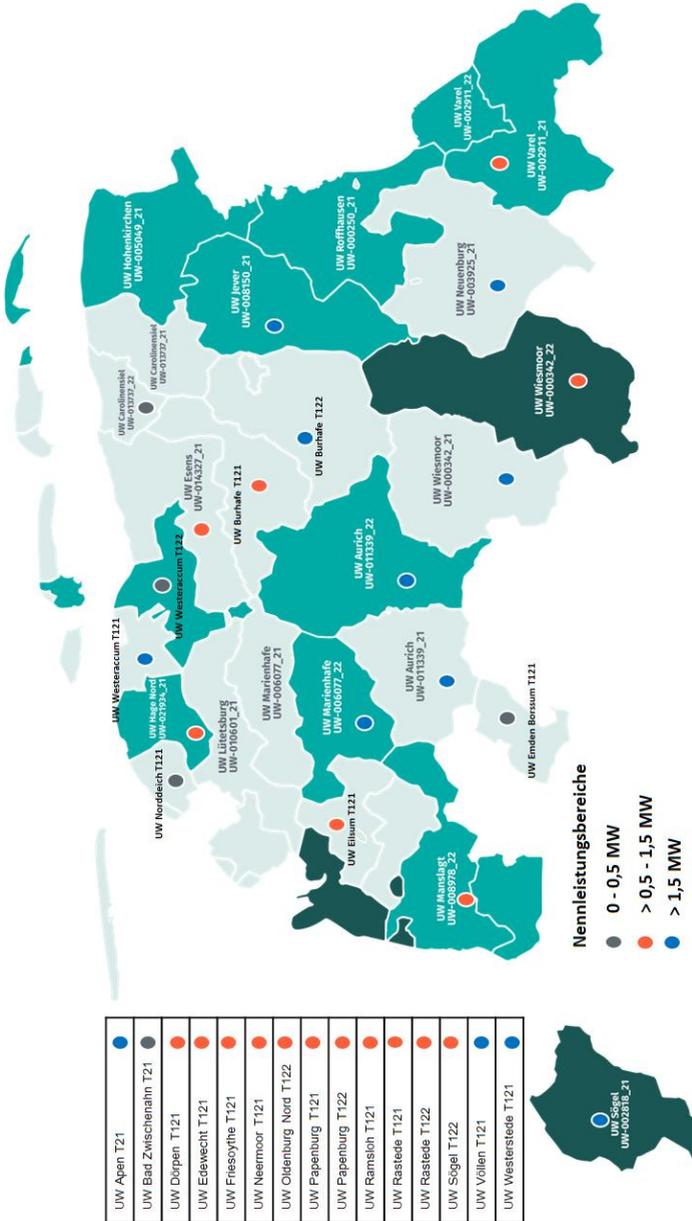


Abbildung 1: Aus Biogasanlagen akquirierte elektrische Leistung für den enera-Markt, aufgeteilt nach Marktgebieten bzw. Or-
derbüchern (Stand 07/2019)

In einem ersten Schritt prognostiziert einer der Netzbetreiber einen Netzengpass und bestimmt die Höhe der Flexibilität, die benötigt wird, um den Netzengpass zu verhindern. Anschließend ist eine Abstimmung mit den Netzbetreibern anderer Netzebenen notwendig, um eine mehrfache Kontrahierung von Flexibilität durch verschiedene Netzbetreiber bei gleichgerichtetem oder gegenläufigem Engpass zu verhindern. Ist diese Abstimmung erfolgt, platziert der Netzbetreiber die Nachfrage am enera-Markt im entsprechenden Orderbuch. Sofern ein passendes Angebot eines Flexibilitätsanbieters im Orderbuch existiert, das in Preis und Produkt zur Nachfrage passt, kommt es zu einem Trade. Der Netzbetreiber kann daraufhin seine Netzprognose anpassen und der Anbieter sich auf die Lieferung der bestellten Flexibilität vorbereiten.

Der Flexibilitätsvermarkter muss zusätzlich noch darauf achten, dass sein Bilanzkreis ausgeglichen bleibt. Dazu ein kurzes Beispiel: Die elektrische Energie einer Biogasanlage mit BHKW wird für den Folgetag am Day-Ahead-Markt vermarktet. Laut Vermarktung soll die Anlage den ganzen Tag mit einer Leistung von 500 kW betrieben werden. Nun wird über den enera-Markt von dieser Anlage zwischen 12:00 Uhr und 13:00 Uhr 250 kW negative Flexibilität, also insgesamt 250 kWh gehandelt. Der Vermarkter speist folglich im betroffenen Zeitraum 250 kWh weniger Energie ins Netz ein, als über den Day-Ahead-Markt vermarktet wurde. Zum Ausgleich dieser Fehlstellung muss ein Gegengeschäft getätigt werden, um den Bilanzkreis wieder auszugleichen.

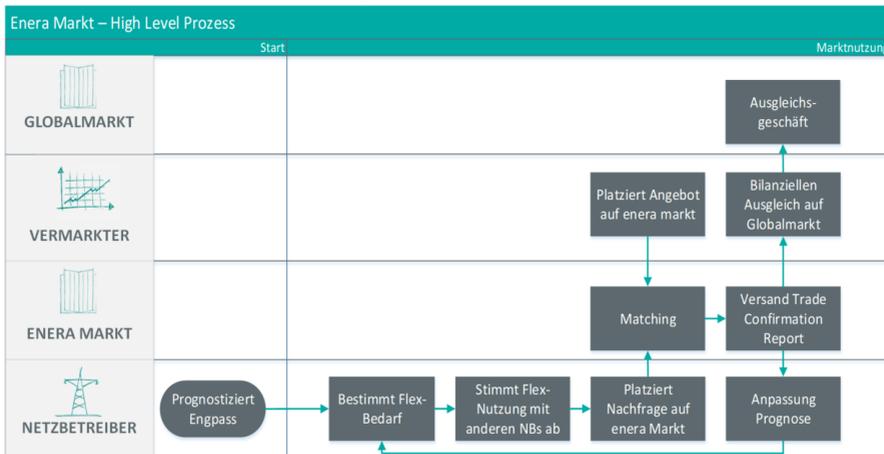


Abbildung 2: Prozess der Teilnahme am enera-Markt [5]

Das Virtuelle Kraftwerk & Flexibilität für den enera-Markt

Das Virtuelle Kraftwerk (VK) der EWE VERTRIEB GmbH gab es bereits vor dem Forschungsvorhaben enera. Es ist das Bindeglied zwischen dezentralen Erzeugungsanlagen und den Energiemärkten. Über entsprechende Mess- und Steuertechnik werden dezentrale Anlagen über einen Open VPN-Tunnel an die Leitstelle des VK angeschlossen. Ziel ist die optimale Vermarktung der erzeugten elektrischen Energie an den Energiemärkten. Dies sind in der Regel die Märkte der EPEX SPOT (z. B. Day-Ahead Auktion, Intraday Auktion und kontinuierlicher Intraday Handel). Flexible Anlagen können nach erfolgter Präqualifikation auch an allen Regelleistungsmärkten der Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen.

Im Projekt enera wird das VK der EWE VERTRIEB GmbH weiterentwickelt und für den Handel mit weiteren flexiblen Anlagenarten ertüchtigt. Dabei ist ein Hauptziel die Anbindung an den enera-Markt und damit die Erschließung einer weiteren Vermarktungsmöglichkeit für die angeschlossenen Anlagen. Zusätzlich wird die Anbindung neuer Anlagenarten, wie beispielsweise industrielle Lasten, PV-Anlagen und kleine dezentrale Verbraucher erprobt. Dadurch wird der enera-Markt neben Geschäftskunden auch Privatkunden zugänglich gemacht. Diese können dann zukünftig beispielsweise unter Verwendung ihrer Wärmepumpe und des Pufferspeichers (Power-2-Heat) zur Systemstabilität beitragen.

Bei den im Rahmen von enera an das VK der EWE VERTRIEB GmbH angeschlossenen Systemen handelt es sich schwerpunktmäßig um folgende Anlagengruppen:

- Industrielle Lasten
- Biogasanlagen mit BHKW
- Photovoltaik-Anlagen
- Elektrische Energiespeicher
- Wärmepumpen mit Pufferspeicher
- Elektrische Heizstäbe
- Gas-Hybrid-Systeme (Gasbrennwerttherme inkl. Elektroheizstab)

Dabei werden die Geschäftskundenanlagen einzeln an das VK angeschlossen und können, sofern sinnvoll, auch einzeln am enera-Markt vermarktet werden. Berücksichtigt werden muss dabei die Mindesthandelsmenge von 100 kW. Betrachtet man die Privatkundenanlagen einzeln, so steht in der Regel keine ausreichende Menge an Flexibilität für die Vermarktung zur Verfügung. Aus diesem Grund werden mehrere Privatkundenanlagen zu Anlagenpools zusammengefasst.

Technisch übernimmt diese Rolle ein Anlagen-Aggregator. Dieser bestückt die einzelnen Anlagen mit einer Steuer- und Kommunikationstechnik. Alle relevanten Daten werden vor Ort gemessen und an den Server vom Aggregator weitergeleitet. Dieser leitet aus den übermittelten Daten dann eine Flexibilitätsprognose für den Anlagenpool ab.

Die Prognose wird an die EWE VERTRIEB GmbH in der Rolle des Direktvermarkters weitergeleitet, welcher dann die verfügbare Flexibilität am enera-Markt handeln kann.

Ein Beispiel für eine gehandelte negative Flexibilität kann der Abbildung 3 entnommen werden. So wurde mit Hilfe des VKs über das Abregeln von Biogasanlagen eine negative Flexibilität von ca. 1,3 MW über ca. 1 Stunde an einen Netzbetreiber geliefert.

Der Netzbetreiber nutzte diese negative Flexibilität aus den Biogasanlagen, die über einen Gasspeicher verfügen, um Wind- und PV-Anlagen weiter einspeisen zu lassen. Die heruntergeregelten Biogasanlagen konnten die Einspeisedifferenz zu einem späteren Zeitpunkt nachholen.

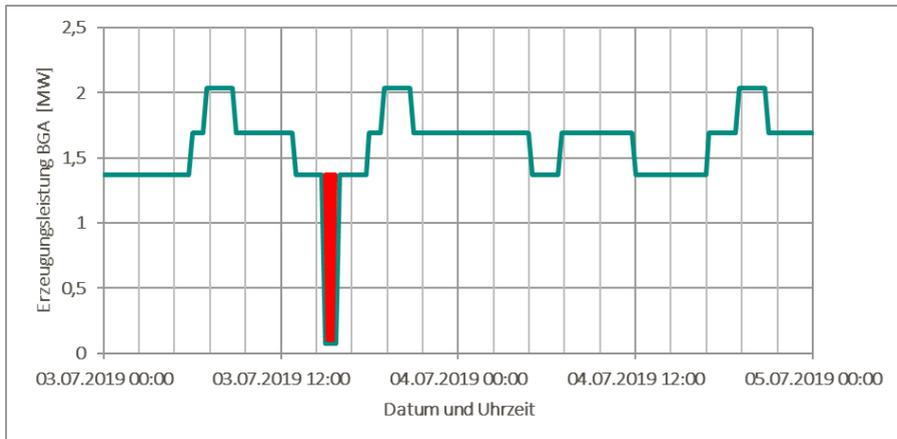


Abbildung 3: Bereitstellung negativer Flexibilität aus einem Biogasanlagen (BGA)-Verbund

Zwischenfazit und weitere Forschungsziele

Seit dem ersten Trade auf dem enera-Markt, präsentiert auf der E-World 2019 in Essen, sind bereits einige Trades zur technischen Überprüfung der neuen Schnittstellen, Prozesse und Marktmechanismen durchgeführt worden. Als

herausfordernd stellten sich in einigen Fällen die unterschiedlichen Preisvorstellungen seitens der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber heraus. Referenzwert für die Zahlungsbereitschaft auf dem enera-Markt ist für die Netzbetreiber in den meisten Fällen der EinsMan-Kostensatz. Die Anlagenbetreiber auf der anderen Seite müssen kalkulieren, dass der Mehraufwand, der evtl. durch das Herunterregeln einer Anlage anfällt und in einigen Fällen auch einer Gasspeicheroptimierung bedarf, wirtschaftlich abgedeckt werden kann.

Die am Feldtest teilnehmenden Privatkundenanlagen sind weitgehend bereits verbaut und an das VK angeschlossen. Derzeit laufen noch Abstimmungen zur Erstellung von Flexibilitätsprognosen. Dabei ist natürlich ein Forschungsziel eine gute und zuverlässige Prognose zu erzielen. Einflussfaktoren wie beispielsweise der saisonale Einfluss bei Heizungsanlagen und unterschiedliche Pufferspeichervolumina machen diese Aufgabe komplex. Eine weitere Herausforderung ist, dass zur Erreichung von Mindesthandelsmengen eine ausreichende Menge an Flexibilität aggregiert werden muss.

Für industrielle Lasten, wie beispielsweise Power-2-Heat Module, steht die Preisoptimierung im Vordergrund. Eine eigene Energieerzeugung auf dem Firmengelände gilt es dabei häufig im Zusammenspiel mit dem Strombezug über konventionelle Energiemärkte und den enera-Markt zu optimieren. Ein hoher Stellenwert hat dabei für den Industriebetrieb natürlich, dass der Produktionsablauf nicht beeinträchtigt werden darf.

Ziel bis Projektende im Jahr 2020 ist es, diese offenen Forschungsfragen zu klären, die Vermarktung weiterer Anlagenarten zu verproben und neue Geschäftsmodelle zu identifizieren, die einerseits zur Verminderung des Netzausbaus beitragen können und zusätzlich einen Deckungsbeitrag für die Anlagenbetreiber liefern können.

Referenzen

- [1] J. Oschkenat, „Evaluation eines virtuellen Kraftwerks hinsichtlich der Erbringung regionaler Systemdienstleistungen in einer Modellregion,“ Oldenburg, 2019.
- [2] EWE AG, „<https://projekt-enera.de/>,“ [Online]. Available: <https://projekt-enera.de/unser-projekt/>. [Zugriff am 05 09 2019].

- [3] Bundesnetzagentur, „Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen,“ 18 07 2019. [Online]. Available: www.bundesnetzagentur.de. [Zugriff am 05 09 2019].
- [4] „Energate Messenger,“ [Online]. Available: <https://www.energate-messenger.de/news/180763/ewe-und-epex-spot-starten-marktplattform-fuer-enera>. [Zugriff am 06 09 2019].
- [5] EWE AG, „enera Markt - Executive Summary,“ EWE AG, Oldenburg, Februar 2019.



NETZOPTIMIERUNGSTOOL AUF BASIS KÜNSTLICHER NEURONALER NETZE FÜR DEN INTELLIGENTEN ECHTZEITBETRIEB DES STROMNETZES AUF VERTEILNETZEBENE

Manuela Linke^{*1}, Tobias Messmer¹, Gabriel Micard¹, Adrian Wenzel¹,
Gunnar Schubert¹, Matthias Kindl², Adrian Minde³

¹ HTWG Konstanz, Fakultät Elektro- und Informationstechnik, Alfred-Wachtel-Straße 8,
78462 Konstanz

² Smart Infrastructure, Siemens AG, Stuttgart

³ Applications and Systems, ISC Konstanz

* Kontakt: manuela.linke@htwg-konstanz.de

Schlüsselwörter: Stromnetzoptimierung, künstliche neuronale Netze, Netzintegration, Smart Grid

Zusammenfassung

Das hier vorgestellte Netzoptimierungstool kann dem Verteilnetzbetreiber bei einem Störfall im Netz in Echtzeit eine Lösung zur Steuerung seiner Betriebsmittel vorschlagen. Dadurch kann das bestehende Netz optimal genutzt werden und ein kostenintensiver Netzausbau im Mittel- und Niederspannungsnetz verringert oder sogar verhindert werden. Als Grundlage für den Netzoptimierer dient ein künstliches neuronales Netz (KNN). Zum Training des KNN wurden Störfälle generiert, die auf realen Erzeugungs- und Lastprofilen aus dem CoSSMic-Projekt basieren [1]. Für jeden Störfall wurde aus allen möglichen und sinnvollen Netzkonfigurationen eine optimierte Netztopologie anhand von Lastflussberechnungen ermittelt. Durch die Variation der Stufenschalter der Transformatoren und der Stellungen aller installierten Schalter im Netz wurde berechnet, wie der Stromfluss gelenkt werden muss, damit keines der Betriebsmittel die zulässigen Belastungsgrenzen mehr überschreitet. Für ein virtuelles Testnetz konnte mit einem trainierten KNN zu 90 Prozent die optimale Lösung des jeweiligen Störfalls erkannt werden. Durch die Anwendung der N-Best Methode konnte die Vorhersagewahrscheinlichkeit auf annähernd 99 Prozent erhöht werden.

Einleitung

Durch die zunehmende Integration von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und Elektroladesäulen in die Verteilnetze ergeben sich schwer prognostizierbare Einspeise- und Verbrauchsvorgänge, die zu Überlastungen der Betriebsmittel führen können. Konventionelle Netzberechnungstools benötigen viel Rechenzeit und eignen sich daher nicht, um auf kurzfristig auftretende Störfälle im Netz zu reagieren. Aus diesem Grund basiert das in diesem Beitrag vorgestellte Netzoptimierungstool auf einem KNN. Der entscheidende Vorteil dabei ist, dass ein trainiertes KNN in weniger als einer Sekunde eine Lösung bereitstellen kann und sich somit für Echtzeit-Netzmanagement eignet. Der Optimierer ist damit in der Lage, auf kurzfristige Störungen, verursacht durch beispielsweise hohe Einspeisungen aus PV-Systemen oder das Laden von Elektrofahrzeugen, zu reagieren. Dazu kann der Verteilernetzbetreiber Kapazitäten und Flexibilität, die das vorhandene Netz bietet, bestmöglich nutzen und eine aktive Steuerung vornehmen, um das Netz zu stabilisieren. Ein weiteres zukünftiges Anwendungsgebiet des Optimierers kann die Unterstützung von Verteilernetzbetreibern bei der Investitionsplanung sein, indem mit Hilfe des entwickelten Algorithmus die optimale Position für neue Netzverstärkungsmaßnahmen hinsichtlich der Energieeffizienz ermittelt wird.

Stromnetzregulierung

Die Qualität der Spannung in öffentlichen Stromnetzen wird durch die europäische Gesetzgebung in der Norm EN 50160 festgelegt [2]. Die Spannung an jedem Verbraucherknoten im Verteilnetz muss innerhalb eines Bereichs von ± 10 Prozent der Nennspannung liegen. Des Weiteren muss, um Überhitzung und Sicherheitsprobleme zu vermeiden, eine Überlastung von Transformatoren und Stromleitungen vermieden werden. Der Verteilernetzbetreiber hat mehrere Möglichkeiten, ein Stromnetz zu steuern und zu verwalten. Im Falle einer Überlastung oder des Ausfalls einer Stromleitung ist es möglich, die Topologie des Netzes durch die im Netz installierten Schalter zu verändern. Dadurch kann der Stromfluss umgelenkt und das Netz stabilisiert werden. Eine weitere Möglichkeit bietet die Spannungsanpassung an der Transformatorstation mittels des Stufenreglers. Um bestimmten Sicherheitsanforderungen gerecht zu werden, ist es auch möglich den Verbrauch oder die Produktion im Netz anzupassen, zum Beispiel durch die Regelung der Leistungsabgabe einer PV-Anlage.

Training eines künstlichen neuronalen Netzes

Generierung des Trainingsdatensatzes

Der Trainingsprozess des KNN wird mittels überwachtem Lernen durchgeführt. Die dafür benötigten Daten enthalten ein möglichst umfassendes Abbild aller möglichen Störfälle, die in dem betrachteten Stromnetz auftreten können. Daher müssen zunächst möglichst viele Störungen generiert und die entsprechende Lösung gefunden werden. Diese werden durch die Berechnung aller möglichen und sinnvollen Netzkonfigurationen mit der Newton-Raphson-Technik ermittelt. Die Netzbetriebsstrategie bestimmt, welche der möglichen Lösungen die beste für den vorliegenden Störfall ist. Dadurch werden Paare aus Störfall und Lösung generiert, mit denen das KNN trainiert werden kann. In Abbildung 1 ist dieser Vorgang in einem Ablaufdiagramm dargestellt.

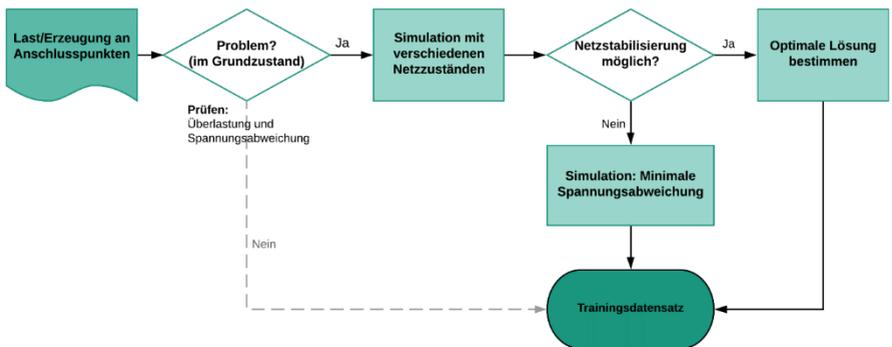


Abbildung 1: Flussdiagramm zur Erzeugung des Trainingsdatensatzes.

Die optimale Lösung wird nach den folgenden drei Netzführungsstrategien bestimmt:

- 1) Minimierung der Verlustleistung in den Leitungen
- 2) Minimierung der Summe der Abweichungen von der Nennspannung an den Netzanschlusspunkten
- 3) Minimierung der Anzahl an Steuerungshandlungen zur Behebung des vorliegenden Störfalls

Training des KNN

Die Abbildung 2 zeigt eine Darstellung eines künstlichen neuronalen Netzes. Der Input, sprich die Störung im Stromnetz, muss für das Training des KNN in einen Vektor überführt werden. Die Elemente des Vektors beschreiben den Zustand des Netzes anhand der Netzkonfiguration und der vorliegenden gemessenen Leistungen. Das KNN generiert einen Outputvektor mit Wahrscheinlichkeiten. Die Elemente des Outputvektors stehen jeweils für eine mögliche Netzkonfiguration. Das Element mit der höchsten Wahrscheinlichkeit ist die vorgeschlagene Lösung, die in lesbare Form konvertiert werden muss. Diese beschreibt, welche Schalthandlungen durch den Netzbetreiber ausgeführt werden müssen, um den vorliegenden Störfall zu lösen. Zu Beginn des Trainings prognostiziert das KNN eine Lösung, die eine Zufallslösung ist. Durch den Vergleich der vorhergesagten mit der berechneten Lösung werden die Gewichte des KNN aktualisiert. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die Vorhersagerate maximal wird.

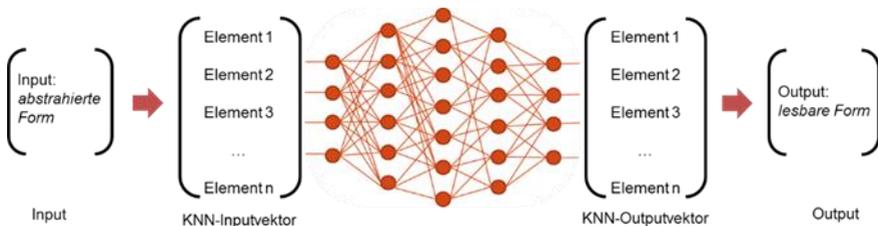


Abbildung 2: Darstellung eines neuronalen Netzes. Weitere Erklärung siehe Text.

Implementierung

Das virtuelle Testnetz

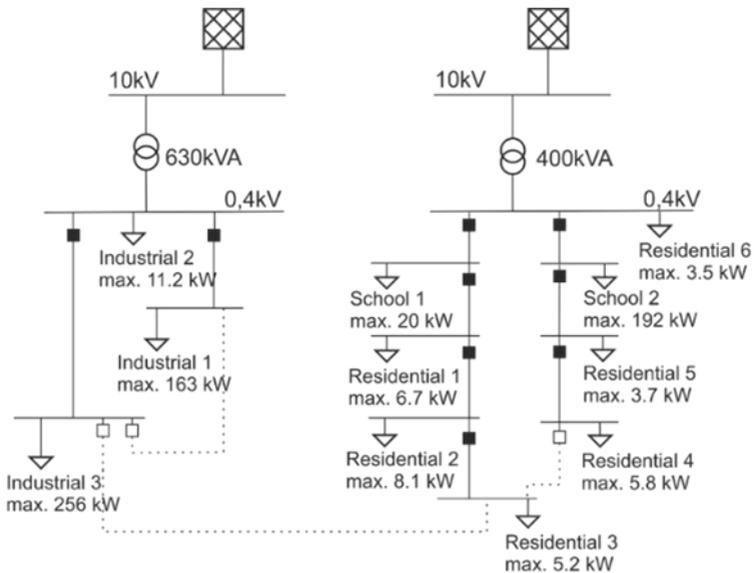


Abbildung 3: Das virtuelle Testnetz in Standard-Netzkonfiguration. An den Anschlusspunkten ist der jeweilige maximale Leistungswert angegeben aus dem CoSSMic-Projekt. Die Quadrate an den Leitungen stellen die fernsteuerbaren Schalter. Gefüllte Quadrate stehen für geschlossene, leere für offene Schalter.

In Zusammenarbeit mit unserem Projektpartner der Firma Siemens wurde ein virtuelles Testnetz entworfen, welches in Abbildung 3 dargestellt ist. Das Testnetz besteht aus zwei Bereichen: Einem Industrieareal und einem Wohnareal, die jeweils über einem Transformator mit der darüber liegende Netzebene verbunden sind. In dem Netz sind 3 Industriebetriebe, 6 Wohngebäude und 2 Transformatoren angesiedelt. Zusätzlich zu den Stufenschaltern der beiden Transformatoren kann das Netz über 11 fernsteuerbare Schalter gesteuert werden. Die dargestellte Standard-Netzkonfiguration wurde nach gängiger Praxis der Netzbetreiber definiert.

Die Daten aus dem CoSSMic-Projekt enthalten erhobene Lastzeitreihen von Industrien, Schulen und Privathaushalten.

Beispiel: Gleichzeitiges Laden von Elektroautos

Betrachten wir die folgende Situation: Drei der Haushalte wollen ihr Elektroauto gleichzeitig laden. In Abbildung 4a ist die entsprechende Leitungsauslastung im Testnetz dargestellt. Die der Transformatorstation des Wohnareals nächstgelegene Leitung ist überlastet, wodurch die Leitung durch Überhitzung geschädigt werden kann. Dieser Zustand wird dem KNN, das zuvor mit ähnlichen Situationen trainiert wurde, übergeben. Der vom KNN ausgegeben Lösungsvektor stellt eine Wahrscheinlichkeit für die optimale Lösung dieses Problems dar. In diesem Fall schlägt das KNN eine Topologie vor bei der der Schalter, der die beiden Bereiche verbindet, geschlossen wird. Dadurch kann ein Teil des Stroms von dem Industrieareal bezogen werden und die Auslastung der gefährdeten Leitung sinkt auf ca. 70 Prozent.

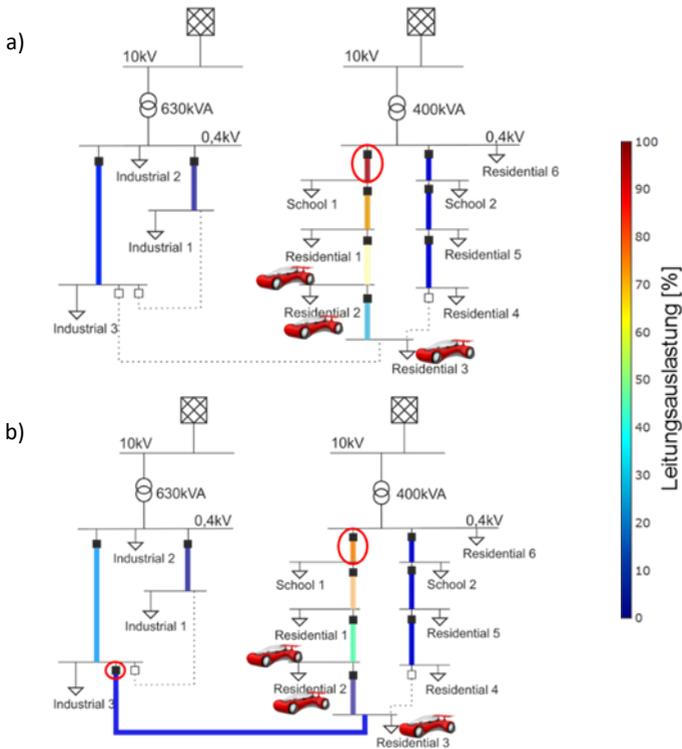


Abbildung 4: Beispiel des gleichzeitigen Ladens von 3 Elektroautos im Wohnareal. a) Das CoSSMic-Netz in der Standard-Netzkonfiguration. Eine Überlastung der rot umkreisten Lei-

tung wird durch die dunkelrote Farbe angezeigt; b) Durch die Zuschaltung der Verbindungsleitung zwischen den zwei Netzbereichen über den rot umkreisten Schalter in der linken unteren Hälfte der Abbildung wird die Leitung am Transformator entlastet.

Ergebnisse

Die hier vorgestellten Ergebnisse werden in [3] und [4] veröffentlicht.

Als Grundlage für die Trainingsdaten wurden Daten aus dem CoSSMic-Projekt verwendet, die durch den Forschungspartner ISC Konstanz zur Verfügung gestellt wurden. Es wurden stets die maximale Leistung der Verbraucher eingestellt und zusätzlich drei der Verbraucher auf einen Wert, der zwei- oder dreimal höher ist als die Maximalleistung. Auf diese Weise wurden 8160 Störfälle generiert. Für jeden dieser Störfälle wurde mit den bereits beschriebenen Simulationsverfahren die optimale Netzkonfiguration zur Behebung der Störung als Lösung des Störfalles berechnet. Mit den Paaren aus Störfällen und Lösungen konnte anschließend das Training zur Modellierung des KNNs durchgeführt werden. Das KNN wurde für drei unterschiedliche Netzmanagementstrategien trainiert. Dazu wurden den Störfällen verschiedene Lösungen zugeordnet und zu jeder Strategie ein unabhängiges KNN berechnet. Je nach Netzbetriebsstrategie wurde eine Vorhersagewahrscheinlichkeit zwischen 88 und 91 Prozent erreicht. Die Werte sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Vergleich der Trainingsergebnisse der einzelnen Netzbetriebsstrategien

Vorhersagewahrscheinlichkeit der verschiedenen Netzbetriebsstrategien in Prozent	
Minimierung der Verlustleistung in den Leitungen	88,3
Minimierung der Abweichungen von der Nennspannung	88,2
Minimierung der Anzahl an Steuerungshandlungen	91,4

N-Best Methode

Bei der Suche nach der besten Lösung nach den drei oben beschriebenen Kriterien konnte kein zufriedenstellendes Ergebnis erreicht werden. Der Netzbetreiber benötigt eine deutlich höhere Sicherheit, um sich auf den Algorithmus verlassen zu können. Deshalb wurde eine weitere Methode angewandt, um die Wahrscheinlichkeit die richtige Lösung zu finden zu erhöhen. In der N-Best

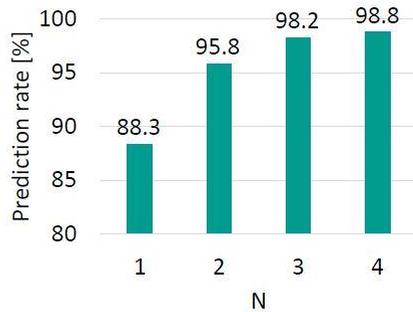


Abbildung 5: Ergebnisse der N-Best Methode

Methode wird die beste Lösung unter den N Elementen des Outputvektors mit den höchsten Wahrscheinlichkeiten gesucht. Um die beste Lösung zu ermitteln wird im Anschluss jeweils eine Lastflussberechnung der N Lösungen durchgeführt und somit die beste Lösung aus den N besten Lösungen bestimmt.

Zur Bestätigung der Funktion dieser Methode wurde das KNN, das mit der Managementstrategie zur Minimierung der Verlustleistung in den Leitungen modelliert wurde, herangezogen. In den vier Lösungen mit der höchsten Wahrscheinlichkeit konnte die beste Lösung zu 98,8 Prozent gefunden werden. Die benötigte Rechenzeit verlängerte sich dadurch auf unserem Simulationsrechner um etwa 0,1 Sekunden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt.

Ausblick

Das vorgestellte Netzoptimierungstool auf Basis künstlicher neuronaler Netze eignet sich aufgrund der schnellen Reaktionszeit von weniger als 1 Sekunde für das Echtzeit-Management des Verteilnetzes. Bei der Untersuchung verschiedener Netzbetriebsstrategien wurden Vorhersagewahrscheinlichkeiten von ca. 90 Prozent erreicht. Durch die Anwendung der N-Best Methode konnte die Vorhersagewahrscheinlichkeit auf annähernd 99 Prozent erhöht werden.

Da die Versorgungssicherheit beim Stromnetzmanagement oberste Priorität hat, werden derzeit verschiedene Strategien, welche die Vorhersagewahrscheinlichkeit des KNN weiter erhöhen können, untersucht. Wir untersuchen verschiedene maschinelle Lerntechniken, wie z.B. Convolutional Neural Networks (CNNs), die in der Bilderkennung weit verbreitet sind. In einem ersten Versuch erreichten wir eine vielversprechende Vorhersagequote von 92,5 Prozent. Um die Stabilität der Mittel-

und Niederspannungsnetzen in Zukunft zu gewährleisten, ohne große finanzielle Mittel für einen Ausbau der Netze aufbringen zu müssen, kommt der Synchronisierung von erneuerbaren Energien und den verfügbaren Netzkapazitäten eine Schlüsselrolle zu. Daher werden in Zukunft die Flexibilitäten der neuen Netzteilnehmer in den Algorithmus integriert.

Danksagung

Die Autoren danken Jan Etzel von Stadtwerk am See GmbH & Co. KG, Dr. Kristian Peter vom ISC Konstanz und Wolfgang Biener vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Das Projekt „IT Grid Design, Förderkennzeichen BWSGF18001“ wurde mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg über das Förderprogramm BWPLUS vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg finanziert.

Literaturverzeichnis

- [1] Open Power System Data. 2017. Data Package Household Data. Version 2017-11-10. https://doi.org/10.25832/household_data/2017-11-10. (Primary data from various sources, for a complete list see URL).
- [2] Din EN 50160:2011-02, „Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks,“ 2011.
- [3] A. Wenzel, M. Linke, T. Meßmer, G. Micard, G. Schubert, A. Minde und M. Kindl, „Innovative grid optimization approach based on artificial neural networks,“ To be published in the proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe).
- [4] M. Linke, T. Messmer, G. Micard, A. Wenzel, G. Schubert, M. Kindl und A. Minde, „Artificial neural network based decision support system for the present power grid accounting for the successful integration of renewable energy sources such as pv systems,“ To be published in the proceedings of the 36th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 2019.

RENEWABLE ENERGY PRODUCTION AND IoT IN FINLAND

M. Mäkelä¹ und S. Immonen²

¹ South-Eastern Finland University of Applied Sciences, Kontakt: merja.makela@xamk.fi

² Pöyry Finland Oy, Kontakt: seppo.immonen@poyry.com

ABSTRACT

Globally we have increasing challenges to produce energy reliably using more renewable sources and making less emissions. This article focuses on the role of digitalization and automation in producing renewable energy in an effective way and with less emissions, in Finnish conditions. Besides the hardware aspects, cost-effective operation, maintenance and engineering based on Internet of Things (IoT), this paper also discusses the role of consumers and politics in the IoT-based optimization of renewable energy production and usage in Finland.

RENEWABLE ENERGY IN FINLAND

The total energy consumption in Finland was 1400 PJ, while the final energy consumption for industries, space heating, transport and others was 1100 PJ, in 2018. Renewable energy sources covered 37 % of the total energy consumption (Fig. 1), and 41 % of the final energy consumption, in 2018. Main renewable sources were wood-based fuels (27 %), next hydro power (3 %), wind power (2 %), others (5 %) of the total energy consumption, in 2018 [1].

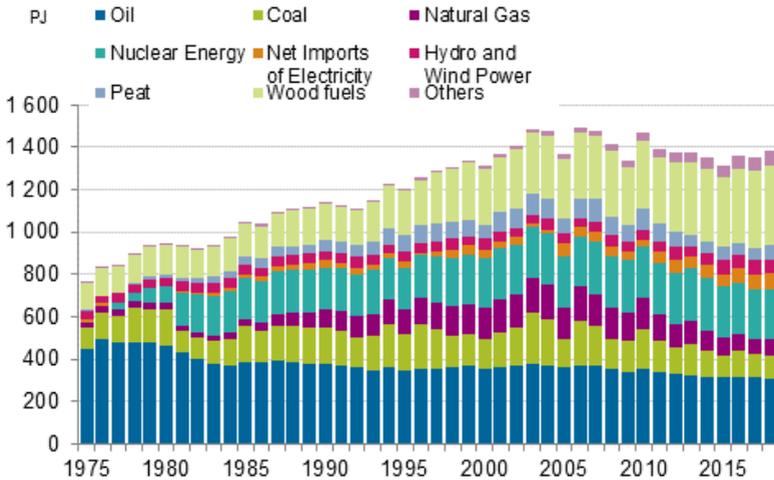


Figure 1. Total energy consumption by sources 1975-2018, in Finland [2].

The electricity supply was 87 TWh (313 PJ) in 2018 (Fig. 2), making 22 % of total energy consumption, 28 % of the final energy consumption. Nuclear power covered 25 %, combined heat and power (CHP) in industries and district heating 24 %, hydro power 15 %, wind power 7 %, conventional condensing power 6 %, and net imports 23 % of the total electricity supply, in 2018 [3].

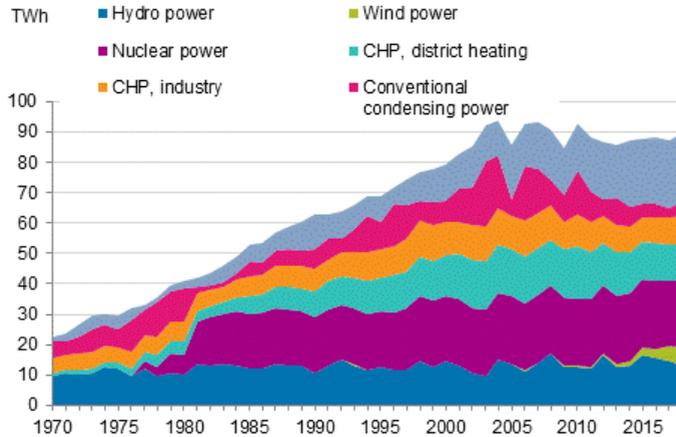


Figure 2. Electricity supply by sources in 1970-2018, in Finland [4].

The CHP-based electricity supply in industries and district heating is significant in Finland, 24 % of the total electricity supply, roughly like the supply of nuclear power (25 %). The operation and energy efficiency of CHP-based power production have wide impacts on the economic status of Finnish industries and private consumers. Nuclear power is today produced with maximum capacity using four reactors. The net imports of electricity have been varying from 6 to 24 % in 2000-2018, the imports serving partly as regulating power. The imports have become bigger due to the shutdown of fossil condensing power plants. The energy-intensive Finnish industries took 48 %, space heating 25 %, transport 16 % of the final energy consumption in 2018, and thus improvements of energy efficiency in main sectors are very welcome.

Renewable energy in forest industries

In pulp and paper industries, in 2017, 85 % of fuels were renewable (Fig. 3), while natural gas, peat, heavy oil and coal are used only to some extent [5].

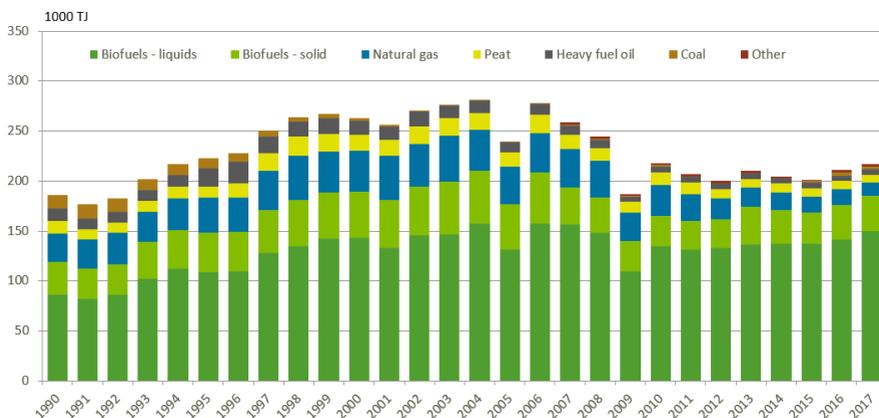


Figure 3. Forest industry fuels 1990-2017 in Finland [5].

The use of natural gas, peat, heavy fuel oil and coal have been decreasing significantly during the last three decades. About ten years ago the Finnish pulp and paper industries suffered from decreasing demand, and less fuels were needed. Later the export of paperboard and chemical pulp, especially to Asia, have been increasing again. Several earlier paper machine lines have been updated to paperboard grades. Some pulp mills have updated their fiber lines to dissolved pulp which is an important raw material for viscose of textile industries. The Finnish pulp and paper industries play an important role in the renewable energy production of the country. Heat and electricity are produced in the recovery boilers of pulp mills combusting black liqueur, and in bark and wood waste combusting power plants. Modern pulp mills produce more energy than they need themselves.

Renewable energy in district heating

The production from 107 central CHP plants, 791 permanent and 333 transferable heating plants in Finland was 37 100 GWh as heat and 11 500 kWh as related electricity, in 2018. About 10 % of the total heat was achieved using heat recovery systems and heat pumps. The emissions per produced kWh have been sinking from 300 to 150 g/CO₂ in 1985-2018. About the half of the energy was used in homes, 10 % in industries.

Renewable fuels, wood-based and other bio-based materials, covered 37,2 % of the used energy sources. District heating in Finland, in villages and small town is partly distributed energy production which can use local bio-based fuels.

Unfortunately, also fossil fuel components, such as coal, natural gas, peat and oil, are still combusted. [6]

Table 1. Fuels of district heating in 2018, in Finland [6].

Fuel	Share [%]
Natural gas	16,5
Coal	23,5
Oil	1,8
Peat	16,6
Wood-based and other bio-based materials	37,2
Others	4,4

IoT IN PROCESS CONTROL OF RENEWABLE ENERGY PRODUCTION

Networking is one of the basic elements enabling the utilization of Artificial Intelligence (AI). Process control today utilizes data networks. Cyber-Physical Systems (CPS) and cognitive computing are essential elements in AI, well-known neural networks being one example of learning algorithms. Smart systems are able to learn. Big data may be acquired by process control systems to cloud services, the memory capacities of current process control systems and data centers are sufficient. This acquired big data can be analyzed and used for creating knowledge to its users, and even wisdom in the future. The concepts Knowledge as a Service (KaaS) and Wisdom as a Service (WaaS) are called for to create business activities [7]. More businesses based on big data are developing all the time in our 4th industrial revolution, called Industry 4.0 which was started originally as a German governmental project in 2012. The future impacts of robotization and automation on the Finnish economy have been reported widely in [8] and [9]. Artificial intelligence is expected to be used also in power industries and logistics. It will significantly change the labor market and work also in power production and distribution. The use of AI, such as data analytics, learning algorithms, support process control, emission reduction and production optimization. The main challenges in using IoT based services are related to cyber security.

Networks of process control systems

Today process control systems consist of computer networks based on virtual technology. Mostly commercial computer and communication technology components are used, while process controllers for measurement and control are supplier-own components (Fig. 4). There are workstations and virtual computers in servers for operation, engineering, maintenance and data acquisition. CHP-based power production uses these kinds of process control systems as main control systems and calls them with the well-known term Distributed Control System (DCS). An independent Programmable Logic Controller (PLC) stands for safety in every central power plant. This PLC takes a power plant to a safe state in abnormal circumstances. An Ethernet-based, TCP-IP protocol system bus connects servers, workstations and process controllers. Smart instruments and motor control units are connected to process controllers using Profinet or some other fieldbuses.

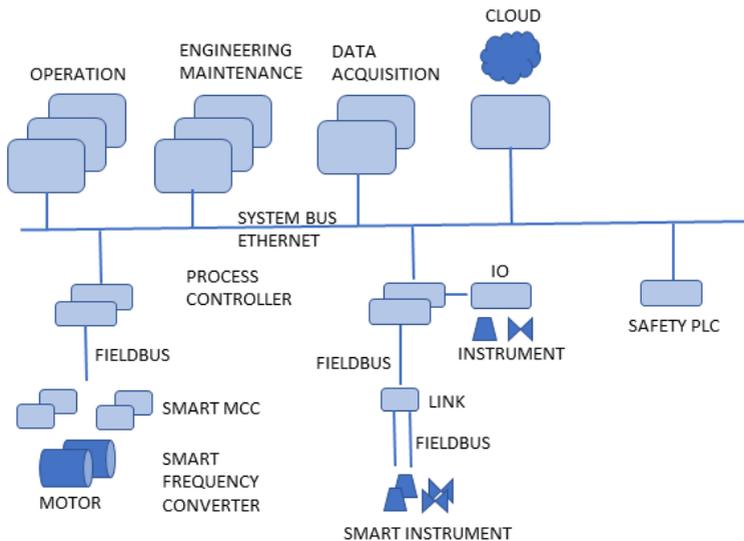


Figure 4. Control system network.

Using Internet connections, thus benefiting of IoT, different kinds of cloud services can be utilized in several ways. Power production can be monitored and optimized in remote locations. Smart instruments, motor control centers and fieldbuses in process control, and smart components in power generation and

distribution control, can be monitored for component failures in preventive maintenance. Commissioning and updating of system and application software may take place using Internet connections. Plenty of data can be stored to cloud services to be used in model-based control algorithms, and for the sector coupling of power production and consumption.

Remote monitoring and operation services

Remote monitoring, operation and maintenance have been utilized since the modern era of wind turbines, solar heating systems and solar PV panels, especially in distributed, small-scale production. Recently also centralized, large-scale power production has increased its interests in remote operations. This is especially the case in the energy production for district heating. Rather stable conditions in the district heating sector allow these production units to be provided with automation that ensures stable operation and automatic shut-down if needed.

Since 1.1.2017, according to the Finnish act 1144/2016 on pressure equipment [10] and the Finnish decree 1549/2016 on pressure equipment [11], it is possible to run also large-scale power production from remote locations. Remote monitoring and operation services over Internet in the CHP production of district heating reduce operation costs. In one central location, district heating units of several companies can be operated centrally using one 5-shift system, instead of several local 5-shift team groups. An access to monitoring and operation services is available also from single smartphones and tablets. Several supplier companies in Finland already offer operation, engineering and maintenance services to their customers.



Figure 5. Remote monitoring and operation of district heating in a central operation center [12].

IoT in engineering

A CHP plant for district heating or a pulp mill is an extensive process system and may comprise 2000-5000 instrument and motor tags. The specification phase itself is already a very work-intensive phase in developing projects. The specification databases for process and automation data in cloud services should be worked out and completed. Working in large system engineering projects often takes place in several locations. All team members should follow disciplined working routines and apply their doings to others' doings. Needed technical diagrams and lists can be generated based on the databases. An extended plant model and a detailed working model for collaborative automation engineering in Internet are presented in [13].

There are challenges in process design and control system engineering. There are differences in professional education, practical skills and behaviour between different cultures, and nevertheless collaborative teams should work in a successful and profitable way. Faster project duration times are expected. The specification of functional loop descriptions, for example, is very work-intensive and requires an integrated process and automation approach with related skills, and plenty of manual text processing. Principally, a lot of information is available in the databases of earlier projects, and as tacit knowledge from experienced generations. How could this information be converted to engineering tools which are able to learn?

Speech recognition, translation engines and machine learning have made advances recently. Advanced process design and control system engineering tools for engineering practices are asked for. Some Finnish research groups and start-up companies are working on it.

IoT IN RENEWABLE ENERGY POLITICS

Since 2007 the electricity consumption has not increased any more in Finland due to increased energy efficiency actions and energy savings. The main consumers are industries, households, transport and agriculture. The share of electricity in the final energy consumption was only 28 % in 2018 but one fifth of it must be imported due to the shutdowns of fossil condensing power plants and the delay in the commissioning of the fifth nuclear reactor. The controlling power comes today from hydro power and imports. The increase of plug-in electric vehicles (PEV) and plug-in hybrid vehicles (PHEV) may raise the electricity demand in a longer term.

In Finland, the governmental company Motiva promotes sustainable energy production and consumption. The education sector in all levels should be responsible for basic long-term teaching and learning. Almost all Finnish electricity consumers with 3.4 million measurement points have smart electricity metering acquiring measurement data hourly [14]. The measurement data is available for customers the following day. Power distribution companies offer IoT-based monitoring services and try to teach their consumers how to learn the elasticity of demand in order to even out their power consumption using varying tariffs. It is estimated that only 5-10 % of Finnish consumers utilize these online services, because the electricity prices are rather low compared to similar countries' levels. For consumers, saving energy is confusing. The social media works with bad and good impacts, there is information and disinformation. Despite of energy savings, prices are gradually rising, because the distribution and production companies like to make more profits year after year. Most of electricity in northern and Baltic countries is traded in the open NordPool Elspot market in Internet.

The search engine company Google will invest further in its data center located in Hamina, in South-Eastern Finland. At the same time the company will invest in emission-free wind power by commissioning a 240 MW wind farm in Kajaani, in Eastern-Finland, without governmental subsidies [15]. Nowadays it is challenging to get permissions for wind power in South-Eastern Finland locations due to increasing military activities on the eastern border of EU.

CONCLUSIONS

In Finland 41 % of the final energy consumption comes from renewable sources. Wood-based fuels make about three fourths of it. Wood-based fuels are combusted in CHP production in pulp mills' recovery boilers and in central power plants, and in small-scale heating plants for district heating. Wind power is gradually increasing, making 2 % of the final energy consumption, 7 % of the total electricity supply, in 2018.

Process control networks in energy production and power distribution are no more isolated automation networks. They utilize IoT services in several ways. The memory capacity of data center servers can be utilized and the monitoring of power consumption for consumers, for example, is possible. Remote monitoring, operation and maintenance diagnostics of energy production is possible. In process design and control system engineering projects, multiple working teams may share work with persons and databases and get support. Gradually many working routines can be automated but it takes time and efforts. How could AI help in the very fundamental specification work? Most challenges with IoT in process control are related to cyber security.

REFERENCES

1. Official Statistics of Finland (OSF): Total Energy Consumption by Source and CO2 Emissions [e-publication]. ISSN=1799-7976. 4th Quarter 2018, Table 001. Electricity supply 1970–2018*. Helsinki: Statistics Finland [referred: 14.9.2019]. Access method: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/en/StatFin/StatFin_ene_ehk/statfin_ene_ehk_pxt_001_en.px/.
2. Official Statistics of Finland (OSF): Energy supply and consumption [e-publication]. ISSN=1799-7976. 4th Quarter 2018, Appendix figure 8. Total energy consumption 1975–2018*. Helsinki: Statistics Finland [referred: 14.9.2019]. Access method: http://www.stat.fi/til/ehk/2018/04/ehk_2018_04_2019-03-28_kuv_008_en.html.
3. Official Statistics of Finland (OSF): Total Energy Consumption by Source and CO2 Emissions [e-publication]. ISSN=1799-7976. 4th Quarter 2018, Table 015. Supply of electricity by energy source 1970–2018*. Helsinki: Statistics Finland [referred: 14.9.2019]. Access method: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/en/StatFin/StatFin_ene_ehk/statfin_ene_ehk_pxt_015_en.px/.
4. Official Statistics of Finland (OSF): Energy supply and consumption [e-publication]. ISSN=1799-7976. 4th Quarter 2018, Appendix figure 10. Electricity supply 1970–

- 2018*. Helsinki: Statistics Finland [referred: 14.9.2019]. Access method: http://www.stat.fi/til/ehk/2018/04/ehk_2018_04_2019-03-28_kuv_010_en.html.
5. Metsäteollisuuden tehdaspolttoaineet (Forest industry fuels). Helsinki: Metsäteollisuus ry. [referred: 19.9.2019]. Access method: <https://www.metsateollisuus.fi/tilastot/energia-ja-logistiikka/>.
6. Statistics of district heating 2018. Energiateollisuus ry. (Finnish Energy https://energia.fi/en/about_us), Helsinki 2019. ISSN 0786-4809. 76 p. Access method: <https://energia.fi/files/3935/Kaukolampotilasto2018.pdf>.
7. Kärri, T., Marttonen-Arola, S., Kinnunen, S., Ylä-Kujala, A., Ali-Marttila, M., Happonen, A., Herala, A., Metso, L., Pirttilä, M., Kortelainen, H., Kunttu, S., Hanski, J., Ahonen, T., Valkokari, P., Uusitalo, T., "Data to business knowledge (D2BK) model" in S4Fleet – Service solutions for fleet management 2014-2017, Final report 6/2017, DIMECC, Tampere, Finland, pp. 127-139.
8. Ventä, O., Honkatukia J., Häkkinen, K., Kettunen, O., Niemelä, M., Airaksinen, M., Vainio, T., The effects of robotization and automatization on the Finnish economy 2030. Publication 47/2018. Prime Minister's Office, Helsinki 2018. 93 pages.
9. Linturi, R., Kuusi, O., Suomen sata uutta mahdollisuutta 2018-2037 – Tekoäly ja algoritminen päättely (One hundred new possibilities of Finland in 2018-2037 – Artificial intelligence and algorithmic reasoning), Parliamentary Committee for the Future, Publication 1, 2018, Finnish Government, Helsinki, Finland, pp. 212-229.
10. Painelaitelaki (Finnish Act on pressure equipment) 16.12.2016/1144 [referred 19.9.2019]. Access method: <http://plus.edilex.fi/tukes/fi/lainsaadanto/20161144?toc=1>.
11. Valtioneuvoston asetus paineturvallisuudesta (Finnish Government Decree on pressure equipment safety) 1549/2016. Suomen säädöskokoelma [referred 19.9.2019]. Access method: <https://www.edilex.fi/saaduskokoelma/20161549.pdf>.
12. Immonen, S., Courtesy of Vapo, Central control room, Private archive, 2016.
13. Strömman, M., Hirvonen, J., Hukki, K., Tommila, T., "Automaatiosuunnittelun prosessimalli – Yhteiset käsitteet verkottuneen suunnittelun perustana (Process model of automation engineering – General terms making the basis of networked design)", Finnish Society of Automation, Helsinki, 2007, 43 p.
14. Smart energy combines clean, renewable sources to flexible and secure supply. VTT Research, Helsinki [referred 19.9.2019]. Access method <https://www.vttresearch.com/services/sustainable-and-smart-city/energy>.

15. Google invests additional EUR 600 million in Finland, signs wind power purchase deals. Goodnews from Finland [referred 20.9.2019]. Access method: <http://www.goodnews-finland.com/google-invests-additional-eur-600-million-in-finland-signs-wind-power-purchase-deals/>

UNTERSUCHUNG EINER EMISSIONSFREIEN NAHWÄRMEVERSORGUNG MIT TRNSYS

Dimitri Nefodov*, Shengqing Xiao und Thorsten Urbaneck

Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Institut für Mechanik und Thermodynamik, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz,

* Kontakt: dimitri.nefodov@mb.tu-chemnitz.de

Einleitung

Das Projekt „Zwickauer Energiewende Demonstrieren“ (ZED) [1] wird im Rahmen der Initiative des BMBF und des BMWi mit dem Titel „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ [2] gefördert und zurzeit bearbeitet. Das Hauptziel besteht in der umfassenden Umgestaltung des Stadtteils Marienthal in Zwickau zum Null-Emissions-Quartier in der Form eines Reallabors. Dieser Beitrag behandelt nur zentrale Wärmeversorgung (siehe unten). Weitere Ziele des Teilprojekts sind die Versorgungssicherheit und niedrige Wärmegestehungskosten. Der letzte Punkt berücksichtigt soziale Aspekte. Niedrige und stabile Preise sind hinsichtlich der Akzeptanz durch die Bewohner besonders wichtig.

Zur Vermeidung von Emissionen muss das Wärmeversorgungssystem sehr hohe Anteile aus regenerativen Energiequellen (z. B. Windkraft, Photovoltaik, Solarthermie) nutzen. Um die oben genannten Ziele zu erfüllen, ist eine optimale Auslegung notwendig. Dabei dient TRNSYS 18 [3] zur Modellierung und Simulation des Wärmeversorgungssystems. Die Simulation ermöglicht auch eine Parametervariation. Kenngrößen werden im Anschluss verwendet, um die Erfüllung der Ziele zu bewerten.

Im Unterschied zu den Vorarbeiten [4], [5], [6] (solare Nahwärmesysteme mit Wärmepumpen¹) soll dieses System einen solaren Deckungsgradanteil von 100 % aufweisen. Zudem sind die Randbedingungen im Quartier (z. B. zur Verfügung

¹ Die Kombination von solarthermischen Anlagen und Wärmepumpen findet schon seit langer Zeit die Anwendung. Eine ausführliche Darstellung liefert [7].

stehende Flächen) und ungünstige Betriebszustände (z. B. Stagnation in den Kollektoren) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzuhalten.

Quartier und Wärmeversorgungssystem

Das zukünftige Reallabor zur lokalen Demonstration der Energiewende soll im Quartier Marienthal, welches sich im Westen der Stadt Zwickau befindet, entstehen. Hier vorzufindende Gebäude sind sanierte drei- oder viergeschossige DDR-Typenbauten aus den Baujahren 1957 bis 1964 [1]2. Im Laufe des Projektes sollen zwei Systemvarianten mit unterschiedlichen Ansätzen zur Wärmeversorgung umgesetzt und anschließend miteinander verglichen werden [1]:

- elektrisch-thermisches Verbundsystem mit dezentraler Organisation³,
- elektrisch-thermisches Verbundsystem mit zentraler Organisation.

Der Schwerpunkt dieser Arbeit bezieht sich auf das Nahwärmesystem innerhalb des elektrisch-thermischen Verbundsystems mit zentraler Organisation (Abbildung 1). Die Bilanzgrenze beschreibt der Begriff *Wärmetechnik* in Abbildung 1. D. h., die Versorgung mit Elektroenergie und der Bezug von erneuerbarem Strom werden zunächst ausgeblendet. Der technische Ansatz sieht folgende wesentliche Punkte vor:

- Nutzung von hocheffizienten Kollektoren zur Ausbildung eines großen und kostengünstigen Felds,
- Einsatz von Wasserspeichern (5...95 °C) mit geringen Verlusten und einem sehr guten Schichtungsverhalten,
- Nutzung von Wärmepumpen,
- Absicherung der lokalen Stromversorgung mit einem elektrochemischen Speicher⁴.

² Die Gebäude wurden nach 1990 saniert. Die Gebäude sind nach Vorschrift gedämmt. Erdgasbetriebene Heizkessel übernehmen die Raumheizung (70/55 °C). Die Trinkwassererwärmung erfolgt durch elektrische Durchlauferhitzer. Eine Änderung wird hier angestrebt. Weitere Modernisierungen der Bestandsgebäude sind zurzeit nicht geplant. Das Quartier Marienthal bietet sehr gute Bedingungen für eine Nahwärmeversorgung und besitzt bereits ein Nahwärmenetz, welches weiterhin im Betrieb bleiben soll.

³ Im Rahmen des dezentral organisierten Verbundsystems erfolgt die Versorgung über dezentrale Komponenten (Wärmeerzeuger, Wärmepumpen, Kollektorfelder und Wärmespeicher). Zur Vernetzung der Komponenten wird ein vorhandenes Wärmenetz modernisiert.

⁴ Hier ist eine Wärmerückgewinnung geplant, die sich in der Entwicklung befindet.

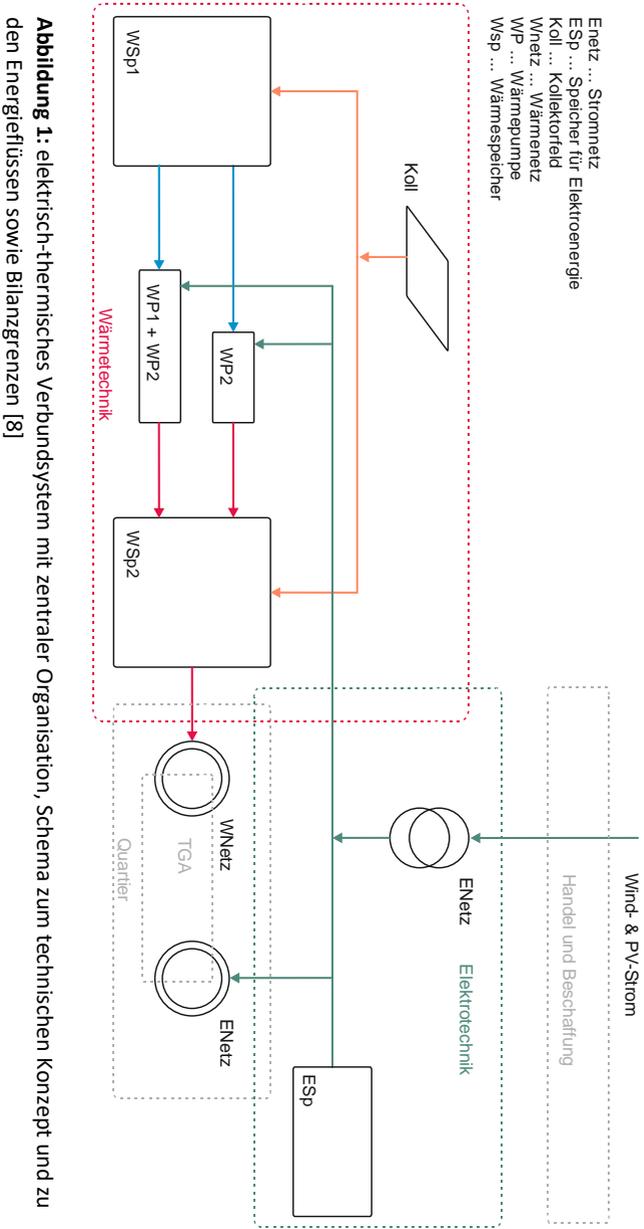


Abbildung 1: elektrisch-thermisches Verbundsystem mit zentraler Organisation, Schema zum technischen Konzept und zu den Energieflüssen sowie Bilanzgrenzen [8]

Für das Nahwärmesystem ist folgende Betriebsweise vorgesehen. Bei einer hohen Einstrahlung im Sommer können beide Speicher WSp1 und WSp2 direkt über die Kollektoren beladen werden. Diese fungieren dann als saisonale Speicher auf hohem Temperaturniveau zur Nutzung des sommerlichen Einstrahlungspotenzials. Die Entladung im Sommer und im Herbst erfolgt zunächst ohne Wärmepumpen. In der Winterzeit verwenden die Wärmepumpen den Speicher WSp1 als Wärmequelle und beladen den Speicher WSp2 mit hohen Temperaturen. In der Winter- und der Übergangszeit arbeitet das Kollektorfeld mit niedrigen Temperaturen, wobei der spezifische Ertrag (bezogen auf die jährliche Energiebilanz) signifikant steigt. Bei niedrigen Temperaturen im Speicher WSp1 ist zunächst ein zweistufiger Betrieb mit WP1 und WP2 aus technischen und energetischen Gründen vorgesehen. Der Betrieb der Wärmepumpen richtet sich nach dem Angebot von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Der Speicher WSp2 entkoppelt dabei die Wärmelast des Wärmepumpenbetriebes. Zum Antrieb der Wärmepumpen und Hilfsaggregate soll erneuerbarer Strom eingesetzt werden, den man über das elektrische Netz oder lokale PV-Felder bezieht. Weiterführende Informationen sind in [1] und [7] zu finden.

Systemmodellierung und Randbedingungen

Das Nahwärmesystem (Abbildung 2) wurde mit dem Simulationsprogramm TRNSYS abgebildet und simuliert. Wie bereits beschrieben, ist eine optimale Auslegung bzw. ein optimaler Betrieb eine sehr wichtige Voraussetzung, um die Projektziele zu erfüllen. Deswegen wurden nach der Modellierung viele Simulationen mit Parametervariation durchgeführt (z. B. Größe des Kollektorfeldes und Speichers). Eine Parameterstudie zeigt im Anschluss die Einflüsse wichtiger Parameter und ermöglicht so eine zielgerichtete Systemauslegung.

In der aktuellen Arbeit wird eine Wärmeversorgung von 133 Wohneinheiten (7776,5 m² Nutzfläche)⁵ untersucht. Der jährliche Wärmebedarf liegt bei ca. 908,48 MWh/a.

Das Testreferenzjahr TRY2011 (Zone 9) [9] liefert die Datensätze für die klimatischen Randbedingungen. Als Parameter für das Kollektorfeld (Koll in

⁵ Im Projekt werden mehrere technische Lösungen untersucht. Diese Variante versorgt nur einen relativ kleinen Teil des Quartiers. Hier steht nur die solare Einstrahlung als Wärmequelle zur Verfügung.

Bezüglich der Lasten (Wärmenetz in Abbildung 2) liegen keine Messwerte zum Netz oder zu den Gebäuden vor. Da die Gebäudedichte im Gebiet relativ hoch ist, können die Netzverluste als gering angenommen werden. Die Erfahrungswerte zeigen, dass bei einem derartigen Netz die jährlichen Wärmeverluste bei etwa 7 % der verbrauchten Wärmemenge liegen [8], [10]. Zur rechnerischen Ermittlung der Netzlast (ohne Betrachtung der Netzwärmeverluste) kommen mittels Solar-Computer Software erstellte Gebäudeheizlasten¹⁰ sowie die Heizlasten der Trinkwassererwärmung (Warmwasserprofile nach VDI 6002, Blatt 1 [11]) zum Einsatz.

Die geordneten und normierten Werte für die Netzheizlast zeigt Abbildung 3 a). Zur besseren Einschätzung der Plausibilität werden drei Kurven in Abbildung 3 a) gezeigt:

- die simulierten Netzheizlasten (TRY2011 als Basis für die Raumheizlast) ohne Netzverluste,
- die simulierten Netzlasten (TRY2011 als Basis für die Raumheizlast) inklusive Netzverluste,
- Messwerte des Systems solare Fernwärme Brühl¹¹ in Chemnitz (2018) [13].

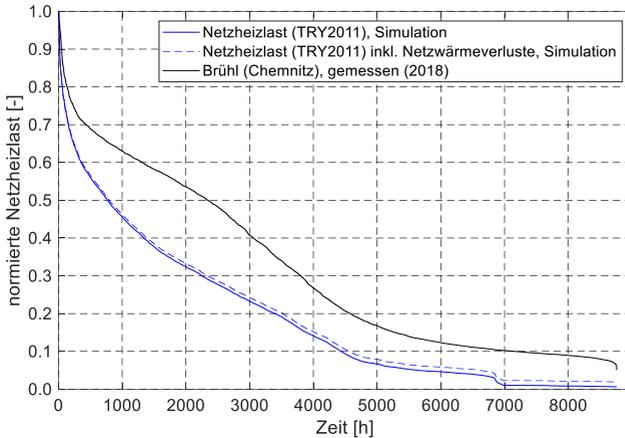
In allen Fällen liegt ein ausgeprägter Spitzenlastbereich (Werte von 0,7 bis 1,0) vor. Im Mittellastbereich (Werte von 0,2 bis 0,7) und im Grundlastbereich (Werte kleiner 0,2) liegen die simulierten Werte (blaue Kurven) unter den Messwerten des Vergleichssystems. Die höheren Messwerte im Mittellastbereich kann man mit der Nutzungsart (z. T. gewerbliche Nutzung beim Brühl), dem Nutzerverhalten (z. B. ältere Personen mit hoher Anwesenheitszeit in der Wohnung) bzw. der Belegung begründen. Die für das Quartier Marienthal berechneten Lastgänge zeigen, dass die Netzverluste (erwartungsgemäß) am höchsten den Grundlastbereich beeinflussen.

Die monatlichen Wärmeabsätze ins Netz zeigt Abbildung 3b). Die Umrechnung des jährlichen Wärmebedarfs auf die Flächen im Quartier liefert dann folgende Kennzahlen. Der spezifische jährliche Wärmebedarf (Verwendung der simulierten Werten ohne Netzverluste) liegt bei 116,82 kWh/(m²·a) bezogen auf die reine

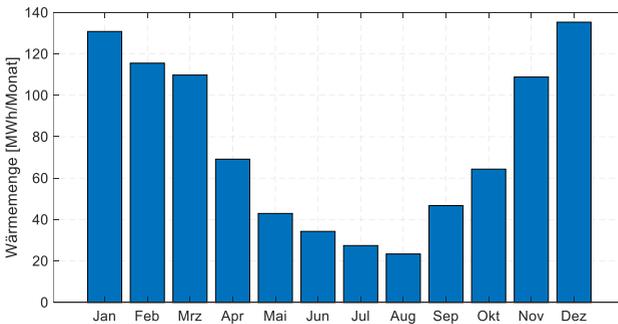
¹⁰ Der Einfluss des Nutzers bleibt bei den Simulationen weitestgehend unberücksichtigt. Es gelten die Raumsolltemperaturen nach DIN EN 12831 Beiblatt 1.

¹¹ Das Wärmeversorgungssystem ist deutlich größer als die hier untersuchte Lösung. Die Netztemperaturen und die Häuser (renovierte Mehrfamilienhäuser mit Gewerbeeinheiten) mit der entsprechenden Nutzung sind zum Teil ähnlich. Die klimatischen Bedingungen stimmen ebenfalls überein. Deswegen werden die Messwerte zum Vergleich herangezogen.

Gebäudenutzfläche. Bei einer Umrechnung auf die Gebäudenutzfläche nach §19 EnEV [12] beträgt der Wert dann 97,35 kWh/(m²·a). Diese Werte sind höher als die Angaben in Energieausweisen der Wohngebäude im Quartier Marienthal (durchschnittlich ca. 70 kWh/(m²·a) im Jahr 2017, Gebäudenutzfläche nach §19 EnEV [12]). Auch hier muss man die oben genannten Unsicherheiten beachten.



a) entdimensionierte und geordnete Lastganglinien



b) monatliche Wärmeabsätze (Simulationsergebnisse, TRY2011), Jahreswärmeabsatz von 908,48 MWh

Abbildung 3: normierte Netzheizlasten sowie monatliche Wärmeabsätze ins Wärmenetz

Parameterstudie

Die zwei wichtigsten Größen des Systems sind die Kollektorfläche und das Speichervolumen bzw. die Speicherkapazität. In dieser Parameterstudie werden diese Größen variiert. Dabei erfolgt eine automatische Dimensionierung des Systems (z. B. Volumenstrom im Kollektorkreis). Ansonsten kommen typische

Werte zum Einsatz (z. B. Wärmedämmung des Speichers). Die Netzheizlast des Systems bleibt bei allen Simulationen identisch (Abbildung 3).

Der Einsatz nichterneuerbarer Primärenergie soll minimiert werden. Als Bewertungsgröße kommt hier der solare Deckungsanteil (Gl. 1) zum Einsatz. In der Simulation zeigt der Einsatz der virtuellen Nachheizung (Abbildung 2) eine Unterdeckung durch das Kollektorfeld bzw. die Wärmepumpe an. D. h., nur an dieser Stelle wird nichterneuerbarer Primärenergie eingesetzt. Bei einer vollkommenen Vermeidung von nichterneuerbarer Primärenergie nimmt der solare Deckungsanteil 100 % an. Die Verluste, die insbesondere bei der saisonalen Speicherung auftreten, berücksichtigt Gl. 1 ebenfalls. Weiterhin gilt, dass der bereitgestellte Strom für die Wärmepumpe aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Photovoltaikanlage, Windkraft) stammt.

$$f_{\text{sol}} = \left(1 - \frac{Q_{\text{NH}}}{Q_{\text{Netz}} + Q_{\text{Ver,Sp}}} \right) \cdot 100 \quad (1)$$

Die Abhängigkeit des solaren Deckungsanteils von der Kollektorfläche und dem Speichervolumen zeigt Abbildung 3. Um die vorgegebene Wärmelast vollständig zu decken, sind relativ große Kollektorflächen und Speichervolumina notwendig. Die gezeigte Fläche des solaren Deckungsanteils besitzt einen relativ gleichmäßigen Verlauf. Einen solaren Deckungsanteil f_{sol} von 100 % (Äquivalent für eine emissionsfreie Wärmeversorgung) erreichen theoretisch mehrere Anlagenvarianten. Weitere Analysen sollen eine optimale Auslegung finden.

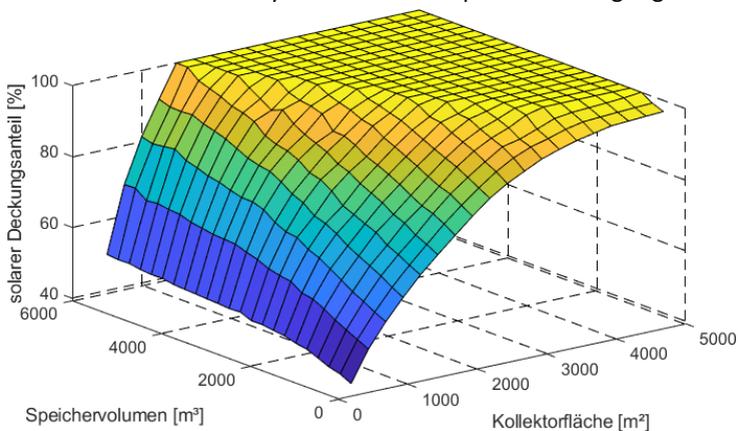


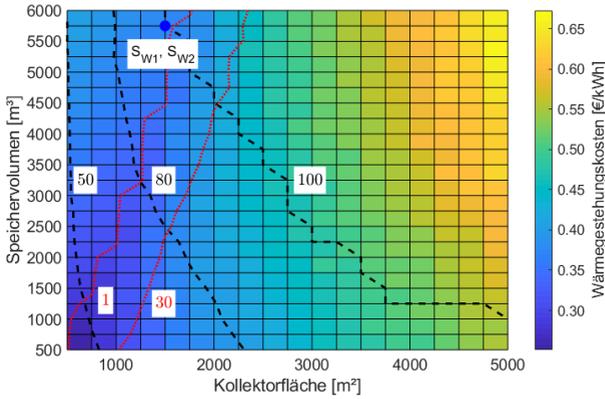
Abbildung 4: Einfluss der Kollektorfläche und Speichervolumens auf den solaren Deckungsanteil, TRNSYS-Simulationen

Niedrige Wärmegestehungskosten sind die nächste Bewertungsgröße in dieser Untersuchung. Nach der automatischen Dimensionierung der Komponenten erfolgt die Berechnung der Investitionskosten auf der Basis von spezifischen Kosten (Werte, Funktionen). Diese Investitionskosten fließen dann in die Berechnung der Wärmegestehungskosten in Anlehnung an die VDI 2067 ein. Der Annuitätsfaktor beträgt im vorliegenden Fall 6,51 % (5 % Zinsen, 30 Jahre technische Nutzungszeit für alle Komponenten). Der Wärmepumpenbetrieb benötigt einen sehr hohen Strombedarf, sodass diese Kostengruppe einen großen Einfluss besitzt. Die Stromkosten betragen hier 0,16 €/kWh. Weiterhin werden Planungs-, Grundstücks-, Erschließungs- und Investitionskosten für die virtuelle Nachheizung sowie die Mehrwertsteuer und eine finanzielle Förderung nicht berücksichtigt.

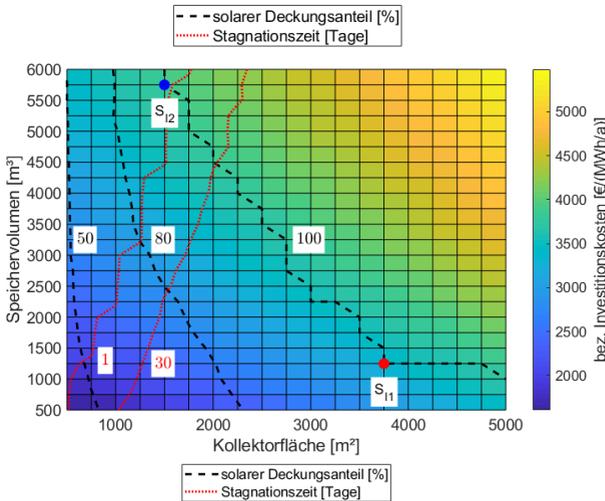
Die Wärmegestehungskosten zeigt die Abbildung 5a). Zur besseren Orientierung sind in den nachfolgenden Diagrammen die Isolinien für die solaren Deckungsanteile f_{sol} von 50 %, 80 % und 100 % eingezeichnet. Außerdem soll beachtet werden, dass bei Systemen mit hohen solaren Deckungsanteilen bzw. bei einem steigenden Verhältnis von Kollektorfläche zu Speichervolumen häufiger Stagnationsfälle auftreten. Diese Stagnationsfälle führen zu einem Ausfall des Kollektorkreises für mindestens einen Tag, zu einer erhöhten thermischen Belastung der Anlage und ggf. zu Folgeschäden sowie zu zusätzlichen betriebsgebundenen Kosten (z. B. Personaleinsatz zur Kontrolle und Wiederinbetriebnahme). Für die vorliegende Auswertung wurde festgelegt, dass die Zusatzkosten von 2000 € pro Tag mit einer Stagnation betragen. Die übliche stundenweise Betrachtung der Stagnationszeit gibt keine Auskunft, an wie vielen Tagen im Jahr die Anlage ausfällt. Aus diesem Grund ist es zweckmäßig die Anzahl der Tage anzugeben, an denen Stagnation auftritt. In den folgenden Diagrammen (Abbildung 5, Abbildung 6) wurden zwei Grenzlinien für die Anzahl der Stagnationstage eingezeichnet. Diese zwei Grenzlinien teilen jedes Diagramm in drei Bereiche. Im linken Abschnitt tritt keine Stagnation auf. D. h., der Systembetrieb erweist sich als sicher. Im Übergangsbereich, zwischen beiden Grenzen für die Stagnationszeit, kommen Stagnationsfälle zunehmend häufiger vor. Im letzten Abschnitt steigt die Häufigkeit der Ausfälle so weit an, dass von der Auslegung in diesem Bereich aus Sicherheitsgründen grundsätzlich abzuraten ist.

Die Wärmegestehungskosten in Abbildung 5a) auf der Grenzkurve für f_{sol} von 100 % liegen im linken Diagrammbereich. d. h., optimale Verhältnisse liegen bei niedrigen Verhältnissen von Kollektorfläche zu Speichervolumen. Berücksichtigt man die oben genannten Aspekte nicht, würden sich niedrige Wärmegestehungskosten im rechten Diagrammbereich befinden.

Abbildung 5b) zeigt ergänzend die spezifischen Investitionskosten für die Systeme. Die Investitionskosten werden hier zur jährlichen Netzwärmlast ins Verhältnis gesetzt. Steigende Werte weisen spezifisch hohe Investitionen aus. Abbildung 5b) zeigt, dass für die Grenzkurve f_{sol} von 100 % die Werte in einem bestimmten Kostenbereich liegen. Lässt man oben genannte Aspekte außer Acht, wären auch Auslegungspunkte im rechten Diagrammbereich möglich.



a) Wärmegestehungskosten



b) spezifischen Investitions-kosten

Abbildung 5: Kosten für unterschiedliche Anlagendimensionierungen

In dieser Betrachtung soll auch der städtebauliche Aspekt des Verbrauchs an Grundfläche¹² berücksichtigt werden. Das betrachtete Quartier ist relativ stark bebaut. Abstände zwischen den Bestandsgebäuden sowie Neubauten (z. B.

¹² Das System benötigt Grundflächen insbesondere für das Kollektorfeld, den Speicher und für ein Gebäude (Technikzentrale). Die vereinfachte Betrachtung vernachlässigt z. B. Trassenführungen. Hier wird angenommen, dass das Kollektorfeld als Freilandaufständerung (eine theoretisch geschlossene Fläche) realisiert wird. Damit kommt ein minimaler Flächenverbrauch für das Feld zum Ansatz. Andere Feldkonstruktionen (z. B. Dachintegration auf den jeweiligen Gebäuden) und Systemkonzepte (z. B. Drei- und Vier-Leiter-Netze) bleiben unberücksichtigt.

Versorgungszentrale) sollten eingehalten werden. Bestehende Grünflächen z. B. mit Wäsche- oder Spielplätzen sollte man unbedingt erhalten. Im Randbereich des Quartiers stehen viele Flächen (z. B. Gärten, Garagen) für die Installation der Technik nicht zur Verfügung. Deswegen sind Varianten mit minimalem Grundflächenverbrauch hier und auch in anderen Fällen interessant.

Eine Abschätzung zu den minimal benötigten Grundflächen für das System liefert Abbildung 6. Der Punkt $S_{G,min}$ markiert die Stelle mit einer minimalen Grundfläche (1686 m²). Es gelten gleichzeitig die Nebenbedingungen, dass der solare Deckungsanteil 100 % beträgt und keine Stagnation auftritt. Die optimale Auslegung liegt wiederum im linken Diagrammbereich bei niedrigen Kollektorfläche-Speichervolumen-Verhältnissen.

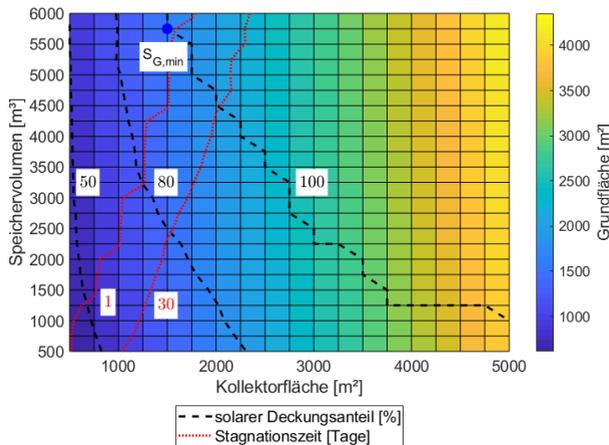


Abbildung 6: Abschätzung zum minimalen Grundflächenbedarf für das System, idealisierte Annahmen

Tabelle 1 liefert eine Übersicht zu den besprochenen Stellen S. Der Index 1 weist jeweils die minimalen Kosten aus. Mit dem Index 2 werden die vorherigen Varianten zusätzlich nach dem minimalen Grundflächenbedarf ausgewertet. Tabelle kann man auch Kennzahlen entnehmen, die für einen Systemvergleich geeignet sind.

Tabelle 1: Übersicht zu den Punkten mit einer Auslegung nach den vorgegebenen Kriterien und Kennzahlen

Stelle	A_{Koll} [m ²]	V_{Sp} [m ³]	A_G [m ²]	k_W [€/kWh]	$k_{I,spez}$ [€/(MWh/a)]	$\frac{A_{Koll}}{V_{Sp}}$ [m ² /m ³]	$\frac{A_{Koll}}{Q_{Netz}}$ [m ² /(MWh/a)]	$\frac{A_{Koll}}{A_{Wohn}}$ [m ² /m ²]
S_{w1}	1500	5750	195,0	0,37		0,261	1,65	0,193
S_{w2}	1500	5750	195,0	0,37		0,261	1,65	0,193
S₁₁	3750	1250	310,5		3447,06	3,000	4,13	0,482
S₁₂	1500	5750	195,0		3924,44	0,261	1,65	0,193

Durch die Berücksichtigung der Stagnationsfälle bei den Kostenberechnungen (Abbildung 5a)) ergibt sich eine Überlappung der Punkte S_{w1} und S_{w2} . Damit stimmen die minimalen Wärmegestehungskosten in beiden Fällen überein. Die minimalen spezifischen Investitionskosten (Abbildung 5b), Punkt S_{11} liegen in einem ungünstigen Bereich mit einer sehr hohen Anzahl an Stagnationsfällen. Durch die zusätzliche Betrachtung des Grundflächenbedarfs (Abbildung 6) stellte sich heraus, dass die Kosten für S_{12} auch im Punkt S_{w2} minimal werden.

Die Kennzahlen in Tabelle 1 weisen relativ kleine Kollektorflächen aus. Das scheint plausibel zu sein, weil eine saisonale Speicherung erforderlich ist. Diese Kennzahlen stimmen näherungsweise mit den Literaturquellen bzw. ähnlichen Arbeiten [4], [5], [6] überein.

Die Stelle S_{w2}) liefert demzufolge die Werte für eine optimale Auslegung des Systems. Bei einer genaueren Modellierung des Systems (z. B. Wärmepumpenbetrieb, Einkauf von erneuerbarem Strom) oder Änderung der Randbedingungen ist eine Verschiebung des gezeigten Punkts möglich bzw. wahrscheinlich.

Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurden die Machbarkeit und ein Konzept für eine solare Nahwärmeversorgung mit Wärmepumpeneinsatz untersucht. Eine Wärmebereitstellung im Quartier Marienthal (Zwickau) ist mit 100 % erneuerbarer Energie möglich. Die Parameterstudie hat gezeigt, dass die Vielzahl der Möglichkeiten durch technische und wirtschaftliche Kriterien sowie den Grundflächenbedarf im Quartier stark eingeschränkt werden. Die Untersuchung liefert vorab Parameter bzw. Kennzahlen für eine optimale Systemauslegung.

Die Wärmegestehungskosten für emissionsfreie Versorgung liefern mit 0,37 €/kWh einen moderaten Wert¹³. Hier ist zu beachten, dass das System mit saisonaler Speicherung relativ klein ist (Versorgung von 133 Wohneinheiten). Bei steigender Systemgröße ist mit einer Kostendegression zu rechnen. Weiterhin versorgt das System ein Quartier mit Bestandsgebäuden, welche weitgehend mit einer konventionellen Heizungstechnik ausgerüstet sind.

Deswegen werden weitere Systemvarianten zur emissionsfreien Versorgung untersucht. Aus dieser Arbeit leiten die Autoren folgende Strategien ab: Steigerung der Anzahl an Wohneinheiten bzw. Vergrößerung des Systems, Betrachtung anderer Wärmequellen, Optimierung der Wärmepumpen und des Speichers sowie Verbesserung der Systembetriebsweise bzw. Regelstrategien.

Quellen

- [1] Leonhardt, S.; Höhne, E.; Neumann, T.; Teich, T.; Bodach, M.; Hoffmann, M.; Kretz, D.; Hempel, T.; Schwind, M.; Franke, S.; Urbaneck, T.; Gill, B.; Schneider, M.: Demonstration einer energieeffizienten und sozialgerechten Quartiersentwicklung auf Basis elektrisch-thermischer Verbundsysteme in Zwickau Marienthal – Projekt ZED: Zwickauer Energiewende demonstrieren. In: Pöschk, J. (Hrsg.): Energieeffizienz in Gebäuden – Jahrbuch 2018. Berlin: VME – Verlag und Medienservice Energie, 2018, S. 147-154. - ISBN 978-3-936062-14-4.
- [2] Projektträger Jülich (PtJ): Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt. 2019, URL: <https://www.ptj.de/solares-bauen-energieeffiziente-stadt> [abgerufen am: 10.02.2019].
- [3] TRNSYS: A TRaNsient SYStems Simulation Program - Version 18. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison und Transsolar Energietechnik GmbH, Stuttgart, 2019.
- [4] Hornberger, M.: Solar unterstützte Heizung und Kühlung von Gebäuden. Bd. 47. Stuttgart, Universität, Diss.: Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein, 1994. - ISBN 3-922-429-48-3.
- [5] Raab, S.: Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher. Stuttgart, Universität, Diss., Cuvillier Verlag, 2006. - ISBN 978-3-86727-048-9

¹³ Solare Nahwärmesysteme ohne Wärmepumpe konnten in Deutschland Deckungsanteile $f_{sol} = 40...50$ % erreichen (keine Emissionsfreiheit). Die solaren Wärmegestehungskosten lagen in der Zeit von 1998 bis 2004 im Bereich von 0,23 €/kWh. Bei einem Anstieg des solaren Deckungsanteils konnte man einen sehr starken Anstieg der solaren Wärmekosten feststellen. Durch eine weitere Optimierung des vorgestellten Systems sind erfahrungsgemäß signifikante Kostenreduktionen möglich.

- [6] Marx, R.: Integration von Wärmepumpen in solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung. Stuttgart, Universität, Diss., Aachen: Shaker, 2015. - ISBN 978-3-8440-3476-9.
- [7] Nefodov, D.; Xiao, S.; Urbaneck, T.: Emissionsfreie Wärmeversorgung – Stand der Technik und ein neuer Ansatz. Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik (HLH), BD. 70, Nr. 9, 2019, S. 90-97.
- [8] Urbaneck, T.: Interne Information. Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, 2017.
- [9] Der Deutsche Wetterdienst: Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Der DWD. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/derdwd/derdwd_node.html. [Zugriffen: 08-Januar-2018].
- [10] Shrestha, N. L.: Interne Information. Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, 2019.
- [11] VDI 6002 Blatt 1: Solare Trinkwassererwärmung Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau. Berlin: Beuth Verlag GmbH, März 2014.
- [12] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/__19.html. [Zugriffen: 20-Juli-2019].
- [13] Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Shrestha, N. Lal; Platzer, B.; Göschel T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Technische Umsetzung der solaren Fernwärme Brühl. EuroHeat&Power, VVEW Energieverlag 46. Jg. (2017) Heft 11 S. 20-23. - ISSN 0949-166X
- [14] Urbaneck, T.; Findeisen, F.; Mücke, J. M.; Lang S.; Gensbaur, M.; Bestenlehner, D.; Drück, H.; Beyer, R.; Pieper, K.: Oberirdische Speicher in Segmentbauweise für Wärmeversorgungs-systeme – OBSERW; Abschlussbericht zum Verbundvorhaben. Förderkennzeichen: 03ET1230A/B/C. 2014 - 2018. URL: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa2-210713> [abgerufen am: 12.02.2019]
- [15] Oppelt, T.; Urbaneck, T.; Otto, S.; Heinrich, I.; Schmidt, A.; Göschel, T.; Uhlig, U.; Frey, H.: Development of a software system for optimal operation of heating networks with central solar plant. ISES EuroSun 2018 Conference – 12th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry. Rapperswil, Switzerland. 2018
- [16] Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Sehwoester, I.; Bank, E. F.: Große Druckbehälter als thermische Energiespeicher, Teil 1: Vor- und Nachteile sowie Einsatzgrenzen. EuroHeat&Power, VVEW Energieverlag 47. Jg. (2018) Heft 11-12, S. 18-23. - ISSN 0949-166X.

Dank

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03SBE114C aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Besonderer Dank gilt auch dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
Lateinische Buchstaben		
<i>A</i>	Fläche	m ²
<i>f</i>	Deckungsanteil	%
<i>k</i>	spezifische Kosten	€/kWh, €/(MWh/a)
<i>Q</i>	Wärmemenge	MWh/a
<i>V</i>	Volumen	m ³

Indizes und Abkürzungen

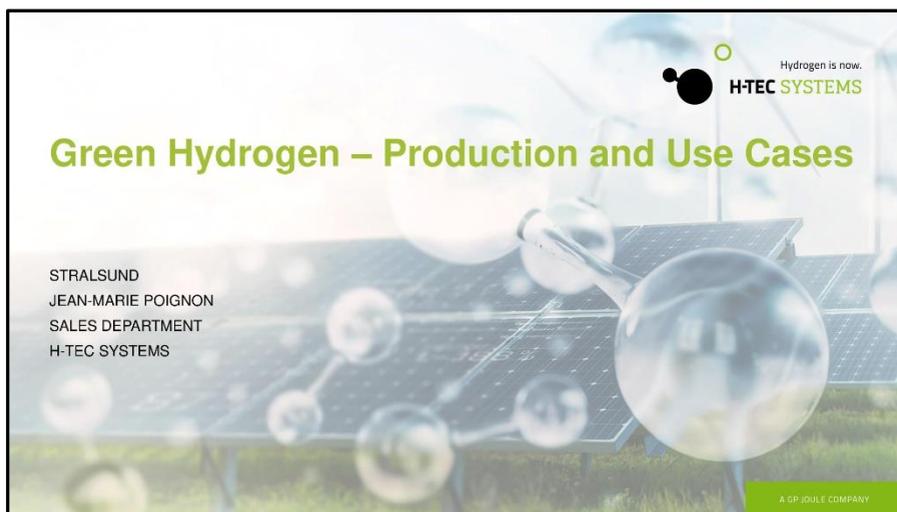
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
DWV	Dreiwegeventil
G	Grundfläche
I	Investitionskosten bezogen auf die jährliche Wärmelast
Koll	Kollektor
Netz	Nahwärmenetz
NH	Nachheizung
P	Ver
PV	Photovoltaik
S	Stelle
sol	solar
spez	spezifisch
Sp	Speicher
th	thermisch

W	Wärmegestehungskosten
Wohn	Wohnungsfläche
Verlust	Wärmespeicher
WÜ	Wärmeübertrager
ZED	Zwickauer Energiewende Demonstrieren

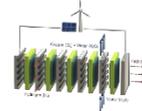
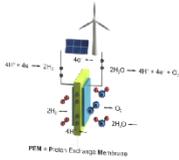
GREEN HYDROGEN – PRODUCTION AND USE CASES

Jean-Marie Poignon

H-TEC Systems GmbH, Maria-Goeppert-Straße 9a, 23562 Lübeck



H-TEC ENABLES A HIGHLY ECONOMIC CONVERSION OF ELECTRICITY INTO HYDROGEN



Electrolysis Cell

- Water is split into hydrogen and oxygen
- Electrical energy out of renewables is transformed to chemical
- H-TEC has many years of experience in constructing electrolysis cells

Electrolysis Stack

- Many cells in series connection build a stack
- With increasing number of cells, gross performance of the stack is increasing as well
- To achieve higher performances stacks can be connected to a stack array

Electrolyzer

- The electrolyzer is built around its key technology, the stacks
- H-TEC electrolyzers have heat, power, oxygen and hydrogen interfaces

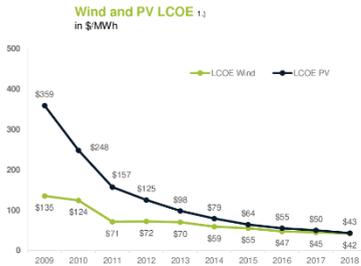
19.09.2019 - Page 2

A GP JOULE COMPANY

HYDROGEN CAN OFFER ECONOMICALLY VIABLE SOLUTIONS IN THE ENERGY TRANSITION



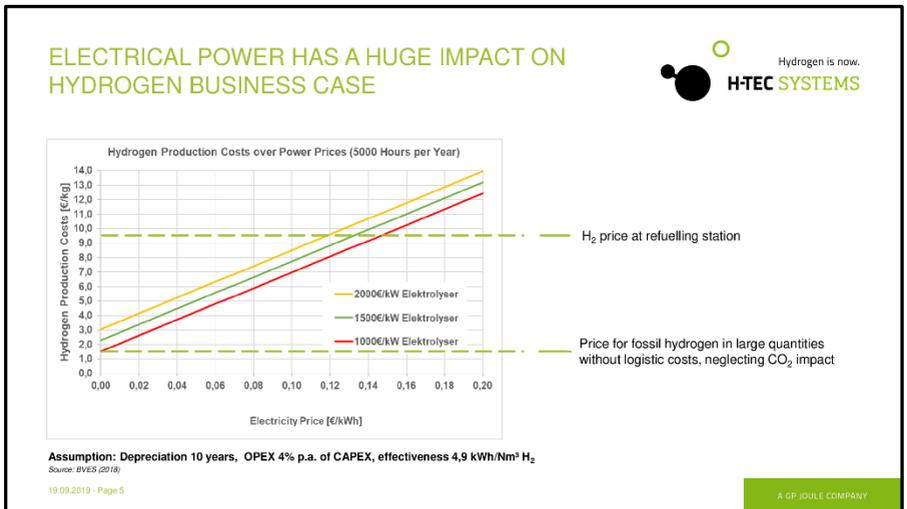
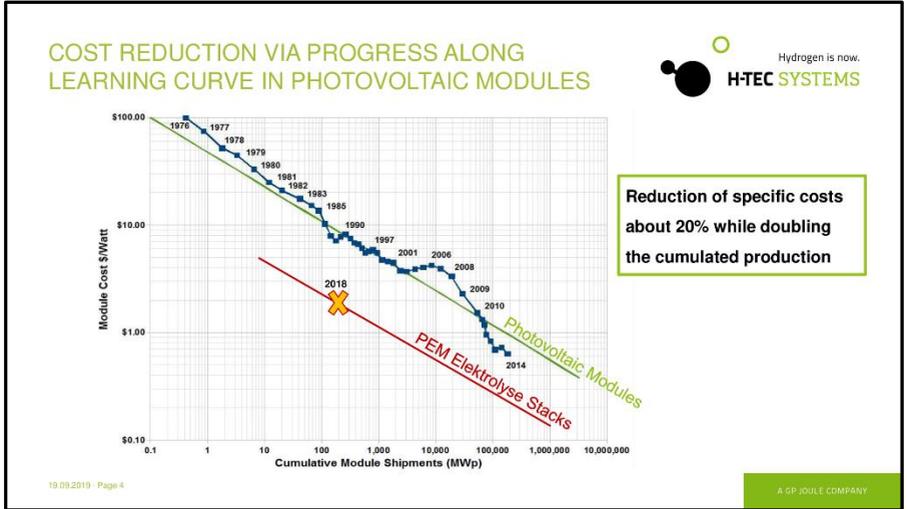
- LCOE of wind and PV are expected to fall by more than 50% until 2050 (2.)
- Wind and PV are on the brink to become the cheapest form of electricity
- Electrical power constitutes 70-80% of total cost of hydrogen
- Significant drop in LCOE has a huge impact on business case
- It is expected that renewable hydrogen is following the same path



Source: 1.) Lazard, Renewables Now 2.) BloombergNEF New Energy Outlook 2018

19.09.2019 - Page 3

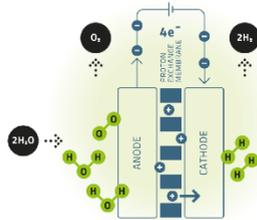
A GP JOULE COMPANY



H-TEC SYSTEMS IS DEVELOPING ITS HYDROGEN BUSINESS SINCE 1997



- 20+ years of experience in providing hydrogen solutions
- Team of 30+ innovative employees
- 20+ years of experience in delivering hydrogen solutions
- Leading PEM stack technology and system design



- Production facilities located in leading industrial regions
- Serving customers all over Europe
- Enabling the most economic conversion of electricity into hydrogen using PEM electrolysis

19.09.2019 - Page 6

A GP JOULE COMPANY

OUR PRODUCTION FACILITIES ARE LOCATED IN GERMANY



Braak, Schleswig-Holstein

- Stack Development
- Production of S30 and S450 Stacks
- Stack Test Management

Augsburg, Bavaria

- Headquarter of H-TEC SYSTEMS
- Production of electrolyzers
- Electrolyzer Test Management



19.09.2019 - Page 7

A GP JOULE COMPANY

H-TEC SYSTEMS IS DEVELOPING ITS HYDROGEN BUSINESS SINCE 1997

Scale up
Enhancement of the business model and product development

Market establishment
New investor MAN Energy Solutions; product launch of the 1MW electrolyzer

Electrolyzer market launch
Development and launch of the 225kW electrolyzer

Strategic restructuring
Majority acquisition by GP JOULE and strategic orientation to marketable electrolysers and stacks

Basic Research
R&D in the field of water electrolysis

Hydrogen is now.
H-TEC SYSTEMS

2022: 10 MW

2019: 1 MW

2017: 225 kW

2010-2016

1997-2009

19.09.2019 - Page 9 A GP JOULE COMPANY

H-TEC SYSTEMS IS A LEADING PRODUCER OF PEM STACKS



Series-S30 stacks (1 to 5 kW)

- High power density
- Low transformation costs
- Above-average efficiency
- Supplied to third-party integrators for their tailor made solutions
- Suited for home power solutions and small hydrogen production units



Series-S450 stacks (100 kW)

- High power density
- Low transformation costs
- Above-average efficiency
- Suited for integrated solutions for a hydrogen production for more than 50kg/d
- Operated in H-TEC SYSTEMS Series ME Electrolysers

Hydrogen is now.
H-TEC SYSTEMS

A GP JOULE COMPANY

19.09.2019 - Page 9

H-TEC SYSTEMS IS A LEADING PRODUCER OF PEM ELECTROLYSERS



ME 100/350 electrolyzer

- Nominal load of 225 kW
- Hydrogen production of 100 kg/d



ME 450/1400 electrolyzer

- Nominal load of 1 MW
- Hydrogen production of 450 kg/d



10 MW electrolyzer concept

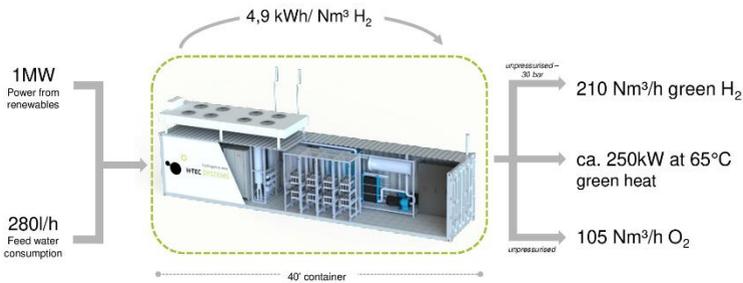
- Hydrogen production 4,5t/d
- Available 2020

- Excellent price-performance ratio leading to minimal H₂ production costs
- Multiple-stack design reduces risk and lowers the overall costs
- Capable of dynamic part load operation to enable grid balancing services
- High conversion efficiency (74%), additional heat integration
- 5.0 hydrogen quality (ISO14687-2) suitable for refuelling applications

19.09.2019 - Page 10

A GP-SCALE COMPANY

HIGHLY EFFICIENT ENERGY CONVERSION WITH PEM ELECTROLYZERS



19.09.2019 - Page 11

A GP-SCALE COMPANY

HYDROGEN MOBILITY CONCEPT: EFARM IN SCHLESWIG-HOLSTEIN

Excess electricity from local renewables is converted into emission-free mobility

- Production: 5 ME100/350 Electrolysers
- Public Transport: 2 Hydrogen busses
- Fuelling: Hydrogen trailer truck to refuelling station

- Proof of reduction in CO2 emissions
- Annual CO2 saving of 322 tonnes per bus plus 800 tonnes by utilising the waste heat
- Electrolyser's full load hours can be doubled

Complete system to be installed in 2019

19.09.2019 - Page 12

A GP JOULE COMPANY

FURTHER REFERENCE PLANTS AND PROJECTS

A GP JOULE COMPANY

Prototype ME 100/350 Reußenköge in operation

- Prototype ME 100/350 in Reußenköge
- Production Rate: 47 Nm³/h
- In operation since July 2017

ME 100/350 for Westre in production

- H₂ supply for refuelling station
- Production rate: 47 Nm³/h
- Customer: Windpark Eilhöft
- Commissioning: Q4 2019

19.09.2019 - Page 13

ME450/1400 for gas grid injection in Haurup

- Project within NEW 4.0 regional network scope in Northern Germany
- Production rate: 210 Nm³/h
- Customer: Energie des Nordens, Greenpeace Energy
- Commissioning: Q3 2020

A GP JOULE COMPANY

REFERENCES & PARTNERS

Hydrogen is now.
HTEC SYSTEMS

NOVAMAN
NOW-GMBH

MAN Energy Solutions
Future in the making

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

WINDPARK
EILHÖFT

Maschinen und
Brennstoffzellentechnologie
ZBT

DLR

ZAE BAYERN

JÜLICH
Forschungszentrum

ENERGIE DES MORGENS

GREENPEACE ENERGY

Fraunhofer IFAM

Fraunhofer ISE

19.09.2019 Page 14

A GP JOULE COMPANY

MOBILITÄTSSTATISTIK MECKLENBURG-VORPOMMERN

J. H. Prause, M. Meyer, D. Holtz, Prof. Dr.-Ing. E. Hassel

Universität Rostock, Albert-Einstein-Straße 2, D-18059 Rostock

Kontakt: www.ltt.uni-rostock.de, jens.prause@uni-rostock.de

Zusammenfassung

Der Primärenergiebedarf im Mobilitätssektor ist ungefähr gleich dem im Stromsektor. Dem gegenüber steht ein verhältnismäßig geringer Anteil erneuerbarer Energien in diesem Sektor. Er betrug im Jahr 2017 rund 5%. Es liegt daher nahe, überschüssigen, erneuerbaren Strom auch in dem Mobilitätssektor zu verwenden. Um nicht nur Aussagen über die Energiemengen in den Sektoren geben zu können, sondern auch über das Zeitverhalten und Leistungsspitzen, wurde eine Mobilitätsstatistik für das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern entwickelt. Sie gibt Aufschluss über den Leistungsbedarf für das Referenzjahr 2017. Resultierend können Aussagen über Emissionen getroffen werden und diese Informationen können wiederum in ein dynamisches Energiesystemmodell des Landes Mecklenburg-Vorpommern überführt werden.

Summary:

The energy demand in the mobility sector is approximately the same as in the electricity sector. On the contrary, there is a relatively small share of renewable energy in this sector. In 2017 it was around 5%. It is therefore logical to use excess renewable electricity in the mobility sector as well. A mobility statistic was developed for the federal state of Mecklenburg-Western Pomerania in order not only to be able to give information about the energy quantities in the sectors, but

also about the time behaviour and power peaks. It provides information on the power requirement for the reference year 2017. As a result, statements can be made about emissions and this information can in turn be transferred into a dynamic energy system model for Mecklenburg-Western Pomerania.

Einleitung

Mit der fortschreitenden Energiewende geraten auch andere Sektoren als der Stromsektor in den Fokus der Öffentlichkeit. Im Rahmen des Projektes „Netzstabil“ der Universitäten Rostock und Greifswald sowie der Hochschule Stralsund werden Möglichkeiten der intelligenten Sektorenkopplung erforscht. Im Zentrum stehen neben dem Stromsektor auch der Wärme- und der Mobilitätssektor in Mecklenburg-Vorpommern. Aufbauend auf dem Ist-Stand des Energiesystems werden zukünftige Energiesysteme anhand ihrer Emissionen, ihrer Kosten und ihrem Beitrag zur Netzstabilität hin untersucht. Fundamental sind dabei die Betrachtung und Analyse des Ist-Standes, um diesen bestmöglich zu modellieren. Um für den Sektor der Mobilität geeignete Datensätze zu erhalten wurden wissenschaftliche Publikationen ausgewertet, sowie eigene Berechnung für das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern angestellt, um nicht nur Aussagen über den Energiebedarf zu erhalten, sondern auch Informationen über das Zeitverhalten im Referenzjahr 2017. Dabei flossen sowohl Erhebungen über den Straßen-, Schienen-, Luft- sowie über den Schiffsverkehr ein.

Mobilitätsstatistik Mecklenburg-Vorpommern

Grundsätzlich lässt sich Mobilität in verschiedene Kategorien einordnen. Im Folgenden wird zwischen Personen- und Güterverkehr unterschieden. Beide Kategorien lassen sich anhand des genutzten Verkehrsmittels weiter unterteilen. Binnen- und Seeschifffahrt, Luftverkehr, Güterverkehr auf der Straße oder Schiene, individueller und öffentlicher Personenverkehr sind hierbei nur einige. Nicht für jede Kategorie oder Unterkategorie liegen entsprechend nutzbarer Daten vor, um den jeweiligen Mobilitätssektor in einer dynamischen Verkehrsstatistik zu integrieren. Darauf wird im folgenden Kapitel sektorenspezifisch eingegangen.

a) Grundlagen einer dynamischen Mobilitätsstatistik

Für die Bestimmung einer dynamischen Verkehrsstatistik und darauf aufbauend für die Betrachtung des äquivalenten CO₂-Ausstoßes ist eine solide Datenbasis erforderlich. Für den Personenverkehr wird von der Technischen Universität Dresden seit 1972 alle vier Jahre die Studie „Mobilität in Städten“ herausgebracht. Aufbauend auf Befragungen werden Häufigkeit, Uhrzeiten und Verkehrsmittel ausgewertet und die Ergebnisse in tabellarischer Form veröffentlicht. Der Umfrage immanent ist, dass sowohl der Binnen- als auch der Quellverkehr sowie der rückfließende Zielverkehr berücksichtigt werden. Nur ein kleiner Anteil des individuellen Verkehrsaufkommens ist Durchgangsverkehr, der aufgrund kleiner Stichproben keine Berücksichtigung in der Studie findet [1]. Ähnlich wird auch in [2] vorgegangen. Der Außenverkehr wird in diesen Statistiken nicht berücksichtigt.

Für alle weiteren Formen der Mobilität, also dem Personenluft- und Schiffsverkehr sowie dem gesamten Güterverkehr existiert keine valide Datenbasis zur Bestimmung dynamischer Tagesverlaufskurven. Im Folgenden werden diese Bereiche anhand ihres Verkehrsaufkommens und den damit verbundenen Emissionen kurz dargestellt. Sie sind von der dynamischen Betrachtung ausgenommen, vielmehr wird in der auf diese Arbeit folgenden Energiesystemsimulation für diese Bereiche ein konstanter Bedarf zu Grunde gelegt.

Für die Berechnung der Emissionen ist neben einer guten Datenbasis auch die Bestimmung der Systemgrenze entscheidend. Die Berechnung der Emissionen gestaltet sich einfach, wenn die Systemgrenze nicht überschritten wird. In diesem Fall werden die Emissionen voll dem Bezugssystem zugeschlagen. Anders verhält es sich, wenn die Systemgrenze überschritten wird. Es können dabei mehrere Optionen unterschieden werden, wonach diese Emissionen zu erfassen wären:

1. Option: Die Emissionen werden dem Bezugssystem vollständig zugerechnet, wenn das Verkehrsmittel im Bezugssystem betankt wurde.
2. Option: Die Emissionen werden dem Bezugssystem nur anteilig, gemessen an der im System zurückgelegten Wegstrecke zugeschrieben.
3. Option: Die Emissionen werden gesondert betrachtet. Es wird nur der Binnen-, Quell- und rückfließende Zielverkehr berücksichtigt.

Für die meisten Verkehrsarten existiert nur eine unzureichende Datenlage. Valide Aussagen können auch hier lediglich für den Personenverkehr ausgenommen dem Luft- und Schiffsverkehr getätigt werden, völlig ausgenommen ist der Güterverkehr. Diese Einschränkungen haben zur Folge, dass weder die Mobilität

noch die resultierenden Emissionen vollständig in einer dynamischen Tagesverlaufskurve abgebildet werden können.

b) Güterverkehr

Laut [3] gab es im Jahr 2017 in den Häfen von Mecklenburg-Vorpommern 10.979 Schiffsanläufe. Die größte Anzahl, nämlich 6.292 geht auf Ro-Ro-Fährschiffe zurück. Zweitgrößte Gruppe waren Stückgutfrachter mit 2.406 Anläufen. Zum Vergleich sei an dieser Stelle noch die Anzahl der Kreuzfahrtschiffsanläufe mit 189 benannt. Aufgrund mangelnder Daten, wie zum Beispiel dem mittleren Gewicht und der mittleren zurückgelegten Strecke können zu diesem Segment keine validen Aussagen zu den hervorgerufenen Emissionen gemacht werden.

Der restliche Güterverkehr setzt sich zusammen aus dem Schienengüter-, dem Binnenschiff- und dem Straßengüterverkehr. Tabelle zeigt die Güterförderleistung innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns in Tonnenkilometer. Mit einem Anteil von über 90 % ist der Gütertransport auf der Straße das mit Abstand wichtigste Segment, was auch eine Studie des Umweltbundesamtes bestätigt. Hier werden die Gesamtemissionen des Verkehrssektors in Deutschland mit 153,3 Mio. t CO₂ angegeben, von denen 145,4 Mio. t auf den Straßenverkehr entfielen [4].

Tabelle 1: Förderleistung in Mecklenburg-Vorpommern nach Verkehrsmitteln für das Jahr 2010 [5]

Verkehrsmittel	Förderungsleistung in Tsd. tkm	Anteil in %
Bahn	10.729	7,43
Lkw	133.567	92,55
Binnenschiffahrt	23	0,02
Gesamt	144.319	100

Tabelle 2 zeigt die Förderleistung aus dem Jahr 2010 im Vergleich zum Referenzjahr und die mit dem Transport einhergehenden Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zu anderen Sektoren macht dieser Bereich nur einen verhältnismäßig geringen Anteil an den Gesamtemissionen aus.

Tabelle 2: Förderungsleistung im Straßengüterverkehr in Mecklenburg-Vorpommern [6], eigene Berechnungen

Jahr	Förderleistung in Tsd. tkm	CO ₂ -Emissionen in t
2010	133.456	13.746
2017	147.324	15.174

c) Personenverkehr

Der Flughafen Rostock-Laage ist Hauptverkehrsflughafen in Mecklenburg-Vorpommern [5]. In Tabelle sind die Daten zu der Anzahl der Flüge und der zurückgelegten Kilometer, der Anzahl der Passagiere an Bord der Flugzeuge für Inlandsflüge, Auslandsflüge und in der Summe erfasst. Die Gesamttreibhausgasemission für den Flugverkehr von Rostock-Laage beträgt für Flüge innerhalb Deutschlands 26.922 t, für Flüge ins Ausland 45.101 t und insgesamt 72.023 t.

Tabelle 3: Verkehrsleistung ab Rostock-Laage und dazugehörige Treibhausgasemission im deutschen Luftraum [7], eigene Berechnungen

Strecke		Inlandsflüge	Auslandsflüge	Gesamt
Flug	Anzahl	5.175	913	6.088
	km	838.581	1.848.183	2.686.764
Passagiere an Bord	Anzahl	31.338	103.875	135.213
Treibhausgasemission	in t	26.922	45.101	72.023

Den größten Anteil an den Emissionen hat der individuelle Personenverkehr. Tagesverlaufsdaten der Mobilität liegen innerhalb der SrV-Studie für verschiedene Gruppen vor. Besonders wesentlich ist die Unterscheidung von städtischer und

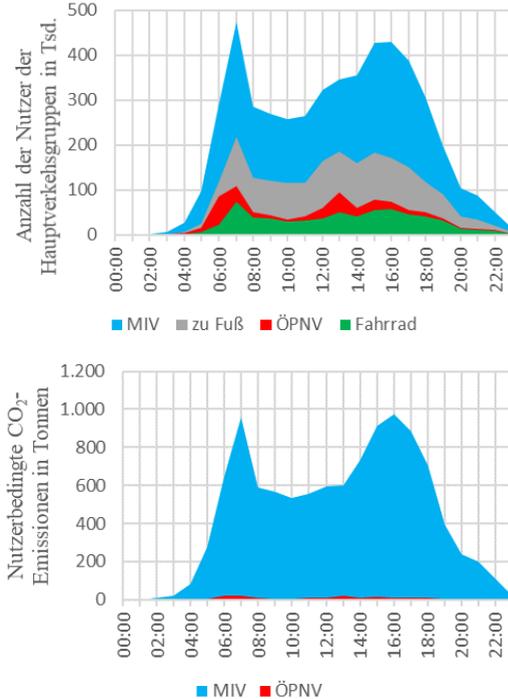


Abbildung 6: Anzahl der Nutzer (oben) und nutzerbedingte CO₂-Emissionen (unten)

ländlicher Bevölkerung. Auf dem Land ist die Nutzung des Autos wesentlich stärker vertreten als in der Stadt, ebenso unterscheidet sich die durchschnittliche Weglänge pro Tag (Stadt: 36 km; Land: 44 km) [2]. Entsprechend der Bevölkerungsstruktur des Bundeslandes ist im oberen Teil der Abbildung 1 die Anzahl der Nutzer über einen mittleren Werktag aufgetragen. Im Vergleich zum Wochenende zeichnen sich Werktage durch besonders hohe Verkehrsspitzen am Morgen und am Nachmittag aus. Insgesamt werden durchschnittlich 3,5 bzw. 3,6

Wege pro Tag zurückgelegt. Die durchschnittliche Fahrzeugbesetzung liegt bei 1,3 Personen/PKW. Die mittleren Emissionen eines PKWs pro Person liegen in Deutschland bei 139 g/Pkm. Daraus ergibt sich der untere Teil der Abbildung 6 in dem die nutzerbedingten CO₂-Emissionen aufgetragen sind. Im ländlichen Raum spielt der öffentliche Nahverkehr kaum eine Rolle. Lediglich morgens und mittags sind deutliche Nutzerspitzenlasten zu erkennen. Diese sind auf den Schulbeginn und den Schulschluss zurückzuführen.

Zwischen 6 und 7 Uhr erreicht die Mobilität in Mecklenburg-Vorpommern ihren höchsten Wert. Hier sind ca. 473.000 Menschen unterwegs. Davon ca. 74.000 auf dem Fahrrad, 36.000 Menschen im ÖPNV, 109.000 zu Fuß und 254.000 in ihrem PKW oder als Beifahrer. In diesem einstündigen Zeitfenster werden durch die

Mobilität ca. 956 t CO₂ emittiert. Summiert für 251 Werktage im Jahr 2017 erhält man 2.666 Tsd. t CO₂. Bei [8] werden die Emissionen Mecklenburg-Vorpommerns für das Jahr 2014 ohne den Flugverkehr im Mobilitätssektor mit 3.187 Tsd. t angegeben. Der errechnete Wert kann somit als realistisch betrachtet werden.

Ergebnisse & Ausblick

In dieser Studie ist aufbauend auf statistischen Untersuchungen eine Mobilitätsstatistik spezifisch für das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern entstanden. Für den Personenverkehr - ausgenommen dem Luft- und Schifffahrtsverkehr - ist ein stundenscharfer dynamischer Tagesverlauf aufgezeigt worden. Hieraus lässt sich der Bedarf an Mobilität ablesen. Es ist dabei nicht davon auszugehen, dass sich dieser in den nächsten Jahren signifikant ändern wird. Aus der Statistik können somit wichtige Erkenntnisse entnommen werden, z. B. zu welchen Uhrzeiten elektrische Fahrzeuge geladen zur Verfügung stehen müssen und in welcher Stückzahl. Ferner sind die Bedarfskurven wichtiger Bestandteil dynamischer Energiesystemsimulationen, in denen Speichermedien anhand des Bedarfs ausgelegt werden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass überschüssige, erneuerbare, elektrische Energie auch im Mobilitätssektor zunehmend genutzt wird. Um nicht nur Aussagen über die Energiemengen zu erreichen, sondern auch über verbrauchte und erzeugte elektrische Leistung, ist das Zeitverhalten der Bedarfe wesentlich.

Literaturverzeichnis

- [1] Dresden, T. (2018). *Mobilität in Städten - SrV2018*. Dresden.
- [2] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. (2018). *Mobilität in Deutschland*. Berlin.
- [3] Bundesamt, S. (18. September 2019). *Anzahl der Schiffsankünfte in den Seehäfen in Mecklenburg-Vorpommern von 2005 bis 2018 nach Schiffstypen*. Von statista: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/451696/umfrage/seehafen-mecklenburg-vorpommern-anzahl-der-schiffsankuenfte/> abgerufen
- [4] Umweltbundesamt. (2012). *Daten zum Verkehr*. Dessau: Umweltbundesamt.
- [5] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern. (2017). *Statistisches Jahrbuch Mecklenburg-Vorpommern*. Schwerin: Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern.
- [6] Intraplan Consult GmbH. (2014). *Verkehrsprognose für Mecklenburg-Vorpommern bis 2030*. Aachen: Intraplan Consult GmbH.
- [7] atmosfair gGmbH. (2016). *atmosfair Flug-Emissionenrechner Dokumentation der Methode und Daten*. Berlin: atmosfair gGmbH.
- [8] Agentur für Erneuerbare Energien. (18. September 2019). *Föederal Erneuerbar*. Von https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/mobilitaet/auswahl/945-energiebedingte_co2-/#goto_945 abgerufen

Danksagung



Europäische Fonds EFRE, ESF und ELER
in Mecklenburg-Vorpommern

Dieses Forschungsprojekt ist durch den Europäischen Sozialfonds (ESF) und durch das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern im Rahmen der Landesexzellenzinitiative „NetzStabil“ gefördert.

Projekt-nummer: 63160020231043-74

ENERGY EFFICIENCY OPTIMIZATION OF ACTIVELY USED AND UNDERUSED BUILDINGS BASED ON DEMAND-CONTROLLED VENTILATION ACCORDING TO INDOOR CLIMATE

H. Sarvelainen, E. Tuliniemi, T. Korpela, M. Kuosa

South-Eastern Finland University of Applied Sciences

Contact: hannu.sarvelainen@xamk.fi, erja.tuliniemi@xamk.fi, tuija.korpela@xamk.fi
and maunu.kuosa@xamk.fi

Abstract

According to the preliminary research, many underused buildings are using as much energy as actively used buildings, or else the buildings have ventilation turned off to save energy, which is harmful to the building and its users. In addition, there are actively used buildings with unsuitable ventilation for their usage. Research is needed to optimize energy usage and to prevent health problems caused by poor indoor air quality. Optimizing energy usage also lowers CO₂ -emissions, which should be reduced to 20% of 1990 emissions by 2050, according to the European Union's energy and climate strategy.

The goal of this project was to optimize the energy efficiency of underused buildings and the ventilation of actively used buildings. New information and recommendations were formulated during the project for companies and the municipality sector. Sustainable development was the main theme of the project. In addition, equality has been taken into account by providing equal indoor climate for users.

The theoretical portion covers the principles of ventilation and heating. The practical part includes different measurements. The real temperature and electric consumption of the ventilation units are discovered. The interior study includes carbon dioxide concentration, temperature, and moisture content.

The results of the project are the improved energy efficiency of ventilation on demand-controlled ways, and the increased knowledge of optimizing energy usage in the examined buildings. New recommendations have been made for controlling ventilation to reduce carbon dioxide emissions. The results will create guidelines for optimal energy usage, which can be utilized nationally by companies and municipalities to promote energy savings and health.

Introduction

Improving energy efficiency will support the EU's climate and energy policy goals of saving natural resources, reducing greenhouse gas emissions, and at the same time mitigating climate change (Ympäristöministeriö 2018). The European Parliament and the Council adopted directives to improve the energy performance of buildings; low-emission heating systems, enhanced heat recovery and environmentally sound renewable energy sources are thus key energy efficiency improvement measures (Directive (EU) 30.5. 2018/844). Finland is one of the world leaders in many energy-saving measures and energy efficiency. Building regulations that guide construction are used in Finland for sustainable and good construction (Suomen rakentamismääräyskokoelma D1, D2, D5). A good building is based on good indoor air. Studies show that an energy efficient building has better indoor air than a conventional building (Kephelopoulos et al. 2017).

The Energy Efficiency Directive (EED) obliges EU Member States to draw up a National Energy Efficiency Action Plan every three years. Finland's fourth National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP-4) was submitted to the European Commission in April 2017 (Motiva 2019).

In Finland, companies and communities are subject to energy efficiency controls in connection with energy audits and voluntary energy performance agreements. Practical work to promote saving energy and the use of renewable energy sources is carried out by Motiva Oy, a Finnish state-owned company. Motiva will establish cooperative structures, for example, by training authorized energy auditors and supporting operators to join voluntary energy efficiency agreements, in addition to Motiva communicating and monitoring the impact of energy efficiency agreements (Motiva 2019a).

Energy audits under the Motiva model are mandatory for large companies every four years. To be defined as a large enterprise, at least two of the following conditions must be met: a staff of 250, a turnover of € 40 million, a balance sheet

total of € 20 million (Taloushallintoliitto 2018). The voluntary energy efficiency agreements in use in Finland aim to improve energy efficiency in industry, energy and services, real estate, municipalities and properties currently heated by oil. Under certain conditions, the Finnish State or the Ministry of Employment and the Economy will support the implementation of an energy review under the Motiva model or investments promoting energy efficiency by a party to the Energy Efficiency Agreement (Energy Efficiency Agreement. 2018).

In Finland, 25% of the energy used to heat buildings (Tilastokeskus 2018). According to earlier studies, the thermal energy consumption of ventilation typically accounts for 60% of the thermal energy consumption of buildings. Therefore, it is wise to optimize the heating and ventilation of the building in relation to its purpose. The South-Eastern Finland University of Applied Sciences has studied practical examples of this topic in the European Regional Development Fund, the ETKOT project funded by the Kymenlaakso Association, through the optimization of energy efficiency. This article will look at the items considered during the project and the preliminary results of the energy-saving potential.

Improving energy efficiency (HVAC systems)

Improving the energy efficiency of heating, ventilation and air conditioning (HVAC) systems is based on changes in control methods and investments that have an impact on energy consumption. Energy consumption in HVAC systems consists of space heating, ventilation and domestic hot water production.

The energy consumption of heating consists of heat production, transfer and the efficiency of end use. For ventilation, energy consumption consists of the amount of fresh air flow, the difference in temperature of the supply air produced by the post-heating radiator and the operating time of the ventilation machine (Figure 1). For water, the energy consumption consists of the amount of hot water production. Based on this information, changes can be made to reduce energy consumption while achieving cost savings (Motiva s.a.).

Figure 1 shows the building's thermal energy balance. The energy streams entering the building (green arrows) are equal to the streams leaving the building (red streams). Blue arrows depict currents that do not come with energy, but they bind energy and cause losses. If there were no thermal losses in the building, the building would not need heating. However, there are always losses due to heat lost through structures, waste air, warm water and boiler flue gases.

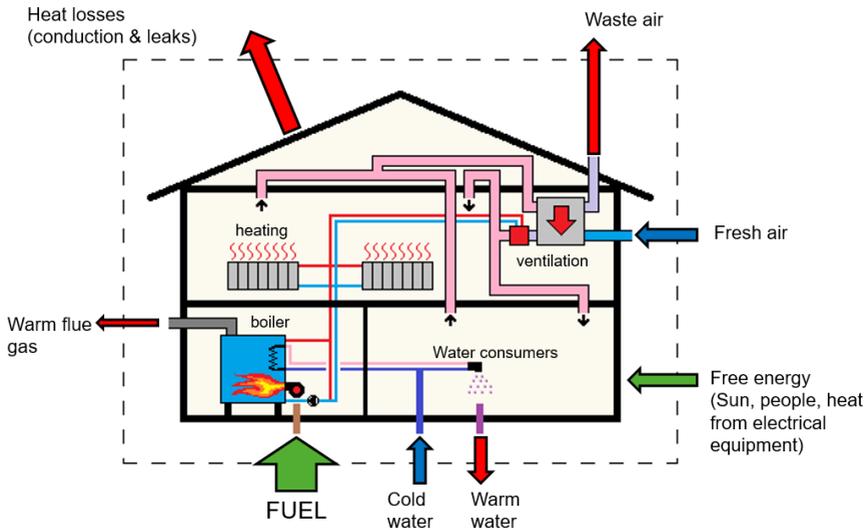


Figure 1. Building's thermal energy balance.

The energy consumption from building heating is part of the end use efficiency of the heating, which can be influenced by the desired indoor temperature. In Finland, there are reference values for indoor temperatures by different building types (Rakennustietosäätiö. 2018).

The amount of energy required to heat a building varies with the outdoor temperature; the higher the outdoor temperature, the lower the energy requirement (Syke 2018). A decrease of 1 °C in the indoor temperature reduces the heating costs by 5%, so it is profitable to keep the indoor temperature within the limits set by the indoor climate rating (Motiva 2019b).

The air quality in the room should be healthy, safe and comfortable for the user. The purpose of building ventilation is to bring clean air into the building and remove impurities through the exhaust air (Figure 2). The energy consumption of the ventilation unit consists of the amount of air flows, the difference in supply air temperature generated by the post-heater and the operating time of the ventilation unit. It must be possible to control and monitor the ventilation performance values and make changes to improve energy efficiency (Suomen rakentamismääräyskokoelma D2).

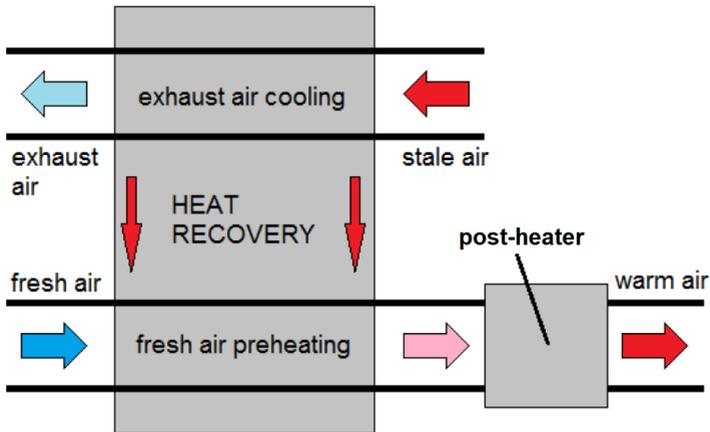


Figure 2. The principle of operation of ventilation equipment.

The volume flows of ventilation air are designed according to the required indoor climate. In addition, in Finland the minimum volume flows are based on building regulations (Suomen rakentamismääräyskokoelma D2). Occasionally the air flow may be too high, wasting unnecessary amounts of thermal energy for heating the supply air and electrical energy for the air flows produced by the fans. Too much air flow has no effect on the indoor air quality compared to the air flow required in the room. In this situation energy consumption can be reduced by reducing air flow (Seppänen 1996, 228). Nowadays the air flow of ventilation machines can be controlled according to the carbon dioxide content of the indoor air. In this situation the ventilation flows are always optimized for energy efficiency and carbon dioxide content in indoor air (Suomen rakentamismääräyskokoelma D2).

The operation of the ventilation unit's heat recovery system affects the temperature of the air entering the post-heater. Energy consumption cannot be influenced if the heat recovery operates as planned. If the heat recovery does not work as planned, the temperature of the air entering the post-heater will be lower than normal and the post-heater will then have to produce a larger temperature difference than normal. If the ventilation unit does not have a heat recovery system at all, it is a good idea to consider having one (Seppänen 1996, 240-241, 285-286).

During the heating season, the temperature blown into the rooms corresponds to the temperature of the air leaving the post-heater. Often this temperature is set too high, which results in higher energy consumption for the post-heater. The supply air blown from the ventilation unit should be a few degrees cooler than the room air. The cooler supply air is heavier and mixes efficiently with the lighter and warmer air in the room. From the point of view of reducing energy consumption, the supply air temperature should be as low as possible and the heating of the room should be carried out with separate heating radiators (Figure 1; Seppänen 1996, 153-154, 164-165).

By monitoring the running times of the ventilation unit, it is possible to identify potential energy savings. From the point of view of energy use, the running times of the ventilation machines can be adjusted according to the use of the building. Outside the actively used areas of the building, the ventilation unit does not have to be switched on in the same way as during operation.

In some cases, the ventilation unit can be completely shut down, eliminating energy consumption. In this case, a periodic program is created, at which intervals the ventilation unit runs at rated power for one hour (Sisäilmäyhdistys 2019).

Underused buildings

The purpose of a building may change during its life cycle. An under-utilized building is a building whose occupancy rate has been reduced or completely lost as a result of the changes. In Finland, there is a problem with underused buildings, and half of the municipalities in Finland have a vacancy rate of at least 20% (Huuhka 2016). In addition, there will be unoccupied non-residential buildings. Annual energy costs in an old school or town hall can be more than € 10,000 (Linkoranta 2018). The primary purpose of an underused building should be to find a new use, which is far from the original use; in this case, the energy use of the underused building should be adapted to the occupancy rate. The energy consumption of an underused building can be reduced by lowering the indoor temperature and changing the operating values of the ventilation units.

When lowering the indoor temperature, the relative humidity of the indoor space should be taken into account. Too- high relative humidity causes condensation of water on surfaces and structures, making moisture conditions favorable for mold growth (Sisäilmäyhdistys 2018). In this case, the temperature of the air is below the dew point temperature (Seppänen 1996, 190-191). The indoor air humidity should

be considered on a building-by-building basis to determine the relative humidity of a building at a given temperature. The characteristics of humid air are usually illustrated with the help of the Mollier chart, which shows the dew point temperature of the air (Lampinen 2010, 11-18). The diagram shows the temperature limit to which the indoor temperature of the building can be lowered so that too high a relative humidity is not exceeded (Seppänen 1996, 190-191). For example, in winter relative humidity is low and room temperature can be decreased to 10 ° C without indoor climate problems. Room temperature cannot be decreased this much in autumn because of a more humid ambient temperature.

The operating values of the ventilation units in an underused building can be changed according to volume flows and operating times. The minimum volumetric flow rate in an empty building is determined by the surface area recommended by the Finnish Indoor Air Association to be $0.15 \text{ dm}^3 / (\text{s m}^2)$. The running times of the ventilation unit can be reduced when sufficient average ventilation in the building is taken into account (Sisäilmäyhdistys 2019).

The use of energy according to need

In the Kymenlaakso Finland area, studies have been carried out on the necessary use of energy in buildings. There were two research topics, one on optimizing energy use of underused buildings and the other on optimizing the ventilation of actively used buildings based on CO₂ content. Three buildings were examined in each survey, totaling six in the Kymenlaakso region of Kotka and Miehikkälä during the heating season 2018-2019. The reviews included practical measurements of the target buildings, which were used as the basis for calculating the energy-saving potential of the conversion measures.

The first research topic was optimization of energy use in underused buildings. Three different cases were considered for this study. The use of the first building was completely phased out, the second case was on seasonal use and the third one was partly unused while part of it was used daily. This publication takes a closer look at the school building, which has been completely out of use for a few years. The school building has two floors and is ventilated with three supply and extract air units. Practical measurements were made in the school building to determine the baseline and to calculate energy-saving measures. Measurements included determination of room temperature and humidity, ventilation flow, temperature, and electrical energy. Figure 4 shows the measurement results for the room

temperatures of the second and first floors. The figure shows that the indoor temperatures between the floors vary but remain almost constant, as they should, over the measurement period. The average temperature in the second layer is 18 °C and in the first layer 20 °C.

The relative humidity of the second and first floor rooms is presented in Figure 5. The relative humidity of the second floor reaches a peak of 25% during the measurement period and the first-floor peaks around 30%.

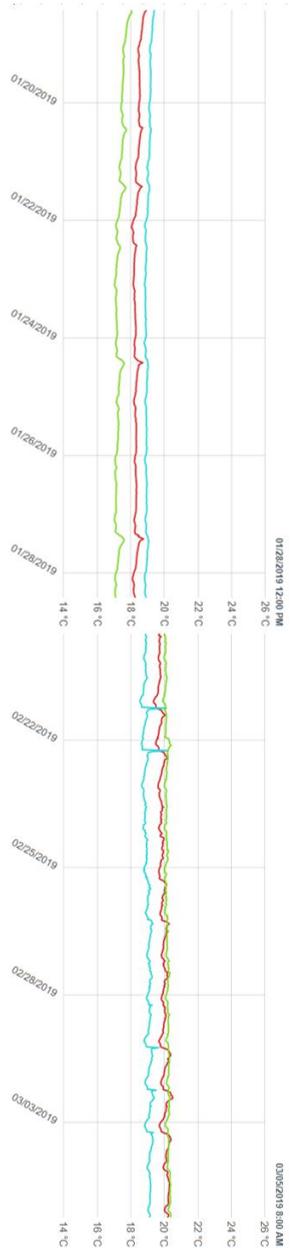


Figure 4. Room temperature measurements of the second and first floors of the school building under review. (Temperatures on y-axis, time on x-axis).

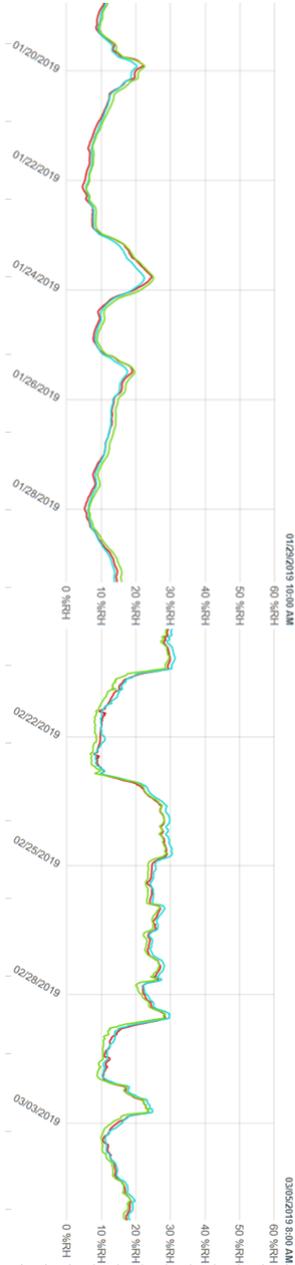


Figure 5. Relative humidity measurement results for the second and first floors. (Relative humidity on y-axis, time on x-axis).

Based on the field tests, the indoor temperature can be lowered so that the desired relative humidity level of the indoor air during the heating season reaches 30-40%. Relative humidity should not exceed 45% during the heating season. If this value is more than 45%, water may begin to condense on the cold structures of the outer casing of the house. Long-term high humidity increases the risk of microbial growth in structures, equipment and surfaces (Seppänen 1996, 24). According to the study the temperature of the first floor can be lowered to 15 °C during the heating season and the temperature of the second floor to 11 °C. Savings in ventilation air flow are minimal because the ventilation units are manually adjustable with three positions, 100%, 50% and off. Currently the machines run at 50% air flow rate. If temperatures are decreased, a total annual energy savings of approximately 140 MWh can be achieved in the building (with the indoor temperature and the lower energy consumption of the two post-heaters), which corresponds to an annual savings of € 8, 400 assuming a district heating price of € 61/MWh. The savings potential is about 140 MWh/a which is almost 30% of the total heat consumption of the building (Figure 6).

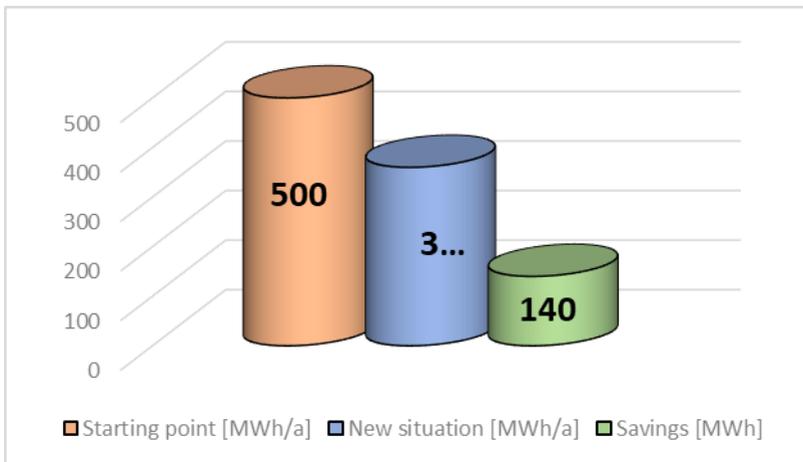


Figure 6. Savings potential of thermal energy in an underused school building.

The second aim of the study was controlling the ventilation according to the carbon dioxide content. Three different cases were considered for this study, one of which had a regular weekly use. The two cases examined were occupied daily, but the number of occupants and the uses varied. This publication examines the

results of one case in more detail. The Kotka school property is used daily during the school year, but the number of users and the purposes of use vary, especially in the school's gym. The school has supply and exhaust air ventilation, which is carried out with six ventilation machines. In addition, the school has one powered supply air fan and several smaller exhaust air fans. Currently, the use of ventilation machines is controlled by programmable timers. The service area of one ventilation unit is the school gym. As a practical measure, the school carried out a CO₂ measurement with measuring points on the walls of the gym and at different heights in the exhaust air duct of the ventilation unit that controls the gym. In addition, electricity consumption and temperatures and volume flows of ventilation inlet and outlet machines were examined. School gym use and exercise modes vary, so carbon dioxide- based ventilation would be suitable for gym use. Figure 7 shows the results of a short-interval measurements from the gym's wall and exhaust air duct.

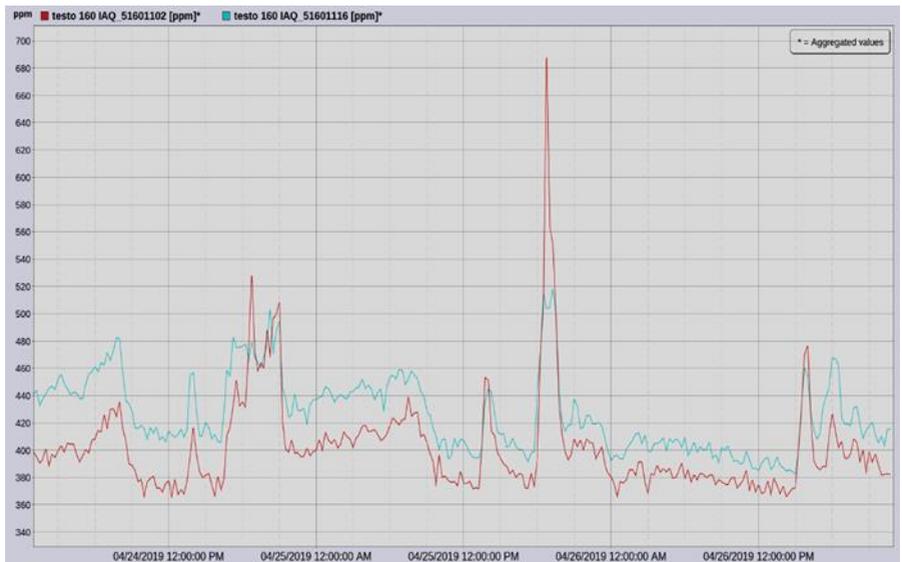


Figure 7. Carbon dioxide content of the gym between Wednesday 24 April 2019. 00.00 - Friday 26.4.2019 00.00.

On the basis of the analysis, the carbon dioxide-based control offers an annual savings of 70 MWh in thermal energy and 36 MWh in electric energy compared to

the current control, which corresponds to annual savings of approximately € 7,800 (€ 61.1/MWh for heat and € 100/MWh for electricity), as shown in Figure 8.

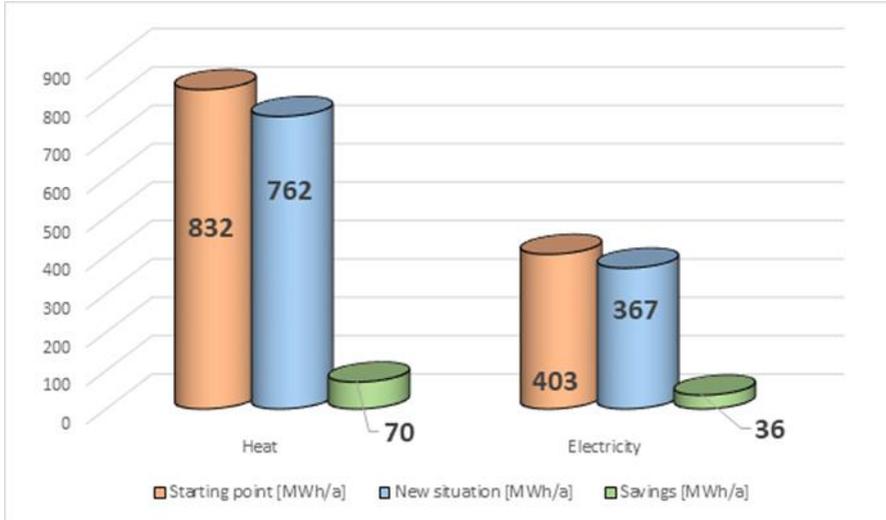


Figure 8. Savings potential of the school building gym's with carbon dioxide-based control compared to 2018 consumption of the entire school building.

Summary

The aim of this sustainable development study was to optimize the energy efficiency of underused buildings and to improve the ventilation of actively used buildings. New information and instructions were formulated for the companies and the municipality sector.

The theoretical part covers the principles of ventilation and heating while the practical part covers different measurements. The interior study includes carbon dioxide concentration, temperature, and moisture content.

According to the study, several actively used and underused buildings have the potential to optimize their energy use. With the necessary ventilation and proper indoor temperature, it is possible to reduce the energy consumption of a building. In Finland building regulations and good indoor air recommendations have defined minimum requirements for indoor climate, which are theoretically invoked in this report.

Principles of heating and ventilation are discussed, and the buildings' thermal energy balance and the principle of ventilation system operation is presented. The indoor climate measurements were carried out (temperature, CO₂ content) as field tests during the heating season.

The received thermal energy savings in the underused school building were 140 MWh, and the thermal and electrical savings in the actively used school were 70 MWh and 36 MWh. The savings potential in both heating and electricity consumption was 8% compared to 2018 levels.

It is noted that the project objectives have been achieved. The results will create guidelines for optimal energy usage, which can be utilized nationally by companies and municipalities to promote energy savings and health.

Acknowledgements

The authors would like to thank all partners as part of the ETKOT (Energy efficiency improvements by optimization of building operations) project in South-Eastern Finland University of Applied Sciences. The project is co-financed by the Regional Council of Kymenlaakso from the European Regional Development Fund.

References

- [1] Directive (EU) 30.5. 2018/844 of the European parliament and of the council.
- [2] Energy Efficiency Agreement. 2018. For the participant. WWW-dokument. Available: <http://www.energiatehokkuussopimukset2017-2025.fi/en/for-the-participant/> [referred to 17.9.2019]
- [3] Huuhka, S. 2016. Building 'Post-Growth' Quantifying and Characterizing Resources in the Building Stock. Tampere University of Technology, publication 1414. PDF-document. Available: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3817-9> [Referred to 3.9.2019]
- [4] Kephelopoulos et al. 2017. Promoting healthy and energy efficient buildings in the European Union. Joint Research Center Report 27665 2017. Available: https://www.rehva.eu/fileadmin/content/documents/Promoting_healthy_and_highly_energy_performing_buildings_in_European_Union.pdf [referred to 21.8.2019]
- [5] Lampinen, M. 2010. Kostean ilman termodynamiikka, tilapiirroksset ja reaalikaasut (in Finnish). Helsinki University of Technology Department of Energy Technology Laboratory of Applied Thermodynamics, publication 154.

- [6] Linkoranta, T. 2018. Rakennusten uusiokäyttö on kestävää kehitystä (in Finnish). Turun sanomat. WWW-document. Available: <https://www.ts.fi/mielipiteet/al-jot/3960292/Rakennusten+uusiokaytto+on+kestavaa+kehitysta> [referred to 17.9.2019]
- [7] Motiva. 2019a. Energiategohokkuusdirektiivi (in Finnish). WWW-dokument. Available: <https://www.motiva.fi/ratkaisut/ohjaukskeinot/direktiivit/energiategohokkuusdirektiivi> [referred to 21.8.2019]
- [8] Motiva. 2019b. Hallitse huonelämpötiloja (in Finnish). WWW-document. Available: https://www.motiva.fi/koti_ ja_ asuminen/hyva_ arki_ kotona/hallitse_ huonelampotiloja [referred to 29.8.2019]
- [9] Motiva s.a. Energiategohokas lämmitys- ja lämmöntalteenottojärjestelmä (in Finnish). PDF-document. Available: https://www.motiva.fi/files/7812/Energiategohokas_ Lam- mitys_ LTO_ KOULUTUSAINEISTO.pdf [referred to 20.8.2019]
- [10] Rakennustietosäätiö. 2018. Sisäilmastoluokitus 2018 RT 07-11299 (in Finnish).
- [11] Syke. 2018. Rakennusten lämmitys kuluttaa runsaasti energiaa (in Finnish). WWW-document. Available: <https://ilmasto-opas.fi/en/ilmastonmuutos/hillinta/-/artikkeli/fi/73fa2827-42d1-4fd7-a757-175aca58b441/rakennusten-lammitys-kuluttaa-runsaasti-energiaa.html%2027.8.2019> [referred to 27.8.2019]
- [12] Seppänen, O. 1996. Ilmastointitekniikka ja sisäilmasto (in Finnish). Anjalankoski: Solver.
- [13] Sisäilmayhdistys. 2019. Hyvä sisäilma –suositus (in Finnish). PDF-document. Available: <https://www.sisailmayhdistys.fi/Julkaisut/Hyva-sisailma-suositukset> [referred to 17.9.2019]
- [14] Sisäilmayhdistys. 2018. Fysikaaliset tekijät (in Finnish). WWW-document. Available: <https://www.sisailmayhdistys.fi/Terveelliset-tilat/Sisailmasto/Fysikaaliset-tekijat> [referred to 17.9.2019]
- [15] Suomen rakentamismääräyskokoelma D1, D2, D5 (in Finnish).
- [16] Taloushallintoliitto. 2018. Kirjanpidon vaatimukset riippuvat yrityksen koosta (in Finnish). WWW-dokument. Available: <https://taloushallintoliitto.fi/kirjanpidon-abc-mitajokaisen-tulisi-tietaa-kirjanpidosta/kirjanpitovelvollisuus/pieni> [referred to 21.8.2019]
- [17] Tilastokeskus. 2018. Energian loppukäyttö (in Finnish). WWW-document. Available: <https://findikaattori.fi/fi/table/26> [referred to 17.9.2019]

[18] Ympäristöministeriö. 2018. Euroopan unionin ilmastopoliittika (in Finnish). WWW-document. Available: https://www.ymp.fi/fi-FI/Ymparisto/Ilmasto_ja_ilma/Ilmas-tonmuutoksen_hillitseminen/Euroopan_unionin_ilmastopoliittika [referred to 22.8.2019].

REPORTS PRODUCED DURING THE PROJECT

Aittakorpi school building, in Kotka, spring of 2019

Karhuvuori sports hall, in Kotka, spring of 2019

Jylppy old school building, in Kotka, autumn of 2019

Jylppy old fire station, on Kotka, autumn of 2019

Borough Hall, in Miehikkälä, autumn of 2019

Salpa Line Museum, in Miehikkälä, autumn of 2019

DIE SUT-UNTERWASSERTURBINE – EINE WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG

Helmut Schiller

Schiller GmbH, Heidelberger Straße 7, 64625 Bensheim

Kontakt: schillergroup@t-online.de

Schlüsselworte: Strömung, Turbine, Effizient

Einführung

Unterwasserturbinen bieten die Möglichkeit, Wasserströmungen ohne weitere Bauwerke zu nutzen. Da die Anlagen ganz, oder größten Teils unter Wasser liegen, stellen sie keine optische Belastung dar und arbeiten viele Stunden, jeden Tag. Die Stromproduktion wird sehr genau vorausberechenbar, so tragen Unterwasserturbinen zur Grundlastsicherung bei. Es können Fluss-, Meeres- und Gezeitenströmungen genutzt werden.

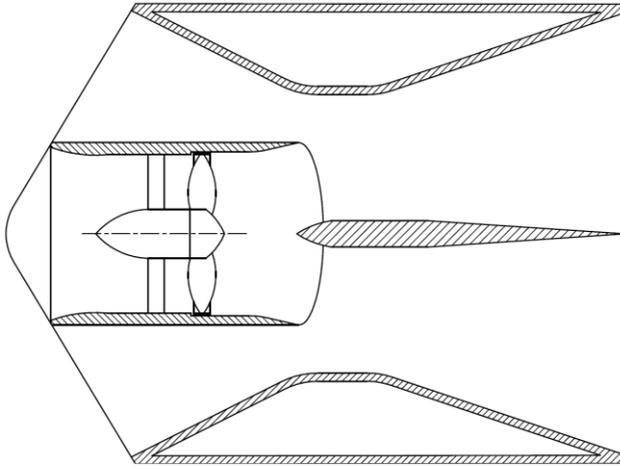
Die meisten Anlagen versuchen über große Strömungsquerschnitte eine ausreichende Energieernte zu erzielen, hierdurch werden die Anlagen groß, schwer und teuer, was eine wirtschaftliche Nutzung erschwert.

Die SUT geht einen anderen Weg, durch die Kombination einer Kaplanturbine mit einem internen Strömungssystem, wird die Strömungsgeschwindigkeit im Turbinentrakt mindestens verdoppelt. Gegenüber einem offenen Propeller kann, bei gleichem Turbinenraddurchmesser, etwa die vierfache Leistung abgenommen

werden. Eine SUT liefert bei 4 m/s freier Strömung und 4 m Turbinendurchmesser 500 kW elektrische Leistung, die Stromgestehungskosten sinken unter 0,03 €/kWh.

Die Leistungswerte sind über Computersimulationen an der Uni Stuttgart bestätigt.

Die Skizze zeigt den prinzipiellen Aufbau der SUT in der Draufsicht:



Das freie Wasser strömt von links in die SUT ein. In den beiden Seitenkanälen wird das Wasser beschleunigt und erzeugt so hinter dem Turbinentrakt einen niedrigen Druck. Im Turbinentrakt ergibt sich eine deutlich höhere Strömung, die über die Kaplan turbine genutzt wird. Vor dem Austritt in die freie Strömung, wird das gesamte Turbinenwasser durch einen Diffusor geleitet.

Auslegung und Aufbau einer Anlage

Für einen Standort mit einer freien Strömungsgeschwindigkeit von 4 m/s und einer Wassertiefe von zirka 20 m, ist eine Anlage mit 4 m Turbinendurchmesser berechnet, die eine elektrische Nennleistung von 500 kW hat. Die SUT ist zirka 5 m hoch, 12 m breit und 15 m lang. Sie besteht überwiegend aus Glasgewebeteilen, ebenso die Turbinenschaufeln. Die Geschwindigkeit im Turbinentrakt steigt auf über 8 m/s. Die gesamte Konstruktion, einschließlich des Generators wiegt unter 10 Tonnen.

Die Anlage kann als schwimmendes System bebaut, oder drehbar an einem Mast befestigt werden. Eine weitere Lösung ist die Verankerung an einer Landungsbrücke, hier kann auf ein Unterwasserkabel verzichtet werden.

Die Turbinenteile sind mit einer physikalischen Beschichtung versehen, die das Ablagern von Algen und Wassertieren unterbinden.

Im Eintrittsbereich der Anlage befindet sich eine Gitterkonstruktion, die Tiere und Treibgut um die Anlage herumleitet. Die Anlage wird so ausgelegt, das kleinere Lebewesen unbeschadet durch die Anlage geleitet werden.

Die Auslegung der Turbine auf 4 m Durchmesser, liegt in der Geschwindigkeitsverteilung über der Wassertiefe. Messungen aus Rosslare im irischen Südosten zeigen, dass bei 5 m unter der Wasseroberfläche zirka 3 m/s Strömungsgeschwindigkeit gemessen werden, bei 25 m unter der Wasseroberfläche beträgt sie nur noch 1,5 m/s. Ein offener Rotor mit 20 m Durchmesser, ist unter solchen Bedingungen erheblichen Belastungen ausgesetzt. An einem Standort führte dies dazu, dass die Getriebeeinheit häufig versagte.

Das SUT System führt dazu, dass es am Turbinenrad eine sehr gleichförmige Geschwindigkeitsverteilung gibt, die zu guten Wirkungsgraden führt.

Der elektrische Generator, nach eigenem mehrstufigem Axialfeldprinzip, benötigt kein Getriebe und ist direkt mit dem Turbinenrad verbunden. Er ist zirka 1,5 m lang und hat einen Durchmesser unter 1,00 m. Der Generator ist die schwerste Einzelkomponente mit zirka 1,5 Tonnen Gewicht.

Aus dem Generator ragt einseitig eine Welle heraus, dies ist die einzige radiale Dichtungsstelle an der Turbine. Die Abdichtung der rotierenden Welle erfolgt durch ein eigenes, reibungsarmes und wartungsfreies Dichtungssystem, dass auch für große Wassertiefen geeignet ist.

Bei Nutzung eines Turbinenmastes, ist dieser im Meeresboden verankert, wie es von Windkraftanlagen bekannt ist. Der gesamte SUT wird über ein Führungsseil auf den Mast geführt und dort automatisch verriegelt. Die elektrische Anbindung erfolgt bereits an der Wasseroberfläche. Der gesamte Aufbauprozess erfolgt ohne Tauchgänge.

Anlagenfertigung

Die SUT ist so konstruiert, dass alle Teile in einem Container transportiert werden. So erfolgt die Fertigung in einer zentralen Fertigungsanlage, die Endmontage erfolgt nahe, oder am Aufstellungsort. Die Planung geht von einer Vakuum-

Infusion-Fertigung für Glasgewebeteile aus, hierbei werden kaum Nacharbeiten notwendig. Für kleine Anlagen oder spezielle Anwendungen sind auch Ausführungen in Aluminium-, oder aus Schiffsbaublechen machbar.

Der elektrische Generator und Elektronik können ebenfalls im Fertigungswerk hergestellt, oder endmontiert werden. Die SUT ist mit einem eigenen, patentierten Permanentmagnet-Axialfeld-Generator ausgestattet und benötigt kein Getriebe.

Der Generator besteht aus Einzelspulen mit Spulenkernen, die zu einem Stator montiert werden, die Permanentmagnete werden im letzten Arbeitsgang einzeln in den Generator eingebracht. Dieses Bauprinzip erfordert nur kleine Fertigungsanlagen und benötigt bei der Endmontage keinerlei große Montagehilfen.

Anlagenkalkulation

Unter konservativen Betrachtungen, mit einer Fertigung in Deutschland, wurde die Fertigung für eine Jahresproduktion von 200 Anlagen kalkuliert. Der Abgabepreis für eine 500 kW SUT ist mit 500.000 € berechnet.

Bei dem Bedarf in Europa müssen die Fertigungsstätten deutlich mehr produzieren, wie das Beispiel Schottland zeigt. Geplant sind 7.000 MW aus Meeresenergie.

Wird dies allein durch SUT Anlagen abgedeckt, werden 14.000 SUT Anlagen benötigt, bei einer Jahresproduktion von 200 Anlagen beträgt Gesamtproduktion 70 Jahre.

Betrieb und Wartung

Die SUT ist mit Gesamtgewichten unter 10 Tonnen geeignet, als Gesamtanlage ausgetauscht zu werden. So muss lediglich die Stromanbindung von einer auszutauschenden SUT auf eine gewartete SUT erfolgen. Die Planung geht von einer jährlichen Wartung aus. Die Überprüfung und Arbeiten erfolgen in einer Servicewerkstatt an Land, nahe dem Nutzungsort.

Die Verankerung der SUT ist so ausgelegt, dass sie durch ein Signal gelöst wird und die Anlage an einem Führungsseil aufschwimmt. Hier wird sie von einem Schiff aufgenommen. Bei den geringen Gewichten muss hier kein Spezialschiff zur Verfügung stehen, ein Trawler ist ausreichend.

Während des Gezeitenwechsels dreht sich die SUT in die neue Strömungsrichtung und wird automatisch in der neuen Position verriegelt.

Da der Gezeitenwechsel an unterschiedlichen Standorten zu unterschiedlichen Zeiten stattfindet, sind zeitweise nur einige SUT-Anlage ohne Stromproduktion, eine Grundlastversorgung ist mit der SUT gut machbar.

Einsatzbereiche

Die einfachste Variante ist die Stromproduktion mit Anbindung an das öffentliche Netz. Hier werden küstennahe Standorte bevorzugt. Um die Anlagen vor Wellenschlag zu schützen, bieten sich auch Strömungskanäle zwischen Inseln oder in Fjorden an.

Ein Beispiel ist der Sound of Islay an der schottischen Westküste vor Glasgow. Im Kanal zwischen den Inseln Islay und Jura gibt es gute Gezeitenströmungen und nur geringen Wellengang. An den beiden Kanalenden gibt es Wassertiefen über 50 m, im Kanalmitte liegt die Wassertiefe teilweise nur bei 20 m.

Im Bereich der 50 m Wassertiefe, im Sound of Islay, werden gegenwärtig offene Unterwasserturbinen betrieben, hier liegen die Strömungsgeschwindigkeiten teilweise über 3m/s. Im Bereich 20 m Wassertiefe können diese Anlagen nicht genutzt werden, da sie eine Mindestwassertiefe von 39 m erfordern.

Im Bereich der 20 m Wassertiefe ist die Strömungsgeschwindigkeit deutlich höher, hier kann die SUT genutzt werden.

Neben der direkten Stromproduktion bietet sich die Meerwasserentsalzung für Landwirtschaft und Städte an, hier können Regionen, die der Landwirtschaft wegen Wassermangel bisher nicht nutzbar waren, aktiviert werden.

Einen großen Bereich nimmt die Herstellung von Wasserstoffgas ein, hier können Strömungen genutzt werden, die weit ab von Küsten und Stromnetzen liegen. Der Wasserstoff kann unter Wasser erzeugt und per Pipeline zu den Nutzern geleitet werden.

Bei der Herstellung unter Wasser, wird der Wasserstoff bereits bei einem erhöhtem Umgebungsdruck produziert, was eine Reihe an technischen Vorteilen im Elektrolyseur mit sich bringt. Bei ausreichender Wassertiefe sind die technischen Anlagen gut vor Sturmschäden gesichert. Die Gaspipeline and Land ist gleichzeitig ein Gasspeicher, so kann an der Zapfstelle je nach Bedarf entnommen werden.

LÄNDLICHE RÄUME UND ERNEUERBARE ENERGIEN IN MECKLENBURG-VORPOMMERN: EINE BESTANDS- UND POTENZIALANALYSE ZUR IDENTIFIZIERUNG VON GEMEINDEN FÜR ELEKTROMOBILITÄT AM BEISPIEL DES LANDKREISES VORPOMMERN-RÜGEN

Sarah-Juliane Starre

Reiner Lemoine Institut - Forschungsbereich *Mobilität mit Erneuerbaren Energien*
Kontakt: Rudower Chaussee 12, 12489 Berlin, E-Mail: sarah.starre@rl-institut.de

Schlüsselwörter: Ländliche Räume, Erneuerbare Energien, Motorisierter Individualverkehr, Mobilität, Regionalentwicklung, Geoinformationssystem

Abstract

Dieser Beitrag ist auf Grundlage meiner Bachelorarbeit im Studiengang Geographie an der Humboldt-Universität zu Berlin entstanden. In dieser Arbeit stand der ländliche Raum des Landkreises Vorpommern-Rügen im Mittelpunkt der Untersuchungen mit dem Ziel, potenzielle Gemeinden zu identifizieren, die sich aufgrund von sozioökonomischen, raumstrukturellen, energie- und mobilitätsspezifischen Parametern für die Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs anbieten. Unter Anwendung eines Methodenmixes, der sowohl quantitative Sekundärdaten in Form einer multikriteriellen Analyse nach dem Analytic Hierarchy Process des Mathematikers Thomas Saaty (1970) als auch qualitative Primärdaten innerhalb einer Stärken-Schwächen-Analyse aufbereitet, konnten für den Landkreis insgesamt drei Potenzialregionen identifiziert werden: Die Gemeinden des Amtes Mönchgut-Granitz sowie Nord-Rügen, die Gemeinden der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst sowie die amtsfreie Gemeinde Süderholz. Die Ergebnisse bestätigen die Annahme, dass sich abseits größerer Zentren und Infrastruktureinrichtungen befindliche, z. T. sehr ländlich geprägte Gemeinden für eine Elektrifizierung des Verkehrs anbieten, da die Einwohner aufgrund der peripheren Lage auf ein eigenes Fahrzeug angewiesen sind und aufgrund privater Lademöglichkeiten eine gewisse Unabhängigkeit von der öffentlichen Ladeinfrastruktur gegeben ist. Die o. g. Aussage ist als wichtigste Erkenntnis dieser Arbeit festzuhalten und erlaubt im Anschluss eine räumliche Erweiterung der Potenzialanalyse auf das gesamte Bundesland Mecklenburg-Vorpommern.

1. Einleitung (und Forschungsdiskussion)

“Da Mecklenburg-Vorpommern als erstes Bundesland mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, als es selbst verbraucht, sind in unserem Land die geeigneten Rahmenbedingungen vorhanden, um auf Elektromobilität umzusteigen.”

BUND Landesverband Mecklenburg-Vorpommern, 2017

Mit insgesamt 1.610.674 Einwohnern auf einer Gesamtfläche von 23.293 km² und einer sich daraus ergebenden Bevölkerungsdichte von rund 69 Einwohnern je km² ist Mecklenburg-Vorpommern das am dünnsten besiedelte Bundesland Deutschlands (vgl. StatA MV 2018, S. 5)¹. Die Bevölkerungsdichte des Landkreises Vorpommern-Rügen beträgt rund 70 Einwohner je km² und ist somit faktisch gleich wie der Durchschnitt des Bundeslandes (vgl. Abb. 1). Der Landkreis zeichnet sich durch eine ländliche Prägung aus, was u. a. an einer überwiegend niedrigen Zentralität der Orte sowie einem hohen Anteil an land- und forstwirtschaftlich genutzter Fläche sichtbar wird.

¹ vgl. hierzu: Bevölkerungsdichte im Bundesdurchschnitt: 237 EW/km² (2017), Berlin: 4055 EW/km² (2017)

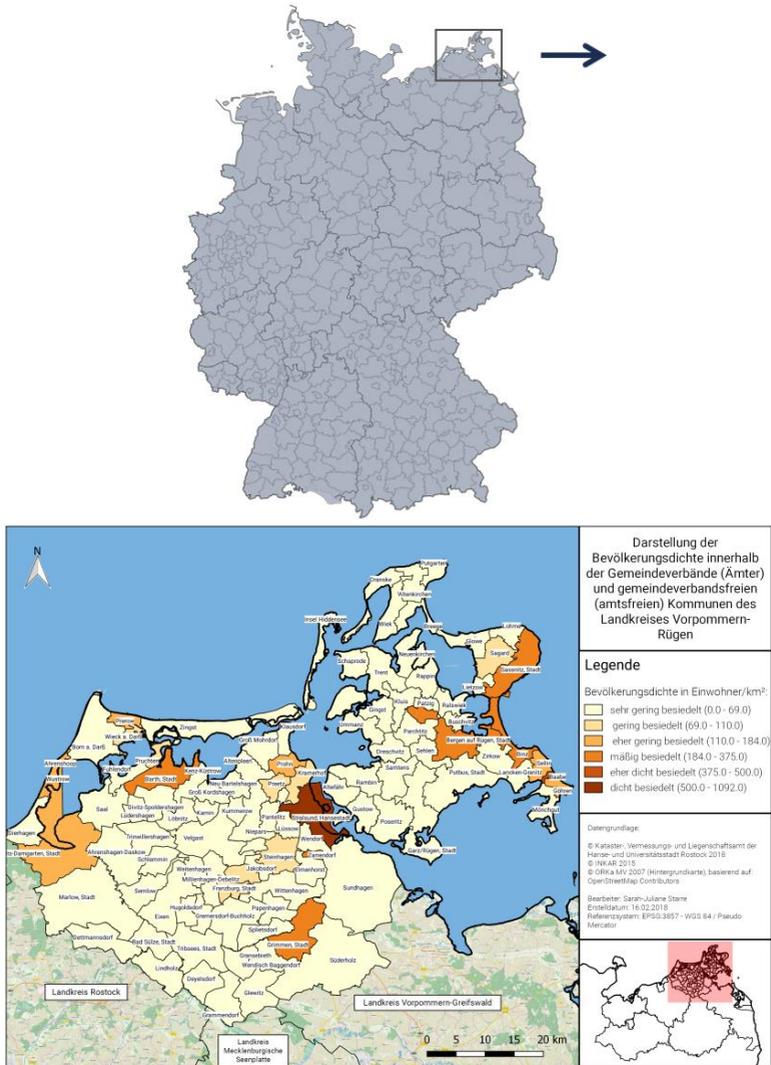


Abb. 1: Lage und Abgrenzung des Untersuchungsgebietes in der Bundesrepublik Deutschland mitsamt der Darstellung der Bevölkerungsdichte des Landkreises Vorpommern-Rügen, Quelle: Eigene Darstellung

Nicht außer Acht zu lassen ist, dass den Flächen im ländlichen Raum, bedingt durch die „[...]“ Wahrnehmung der tatsächlichen Begrenztheit der fossilen Rohstoffe

[...]“, eine neue Bedeutung zugeschrieben wurde: der ländliche Raum von Mecklenburg-Vorpommern ist nicht nur Landschafts- und Erholungsraum, sondern Standort für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. Luick et al. 2008, S. 152). Die Branche der erneuerbaren Energiewirtschaft ist von hoher Relevanz, denn der im Bundesland erzeugte Strom entsteht zu knapp 72 % auf Basis von erneuerbaren Energien (Stand: 2017, vgl. StatA MV). Bereits jetzt wird mehr Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt, als im Bundesland verbraucht wird, Tendenz steigend, sodass rein rechnerisch der eigene Stromverbrauch des Bundeslandes vollständig auf Basis dessen gedeckt werden könnte (vgl. AEE 2016).

Das Umweltbundesamt (UBA 2016, S. 21) schreibt in einem Strategiepapier, dass “trotz der Zielsetzung, den anthropogenen Klimawandel möglichst abzuschwächen und die THG-Emissionen zu reduzieren [...] im Jahr 2011 [...] 20 % der THG-Emissionen in Deutschland dem Verkehrssektor zu[fallen].“ Ferner beansprucht der Verkehrssektor derzeit 95 % fossile Energieträger und ist für 24,5 % des Energieverbrauchs in Deutschland verantwortlich (vgl. BVE 2019). Demgegenüber steht das Ziel der Bundesregierung, die THG-Emissionen sämtlicher Sektoren bis 2050 zwischen 80-95 % gegenüber 1990 zu verringern; für den Verkehrssektor steht das langfristige Ziel einer Minderung des Endenergieverbrauchs um 40 % im Jahr 2050 gegenüber 2005 (vgl. UBA 2016, S. 21).

Die Zulassungszahlen zeigen, dass die Anschaffung eines Elektrofahrzeuges in Mecklenburg-Vorpommern nur für wenige Menschen in Frage kommt: „Von den insgesamt 38.760 Kraftfahrzeugen, die im vergangenen Jahr im Nordosten neu zugelassen wurden, waren lediglich 150 Autos mit reinem Elektroantrieb“ (vgl. SVZ, Meldung vom 17.01.2018).

Die Zahlen verdeutlichen, dass trotz funktionierender Beispiele der Einsatz von Elektromobilität im ländlichen Raum noch immer durch Zweifel geprägt ist. In Diskussionen wird das Argument der zu geringen Reichweite der gegenwärtig auf dem Markt befindlichen Elektrofahrzeuge bei den im ländlichen Raum zurückgelegten Wegstrecken vorangestellt. Ferner sei der technische und finanzielle Aufwand für den Aufbau einer Ladeinfrastruktur zu hoch und würde sich bei der zu geringen Nutzung nicht rentieren (vgl. DVS, o. J.). Gleichzeitig ist die “Sicherstellung der Mobilität [...] in den ländlichen Räumen mit den wesentlich weiteren Wegen, die täglich von der dort lebenden Bevölkerung zu bewältigen sind, eine größere Herausforderung [...] als in Städten oder Ballungszentren.” (LWK Niedersachsen, S. 14). Diese Aussage bestätigt Gipp et al. (2014, S. 8): „Zu erwarten ist zukünftig, dass dem motorisierten Individualverkehr eine zentrale Rolle bei der

Mobilitätssicherung in peripheren Räumen zukommen wird.“ Zur Sicherstellung der individuellen Mobilität muss Strom aus erneuerbaren Energiequellen “[...] bedarfsgerecht am richtigen Ort, zur richtigen Zeit und mit der erforderlichen Menge bereitstehen”, ergänzt die LEKA MV (2018).

2. Ziel der Forschung und angewandte Methodik

Im Rahmen des aufgestellten Konzeptes soll daher eine Potenzialanalyse für den Landkreis auf Gemeindeebene durchgeführt werden. Das Ziel der Potenzialanalyse ist es, Gemeinden im ländlichen Raum zu identifizieren, die sich aufgrund ihrer **sozioökonomischen, raum- bzw. regionalstrukturellen, mobilitäts- und energiespezifischen** Charakteristika für die Elektrifizierung des **motorisierten Individualverkehrs** unter der Nutzung erneuerbarer Energien anbieten.

Da die Anwendung eines Methodenmixes nach Wessel (1996) eine tiefere Durchdringung des Forschungsgegenstandes ermöglicht, werden für die Potenzialanalyse sowohl quantitative als auch qualitative Forschungsstile angewandt. Die quantitative Potenzialermittlung des Untersuchungsgebietes erfolgte mit Hilfe einer AHP-Analyse, in der alle 95 amtsangehörigen Gemeinden sowie acht amtsfreien Städte und Gemeinden des Landkreises Vorpommern-Rügen betrachtet wurden. Mit Hilfe einer Bewertung nach dem Analytic Hierarchy Process können Geodaten multikriteriell gewichtet und im Anschluss summiert werden. In Tab. 1 sind all jene Kriterien dargestellt, die in die AHP-Analyse eingeflossen sind.

Um die Ergebnisse des ersten Schrittes qualitativ zu bewerten, wurde nach Abschluss der quantitativen Potenzialberechnung eine *Stärken-Schwächen-Analyse* vorgenommen, welche durch die Aussagen fünf leitfadengestützter Experteninterviews mit lokalen Akteuren bzw. Entscheidungsträgern untermauert wurde. Die partielle SWOT-Analyse soll dabei zur Qualifizierung und Diskussion der Ergebnisse der Makroanalyse beitragen. Die Experten stammen aus den folgenden Bereichen: 1. Forschung und Wissenschaft, 2. Raumordnung und Landesplanung, 3. Obere Landesbehörde, 4. Interessenagentur sowie 5. Stakeholder.

Tab. 1: Überblick der ausgewählten Indikatoren, Quelle: Eigene Darstellung

Sozioökonomie	Raum-/ Regionalstruktur	Mobilität	Energie- infrastruktur
---------------	----------------------------	-----------	---------------------------

Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> → Bevölkerungsdichte in Einwohner je km² → Steuer-einnahmen je Einwohner in € → Beschäftigungsquote in % → Gesamtwanderungssaldo je 1.000 Einwohner → Einwohner-/Arbeitsplatz-Dichte → Anteil der 30-50-jährigen Einwohner → Anteil der Grünen-Wähler in % 	<ul style="list-style-type: none"> → Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern in % → Anteil an neu errichteten Ein- und Zweifamilienhäusern in % → Regionales Bevölkerungspotenzial der Gemeinden im Umkreis von 100 km → Schrumpfende/wachsende Gemeinden (Klassifikation) → Anteil der Pendler mit Arbeitsweg >50 km in % 	<ul style="list-style-type: none"> → Erreichbarkeit von Autobahnen (Ø Fahrzeit in min) → Erreichbarkeit von IC/EC/ICE-Bahnhöfen (Ø Fahrzeit in min) → Erreichbarkeit von Oberzentren (Ø Fahrzeit in min) → Erreichbarkeit von Mittelzentren (Ø Fahrzeit in min) → Ladeinfrastrukturdichte in Anzahl der Ladesäulen/Anzahl PKW → Bestand an PKW je 1.000 EW 	<ul style="list-style-type: none"> → Anteil installierter fossiler Anlagen und KWK-Anlagen mit einer Leistung > 10 MW in % → Stromverbrauch gesamt (Privathaushalte, Gewerbe, Industrie) in MWh/Jahr → Produzierter Solarstrom in MWh/Jahr → Produzierte Windenergie in MWh/Jahr → Produzierte Energie aus Biomasse MWh/Jahr
------------------	---	---	--	--

3. Zusammenfassende Ergebnisse

3.1 Ergebnisdarstellungen der quantitativen AHP-Analyse

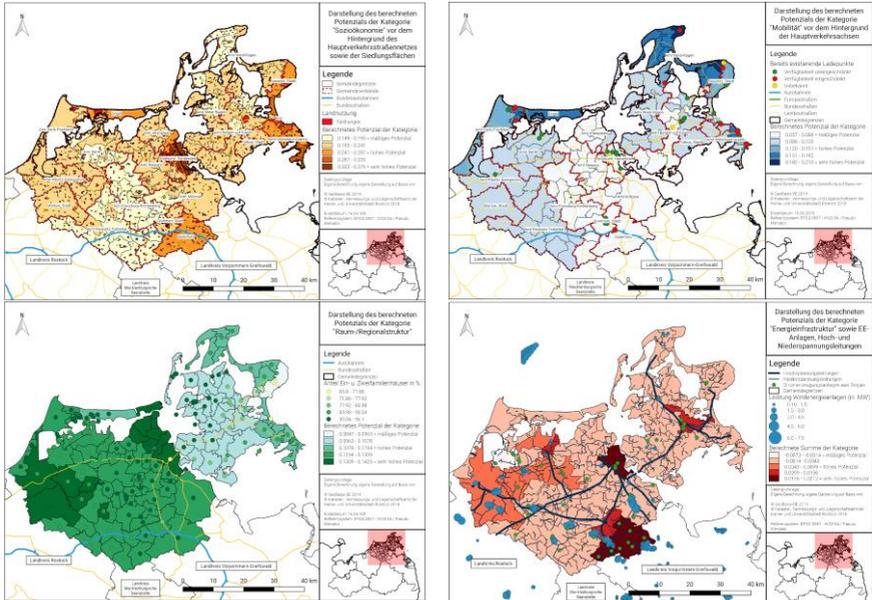


Abb. 2: Zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der Potenzialanalyse. Oberkategorien im Uhrzeigersinn, beginnend von links oben: Sozioökonomie, Raum-/Regionalstruktur, Mobilität, Energieinfrastruktur, Quelle: Eigene Darstellung

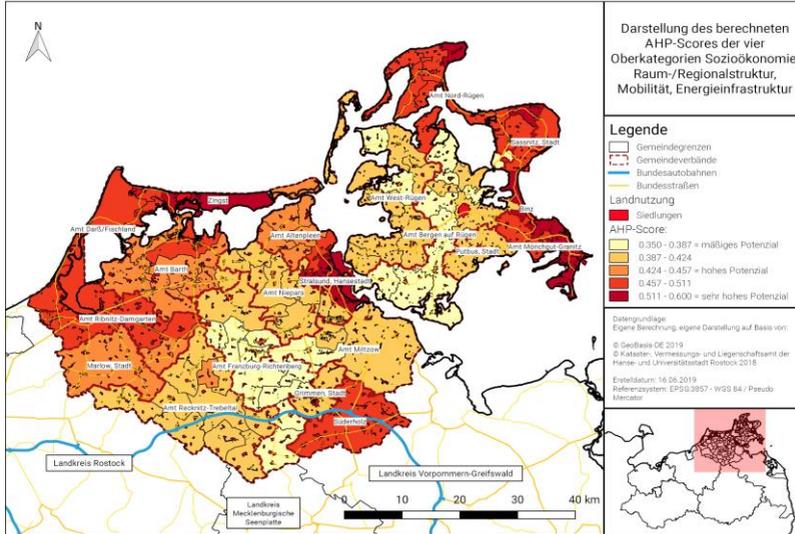


Abb. 3: Darstellung des berechneten AHP-Scores: Aggregation zum Gesamtpotenzial der vier Oberkategorien, Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Darstellung der qualitativen Stärken-Schwächen-Analyse

Tab. 2: Darstellung der Argumente der Experten in Form einer Stärken-Schwächen-Analyse, Quelle: Eigene Darstellung

	Stärken	Schwächen
Sozioökonomische Faktoren	<ul style="list-style-type: none"> → hoher Pendleranteil → Kommunen mit günstiger Altersstruktur → demographischer Wandel zwar vorhanden, Auswirkungen dennoch eher marginal → Vorhandensein des generellen <i>Autarkiegedankens</i>: Elektromobilität ermöglicht Sicherung von Unabhängigkeit und Individualität 	<ul style="list-style-type: none"> → überwiegend geringes Einkommen der Bevölkerung → psychologische Hürde hinsichtlich der Akzeptanz von Elektromobilität → Eigensinn ist im ländlichen Raum womöglich stärker ausgeprägt als in der Stadt → derzeit kaum Nachfrage nach Elektromobilität → z. T. hohe Abwanderungsraten

	Stärken	Schwächen
Raumstruktur des ländlichen Raumes	<ul style="list-style-type: none"> → hoher Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern (Ø 60-80 %) bietet private Lademöglichkeiten (Hausnetzanschlüsse, Wallboxen) und eigene PKW-Stellflächen → Eigenheime erlauben ebenfalls zusätzliche PV-Anlagen auf den Dächern des Hauses oder der Garage 	<ul style="list-style-type: none"> → ländlicher Raum ist so stark zersiedelt, dass der ÖPNV die Ansprüche der Mobilität hinsichtlich Frequenz und Spontanität nicht mehr ausreichend bedienen kann → Abhängigkeit von einem privaten PKW bleibt bestehen
Energieinfrastruktur des Landkreises	<ul style="list-style-type: none"> → hoher Anteil des erzeugten Stromes stammt aus erneuerbaren Energien → MV ist bereits heute Stromexporteur, daher gute Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen für Elektromobilität → dezentrale Energiegewinnung schafft kleinteilige Firmenstrukturen und lokal Arbeitsplätze → Entstehung regionaler und nachhaltiger Wertschöpfung → Seezugang in Warnemünde (HRO), Lubmin (VG), Sassnitz 	<ul style="list-style-type: none"> → Stabilität des Stromnetzes bei gleichzeitigem Laden bislang ggf. noch fragwürdig → Problematisch: Dunkelflaute → Kosten für Batteriespeicher derzeit noch sehr hoch
Mobilität im Landkreis	<ul style="list-style-type: none"> → infrastrukturelle Anbindung an das regionale (B 96) und überregionale Straßennetz (BAB 20) → Elektromobilität ist schon heute in der Lage, die Distanzen auf dem Land zu überbrücken → Substitutionsmöglichkeit (Verbrenner gegen PKW) ist in ländlichen Räumen sehr hoch, da jeder auf sein eigenes Fahrzeug angewiesen ist 	<ul style="list-style-type: none"> → derzeit noch unzureichende Ladeinfrastruktur, die nicht ausreichend ist, um 1/3 der Ladevorgänge des öffentlichen Bereiches zu realisieren → Wirtschaftlichkeitsproblem einiger bereits existierender öffentlicher Ladesäulen aufgrund zu geringer Nutzung, die nicht die Aufbauposten rentiert → technische Probleme, Wartungskosten

	Stärken	Schwächen
Sonstige Faktoren	→ Landkreis hat aufgrund zahlreicher Biosphärenreservate und Nationalparks besonders hohe Ansprüche an die Mobilität der Zukunft	→ strenges Mess- und Eichrecht bereitet Ladesäulenbetreibern Probleme → das Aufrechterhalten der Individualmobilität erschwert ggf. die Etablierung anderer Mobilitätsformen (bspw. Rufbusse, Sammeltaxis, Car-sharing)

4. Ergebniszusammenfassung

Den Ergebnissen der AHP-Analyse ist zu entnehmen, dass sich vor allem jene Gemeinden bestimmen lassen, die sich entlang der Küste der Insel Rügen erstrecken. Dazu zählen die Gemeinden der Ämter Nord-Rügen und Mönchgut-Granitz sowie Binz und Sassnitz. Des Weiteren sind die Städte und Gemeinden der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst vollständig durch ein sehr hohes Potenzial gekennzeichnet. Auf dem Festland zeigen die Städte und Ämter im Nordwesten und Südosten ein sehr hohes Potenzial, wie bspw. die Ämter Barth und Ribnitz-Damgarten sowie die Stadt Marlow und amtsfreie Gemeinde Süderholz. Die Hansestadt Stralsund bildet mit dem sich nordwestlich anschließenden Amt Altenpleen einen weiteren Schwerpunkt.

Die Ergebnisse der in Tab. 2 dargestellten Stärken-Schwächen-Analyse erlauben eine Validierung der identifizierten Potenzialregionen:

- Überwiegend touristisch geprägte Regionen der Insel Rügen sowie der Halbinsel Fischland Darß-Zingst: Amt Mönchgut-Granitz, Binz, Amt Nord-Rügen, Zingst
- Regionen mit einem hohen Anteil lokal erzeugten erneuerbaren Energien und Verkehrsknotenpunkte im Süden und Westen des Landkreises: Süderholz, Ribnitz-Damgarten, Bergen auf Rügen
- Hansestadt Stralsund als einzige urbane Region aufgrund der positiven sozioökonomischen Parameter (Einpendlerüberschuss, Einwohner-/Arbeitsplatzdichte)

Die Experten lassen diese drei genannten Kategorien validieren, ergänzen jedoch, dass besonders der innere Kern des Landkreises ein durchweg höheres Potenzial aufweisen könnte. Ebenfalls wird die Gemeinde Schaprode aufgrund der Vielzahl an verfügbaren Parkflächen für die Bewohner der Insel Hiddensee hervorgehoben, die ebenfalls ein höheres Potenzial auszeichnen könnte.

5. Literaturverzeichnis

[AEE 2016]: Agentur für erneuerbare Energien (2016): Dekarbonisierung der Stromerzeugung in einigen Regionen schon weit fortgeschritten, Artikel vom 03.08.2016, online verfügbar unter: <https://www.unendlich-vielenergie.de/strommix-bundeslaender>, letzter Zugriff am: 08.04.2019

[BVE o. J.]: Bundesverband Erneuerbare Energien (o. J.): Dossier Erneuerbare Energie im Mobilitätssektor. Klare Signale für den Klimaschutz. Online verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de/unserepositionen/mobilitaet/>, letzter Zugriff am: 08.08.2019

[DVS o. J.]: Deutsche Vernetzungsstelle Ländliche Räume (DVS) im BLE (o. J.): Elektromobilität im ländlichen Raum. Online verfügbar unter: <https://www.netzwerk-laendlicher-raum.de/themen/mobilitaet/elektromobilitaet/>, letzter Zugriff am: 14.08.109

[Gipp et al. 2014]: Gipp, C., Nienaber, P., Schiffhorst, G. (2014): Mobilitätsoptionen Älterer im ländlichen Raum. Ergebnisbericht. Erstellt durch die IGES Institut GmbH im Auftrag des ADAC e. V. München. Mai 2014

[LEKA MV, o. J.]: Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern (o. J.): E-Mobilität. Online verfügbar unter: <https://www.leka-mv.de/Themen/E-Mobilitaet/>, letzter Zugriff am: 14.08.2019

[Lewerentz 2015]: Lewerentz, Henry (2015): Die Mobilitätswende im ländlichen Mecklenburg-Vorpommern. Modellgestützte Szenarien zur Elektromobilität für eine Betrachtung nachhaltiger Daseinsvorsorge im ländlichen Raum. Inauguraldissertation.

[Luick et al. 2008]: Erneuerbare Energien im ländlichen Raum: Nachhaltige Ressourcenbewirtschaftung und regionalwirtschaftliche Potenziale, in: Der kritische Agrarbericht 2008

[LWK Niedersachsen 2019]: Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2019): Initiative zur Entwicklung des ländlichen Raumes, erarbeitet durch: Oldenburgische Industrie- und Handelskammer.

[StatA MV 2018]: Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern (2018): Statistisches Jahrbuch Mecklenburg-Vorpommern 2018. Kennziffer Z011 2018 00, Schwerin 2018

[SVZ Meldung vom 17.01.2018]: Schweriner Volkszeitung (2018): *Nur 150 Elektroautos 2017 neu zugelassen.* Zeitungsartikel vom 17.01.2018. Online verfügbar unter: <https://www.svz.de/18827596> ©2019

[UBA 2016]: Umweltbundesamt (Hrsg.) (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Endbericht. Texte 72/2016. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit Forschungskennzahl 3713 45 103. UBA-FB 002396

[Wessel 1996] Wessel, K. (1996): Empirisches Arbeiten in der Wirtschaftsgeographie und Sozialgeographie. Paderborn

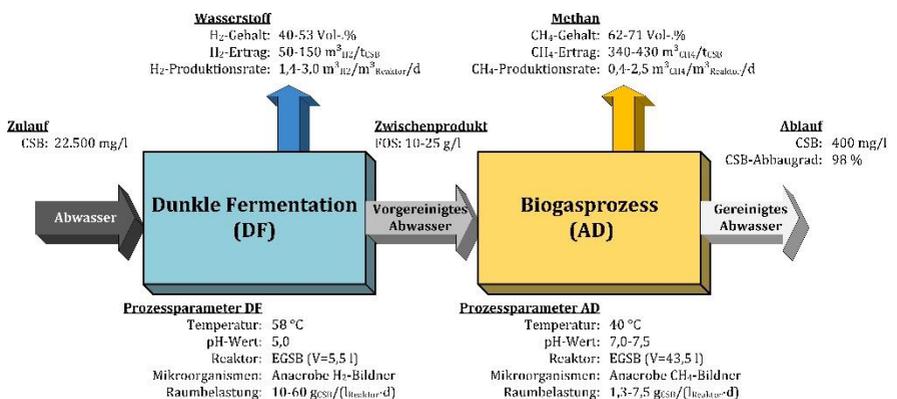
BIOWASSERSTOFFERZEUGUNG MITTELS DUNKLER FERMENTATION UND MIKROORGANISMENRÜCKHALT (EGSB) AUS RESTSTOFFEN UND ABWÄSSERN

Tobias Weide^{a,b,1}, Jens Peitzmeier^{a,b}, Elmar Brüggling^{a,b},
Christof Wetter^{a,b}, Marc Wichern^c

- ^a Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt, FH Münster, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, DE
- ^b Institut für Energie, Ressourcen und Infrastruktur, FH Münster, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, DE
- ^c Ruhr-Universität Bochum, Siedlungswasserwirtschaft und Umwelttechnik, Universitätsstr. 150, 44801 Bochum, DE

Keywords: Zweistufiger Prozess, Abwasserbehandlung, Wasserstoffertrag, Flüchtige organische Säuren, Anaerobe Vergärung

Grafisches Abstract



¹ Corresponding author: Tobias Weide, +49 2551 9 62 021, tobias.weide@fh-muenster.de

Einleitung

Durch eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft könnten die 2016 in Paris vereinbarten Klimaziele erreicht werden. Insbesondere die Herstellung von Biowasserstoff gilt als vielversprechende Lösung, da die Technologie als frei von Treibhausgasemissionen gilt. Die biologischen Prozesse zur Herstellung von H_2 sind entweder (i) die lichtabhängige Biophotolyse und die Photofermentation oder (ii) die lichtunabhängige dunkle Fermentation (DF) sowie die mikrobielle Elektrolyse. (Khosravitarab and Hippler, 2019; Turon *et al.*, 2018; Choi *et al.*, 2019). In der vorliegenden Arbeit wurde die dunkle Fermentation untersucht.

DF verwendet H_2 -bildende, anaerobe Mikroorganismen aus Rein- oder Mischkulturen und wird bei psychrophilen bis hyperthermophile Temperaturen betrieben. Die Stoffwechselmechanismen basieren im Wesentlichen auf der Umwandlung von Glukose in Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffdioxid (CO_2) und flüchtigen Fettsäuren (FOS). Da die Stoffwechselprodukte sowohl stofflich als auch energetisch nutzbar sind, kann DF im Rahmen von Bioraffineriekonzepten betrieben werden. Die Prozessbedingungen sind vergleichbar mit denen des anaeroben Biogasprozesses (AD), der sich für die Behandlung von hochbelasteten Abwässern und organischen Reststoffen eignet. (Gehring *et al.*, 2015; Weide *et al.*, 2019a)

Laut Thauer können nur 33 % der Verbrennungswärme von Glukose im von DF erzeugten H_2 gespeichert werden, während bis zu 85 % der Energie durch AD und CH_4 -Bildung erzeugt werden können. Dementsprechend ist die biochemische Umwandlung von Biomasse in H_2 energetisch benachteiligt. Um das energetische Potenzial dennoch nutzen zu können, wird oft ein zweistufiger Prozess betrieben. Dazu werden die Zwischenprodukte aus der DF in einer zweiten Stufe mittels AD in CH_4 umgewandelt. (Thauer, 1976)

Studien haben die Machbarkeit der Verwendung der DF zur Herstellung von H_2 aus organischen Reststoffen und Abwässern untersucht. Die Technologie ist allerdings für eine großtechnische Implementierung noch nicht ausreichend entwickelt. Vor allem die niedrigen H_2 -Ausbeuten und Substratabbauzeiten erschweren eine großtechnische Anwendung. Darüber hinaus sind folgende Herausforderungen noch nicht gelöst: (i) die Verkürzung der Anlaufzeit von kontinuierlichen Reaktoren; (ii) die Bestimmung der optimalen Betriebsparameter [pH, Temperatur, organische Raumbelastung (OLR), Verweilzeit (HRT)]; (iii) Gewährleistung der Prozessstabilität bei hohen Substratdurchsätzen. (Sivagurunathan *et al.*, 2016; Jarunglumert *et al.*, 2018)

Im Rahmen dieser Arbeit wurde mit einem neuen und 2-stufigen Verfahrenskonzept zu den genannten Aspekten eine Lösungsstrategie entwickelt. Das 2-stufige Verfahren verfügt über einen Wasserstoff- und einen Methanreaktor. Beide werden als sog. EGSB-Reaktoren (Expanded Granular Sludge Bed) betrieben. Diese verwenden granulierten Pelletschlamm auf dem die Mikroorganismen angesiedelt sind. Durch gute Sedimentationseigenschaften der Pellets sowie spezielle Abscheidevorrichtungen in den Reaktoren, kommt es zu einer Aufkonzentrierung der Mikroorganismen im Reaktor. Aufgrund dieser Aufkonzentrierung können die Reaktoren deutlich effizienter und mit hohen Substratdurchsätzen betrieben werden, mit dem Ziel, die H_2 -Ausbeuten und Substratabbauraten zu erhöhen. Diese Reaktorkombination gilt als innovativ und wenig erprobt. Deshalb wurden im Rahmen dieser Arbeit die Verwendungsmöglichkeiten der Reaktortechnik zur H_2 - und CH_4 -Erzeugung geprüft und optimale Betriebsparameter bestimmt. Zusätzlich wurde der eingesetzte Pelletschlamm über den Versuchszeitraum mikroskopisch untersucht, um den Einfluss der unterschiedlichen Verfahrensweisen auf die Mikroorganismenpopulationen zu ermitteln.

Material und Methoden

Die Durchführung der Versuche erfolgte an einer 2-stufigen Versuchsanlage im halbtechnischen Maßstab. Die Versuchsanlage bestand aus: einer Abwasser-Vorlage, der H_2 -Stufe, der CH_4 -Stufe und einem Ablaufbehälter. Der Vorlagebehälter wurde auf eine Temperatur von $\vartheta=4\text{ }^\circ\text{C}$ reguliert und unter Stickstoffatmosphäre betrieben, um einen aeroben Abbau des Abwassers zu vermeiden. Für die dargestellte Versuchsreihe wurde ein künstliches Abwasser mit folgender Zusammensetzung verwendet: Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB), Glukose: 22.500 mg/l; pH-Wert=7,70; CSB/Stickstoff/Phosphor-Verhältnis von 800/5/1. Über eine regelbare Exzentrerschneckenpumpe wurde das Substrat vom Vorlagebehälter in die Wasserstoffstufe gepumpt. Die erste Stufe wurde als EGSB-Reaktor mit einem Volumen von $V=5,5\text{ l}$ und bei einer Temperatur von $\vartheta=58\text{ }^\circ\text{C}$ betrieben. Die Durchmischung der H_2 -Stufe erfolgte über eine Exzentrerschneckenpumpe und einer Aufströmgeschwindigkeit im Reaktor von 0,4 m/h. Der verwendete Pelletschlamm (Inokulum) stammt aus einem EGSB-Reaktor aus der Abwasserbehandlungsanlage einer stärkeverarbeitenden Fabrik. Die Pellets wurden bei $\vartheta=80\text{ }^\circ\text{C}$ und $t=120\text{ min}$ thermisch vorbehandelt. Hierdurch

wurden vor allem H₂-konsumierende Bakterien (HCB) abgetötet und somit H₂-bildende Bakterien (HPB) angereichert. Der pH-Wert wurde im Reaktor mittels Mess-, Steuer- und Regel-Technik sowie Natronlauge, NaOH (1 mol/l) auf einen pH-Wert von 5,0 reguliert. Das produzierte Gas wurde qualitativ und quantitativ erfasst. Der Ablauf der H₂-Stufe wurde über ein hydraulisches Gefälle in die CH₄-Stufe geleitet.

Die CH₄-Stufe wurde ebenfalls als EGSB-Reaktor mit einem Volumen von V=43,5 l betrieben. Der Reaktor wurde etwa 8-fach größer ausgelegt, mit dem Ziel, die Verweilzeit des Substrats im Reaktor entsprechend zu erhöhen. Da die Verdopplungsraten der methanbildenden Bakterien deutlich höher sind, wurde so gewährleistet, dass das Substrat vollständig zu CH₄ umgewandelt werden konnte. In dieser Stufe wurde ebenfalls Pelletschlamm als Inokulum verwendet. Dieser wurde nicht thermisch vorbehandelt, um methanbildende Bakterien nicht abzutöten. Weiterhin wurde der Reaktor bei $\vartheta=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ und einem pH-Wert von pH=7,0-7,5 betrieben. Die Durchmischung erfolgte über eine Exzentrerschneckenpumpe mit einer Aufströmgeschwindigkeit von 0,5 m/h. Das produzierte Gas wurde qualitativ und quantitativ erfasst. Der Versuchsplan (Tabelle 1) wurde so ausgelegt, dass die Verweilzeit des Abwassers im Reaktor von 48 h schrittweise auf 9 h verringert wurde. Dies bedingte gleichzeitig eine Erhöhung der Raumbelastung von 11 auf 60 g_{CSB}/(l_{Reaktor}·d). Dadurch sollten die Grenzen des Systems getestet werden. Anschließend wurde die Verweilzeit schrittweise auf 48 h angehoben, um zu prüfen, ob der Ausgangszustand des Systems wiederhergestellt werden konnte.

Tabelle 1: Versuchsplan zur kontinuierlichen H₂- und CH₄-Erzeugung

Hydraulische Verweilzeit	Abwasser-Zugabe	Organische Raumbelastung
[h]	[l/d]	[g _{CSB} /(l _{Reaktor} ·d)]
48	2,8	11
36	3,7	15
24	5,5	23
18	7,4	30
12	11,1	45
9	14,8	60
24	5,5	23
36	3,7	15
48	2,8	11

Ergebnisse und Diskussion

Ergebnisse der H₂-Stufe

In Abbildung 1 sind die Ergebnisse der Versuchsreihe der H₂-Stufe dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass mit einer Verringerung der Verweilzeit von 48 h auf 9 h die H₂-Produktionsrate von 1,4 bis 3,0 m³_{H₂}/m³_{Reaktor}/d ansteigt. Gleichzeitig fällt der tägliche H₂-Ertrag von 2,5 auf 0,7 l_{H₂}/g_{CSB}. Je nach Ziel der Verfahrensweise muss demnach wie folgt unterschieden werden: Ist es das Ziel möglichst viel H₂ zu erzeugen, sollte eine Verweilzeit von 9-12 h gewählt werden. Ist es jedoch das Ziel, den Ertrag an H₂ möglichst hoch zu halten, sollte das System bei einer Verweilzeit von 36-48 h betrieben werden.}}

Nachdem die Verweilzeit wieder angehoben wurde, konnte der Ausgangszustand des Systems nicht mehr erreicht werden. Sowohl die H₂-Produktionsrate und der tägliche H₂-Ertrag sanken deutlich. Dies ist ein Indiz dafür, dass die organische Raumbelastung des Systems bei τ=9 h zu hoch war und die Mikroorganismenpopulation im Reaktor kollabierte. Zusätzlich kam es zu einer ungewünschten CH₄-Bildung, wodurch die H₂-Erträge ebenfalls geringer ausfielen. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der optimale Betriebspunkt des Systems bei einer Verweilzeit von ca. 18 h liegt [30 g_{CSB}/(l_{Reaktor}·d)]. An diesem Betriebspunkt kann der Prozess stabil betrieben werden und dennoch hohe Erträge (0,1 l_{H₂}/g_{CSB}) sowie Produktionsraten 2,0 m³_{H₂}/m³_{Reaktor}/d erzielt werden. Die H₂-Konzentration lag im Mittel zwischen 45 und 53 Vol.-%. Der Rest des Gasgemisches bestand aus CO₂ und sehr geringen Anteilen H₂S (<7.000 ppm und während des Versuchsverlaufs}}

sinkend). Eine Methanbildung wurde bei optimaler Betriebsweise vollständig unterdrückt.

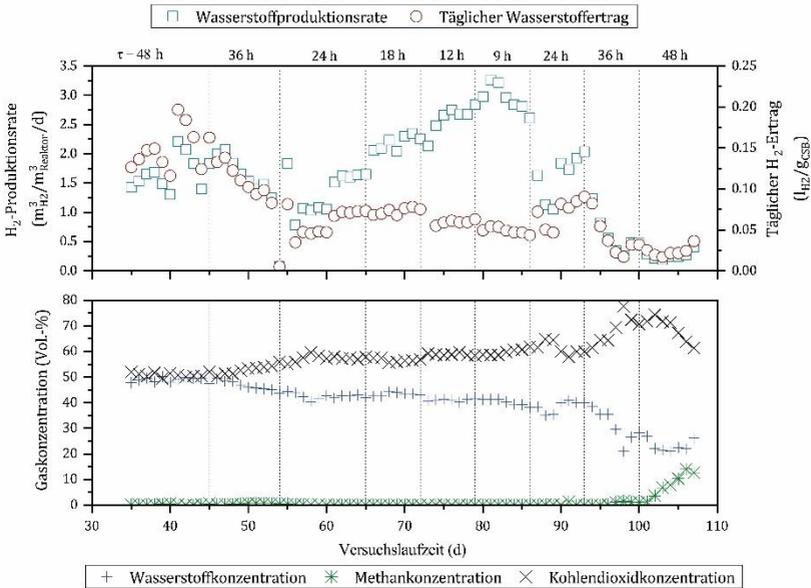


Abbildung 1: Ergebnisse der H₂-Stufe

Ein weiteres Ziel der Untersuchungsreihe war es, die Verwendungsmöglichkeiten von Pelletschlamm aus EGSB-Reaktoren für die H₂-Produktion zu prüfen. Das der Pelletschlamm als Inokulum grundsätzlich geeignet ist, konnte durch die zuvor dargestellten Ergebnisse gezeigt werden. Zusätzlich wurden die Pellets im Verlauf der Versuchsreihe mikroskopisch untersucht, um weitere Erkenntnisse zu erlangen (s. Abbildung 2).

Bei der Betrachtung der Pellets entlang des Versuchszeitraums fällt auf, dass es zu einer farblichen Änderung kommt. Zum Versuchsstart zeigt der Pelletschlamm eine dunkle und schwarze Färbung. Über den Versuchszeitraum färben sich diese Pellets weiß, bis am Ende nur noch weiße Pellets vorhanden sind. Laut Pronk *et al.*, 2015 ließen sich mit weiß gefärbten Pellets vor allem H₂-bildende Stoffwechselmechanismen nachweisen. Schwarze Pellets produzierten im wesentlichen Methan. Demnach ist diese Verfärbung nachvollziehbar und gewünscht. Da die Struktur der Pellets erhalten blieb, sind sie für die

Verfahrensweise in EGSB-Reaktoren geeignet. Weitere Untersuchungen werden zeigen, wie sich die Mikroorganismenpopulation genau zusammensetzt.



Abbildung 2: Stereomikroskopische Dokumentation mit Zeiss AxioZoom.V16 des Pelletschlammes (v.l.n.r.): vor Versuchsstart; nach Versuchsstart und am Versuchsende

Ergebnisse der CH₄-Stufe

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der CH₄-Stufe dargestellt. Es zeigte sich, dass über den Versuchszeitraum und mit einer Verringerung der Verweilzeit von 368 h auf 69 h der tägliche Methanertrag zwischen 0,35 und 0,50 l_{CH₄}/g_{CSB} betrug. Gleichzeitig stieg die CH₄-Produktionsrate von 0,4 auf 2,5 m³_{CH₄}/m³_{Reaktor}/d. Die CH₄-Konzentration blieb über den gesamten Versuchszeitraum zwischen 62 und 73 Vol.-%. Darüber hinaus wurde konstant 98 % des CSBs abgebaut. Diese Ergebnisse zeigen, dass die CH₄-Stufe nicht vollständig ausgelastet wurde, da es zu keinen merklichen Leistungseinbrüchen kam. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der Reaktor mit einem Volumenverhältnis von 8:1 gegenüber der H₂-Stufe, für zukünftige Versuche kleiner ausgelegt werden sollte, damit eine optimale Verfahrensweise gewährleistet werden kann.

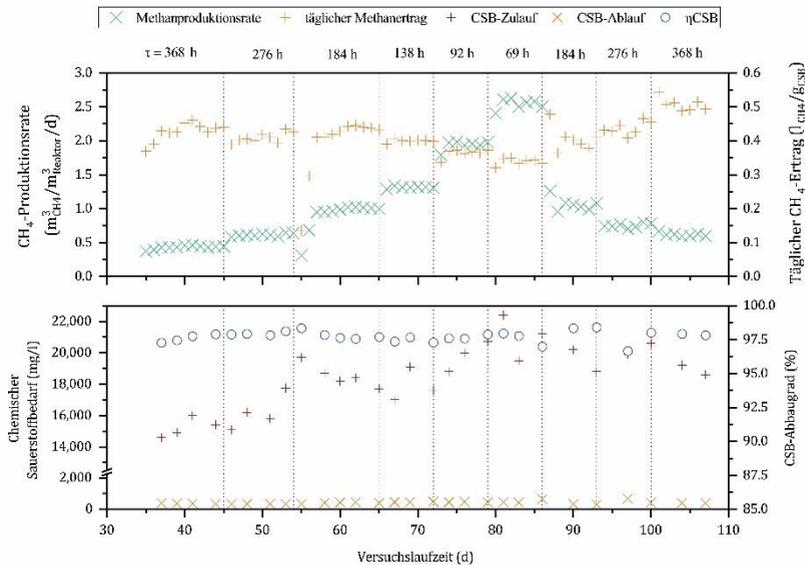


Abbildung 3: Ergebnisse der CH₄-Stufe

Fazit und Ausblick

Die Verwendung der EGSB-Verfahrenskombination hat sich zur Erzeugung von H₂ mittels dunkler Fermentation und anschließender CH₄-Erzeugung als geeignet herausgestellt. Durch den Mikroorganismen-Rückhalt konnten die Reaktoren bei deutlich höheren Raumbelastungen betrieben werden (stabiler Prozessverlauf bis zu 45 g_{CSB}/l/d) und gleichzeitig höhere H₂-Produktionsraten (3,0 m³ H₂/m³ Reaktor/d) erzielt werden, als in anderen, aktuellen Studien (Algapani *et al.*, 2019; Ri *et al.*, 2019).

Dennoch bleibt der Forschungsdruck weiter hoch. In Zukunft müssen Testreihen mit industriellen Abwässern zeigen, wie sich das Verfahren unter praxisnahen Bedingungen verhält (Weide *et al.*, 2019b). Darüber hinaus müssen auch Verfahrensweisen für feste Biomassen und Reststoffe entwickelt werden. Vor dem Hintergrund sollte vor allem geprüft werden, in wie fern sich das in dieser Arbeit dargestellte Verfahren, für die Verwertung fester Biomassen eignet. Abschließend muss die Frage geklärt werden, wie der erzeugte Biowasserstoff industriell verwendet werden kann, damit das Verfahren im großtechnischen Maßstab in

einer Wasserstoffwirtschaft bestehen kann. Im Rahmen des Interreg VA Projekts: „BioTech₂“ werden Aktivitäten zu diesen Herausforderungen durchgeführt. Das Projekt ermöglichte darüber hinaus die Erarbeitung der vorliegenden Studie. Mehr Informationen unter: www.biohydrogen.eu

Literatur

- Algapani, D.E., Qiao, W., Ricci, M., Bianchi, D., M. Wandera, S., Adani, F. and Dong, R. (2019), “Bio-hydrogen and bio-methane production from food waste in a two-stage anaerobic digestion process with digestate recirculation”, *Renewable Energy*, Vol. 130, pp. 1108–1115.
- Choi, M.-J., Yang, E., Yu, H.-W., Kim, I.S., Oh, S.-E. and Chae, K.-J. (2019), “Transition metal/carbon nanoparticle composite catalysts as platinum substitutes for bioelectrochemical hydrogen production using microbial electrolysis cells”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44 No. 4, pp. 2258–2265.
- Gehring, T., Klang, J., Niedermayr, A., Berzio, S., Immenhauser, A., Klocke, M., Wichern, M. and Lübken, M. (2015), “Determination of methanogenic pathways through carbon isotope ($\delta^{13}\text{C}$) analysis for the two-stage anaerobic digestion of high-solids substrates”, *Environmental science & technology*, Vol. 49 No. 7, pp. 4705–4714.
- Jarunglumlert, T., Prommuak, C., Putmai, N. and Pavasant, P. (2018), “Scaling-up bio-hydrogen production from food waste: Feasibilities and challenges”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43 No. 2, pp. 634–648.
- Khosravitar, F. and Hippler, M. (2019), “A new approach for improving microalgal biohydrogen photoproduction based on safe & fast oxygen consumption”, *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Pronk, M., Abbas, B., Kleerebezem, R. and van Loosdrecht, M.C.M. (2015), “Effect of sludge age on methanogenic and glycogen accumulating organisms in an aerobic granular sludge process fed with methanol and acetate”, *Microbial biotechnology*, Vol. 8 No. 5, pp. 853–864.
- Ri, P.-C., Kim, J.-S., Kim, T.-R., Pang, C.-H., Mun, H.-G., Pak, G.-C. and Ren, N.-Q. (2019), “Effect of hydraulic retention time on the hydrogen production in a horizontal and vertical continuous stirred-tank reactor”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44 No. 33, pp. 17742–17749.
- Sivagurunathan, P., Kumar, G., Bakonyi, P., Kim, S.-H., Kobayashi, T., Xu, K.Q., Lakner, G., Tóth, G., Nemestóthy, N. and Bélafi-Bakó, K. (2016), “A critical review on issues and overcoming strategies for the enhancement of dark fermentative hydrogen production in continuous systems”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41 No. 6, pp. 3820–3836.
- Thauer, R.K. (1976), “Limitation of microbial H₂ formation via fermentation”, *Microbial energy conversion*, pp. 201–204.

Turon, V., Anxionnaz-Minvielle, Z. and Willison, J.C. (2018), "Replacing incandescent lamps with an LED panel for hydrogen production by photofermentation: Visible and NIR wavelength requirements", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43 No. 16, pp. 7784–7794.

Weide, T., Brüggling, E. and Wetter, C. (2019a), "Anaerobic and aerobic degradation of wastewater from hydrothermal carbonization (HTC) in a continuous, three-stage and semi-industrial system", *Journal of Environmental Chemical Engineering*, Vol. 7 No. 1, p. 102912.

Weide, T., Brüggling, E., Wetter, C., Ierardi, A. and Wichern, M. (2019b), "Use of organic waste for biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44 No. 44, pp. 24110–24125.

ESTIMATION OF REFLECTIVITY OF BLACK ROOF PAPER ON THE BASIS OF EXPERIMENTAL DATA

Zbigniew Zapałowicz

West Pomeranian University of Technology Szczecin, Department of Heat Engineering,
al. Piastów 17, 70-310 Szczecin, Contact: zbigniew.zapalowicz@zut.edu.pl

Keywords: roof reflectivity, black roof paper

Abstract

The paper presents experimental stand and results of research, as well as calculations methodology the aim of which is to determine reflectivity for chosen roofing material. The proposed research methodology requires that temperatures measurements in characteristic sites of particular layers of the roofing construction and measurements of air temperatures in and out of the object are made. Measurement of total irradiance are needed as well. Next, data concerning days with cloudless sky should be chosen for the analysis. Then, emissivity of the roofing should be determined from data obtained for cloudless nights. The last step in the calculations is determination and then estimation of reflectivity values for chosen roofs on the basis of parameters determined for the day hours. The papers gives analysis of emissivity and reflectivity values for black roof paper.

1. Introduction

Effective energy consumption in economy is one of strategic trends in current world's development. In case of objects' exploitation, adequate construction and choice of building materials can diminish energy consumption for heating and ventilation-conditioning purposes. One of more important elements of a building is its roof. Roof's construction and applied materials, including the roofing layers, can decide about the quantity of heat exchanged between the environment and building's interior. The heat exchange process between these two media is an unsteady process. Description of the process requires that thermal properties of materials used for the roof construction, and in case of roofing material also values of reflectivity and emissivity parameters of the outer layer, are known. The above parameters are sometimes given by producers in the catalogue data. Unfortunately, in many countries, producers are not obliged to publish these parameters.

Author of paper [1] proposes methodology of experimental determination of emissivity parameter for material of which the roofing is made. The methodology has been verified for some chosen roofing materials [2,3]. In turn, author proposes in paper [4] further modification of methodology in order to estimate also the value of reflectivity parameter of the considered roofing. Aim of the present paper is to present modified research methodology and its application for estimation of emissivity and reflectivity parameters of roofing material – black roof paper.

2. Experimental stand and research methodology

Construction and used instrumentation of applied experimental stand are being described in previous papers of author [1- 3]. Fig.1 presents the view of experimental stand placed on the roof of Department of Heat Engineering (KTC), West Pomeranian University of Technology, Szczecin. The building of KTC is surrounded by other university buildings which unfortunately causes shading of its roof in the morning and in the afternoon. In the remaining day hours, irradiance reaches the roofing surface of the experimental stand without disruption.

APAR 206 recorder and five sensors Pt 100 were used to measure temperatures. Outer surface and inner surface temperatures of roofing layer were measured during the research, as well as inner surface of styrofoam, ambient temperature, and temperature inside the experimental stand.



Fig.1. View of experimental stand.

Pyrometer of type CMP-3 with LB-900 gauge were applied to measure irradiance. Measurements were carried out every three minutes.

In order to estimate values of emissivity and reflectivity parameters of the roofing material, research methodologies presented in papers [1,4] were applied in the present paper. The methodologies require that parameters chosen for analysis relate to two (or more) successive cloudless days. The above requirement is indispensable because of validity of simplified Swinbank's formula applied in calculations:

$$T_H = 0,0553T_A^{1,5} \quad (1)$$

The formula allows to calculate the approximate sky temperature.

On the basis of irradiance distributions in time, the needed days can be selected. On a sunny day, the irradiance distribution run is regular between the sunrise and the sunset, and it has the shape close to a parabola. Next, night hours and day hours for the considered days have to be chosen. For night hours, measured temperatures values are introduced into heat balance equation for roofing material, and so emissivity coefficient for roofing can be estimated by means of the following equation [1]:

$$\varepsilon = \frac{h_{C-A}T_A + U_e T_R - (h_{C-A} + U_e)T_C}{\sigma(T_C^4 - T_H^4)} \quad (2)$$

For real roof, value of equivalent heat transfer coefficient given by equation:

$$U_e = \frac{\lambda_S}{d_S} + h_{S-R} \quad (3)$$

is known. It equals $U_e = 0,18 \text{ W/m}^2\text{K}$ for the roof construction analysed in the present paper. It is also assumed for calculations that value of convective heat transfer coefficient $h_{c-A} = 5,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ is known. Next, after the run for emissivity coefficient changes for the roof in function of time is ready, the diagram is taken for analysis to estimate values of mean emissivity coefficient for the considered roofing material. In the next step of modified calculations procedure, data received for day hours is introduced in the model of heat transfer for roofing material. Then, temporary values of irradiance reflectivity coefficient for roofing material are determined from relation [4]:

$$r = 1 - \frac{h_{c-A}(T_C - T_A) + \varepsilon\sigma(T_C^4 - T_H^4) + U_e(T_{S1} - T_R)}{G} \quad (4)$$

Analysis of distributions of this parameter in time allows to estimate the mean value for the parameter.

3. Results

The present section, research results for roofing material, that is black roofing paper, are presented. Three nearly cloudless days of May 2018 have been chosen for analysis. Fig.2 shows irradiance changes on days 19th, 20th, and 21st of May 2018. There is effect of shading of experimental stand in the morning and afternoon hours visible for all analysed days. Besides, in all diagrams, characteristic increase of irradiance occurs at about 12.30 o'clock. It is caused by additional reflection of irradiance from windows of the neighbouring building of Mechanical Engineering Department. Similar peaks, but not so high, appear also in afternoon hours. The cause of their appearance is always the same. That's why parameter analysis for day hours is limited to the time span between 10.00 and 15.00 hours. Besides, on days 19th and 21st of May, temporary cloudiness can be observed. As a result, abrupt changes of irradiance occur.

In turn, analysis of temporary values of irradiance clearness index defined as ratio of irradiance (measured by pyranometer) to irradiance present on the surface of stratosphere confirms validity of the choice of day hours for analysis (Fig. 3).

Fig.4 presents distributions of characteristic temperatures in particular roof layers in the time of research. Temperatures at the inner and outer surfaces of the roof differ only slightly in night hours and in the morning and afternoon hours. Whereas in the time of highest irradiance, temperature at the top surface of styrofoam is higher than temperature of the outer surface of roofing paper. The phenomenon

is caused by an air cushion that occurs between the two roofing layers, because in research conditions, roofing paper is not bonded tight with styrofoam. These temperatures are characterized with the highest 24 hours' amplitude of changes (ca. 50 – 60°C).

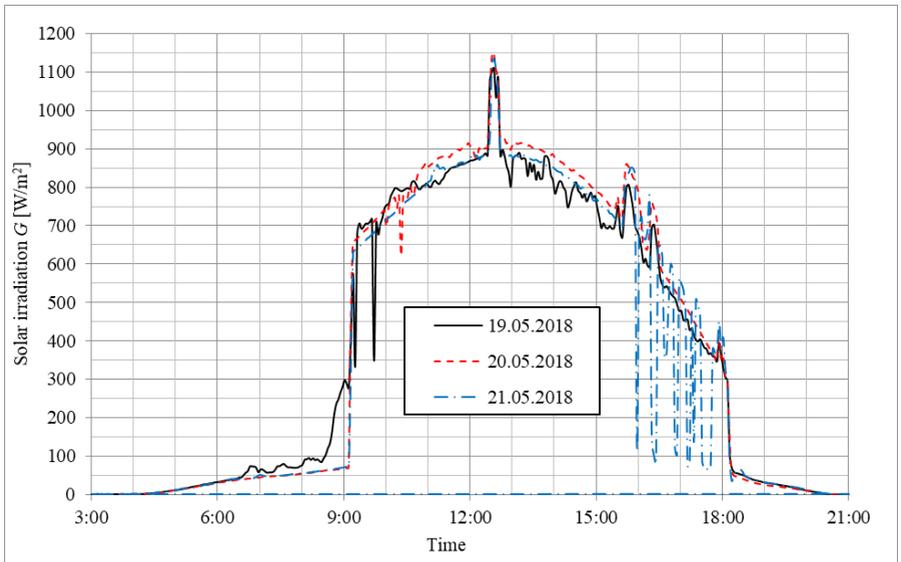


Fig.2. Irradiance in the time of research

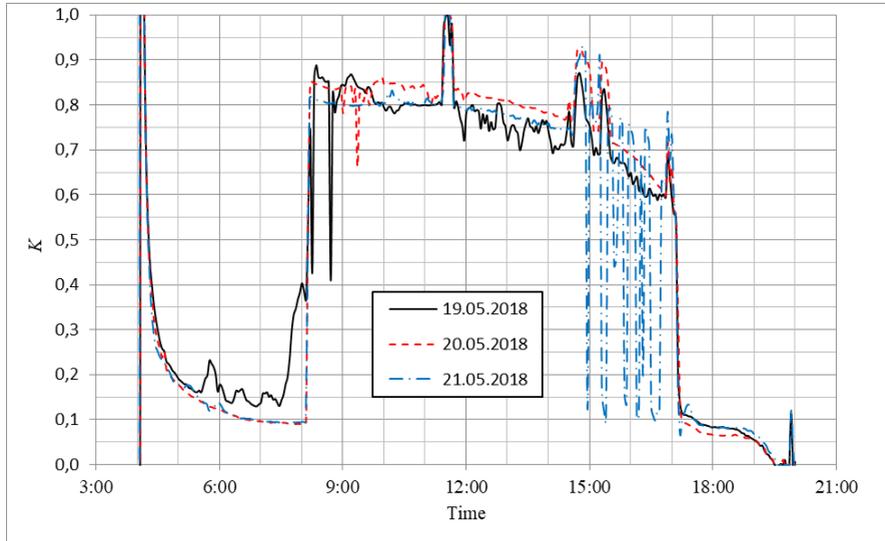


Fig.3. Clearness index in the time of research

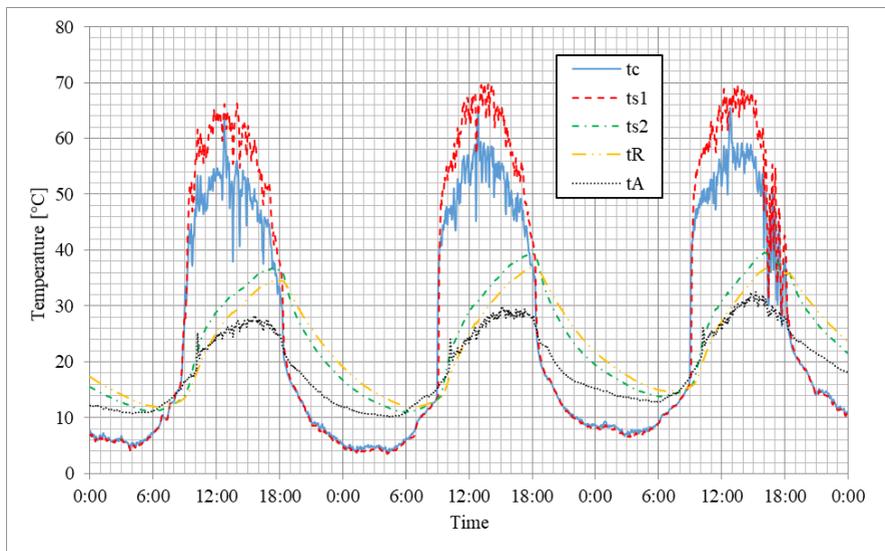


Fig.4. Changes of characteristic temperatures in the time of research

Much lower amplitude of changes characterizes temperatures occurring on bottom surface of styrofoam and inside of the experimental stand. The smallest 24 hours' changes are observed by ambient temperature (ca. 20°C). It is obvious that heat is transferred to the inside of experimental stand on day and in the reverse direction at night. If the sky was nearly cloudless on day, it can be expected that it was also nearly cloudless at night. Validity of this reasoning is confirmed by Figs 5 and 6, they show distributions of measured temperatures. Parameter changes are mild, and they result most of all from presence of wind. Change of velocity of wind overflowing the outer roof surface affects the value of heat transfer coefficient from the air to the roofing material. Constant value of this parameter is assumed in the model.

Values of emissivity coefficient for roofing material for two considered nights calculated from equation (2) are shown in Figs 7 and 8. Temporary values of these coefficients change in a relatively broad range from ca. 0,5 to 0,9. On the other hand, mean values of emissivity coefficient are, respectively: $\varepsilon = 0,66$ for the night 19-20 of May and $\varepsilon = 0,70$ for the night 20-21 of May. Value of emissivity coefficient equal $\varepsilon = 0,685$ has been assumed for further calculations.

After introducing the mean value of emissivity coefficient in equation (4), it is possible to determine the values of reflectivity coefficient for roofing paper for three analysed days. Figs 9-11 present changes of reflectivity coefficient in time successively on days 19th, 20th, 21st of May. Shading of roof surface affects research results in morning and afternoon hours. If then the time range is limited to the range of 10.00 - 15.00 o'clock, it can be stated that changes of reflectivity coefficient are much lower. Mean value of reflectivity coefficient for roof paper under research equals then ca. $r = 0,59$.

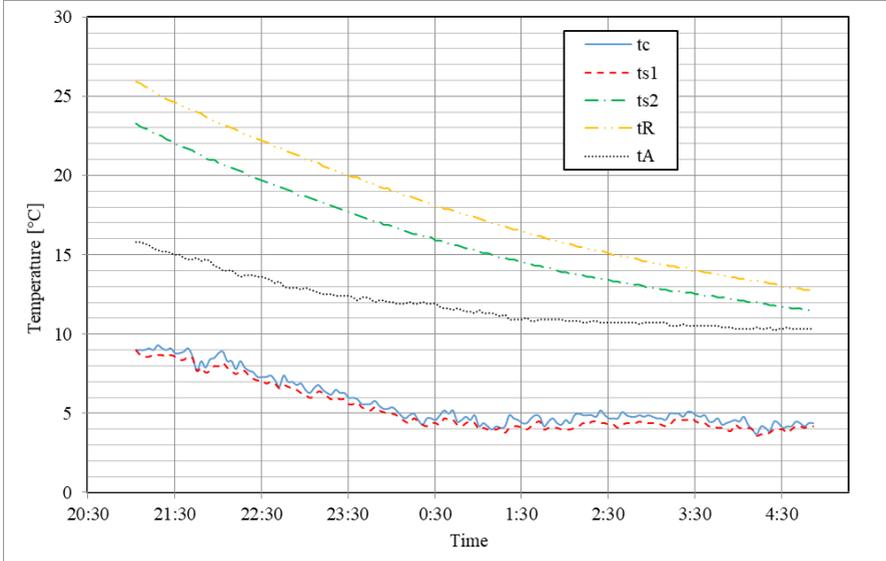


Fig.5. Distributions of characteristic temperatures of media at the night 19th to 20th of May 2018

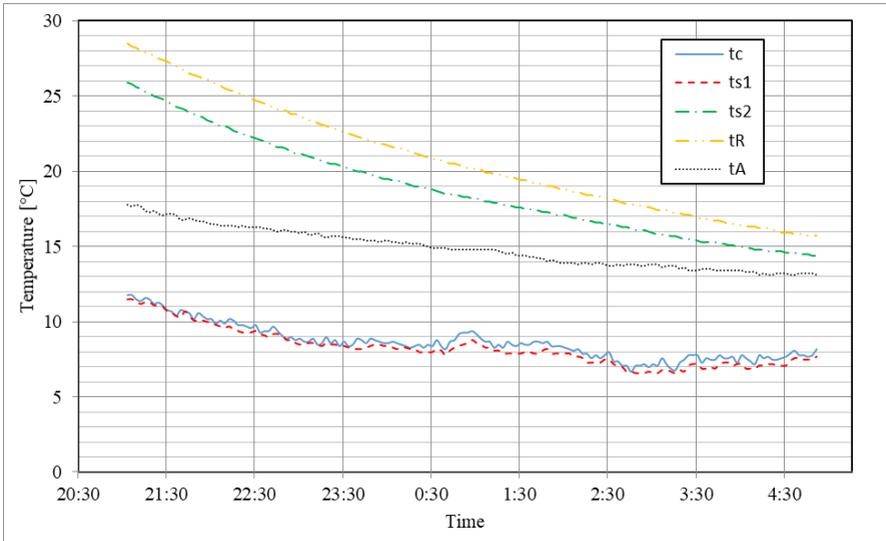


Fig.6. Distributions of characteristic temperatures of media at the night 20th to 21th of May 2018

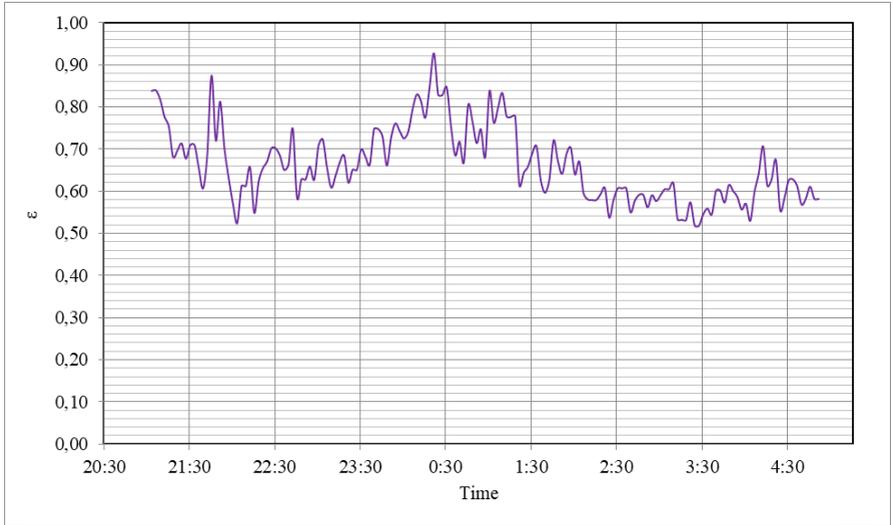


Fig.7. Emissivity coefficients for roofing paper – data for the night 19th to 20th of May 2018

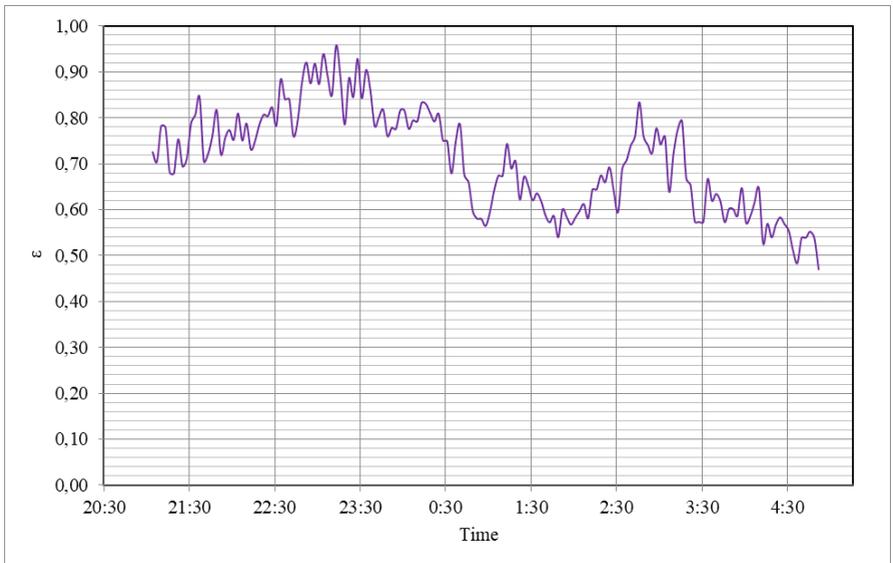


Fig.8. Emissivity coefficients for roofing paper – data for the night 20th to 21th of May 2018

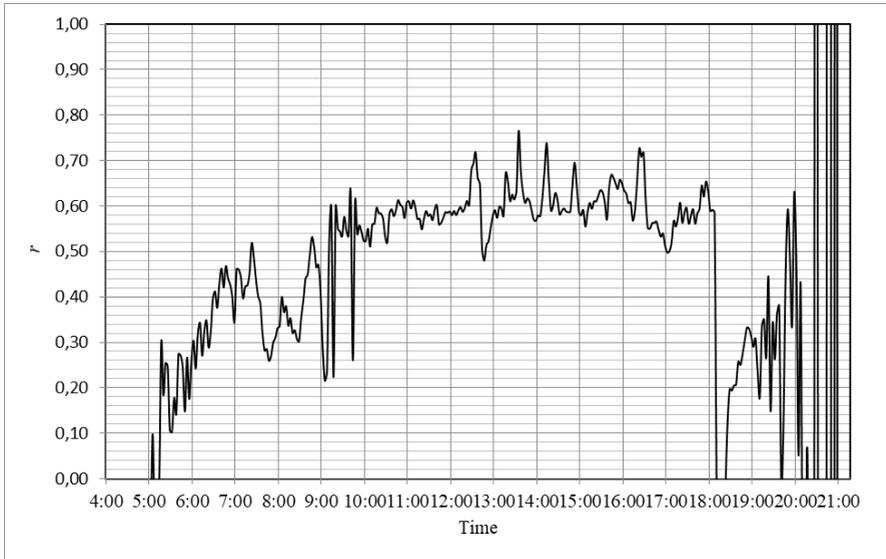


Fig.9. Reflectivity coefficient for roofing paper – data for day 19th May 2018

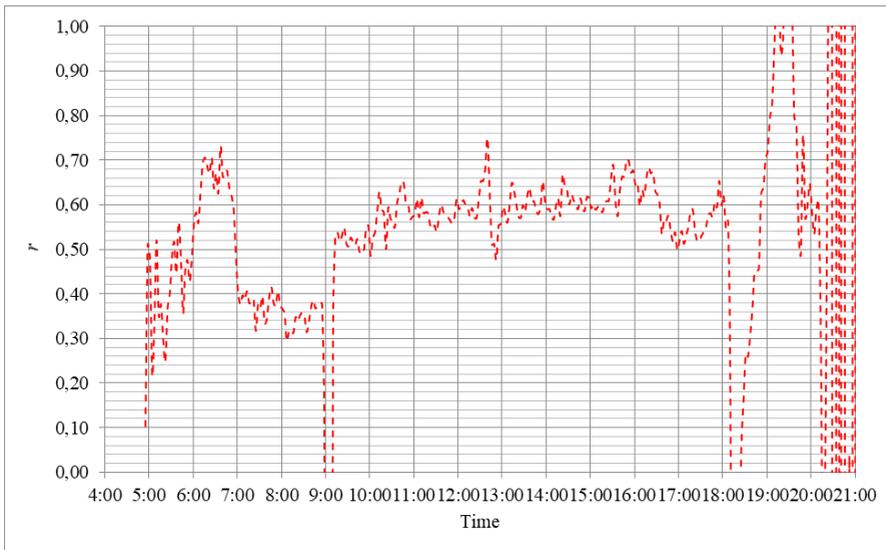


Fig.10. Reflectivity coefficient for roofing paper – data for day 20th May 2018

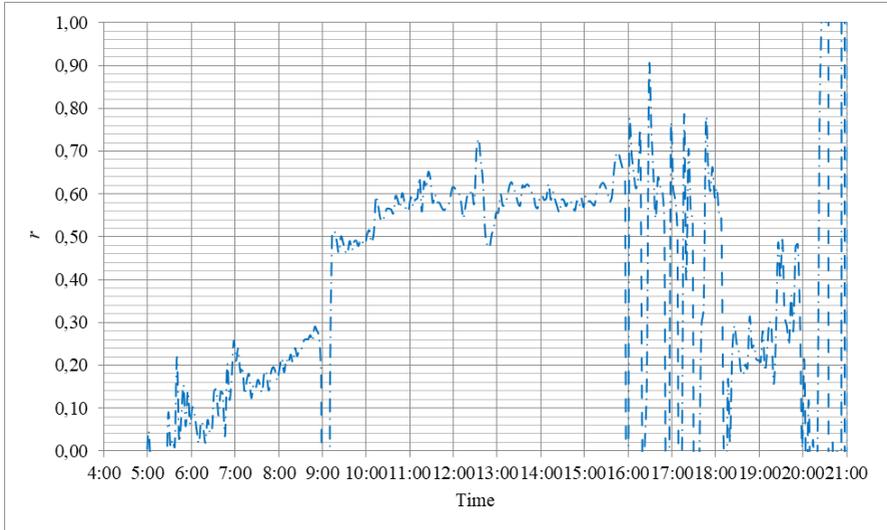


Fig.11. Reflectivity coefficient for roofing paper – data for day 21th May 2018

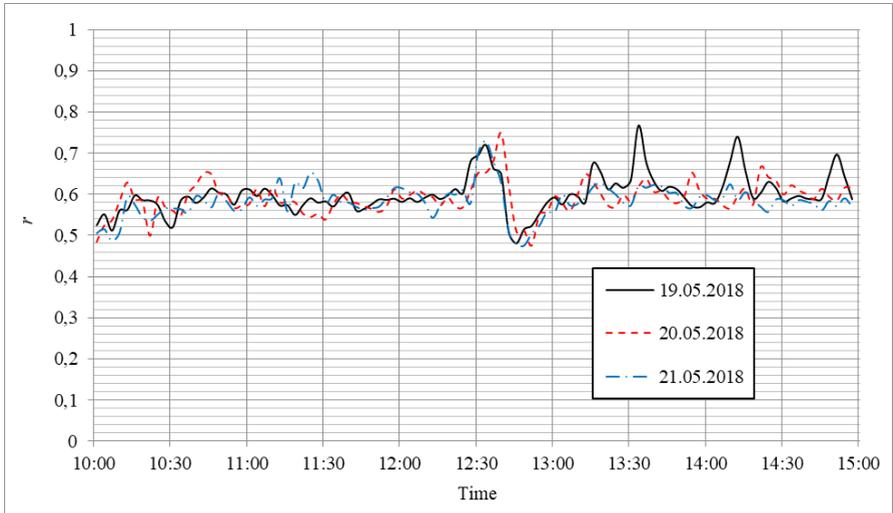


Fig.12. Mean reflectivity coefficient for roofing black paper – selected data

4. Conclusions

On the basis of carried out analysis of research results, it can be stated that:

- modified calculations methodology allows to estimate reflectivity coefficient for any chosen roofing material,
- for black roofing paper under research, mean values of emissivity and reflectivity coefficients equal $\varepsilon = 0,685$ and $r = 0,59$ respectively,
- Difficulty in application of the proposed methodology of research is the necessity to choose only cloudless days for analysis; The necessity results from validity of Swinbank's formula.

References

- [1] Zapałowicz Z.: Simplified estimate methodology of emissivity for roof covers. E3S Web of Conferences Journal - 17th International Conference Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, HTRSE-2018. Vol.70, <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20187001021> pp.1-5
- [2] Zapałowicz Z., Walterowicz A.: Estimation of emissivity for roofing paper in red colour on basis of experimental research. Oszacowanie emisyjności dla papy koloru czerwonego na podstawie badań doświadczalnych. 25. Energie – Symposium „Nutzung Regenerative Energiequellen und Wasserstofftechnik, 7. -10 November 2018 HOST Stralsund, pp.227-237, Hrsg. Thomas Luschtinetz und Jochen Lehmann,
- [3] Zapałowicz Z., Walterowicz A.: Estimation of emissivity for roofing paper in blue colour on basis of experimental research. Archives of Thermodynamics.
- [4] Zapałowicz Z.: Estimation of reflectivity of roofing material on the basis of experimental data. Monography of the Faculty of Mechanical Engineering. University of Technology Koszalin. 09/2019

Nomenclature

- d – thickness, m
 G – irradiance, W/m^2 ,
 h – convective heat transfer coefficient, $W/(m^2K)$,
 K – clearness index,
 r – reflectivity coefficient,
 t – temperature, $^{\circ}C$,
 T – absolute temperature, K,
 U – overall heat transfer coefficient, $W/(m^2K)$,

Greek symbols

- ε – emissivity coefficient, $^{\circ}C$,
 λ – thermal conductivity, $W/(mK)$,
 σ – Stephan-Boltzmann constant (W/m^2K^{-4})

Indexes

- A – environment,
 C – roofing cover (roofing paper),
 e – equivalent,
 H – sky (horizon),
 R – interior,
 S – styrofoam.

ANALYSIS OF DIFFERENT PROBLEMS IN ELECTRIC POWER SYSTEM WITH RAISING DISTRIBUTED GENERATION

M. Zeńczak

West Pomeranian University of Technology Szczecin, Gen. Sikorskiego 37 str. Pl 70-313 Szczecin, Contact: michal.zenczak@zut.edu.pl

Keywords: electric power system, distributed generation, islanding, power system protection.

Abstract

The development of sources in electric power system not always is in correlation with development of load, because new electrical power plants come into existence in regions with profitable geographical conditions (sun, wind, water and empty area), while new loads come into existence in industrial regions, towns, cities, health-resorts. Besides investors responsible for electrical power plants and investors responsible for loads are very often in different trade. Nowadays there is fast development of distributed generation and very often investors of new load ensure the source of electrical energy. Such the situation causes appearance of new problems in electric power systems.

1. Introduction

Electric Power Systems (EPSs) contain sources of electrical energy, substations, power transmission lines and loads (customers). Development of EPS consists in development of sources of electrical energy and development of loads. Development of substations and lines plays subordinate function in relation to sources and loads. The balance of power (energy) must be always fulfilled. The development of sources not always is in correlation with development of load, because new electrical power plants come into existence in regions with profitable geographical conditions (sun, wind, water and empty area), while new loads come into existence in industrial regions, towns, cities, health-resorts. Besides investors responsible for electrical power plants and investors responsible for loads are very often in different trade. However nowadays there is fast development of sources of electrical energy and very often investors of new load ensure the own sources of electrical energy. Therefore, the new category has been coming into existence "Distributed generation" (DG). There are other names: *dispersed generation*, *embedded generation*. There are not exact, precision definitions of them. The good criterion is place of connecting to power system that is distributed network. Besides units of DG are not submitted to central planning and dispatcher centre. There are many classifications of DG according to power: micro DG ($P < 5$ kW), small DG ($P < 5$ MW), medium DG (from 5 MW to 50 MW) and big DG (from 50 MW to 150 MW). The highest value is the result of highest power connected to distribution network 110 kV.

Although electric power system in XIX century did not exist in countries as the integrated whole but in years 1920-1930 the national EPSs were arising. They had typical centralized generation (CG). Such the systems were not adapted to big number of new micros, small and medium sources of electrical energy. Such the situations cause appearance of quite new problems in electric power systems. DG is not the same as generation using renewable energy sources, although DG uses them very often. The technologies used in DG: diesel-electric plants, gas turbines, Stirling engines, fuel cells, water power stations (reservoir, pumped storage, run-off-river, tidal) wind power stations, geothermal power stations, photovoltaic power stations, heliothermal power stations and energy storage systems with different principles of operations.

The paper contains analysis of some new problems in power systems with distributed generation:

- Balance of power and energy,

- Connection to EPS,
- Current-carrying capacity of lines,
- Power system protection (PSP),

Besides other problems are mentioned, and advantages and disadvantages of DG are analyzed.

2. Balance of power (energy)

Figure 1 presents the simple diagram of EPS with DG and CG.

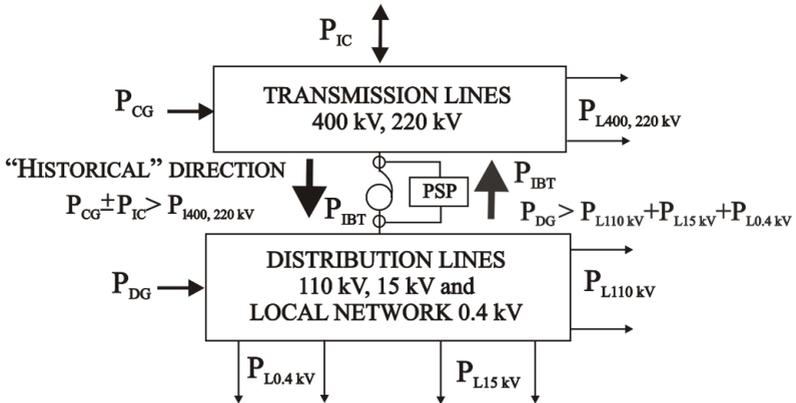


Fig. 1. EPS with DG and CG

The balance of power in EPS in steady state should be always fulfilled:

$$P_G \pm P_{IC} = P_{CG} \pm P_{IC} + P_{DG} = P_L = P_{L400,220} + P_{L110} + P_{L15} + P_{L0.4} \quad (1)$$

where: P_G – generated power, P_{IC} – interchanged power, P_L – power of load.

The power flow in interbusbar transformer P_{IBT} :

$$P_{IBT} = (P_{CG} \pm P_{IC} - P_{L400,220}) - (P_{DG} - P_{L110} - P_{L15} - P_{L0.4}) \quad (2)$$

can be positive ("historical") or negative. The power P_{IBT} is negative for following relation:

$$P_{DG} > P_{L110} + P_{L15} + P_{L0.4} \Rightarrow P_{CG} \pm P_{IC} < P_{L400,220} \quad (3)$$

because P_{DG} is usually behind control by dispatch centre, while P_{CG} and P_{IC} are controlled. Variable direction of power flow P_{IBT} creates problems for PSP of interbusbar transformer, because the “historical” direction of power flow is from transmission lines to distribution lines.

3. Connection to EPS

The choice of the way of connection of single source to EPS depends on the level of nominal power and distance between source and EPS (existing substations).

The increase of amount of new sources in 110 kV is lower than in 15 kV, where increase is lower than in 0,4 kV, because according to polish regulations there is no needs to make expertise for the sources with the nominal power not higher than 2 MW (5 MW for load) [1]. Besides expertise for 15 kV is not so complicated like for 110 kV [2]. The development of DG very often leads to formation of microgrids, especially in low voltage network and in future to smart grids [3].

The conventional distributed grid changes its character from passive into active with generation, transmission, distribution, accumulation and load. In such the situation very, important problem is isolated operation (islanding). The microgrid with DG can work synchronously and as the island but it must be properly adapted to islanding. Islanding must ensure the electrical energy with good quality and the balance of power and energy. Figure 2 presents connecting of sources of DG adapted to islanding (a) and not adapted to islanding (b).

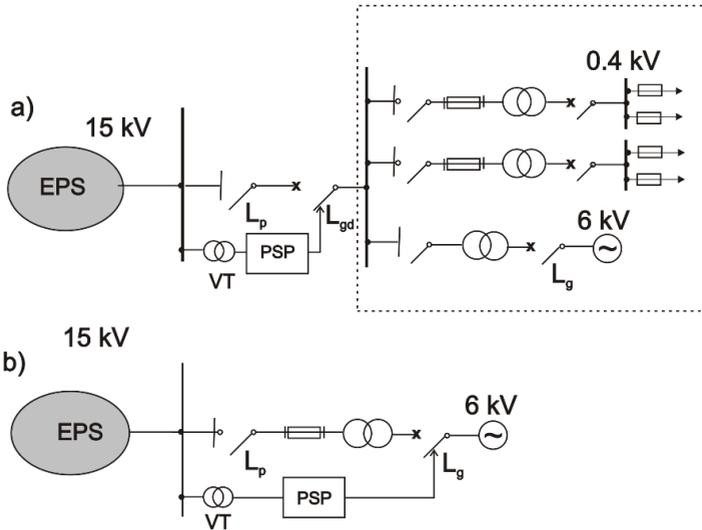


Fig. 2. DG adapted to islanding (a) and not adapted to islanding (b)

The jumper L_{gd} (circuit breaker) in figure 2a should open immediately if the PSP detected lack of supplying from the EPS. Jumper L_p (disconnecter) should create the visible insulating gap. The jumper L_g (circuit breaker) can be closed and generator 6 kV and load 0.4 kV create the island. The jumper L_g (circuit breaker) in figure 2b should open immediately if the supplying from the EPS disappeared. Jumper L_p (load interrupter with fuses) should create the visible insulating gap.

Generally, there are three types of PSP for detection of islanding: ROCOF (Rate of Change of Frequency df/dt), Voltage Vector Shift or Voltage Surge or introduction to EPS control signal with high frequency (from EPS side) [4].

4. Current-carrying capacity of lines

Predominantly connection of DG to EPS should cause the decrease of currents in lines and risk of overload is smaller but not always. It depends on the levels of generation in units of DG and power of loads and their distribution along the lines. If the power of generation new units is lower, then the risk of overload of lines is smaller or even inessential. Figure 3 presents the part of EPS with DG.

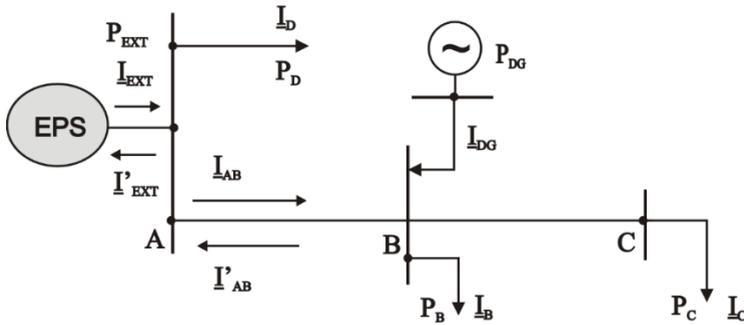


Fig. 3. Part of EPS with DG

The best situation without risk of overload is when:

$$P_{DG} = P_B + P_C \quad (4)$$

There is possibility, that:

$$P_{DG} > P_B + P_C \quad (5)$$

Therefore, the current I'_{AB} may be higher than current-carrying capacity of line AB. Beside there is possibility that even I_{EXT} can change its direction (I'_{EXT}) and it can be higher than current-carrying capacity of line supplying busbars A:

$$P_{DG} > P_B + P_C + P_D = P_{EXT} \quad (6)$$

Therefore, the load flow should be calculated for different load and generation.

5. Power system protection

PSP in EPS with DG has the new tasks:

- Disconnecting DG if cooperation is impossible (especially against prohibited islanding),
- Protection of EPS against faults in DG and protection of DG against faults in EPS,
- Autonomous protection of DG.

Introduction of new generator in EPS creates new problems in acting existing protection. Figure 4 presents acting of underimpedance (distance) protection (UIP) in power system with new DG.

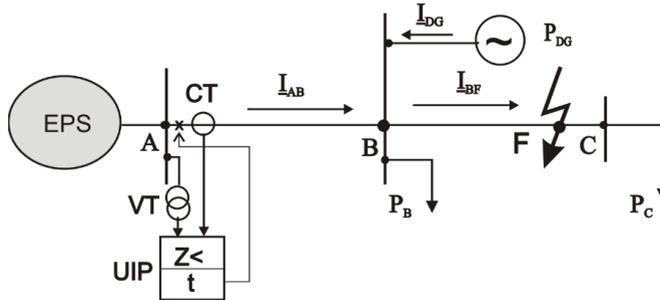


Fig. 4. Under impedance protection in power system with new DG

If the short-circuit is in point F, then UIP should measure $\underline{Z}_p = \underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BF}$. Such the result is when the system is without DG ($I_{DG} = 0$). If there is DG, the UIP measures:

$$\underline{Z}_p = \frac{\underline{I}_{AB} \underline{Z}_{AB} + (\underline{I}_{AB} + \underline{I}_{DG}) \underline{Z}_{BF}}{\underline{I}_{AB}} = \underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BF} + \frac{\underline{I}_{DG}}{\underline{I}_{AB}} \underline{Z}_{BF} \quad (7)$$

It is very difficult to estimate tripping value in UIP, because the value I_{DG}/I_{AB} changes according to wind speed or solar radiation. The differential protection would be better but more complicated.

6. Other problems

There are many other problems in EPS with DG:

- control of frequency and active power,
- control of voltage and reactive power,
- short-circuits power,
- global and local stability,
- environmental problems,
- prediction and planning in EPS.

7. Conclusions

As the conclusion the following table with advantages and disadvantages may be sufficient. The same feature can create advantages and disadvantages.

Table 1. Advantages and disadvantages of DG

Feature	Disadvantages	Advantages
Decentralization	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Costs of generation per-units may be higher 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ New firms ◆ Lower unemployment ◆ Lower results of failures of big units ◆ Series production ◆ Easier choice of particular power of units
Transmission losses	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Can be higher ◆ Possibility of higher reactive power demand 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Predominantly lower ◆ Lower costs of modernization; reduction of necessity of modernization
Overload of lines	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Currents may be higher 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Predominantly lower currents
Short-circuit power	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Increase may be dangerous 	
Reliability	<ul style="list-style-type: none"> ◆ May be lower 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ May be higher
Control of EPS	<ul style="list-style-type: none"> ◆ More complicated 	
Planning of EPS development	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Very difficult ◆ Necessity of new methods 	
Planned repair	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Necessity of new methods 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Creation of new possibilities
Mathematic models	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Very difficult modeling of whole EPS 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Simple models for some parts of local EPS
Power system protection	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Necessity of using new systems, ◆ Influence on existing PSP 	
Prediction of load	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Very difficult 	
Safety of EPS	<ul style="list-style-type: none"> ◆ May be lower 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ May be higher
Quality of electrical energy	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Lower, because of unstable sources like wind and sun and using inverters 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Better voltage conditions by customer
Efficiency	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Lower than big units 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Using renewable energy sources
Impact on natural environment	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Risk of lack of control of utilization after liquidation ◆ Difficult introducing new objects into landscape 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Using renewable energy sources ◆ Increase of ecological and economical consciousness of users (ecologically oriented and energy-saving mentality)

Feature	Disadvantages	Advantages
Islanding	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Danger for repair crew ◆ Risk of damage load and generators ◆ Low quality of energy ◆ Necessity of synchronization ◆ Lower short-circuit power ◆ Special system of protection 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Possibility of operation during blackout (if allowable) ◆ Shorter time without supplying (if allowable)

8. References

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, *Dziennik Ustaw RP*, 2007, Nr 93, poz. 623 (Polish rules).
- [2] Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Document of Distribution Company concordant with Instruction book of operation of distribution network. ENERGA Operator.
- [3] I. Wasiak, The concept of smart electrical power microgrids, *Electrical Review*, R. 87 No. 6/2011. pp. 35-41.
- [4] P. Kacejko, *Distributed Generation in electric power system*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej. Lublin 2004 (in polish).

ZUR ZUKUNFT DES VERKEHRS - WASSERSTOFF STATT „AUSFALLARBEIT“

Dr.-Ing. Hans Sandlaß

Fachberater für Energie- speziell für Energiesysteme, Mahlsdorfer Straße 32,
12555 Berlin, Kontakt: dr.sandlass@t-online.de

Die Wogen schlagen besonders jetzt in der Politik, der Automobilindustrie und der Zivilgesellschaft zur Zukunft des Verkehrssektors hoch, denn besonders in diesem Sektor werden in Deutschland die selbst gesteckten Ziele zur CO₂- Reduktion nicht erreicht. Wir sind Zeugen eines Parteiengänzungs - unterstützt durch Konzerne - über den Antrieb der Zukunft. Dabei steht der PKW, des deutschen liebstes Kind, im Vordergrund und es wird von vielen übersehen, dass die Antriebe für LKW, Omnibus, Schienenfahrzeug, Schiff und auch selbst für das Flugzeug eine ebensolche - wenn nicht gar größere - Aufmerksamkeit erfordern. Können wir das alles mit der Lithium-Ionen- Batterie lösen? Allein aus Materialgründen wird das wohl kaum möglich sein. Da brauchen wir andere Ansätze. Und dazu könnte es eine einfache Lösung geben, eine, die das Stromnetz ganz nebenher liefert: Das ist möglich durch die Vermeidung von Windenergieverschwendung - der sogenannten „Ausfallarbeit“.

Die ist vermeidbar, wenn statt der Abschaltung der teuren Windenergieanlagen durch das Netzsicherheitsmanagement (NSM), CO₂ freier Wasserstoff produziert werden würde.

Welche Voraussetzungen und Probleme es auf diesem Wege gibt und wie diese gelöst werden könnten, soll im Weiteren geschildert werden.

Betrachten wir zuerst das **Windaufkommen**.

Da geben uns die Berichte der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement ausführlich Auskunft, dass für die Aufnahmefähigkeit der Netze, der Wind viel zu oft zu stark weht. Infolge dessen werden ganze Windparks abgeschaltet. Manchmal über mehrere Stunden und auch Tage. Den so organisierten Ausfall der Windenergie nennt man „Ausfallarbeit“. Man misst diese in Kilowattstunden (kWh).

Für das **elektrische Netz** bedeutet das, dass Elektroenergie, die eigentlich hätte produziert werden können, ausfällt. Sie hat natürlich einen Wert, der nach einem umständlichen Prozedere errechnet wird. Im Jahr 2017 erreichte die „Ausfallarbeit“ die stolze Höhe von **5.518.000.000 kWh**. Das sind rd. 5 % der gesamten Windenergieproduktion Deutschlands. Das kostete für die Entschädigungszahlungen an die Windparkbetreiber **610 Millionen Euro! Die finden sich natürlich** auf unserer Stromrechnung wieder.

Da sollte man doch anstelle der „Ausfallarbeit“ lieber **Wasserstoff** erzeugen. Das wäre durch den Einsatz von Elektrolyseuren und Speichern in den von Abschaltungen betroffenen Netzen möglich. Aus der „Ausfallarbeit“ des Jahres 2017 wäre die Produktion von rund **124.000.000 kg Wasserstoff** möglich gewesen. Dabei ist bereits ein Wirkungsgrad des Gesamtprozesses von 75 % berücksichtigt. Der Vorteil der Wasserstoffproduktion an den großen Windparks- in die auch große Photovoltaikanlagen einbezogen werden könnten - liegt darin, dass diese Wasserstoff-Erzeugerstätten gut über das Land verteilt sind.

Damit sind sie nicht nur für die PKW-, LKW und Schiffsversorgung mit Wasserstoff interessant, sondern auch ganz besonders für die Omnibusflotten des öffentlichen Nahverkehrs.

Das ist wohl im Moment die Aufgabe mit der größten Priorität, weil hier mit dem Wasserstoff der größte Effekt beim CO₂ – freien Verkehr erreicht werden kann. Aber auch für die PKW – Flotte schafft der Einsatz des Wasserstoffs aus der „Ausfallarbeit“ bessere Bedingungen, da er schneller und engermaschiger bereitgestellt werden kann. Jeder größere Windpark, der vom Netzsicherheitsmanagement betroffen ist, ist auch für die Installation einer Elektrolyseanlage geeignet. Denn es befindet sich mit Sicherheit eine Stadt im Umkreis von 25 Kilometern, beziehungsweise eine Hauptverkehrsader.

Da ein **Brennstoffzellen-Pkw** etwa 0,8 - 1,0 kg Wasserstoff pro 100 km und ein entsprechend ausgerüsteter **Brennstoffzellen-Hybrid-Stadt-Omnibus** etwa 10 – 11 kg Wasserstoff für 100 km benötigt – bei gleicher Reichweite wie mit Benzin oder

Diesel -, wird schnell sichtbar, welcher Schatz mit der „Ausfallarbeit“ vergeudet wird.

Die benötigten **Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb** sind auf dem Markt. Besonders die Japaner und Koreaner fahren uns auf diesem Gebiet davon. Höchste Zeit also, dass die deutsche Automobilindustrie die begonnenen Arbeiten mit hohem Tempo fortsetzt und die Potentiale dieser Technologie nutzen.

Ein weiteres Thema sind die **Tankmöglichkeiten**. Da existieren in Deutschland lediglich – andere sagen „schon“ – **50 Tankstellen** an denen **Wasserstoff** getankt werden kann. Übrigens genauso schnell wie Benzin oder Diesel. Das sind natürlich für eine breite Nutzung dieser Technologie viel zu wenig.

Dem Ausbau der **CO2-freien Wasserstoff-Infrastruktur** kommt also größte Bedeutung zu. Aus dem vorher gesagten geht hervor, dass wir durch Nutzung der Ausfallarbeit so viel Wasserstoff zur Verfügung hätten, dass wir jeglichen Bedarf für den Verkehr bereitstellen könnten. Auch für den Beginn des Aufbaus einer Wasserstoff-Wirtschaft würde das noch reichen.

Die erforderlichen **Rahmenbedingungen** müssen dazu die Politik schaffen. Der Gesetzgeber hat es bisher versäumt, solche Rahmenbedingungen zu schaffen, dass mit Power to Hydrogen ein **Business Case** für den Investor erreicht werden kann. Da wirken die Regelungen zur Zahlung der EEG-Umlage, die für die elektrische Arbeit, die in den Elektrolyseur fließt, zu zahlen ist. Es ist widersinnig die Strombezugskosten von Speichern u.a. mit der EEG-Umlage zu belasten. Speicher sind doch beileibe keine Endverbraucher. Es ist notwendig, einen künftigen **Rechtsrahmen für Energiespeicher** zu schaffen, der ihre gesonderte Rolle im Energiesystem, ihre Befreiung von Letztverbraucherabgaben und ihre Berücksichtigung als Alternative beim Netzausbau unterstützt. Und selbstverständlich muss grüner Wasserstoff deutlich besser gefördert werden als Biokraftstoffe, denn er verursacht auch am Orte seiner Nutzung – beispielsweise in Ballungsräumen und Innenstädten – keine Luftverschmutzung.

Wenn eine solche Gesamtregelung für Speicherung grünen Wasserstoffs durch den Gesetzgeber geschaffen ist, dann wird es auch möglich werden, die Errichtung von Windparks und deren Netzanschluss von vornherein verpflichtend mit Speicherung festzulegen.

Dass dies bisher nicht so ist, kann man als einen Geburtsfehler des seinerzeit so erfolgreichen EEG bezeichnen. Denn wenn jemand volatile Elektrizität erzeugt, wäre er doch allein auf der Basis des Verursacherprinzips für die Bereitstellung ausgleichender Regelleistung verantwortlich. Dieses Plädoyer für den Wasserstoff

schließt ein, dass Batterien in Autos und batterieelektrischen Fahrzeugen sowie Maschinen, wie auch sehr dynamisch arbeitende Batteriespeicher zur Netzstabilisierung ihren Platz behalten und auch künftig finden.

In der so außerordentlich vielseitigen Energie- und Verkehrs-Wirtschaft werden alle technischen Möglichkeiten gebraucht.

SEKTORKOPPLUNG DURCH EISPEICHER UND KALTE NAHWÄRME

Robert Brockmann

Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative EnergieSysteme, Zur Schwedenschanze
15, 18435 Stralsund

Kontakt: robert.brockmann@hochschule-stralsund.de

Keywords: Wärmepumpe, Eisspeicher, Kalte Nahwärme

Einleitung

Etwa 40% der eingesetzten Primärenergie wurden in Deutschland im vergangenen Jahr für die Bereitstellung von Wärme bzw. Kälte benötigt, davon wiederum 46% für Raumheizung und weitere 9% für Warmwasser in Haushalten, Industrie und Gewerbe [1]. Für die Erreichung der Klimaschutzziele ist in Deutschland bis zum Jahr 2050 eine Verringerung des Energiebedarfes im Wärmesektor auf 1/6 der gegenwärtigen Energiemenge vorgesehen [1]. Dafür bedarf es nicht nur umfangreicher Anstrengungen im Bereich der Gebäudesanierung. Die Umstellung der Wärmeversorgung im Bereich der Raumheizung muss auf Lösungen orientieren, die für kalte windarme Winterperioden keine zusätzlichen Bedarfsspitzen für das elektrische Netz generieren.

Einbindung und Auslegung von Eisspeichern für Einfamilienhäuser

Bei der häuslichen Eisspeichertechnologie wird mit einer Wärmepumpe Wärme zum Beheizen eines Gebäudes bei Außentemperaturen größer als -2°C über einen häuslichen Dachabsorber und bei Außentemperaturen unter -2°C aus einem häuslichen Eisspeicher bezogen. Bei Umgebungstemperaturen oberhalb von 0°C wird vom Dachabsorber zur Regeneration des Eisspeichers Wärme zugeführt. Dadurch kann die Wärmepumpe einer derartigen häuslichen Eisspeicherheizung mit einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von mindestens fünf betrieben werden, da die Temperaturdifferenz zwischen Eisspeicher und Heizungsvorlauf im Winter im Mittel bei 30 K liegen wird (Abb. 1).

Der häusliche Eisspeicher wird auch als Latentwärmespeicher bezeichnet. Dieser erlaubt über den Phasenübergang beim Erstarren einer Flüssigkeit bei konstanter

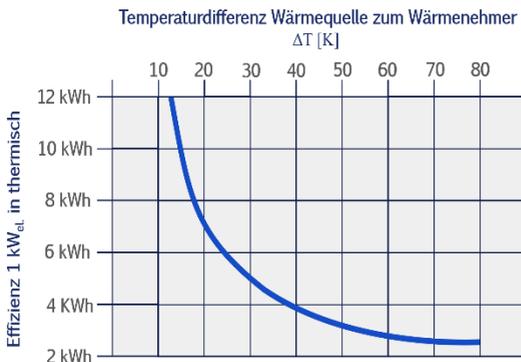


Abbildung 1: Effizienz einer Sole-Wärmepumpe

Temperatur Heizwärme zu beziehen. Die Energiemenge beim Erstarren des Wassers entspricht etwa der Energiemenge, die erforderlich ist, um die gleiche Wassermenge von 0°C auf 80°C zu erwärmen. Die Erstarrungsenthalpie von Wasser beträgt 334 kJ/kg , die spezifische Wärmekapazität $4,19 \text{ kJ/kg}$. Der Eisspeicher der Eisspeicherheizung erlaubt es

damit, eine größere Energiemenge als in einem sensiblen Wärmespeicher zu speichern bzw. freizusetzen. Die in einem m^3 Eisspeicher gespeicherte Wärme entspricht etwa dem Heizwert von 11 Litern Heizöl.

Ein Vorteil einer Eisspeicher- gegenüber einer Erdsondenheizung besteht im Entfallen der Prüfung der Bodenbeschaffenheit. Nachteilig ist das große Volumen des häuslichen Eisspeichers, der mit bei ca. 10 m^3 für ein Einfamilienhaus knapp 10% des jährlichen Wärmebedarfes in einem Zyklus abgeben kann.

Hinsichtlich der Optimierung des Gesamtsystems wird aus Abb. 1 eine wesentliche Möglichkeit zur Erhöhung der JAZ ersichtlich. Mit der Absenkung der Vorlauftemperatur des Heizkreises (z.B. durch Fußbodenheizung bzw.

Wandheizungen) kann die Wärmepumpe geboostert werden, wobei eine um 1 K verringerte Temperaturspreizung den Heizenergiebedarf um etwa 3% reduziert.

Weiterhin kann dem Eisspeicher im Winter Wärme von einer häuslichen Wohnraumlüftung zugeführt werden, um ihn schneller zu beladen. Bewährt hat sich ein Mindestluftwechsel bei Gebäudeeinheiten von 0,3 bis 0,5 h⁻¹, so dass sich bei einem Einfamilienhaus ein Luftvolumenstrom von maximal 250 m³ pro Stunde einstellt. Wird die Abluft des Gegenluftwärmetauschers dem Eisspeicher mit den verbliebenen 5 bis 10°C zugeführt, wird der Eisspeicher permanent mit ca. 100 bis 200 Watt erwärmt/regeneriert.

Ein Eisspeicher von 10 m³ ist eine sinnvolle Auslegung für ein Einfamilienhaus (Neubau) mit etwa 10 kW erforderlicher (max.) Heizleistung. Der Speicher liefert in einem Zyklus maximal 900 kWh Wärme, er kostet mit Einbringung etwa 10 T€. Hinzu kommen die Kosten für die Sole-Wärmepumpe und den Dachabsorber von ca. 12 T€ bis 17 T€, womit sich die Gesamtkosten auf 22 – 27 T€ belaufen. Da sich die Kosten des Eisspeichers kaum reduzieren lassen, erweist er sich für häusliche Heizungs-lösungen als Kostentreiber.

Quartier-Wärmeversorgung mit geclusterten Eisspeichern

Die gesetzlichen Anforderungen der EnEV 2016 erlauben bei neu errichteten Einfamilienhäusern nicht mehr die alleinige Wärmebereitstellung durch Erdgasheizungen. Aus diesem Grund werden Einfamilienhäuser in Neubaugebieten zunehmend mit Luft-Wärmepumpen beheizt. Dies bedeutet, dass das zugehörige Stromnetz für den Lastfall extremer Winterperioden ausgelegt werden muss. Pro Gebäudeeinheit mit einer Luft-Wärmepumpe muss die Kapazität des Stromnetzes im Quartier um mindestens 5 kW erhöht werden [2]. Bei niedrigen Außentemperaturen sinkt durch die Temperaturspreizung der COP der Luft-Wärmepumpen auf etwa 2, so dass bei -15°C mit 1 kW Strom nur 2 kW Heizwärme erhalten werden.

Zur Bereitstellung dieser elektrischen Leistung für die verbauten Luft-Wärmepumpen muss eine entsprechende (elektrische) Kraftwerkskapazität für extreme Winterperioden vorgehalten werden, die i.d.R. nur fortlaufend für maximal 20 Tage benötigt wird. Würde man die Kosten der Vorhaltung dieser (quasi thermisch bedingten) Kraftwerkskapazität für Luft-Wärmepumpen umlegen, könnten Luft-Wärmepumpen überhaupt nicht wirtschaftlich betrieben werden!

Werden die Gebäude hingegen mit Eisspeicherheizungen beheizt, kann die benötigte (Winter-) Kraftwerkkapazität minimiert werden, da die hier eingesetzten Sole-Wärmepumpen bei Außentemperaturen unter -2°C die Wärme aus dem Eisspeicher mit 0°C entnehmen. Der dadurch erreichte COP von 4 erlaubt letztlich eine Halbierung der zugeordneten (Winter-) Kraftwerkskapazität.

Beziehen Gebäude ihre Wärme über ihren eigenen häuslichen Eisspeicher, so liegt der Kostenanteil für diese Eisspeicher bei ca. 40% des jeweiligen Heizungssystems. Beziehen die Gebäude ihre Wärme aus einem gemeinsamen Eisspeicher, können die Kosten für den Eisspeicher deutlich reduziert werden. Zu etwas höheren Kosten als ein häuslicher Eisspeicher kann ein zentraler Eisspeicher mit den Abmessungen einer Fertigarage und mit einem Volumen von ca. 50 m^3 für die Versorgung von fünf typischen Einfamilienhäusern errichtet werden. Die Kosten für den Eisspeicher sinken dann auf ca. 250 Euro/m^3 bei den Einzelgebäuden und verursachen nur noch 15% der Investitionskosten der Heizung. Die Kosten der Vernetzung der Sole-Wärmepumpen mit dem zentralen Eisspeicher können mit ca. 75 Euro/m angesetzt werden. Bei einer zu verlegenden Leitungslänge von 100 m erhöhen sich die Kosten pro Gebäudeeinheit um maximal 1.5 T€ , so dass die Gesamtkosten der Heizungssysteme nur noch $15 - 20\text{ T€}$ erreichen.



Abbildung 2: Erdkollektor der Firma GeoCollect [3]

Weiterhin können die gemeinsamen Eisspeicher mit den Sole-Wärmepumpen über ein Erdkollektorleitungsnetz vernetzt werden. Bei diesem Vorgehen wird nur die Vorlaufleitung zum Eisspeicher isoliert ausgeführt und die Rückleitung vom Eisspeicher als Erdkollektor ausgeführt. Der Erdkollektor der Firma GeoCollect erlaubt auf 10 m

Länge den Bezug von ca. 1 kW Wärme aus dem Erdreich [3]. Bei einer Verlegungslänge von 100 Meter sind dies ca. 10 kW , so dass mit dem Eisspeicher eine weitere Gebäudeeinheit versorgt werden kann.

Vorteilhafterweise sollte aber zur Reduzierung der benötigten (Winter-) Kraftwerkskapazität mit der Erdwärme die Vorlauftemperatur zu den häuslichen Sole-Wärmepumpen angehoben werden. Die damit wieder verbundene Reduktion

der Temperaturspreizung erhöht sich die Effizienz einer Sole-Wärmepumpe durch die Anhebung der Vorlauftemperatur durch den Erdkollektor um +3%/K. Idealerweise wird der Erdkollektor im Bereich der Kanalisation verlegt, so dass die häuslichen Sole-Wärmepumpen im Winter mit einem COP von etwa 5 betrieben werden kann, was die benötigte Kraftwerkskapazität im Winter weiter reduziert.

Effektive Quartier-Wärmeversorgung mit lokaler Kalter Nahwärme

Die Kosten der lokalen kalten Nahwärme können in einem Quartier durch einen zentralen Eisspeicher weiter reduziert werden. Dann ist es empfehlenswert, die Gebäude insgesamt über Kalte Nahwärme aus einem gemeinsamen Eisspeicher mit Wärme zu versorgen.

Dabei wird das kalte Nahwärmnetz im Winter geeignet mit Wärme (Abwärme eines BHKW, Wärmepumpenbetrieb bei Stromverfügbarkeit usw.) beladen. Dadurch können an kalten Tagen mit Außentemperaturen von bis zu -15°C die Sole-Wärmepumpen in den Vorlauftemperaturen z. B. bis auf 10°C angehoben werden. Diese Boosterung erlaubt es, dass die häuslichen Sole-Wärmepumpen mit einem COP von bis zu 7 betrieben werden können.

Die hierdurch erreichte Verringerung der benötigten (Winter-) Kraftwerkskapazität kann mit einem überdimensionierten häuslichen Brauchwasserspeicher noch weiter intensiviert werden. Wird dieser Wärmespeicher im Winter auf 60°C beladen, so kann er pro 1.000 Liter in einer Kältephase ca. 35 kWh Wärme abgeben, so dass die Sole-Wärmepumpe ca. 3,5 Stunden nicht betrieben werden muss (Extremwertbetrachtung bei -15°C).



Abbildung 3: Kalte Nahwärme mit einem Batteriespeicherkraftwerk

Ein bedeutsamer Vorteil der kalten Nahwärme ist zudem, dass im Sommer Gebäudeeinheiten oder ein Quartier-Batteriespeicherkraftwerk mit der Abfallkälte der Sole-Wärmepumpen sowie mit Erdkälte gekühlt werden können.

Die kalte Nahwärme erlaubt es somit, die Sektoren Strom, Wärme und Kälte sehr vorteilhaft miteinander zu koppeln. Sie erlaubt auch die schrittweise energetische Sanierung von Bestandsquartieren, indem zunächst einzelne Straßen u./o. Abwassersystemstränge nacheinander erneuert und die lokalen kalten Wärmeinseln schrittweise neuronal miteinander vermascht werden, so dass überschüssige Abfallwärme von einer kalten Wärmeinsel in eine andere Wärmeinsel geschoben werden kann.

Optimale Spreizung und Wirtschaftlichkeit

Standardmäßig werden Sole-Wärmepumpen mit einer Spreizung von 5 K zwischen Vor- und Rücklauf betrieben. Meyer bestimmte in einer Studie für eine Sole-Wärmepumpe mit Erdsonde die optimale Spreizung, mit der eine Erdsondenheizung betrieben werden sollte [4]. Im Arbeitspunkt BOW35, bei der Wärme von 0°C auf 35°C gefördert wird, liegt die optimale Spreizung bei 4,5 Kelvin. Beim Arbeitspunkt B4W35 hingegen bei 3,9 K und beim Arbeitspunkt B6W35 bei 5 K. Die Studie zeigt, dass der zusätzliche Energiebedarf bei 4°C und einer Spreizung von 3,9 K am niedrigsten ist. Der Grund ist die Anomalie des Wassers. Daher sollten kalte Nahwärmenetze mit einer Spreizung von 3,9 bis 5 Kelvin ausgelegt werden.

Beim gegenwärtigen Stand der Technik werden Nahwärmenetze mit einer Temperaturspreizung von 40 K betrieben (90/50°C), Nahwärmenetze der 3. Generation bereits mit nur noch 20 K [5]. Wird ein kaltes Nahwärmenetz zur Minimierung des Mehrverbrauches von häuslichen Sole-Wärmepumpen bei 5 Kelvin ausgelegt, müssen die Rohrdurchmesser des Rohrleitungsnetzes gegenüber einer Temperaturspreizung von 40 Kelvin um das 2,82-, bei 20 K um das 2-fache erhöht werden [6]. Diese Überlegungen beeinflussen wesentlich die optimale Auslegung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten

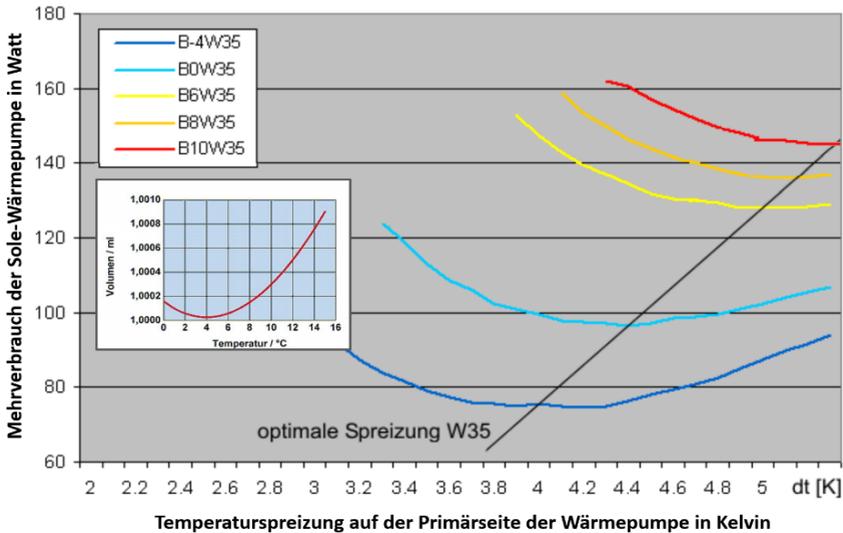


Abbildung 4: Optimale Temperaturspreizung bei der kalten Nahwärme [4]

Eine Reihe realisierter Projekte zeigen, dass Gebäude wirtschaftlich mit Wärme unter Einsatz der Eisspeichertechnologie versorgt werden können. Vom Ingenieurbüro BzE-Ökoplan wurden bereits etliche Eisspeicherprojekte realisiert, wie z. B. eine Siedlung des Eisenbahnbauvereins Harburg. Ebenso engagiert ist die Viessmann Group erfolgreich mit Eisspeicherprojekten unterwegs, u.a. mit einem Projekt für Aldi-Nord [7]. Bei einer optimalen Projektierung können die Energiebezugskosten der Betreiber der Gebäude mindestens halbiert werden, ohne dass sich die Investitionskosten signifikant erhöhen. Die Kosten der kalten Nahwärme wurden auch von Gudmundsson bewertet, einen kalten Wärmenetz mit

einer Spreizung von 8/3°C. Die Kosten wurden pro Wohneinheit wurden mit 13T€ bewertet [8].

Beitrag von Eisspeichern / Kalter Nahwärme zur Reduktion der notwendigen Kraftwerksreserve für die kalte Winterflaute

Nachteil des zunehmend breiteren Einsatzes von Wärmepumpen ist das Vorhalten einer (Winter-) Kraftwerksreserve für ihren Betrieb. Anliegen des Beitrags ist es, die verschiedenen Lösungen zur Reduktion dieser elektrischen Winterbedarfsspitze aufzuzeigen.

Ausgangspunkt der Untersuchungen ist die Beheizung von Gebäuden mit Fußboden- oder Wandheizungen mit einer Vorlauftemperatur von 30°C bis maximal 35°C. Der Energiebezug von Sole-Wärmepumpen kann im Vergleich zu Luft-Wärmepumpen durch geeignete Maßnahmen im Winter um bis zu 72% reduziert werden, wie die Zusammenstellung in Tabelle 1 aufzeigt.

Eine weitere Schlussfolgerung besteht darin, dass das Stromnetz pro Gebäudeeinheit hinsichtlich der Heizung nicht mit 5 kW ausgelegt werden muss, sondern nur mit maximal 1,5 kW für die Gebäudeheizung. Wird die Beladung der häusliche Brauchwasserspeicher im Winter über die Wärmepumpen mit einbezogen, müsste eine Auslegung auf 3 kW erfolgen, wodurch die (Winter) Kraftwerkskapazität weitestgehend entfällt.

Eine interessante Auslegung ist die Kombination eines kalten Nahwärmenetzes mit einem Batterie-Speicherkraftwerk, das im Winter tagsüber an Werktagen keine Kraftwerkskapazität bindet. Die Kosten für einen Redox-Flow-Batteriespeicher für ein Quartier werden in ca. 10 Jahren bei maximal 100 Euro/kWh liegen. Dieser netzstabilisierende Speicher würde bei einem Stromüberangebot insbesondere nachts und am Wochenende wirtschaftlich beladen werden und zu den übrigen Zeiten die Bedarfe u.a. der häuslichen Sole-Wärmepumpen bedienen.

Tab. 1: Reduktion der (Winter-) Kraftwerksreserve für den Betrieb von Wärmepumpen

Wärmepumpe / Technik	COP	Benötigte (Winter-) Kraftwerksleistung (bei -15°C)
Luft-Wärmepumpe	2	100%
Häusliche Eisspeicherheizung	4	50%
Lokale Eisspeicherheizung mit fünf Gebäudeeinheiten	4	50%
Lokale Eisspeicherheizung mit fünf Gebäudeeinheiten und Erdkollektor	5	40%
Lokale Eisspeicherheizung mit mehreren Gebäudeeinheiten und Erdkollektor	5	40%
Lokale Eisspeicherheizung mit mehreren Gebäudeeinheiten, Erdkollektor und Abfallwärme	7	28%
Häuslicher Brauchwasserspeicher bei Lastspitzen		0%

Ausblick und Zusammenfassung

Um in der (tief-)kalten Winterflaute mit Wärmepumpen eine zuverlässige Wärmeversorgung ohne das Vorhalten einer beträchtlichen (Winter-) Kraftwerksleistung zu gewährleisten, muss die Vorlauftemperatur der Wärmepumpen zur Erreichung sinnvoller COP-Werte erhöht werden.

Durch geeignete Wärmeversorgungssysteme unter Einbeziehung von Eisspeichern und kalter Nahwärme kann der winterliche Spitzenstrombezug um 2/3 gegenüber der einfachen Luft-Wärmepumpe reduziert werden. Abbildung 4 fasst die Potenziale dieser Maßnahmen zusammen.

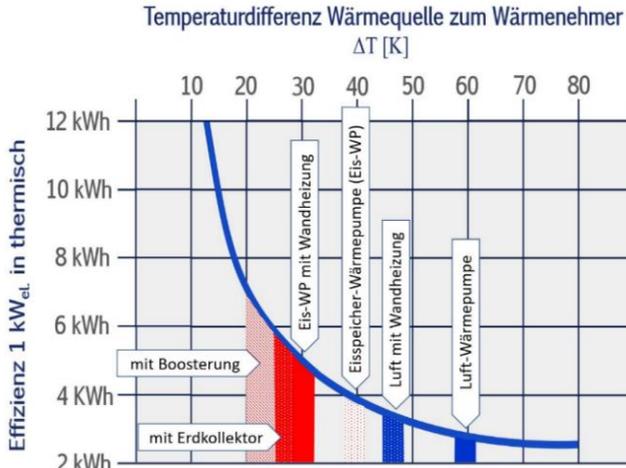


Abbildung 4: Potenzial der kalten Nahwärme zur Minimierung der benötigten winterlichen thermischen Kraftskapazität

Das Ziel sollte es zudem sein, den Strombezug eines Quartiers mit einem kalten Nahwärmenetz derart auszubalancieren, dass die winterliche Stromlücke mit möglichst geringer Kraftwerksleistung geschlossen werden kann. Dazu sind die häuslichen Vorlauftemperaturen durch Wand- und Fußbodenheizungen zu verringern, um effiziente Sole-Wärmepumpensysteme einsetzen zu können. Um auf diesem Weg zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes beizutragen, sollten in den kommenden Jahren gezielt Eisspeicherheizungen und überdimensionierte häusliche Brauchwasserspeicher gefördert werden.

Literaturverzeichnis

[1] Umweltbundesamt: Energiedaten 2016-2018, <https://www.umweltbundesamt.de/daten>

[2] Zander, H.: Planung und Bemessung von Hauptstromversorgungssystemen nach DIN 18015-1 und TAB 2000, <https://www.voltimum.de/sites/www.voltimum.de/files>, 20.10.2019.

[3] info@geocollect.de

[4] Meyer, J.: Optimierungen der Wärmepumpe, <http://www.effiziente-waermepumpe.ch/anlage/optimierungen.php>, 5.10.2019.

[5] Schmidt, D.; Kallert, A.; Blesl, M.; Svendsen, S.; Li, H.; Nord, N.; Sipilä, K.: Cost analysis for Cold District Heating versus Low Temperature District Heating, The 15th International Symposium on District Heating and Cooling, Energy Procedia 116 (2017) 26-38, ScienceDirect, https://www.researchgate.net/publication/318204212_Low_Temperature_District_Heating_for_Future_Energy_Systems, 5.10.2019.

[6] Gudmundsson, O.; Thorsen, J.-E.; Brand, M.: Cost analysis for Cold District Heating versus Low Temperature District Heating, 3rd Intern. Conf. on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating, Copenhagen 2017.

[7] KI-Portal: Aldi Nord und Viessmann stellen gemeinsames Energieprojekt vor: Innovatives Kälte-Wärme-Verbund-System im Discount-Filialnetz, https://www.ki-portal.de/wp-content/uploads/2017/04/KI_2017_04_Messe_Euroshop_Viessmann.pdf, 1.10.2019.

[8] Gudmundsson, O.; Cost analysis for cold district heating versus low temperature district heating, 3rd international conference on smart energy and 4th generation district heating, copenhagen, 12-13 September 2017

Autorenverzeichnis

<i>Adamkiewicz, A.</i>	11	<i>Korpela, T.</i>	195
		<i>Kuosa, M.</i>	195
<i>Blum, U.</i>	110		
<i>Brand, U.</i>	57	<i>Lange, M.</i>	132
<i>Brockmann, R.</i>	262	<i>Linke, M.</i>	141
<i>Brüggling, E.</i>	94, 227	<i>Linnemann, J.</i>	132
<i>Dengel, A. J.</i>	21	<i>Mäkelä, M.</i>	150
<i>Duque-Gonzalez, D.</i>	110	<i>Messmer, T.</i>	141
		<i>Meyer, M.</i>	187
<i>Ebert, M.</i>	110	<i>Micard, G.</i>	141
		<i>Minde, A.</i>	141
<i>Filus, T.</i>	132	<i>Müller, R.</i>	121
<i>Fischer, U. R.</i>	32		
<i>Fönings, K.</i>	40	<i>Nefodov, D.</i>	162
<i>Frey, H.</i>	44		
<i>Frotscher, O.</i>	44	<i>Oppelt, Th.</i>	44
		<i>Otto, S.</i>	44
<i>Gillung, F.</i>	32		
<i>Gleser, J.</i>	21	<i>Peitzmeier, J.</i>	227
<i>Gomez Trillos, J. C.</i>	57	<i>Poignon, J.-M.</i>	179
<i>Göschel, T.</i>	44		
<i>Groß, B.</i>	84	<i>Rackwitz, A.</i>	121
<i>Hassel, E.</i>	187	<i>Sakkas, N. P.</i>	32
<i>Heilmann, A.</i>	132	<i>Sandlaß, H.</i>	258
<i>Heinrich, C.</i>	94	<i>Sarvelainen, H.</i>	195
<i>Heinrich, I.</i>	44	<i>Schiller, H.</i>	210
<i>Holbach, G.</i>	99	<i>Schmidt, A.</i>	44
<i>Holtz, D.</i>	187	<i>Schneider, J.</i>	110
<i>Hönig, F.</i>	110	<i>Schubert, G.</i>	141
		<i>Starre, S.-J.</i>	215
<i>Immonen, S.</i>	150		
		<i>Tuliniemi, E.</i>	195
<i>Jung, U.</i>	121		
		<i>Urbanek, T.</i>	44, 162
<i>Kindl, M.</i>	141	<i>Uhlig, U.</i>	44

Vogt, Th.	57
Voigt, A.	32
Weide, T.	227
Wenzel, A.	141
Wetter, C.	94, 227
Wilken, D.	57
Wichern, M.	227
Wozniak, K.	121
Xiao, S.	162
Zapałowicz, Z.	237
Zeńczak, M.	249
Zeńczak, W.	11

