

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2018

Thomas Luschtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



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

25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 07. bis 10. November 2018

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

©2018 by: HOST-Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:



ISBN 978-3-9817740-4-7

Konferenzkomitee der REGWA 2018:

Jürgen Garche (Ulm), Erico Spinadel (Buenos Aires), Sukrudee Sukchai (Phitsanulok),
Reinhold Wurster (Ottobrunn), Zbigniew Zapalowicz (Szczecin)
sowie Jochen Lehmann 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	6
Vorwort	8
<i>A. Adamkiewicz, D. Łuszczycyński und W. Zeńczak</i> Biokohlepellets als Betriebsstoff für die in der Schwefelemissionskontrollzone betriebenen Schiffe	12
<i>S. Büttner, M. Jentsch, S. Hörnlein, B. Hubner</i> Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende – Einsatz von Elektrolysesauerstoff auf kommunalen Kläranlagen	22
<i>A. J. Dengel, M. Buchner, F. Henseler</i> Konzeption und Bewertung einer mit regenerativen Energieträgern handelnden Tankstelle	42
<i>F. Findeisen, J. M. Mücke, T. Winkler, U. Kroll, B. Platzer, T. Urbaneck</i> Beladesysteme für thermische Energiespeicher – Neue konstruktive Ansätze	50
<i>K. Fönings</i> Energiespeicher: Power-to-Gas & Methanisierung	60
<i>L. Gerstenberg, V. Wesselak, S. Voswinckel und S. Münter</i> Ertragssimulation für bifaciale Photovoltaikmodule	64
<i>B. Groß und W. Clemens</i> GENCOMM: Erste regenerativ betriebene Wasserstofftankstelle im Saarland	75
<i>K.-W. Köln</i> Wir sollten die Verbraucher regeln, nicht die Kraftwerke	79
<i>P. Kühne, M. Wenske, M. Heuer und M. Wolter</i> Experimentelle Charakterisierung einer reversiblen PEM- Brennstoffzelle als flexibles Energiespeichersystem	85

<i>A. Lenis, K. Ooms und H. Risse</i> Praktische Untersuchungen zur Synthese von Methanol aus Biogas	102
<i>M. Mäkelä und S. Immonen</i> Erneuerbare Energie und Emissionen – Aussichten in Finnland	115
<i>H. Müller</i> KatMethCon – Nachgeschaltete Biogasmethanisierung mit Zeolith-Katalysator-Matrix	128
<i>A. Rafoth</i> Simulationsmodelle für Batterien und Dieselmotoren zur Bestimmung der Energieeffizienz auf Hybridschiffen	137
<i>R. M. Rathje, T. Link und C. Senge</i> Entwicklung eines Scrollexpanders aus Kunststoff für Niedertemperatur ORC-Anlagen	149
<i>K. Stolzenburg</i> Übersicht und Zwischenfazit zur Kommerzialisierung von Brennstoffzellenbussen	169
<i>S. Sukruedee, S. Chatchai, M. Kongrit</i> <i>Fuzzy Voltage Stability and Low-Cost Operation (FVSLC) Algorithm Development for the Smart Microgrid System</i>	182
<i>F. Valentin</i> Der aktuelle Rechtsrahmen für die Nutzung von Speichern und Power- To-X	212
<i>V. Wesselak und F. Klumpp</i> Brühl Solar District Heating in Chemnitz - The technical implementation	214
<i>Z. Zapałowicz und A. Walterowicz</i> Estimation of emissivity for roofing paper in red colour on the basis of experimental Research	227

<i>M. Zeńczak</i>	238
Possibilities of supplying Electrical Railway Traction by Application of Renewable Energy Sources	
<i>B. Steffenhagen, R. Soliman, J. Gulden und T. Luschtinetz</i>	248
Sector coupling for stable grids - Research and education at Stralsund university	
<i>Autorenverzeichnis</i>	270

Grußwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

ein Vierteljahrhundert ist es her, dass die Fachhochschule Stralsund erstmals zu diesem Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik geladen hat. Ein Vierteljahrhundert, in dem sich auf diesem Gebiet Einiges getan hat.

Wir in Mecklenburg-Vorpommern können uns bereits seit 2013 rein rechnerisch mit unserem eigenen sauberen Strom versorgen. Und im vergangenen Jahr stammten 72 Prozent des bei uns im Land insgesamt produzierten Stroms aus regenerativen Quellen – fünf Prozent mehr als im Jahr zuvor.

Aber wie Sie wissen, wird immer noch viel zu viel sauber erzeugter Strom nicht genutzt. Das Thema, dem Sie sich schon vor 25 Jahren gewidmet haben, ist heute aktueller denn je: Was machen wir mit dem Strom, wenn wir etwa bei viel Wind und Sonnenschein mehr davon haben als wir gerade benötigen? Und was machen wir, wenn bei Flaute und grauem Himmel nicht genug davon zur Verfügung steht?

Sektorenkopplung in Verbindung mit Speichertechnologien ist die Antwort auf diese Fragen. Hier in Stralsund leisten Sie seit 25 Jahren Pionierarbeit, unter anderem auf dem Gebiet der Wasserstoffforschung - einem wichtigen Baustein der „Power to Gas“-Technologie.

Bereits 1996 ging in Stralsund das weltweit erste Wasserstoff-Speicher-Kraftwerk als Teil des „Komplexlabor Alternative Energien“ in Betrieb. Seitdem arbeitet es stabil zur Eigenversorgung mit Wasserstoff und steht als Notstromversorgung sowie für die Forschung zur Verfügung.

Eine große Freude ist für mich auch die alljährlichen Erfolgsmeldungen Ihres ThaiGer-H₂-Tüftlerteams, das mit seinem Wasserstoff-Rennauto regelmäßig beim „Eco-Marathon“ der europäischen Konkurrenz davonfährt.

Den bei uns erzeugten grünen Strom für die Mobilität zu nutzen, ist eines unserer großen Ziele. Wir kommen darin nicht ganz so schnell voran, wie ich es mir wünsche. Vor allem im Bereich der Elektromobilität ist die unzureichende Ausstattung mit Ladestationen ein Hemmschuh. Deshalb erarbeitet unsere Landesenergie- und Klimaschutzagentur zurzeit ein Lade-Infrastrukturkonzept für Mecklenburg-Vorpommern. Und dank der Initiative vieler Akteure – Stadtwerke,

Kommunen, Vereine und Verbände – geht der Ausbau stetig weiter. Um dabei noch schneller voranzukommen, wünsche ich mir, dass sich mehr Kommunen und auch Wohnungsunternehmen des Themas stärker annehmen

Vieles tut sich auch auf dem Gebiet der sauberen Schiffsantriebe, wie auch verschiedenen Beiträge dazu im Rahmen dieses Symposiums zeigen. Dieser Bereich ist für Mecklenburg-Vorpommern als Küstenland von großer Bedeutung. Wenn es gelingt, hierzulande erzeugten sauberen Strom vor Ort zu nutzen und damit auch noch die Häfen und die Ostsee sauberer zu machen, trägt das entscheidend dazu bei, die Akzeptanz der erneuerbaren Energien in der Bevölkerung zu erhöhen.

Es gibt einen weiteren wichtigen Grund, aus dem die Landesregierung Konzepte und Projekte zur Sektorenkopplung in Verbindung mit Speichertechnologien unterstützt: Durch die Möglichkeit, Strom aus Windenergie direkt vor Ort für unterschiedliche Power-to-X-Anwendungen einsetzbar zu machen, werden auch die Entwicklungs- und Wertschöpfungsmöglichkeiten vor Ort erweitert.

Für Mecklenburg-Vorpommern ist der Ausbau der erneuerbaren Energien eine der vermutlich größten wirtschaftspolitischen Chancen auf Re-Industrialisierung. Erneuerbare Energien schaffen gut bezahlte Arbeitsplätze für gut qualifizierte Arbeitskräfte und sind ein wichtiger Motor für die Wirtschaft des Landes.

Der Ausbau der regenerativen Energien ist natürlich auch in globalem Zusammenhang zu betrachten: Ohne diesen steht die Energiewende auf dem Spiel – und mit ihm die Zukunft unsere Kinder und Kindeskiner. Deshalb danke Ihnen allen für Ihr Engagement. Besonders möchte ich heute den Lehrenden und Lernenden an der Fachhochschule Stralsund danken. Sie ist nicht nur einer der Vorreiter in der Forschung auf diesem Gebiet, sondern trägt mit dem Energie-Symposium seit nun bereits einem Vierteljahrhundert auch maßgeblich zur Vernetzung der Akteure und zum konstruktiven Dialog bei.

Ich wünsche Ihnen einen spannenden Austausch beim Jubiläumssymposium, das auch in diesem Jahr mit einer Vielzahl von Themenbeiträgen die vielfältigen und komplexen Möglichkeiten und Herausforderungen aufzeigt, die die Energiewende mit sich bringt.

Herzlich

Ihr Christian Pegel

Minister für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Die Gletscher schmelzen...

25 Jahre Stralsunder Energie-Symposium

„Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“

Verantwortungsvolle Wissenschaftler wie Ernst Ulrich von Weizsäcker forderten bereits im letzten Drittel des vorigen Jahrhunderts, die Ressourcen unserer Welt zu schonen und insbesondere den Verbrauch der endlichen fossilen Energieträger zurückzufahren (Club of Rome: Die Grenzen des Wachstums, 1973).

Da der Energiebedarf allerdings ständig steigt, müssen regenerative Energiequellen genutzt werden. Wasserkraft und Geothermie verstärkt einzusetzen, erweist sich als besonders aufwendig und auch schwer durchsetzbar. So begann in den Achtzigerjahren der praktische Einsatz von Photovoltaik und Windenergieanlagen. Die erste kommerzielle Windkraftanlage in Mecklenburg-Vorpommern ging am 10. Oktober 1989 in Wustrow auf dem Fischland ans Netz, damit war sie auch die erste in der DDR. Dank eines für viele Länder zum Vorbild gewordenen Einspeisegesetzes für erneuerbare Energien gestaltete sich die Erzeugung grünen Stroms zu einer Erfolgsgeschichte in Deutschland, auch trug sie deutlich zur Industrialisierung Mecklenburg-Vorpommerns bei.

Damit kam elektrolytisch erzeugter Wasserstoff zur Energiespeicherung ins Spiel: Elektrische Netze sind nur bedingt geeignet, schwankende Anteile wie Wind- oder PV-Strom aufzunehmen. Zur Vergleichmäßigung muss der grüne Strom in großem Stile gespeichert werden, um ihn im Bedarfsfall wieder einzuspeisen. Wasserstoff ist als Kraftstoff für Gasmotore und -turbinen einsetzbar, die wiederum mit Generatoren gekoppelt sind; effizienter ist die direkte Stromerzeugung in Brennstoffzellen. Die Begrenzung der Wasserstoffnutzung auf die Stromproduktion würde allerdings zur Kostensteigerung führen. Diese bleibt jedoch steuerbar, wenn im Rahmen der generell erforderlichen Dekarbonisierung von Produkten, Produktionen, Wärmeversorgung und Mobilität zukünftig grüner Wasserstoff die fossilen Grundstoffe und Energieträger ersetzt. Infolge dieser Nutzung von Synergien wird grüner Wasserstoff seiner Schlüsselrolle innerhalb der Energiewende gerecht werden. Hochgerechnet wird ein CO₂-freies Deutschland im Jahre 2050 dazu die heutige weltweite Wasserstoffproduktion als Elektrolysekapazität benötigen, einschließlich der damit verbundenen Arbeitsplätze.

Doch zurück zu den Anfängen: Während der in Süddeutschland wirkende Vordenker Ludwig Bölkow die Kombination von Photovoltaik und Wasserstoff ins Auge fasste und die Stromerzeugung für Europa in Nordafrika vorschlug, entschied sich die inzwischen gegründete Hochschule in Stralsund für die Verknüpfung von für den Norden typisch gewordenen Windparks mit Elektrolyse. In Stralsund wurde 1996 auf der Basis einer 100-kW-Windenergieanlage und eines 20-kW-Elektrolyseurs ein erstes Wasserstoff-Speicher-Kraftwerk im Labormaßstab eingeweiht: Außer der direkten Nutzung des grünen Wasserstoffs erfolgte seine Rückverstromung im mischgasbetriebenen Blockheizkraftwerk. Aller Anfang ist klein... Jedenfalls waren dies erste Schritte zu den heute als Power-to-Gas bezeichneten Technologien, die mehr als zehn Jahre später mit einer Vielzahl von Projekten als wichtiges Element einer erfolgreichen Energiewende begriffen wurden.

Ein Spielzeug aus Kalifornien markierte den Anfang der Beschäftigung mit Brennstoffzellen an der Hochschule in Stralsund. Im Herbst 1994 stand eine kleine Zelle aus einem Bausatz im Physikpraktikum. Der Zettel mit der Aufgabenstellung lag daneben sowie die englische Beschreibung. Obwohl das Experiment nicht zum Pflichtteil des Praktikums gehörte, begannen Interessierte umgehend mit der Arbeit. In Windeseile sprach es sich herum, die Anmeldeliste konnte bald nicht mehr in den planmäßigen Praktikumsstunden abgearbeitet werden. Aus Neugier war Begeisterung geworden: Nur mit ein wenig Gas und Luft wurde Strom erzeugt, lautlos, geruchsfrei und ohne rotierende Teile begann sich der kleine Elektromotor zu drehen. Die Faszination der Brennstoffzelle griff um sich.

Knapp zehn Jahre später begann eine internationale Schüler- und Studentengruppe, einen Leichtrennwagen mit Brennstoffzelle zu entwickeln. Abermals etwa zehn Jahre dauerte es, bis der ThaiGer VI gegen starke Konkurrenz aus Italien zum zweiten Mal Europameister in der H₂-Prototypen-Klasse des Shell Eco-marathon Europe wurde. Unter dem Eindruck so eines selbst erarbeiteten Erfolgs kann man nachvollziehen, dass sich die beteiligten Studierenden nur noch wundern, warum die erfahrenen Ingenieure, ihre Vorbilder, nicht längst alle Diesel- und Benzinstinker ins Museum geschickt haben.

Auf den Weg zu diesem Ziel hatten sich die Profis allerdings schon lange vorher gemacht. Mitte der Neunziger waren bei Daimler die Versuche mit Wasserstoff betriebenen Verbrennungsmotoren einschließlich eines Flottenexperiments in Berlin beendet und der „Necar“ (New Electrical Car) auf die Räder gestellt worden, ein Lieferwagen, vollgestopft mit allen Komponenten eines

Brennstoffzellenantriebs und Meßsystemen. Der sichtbare Abschluss dieser mit großem Engagement voran gebrachten Entwicklung bestand in den laut Werksmittelung nunmehr praxistauglichen Autos der FCell B-Class, 2011. Zu Ehren von 125 Jahren Autos aus Stuttgart, umrundeten drei Exemplare davon ohne nennenswerte Zwischenfälle die Erde. Danach ging es allerdings zur Verwunderung der Öffentlichkeit nicht richtig in die Vollen mit der neuen Technik. Der Konzern verlor das Interesse, einen Mittelklassewagen mit Brennstoffzelle auf den Markt zu bringen. Freilich wurde er vom Staat auch nicht sonderlich dazu ermutigt. Ähnlich zögerlich zeigen sich auch andere Konzerne.

Auf dem Markt präsent sind stattdessen drei andere Firmen mit ihren in Serie gefertigten BZ-PKW: Hyundai seit 2013, Toyota seit 2015 und Honda, die den mit 300 bar betankbaren Vorgänger bereits um 2010 auch in Stralsund vorgestellt hatten. Kritik wird laut, die deutschen Automobilhersteller versäumten, die Innovation umzusetzen, sich in Dieselmanipulationen und Überbewertung batterieelektrischer Mobilität zu verstricken und damit die Stellung ihres wichtigen Industriezweigs zu schädigen, schlechthin, momentane Gewinnprozente höher zu schätzen als künftige Marktanteile.- Man könnte sich als kritteler Beobachter fühlen, wenn wir nicht alle Betroffene wären beim Klimaproblem und der Zukunft der Autobauer.

Diese spannenden Entwicklungen konnten tausende Ingenieure, die sich am Stralsunder Energiesymposium beteiligt haben, nicht nur kommentierend mitverfolgen. Die Konferenz gestaltete den Weg zur Energiewende mit. Studien, Projekte, Diskussionen, das Finden von Projektideen, Projektpartnern, Arbeitsgruppen, Austausch und Anregungen – all dies kennzeichnet so ein Symposium. Und nicht zuletzt werden für die teilnehmenden Studierenden die langfristigen Ziele und damit Möglichkeiten zur Gestaltung ihres Arbeitslebens aufgezeigt.

Der zügige Übergang zur generellen Nutzung des grünen Wasserstoffs in allen Sektoren der Energiewirtschaft wie auch weitestgehend bei Produkten und Produktionen kann dazu beitragen, die gesteckten Ziele bei der Minderung des Temperaturanstiegs zu erreichen. Einig sollten wir uns in einem sein: Es eilt.

In diesem Sinne sei allen, die sich über die Jahre an Gestaltung, Organisation und Durchführung des Stralsunder Symposiums beteiligt haben herzlich gedankt! Das lange Leben der Veranstaltung begründet sich in dem beständigen Mitwirken eines jeden an seinem Platz. Vielen Dank auch denen, die als treue Teilnehmer mit

Beiträgen, Fragen, Diskussionen und Anregungen die Konferenz beleben! Ohne sie wäre gar nichts.

In diesem Sinne wünschen wir der 25. Tagung einen für alle interessanten und erfolgreichen Verlauf!

Nachtrag: Als jüngste Meldung von der diesjährigen IAA verlautet, Hyundai wird ab 2019 insgesamt 1000 Brennstoffzellenbusse nach Österreich verkaufen. Die Konkurrenz schläft nicht. Innovation kann man nicht aussitzen. Es sei denn, man lebt mit dem Wahlspruch: Nach mir die Sintflut!

Die Herausgeber
Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz

BIOKOHLEPELLETS ALS BETRIEBSSTOFF FÜR DIE IN DER SCHWEFELEMISSIONSKONTROLLZONE BETRIEBENEN SCHIFFE

A. Adamkiewicz¹, D. Łuszczynski² und W. Zeńczak²

- ¹ Maritime University of Szczecin, Faculty of Mechanical Engineering,
Wały Chrobrego 1-2, 70-500 Szczecin, Poland, Kontakt: a.adamkiewicz@am.szczecin.pl
- ² West Pomeranian University of Technology Szczecin, Fakultät für Meerestechnik und
Transport, Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin, Poland,
Kontakt: wojciech.zenczak@zut.edu.pl

Schlüsselworte: Umweltschutz, Transport, Kraftstoffe, Biomasse

Zusammenfassung

Um die Anforderungen der Schwefelemissionskontrollzone zu erfüllen, besteht eine Möglichkeit in der Anwendung der Biomasse in Form von neuer Generation der Pellets d.h. der torrefizierten Pellets (Biokohlepellets) als Betriebsstoff für die Schiffe. Die Anwendung der torrefizierten Pellets als Schiffsbrennstoff bildet eine Alternative für LNG oder Methanol, die durch die Ost- und Nordseeredereien für Neubauten oder umgerüstete Schiffe am häufigsten gewählt werden. Im Referat werden die Lösungskonzeption einer Schiffsmaschinenanlage und ausgewählte Untersuchungsergebnisse des Transportsystems von Pellets auf dem Schiff dargestellt.

Summary

In order to meet the requirements of the sulfur emission control area (SECA), there is a possibility of use as fuel for the ships the biomass in the form of new generation pellets i.e. torrefied pellets (biocoal pellets). The use of torrefied pellets as a marine fuel is an alternative to LNG or methanol, which are the most widely chosen by the East and North Sea Ship owners for new or converted vessels. The concept of a ship power plant solution and selected test results of the transport system of pellets on the ship are presented in the article.

1 Einführung

In der Schwefelemissionskontrollzone (SECA – SO_x Emissions Control Areas) ist der maximal zulässige Schwefelgehalt im Brennstoff bis zu 0,1% begrenzt. Der schwefelarme Brennstoff (ULSFO) ist fast doppelt so teuer wie das Schweröl (HFO) mit dem zulässigen Schwefelgehalt 3,5% außerhalb der SECA.

Diese Situation veranlasst zur Suche nach neuen Lösungen von Schiffsmaschinenanlagen für die Schiffe, die meistens in der SECA Zone wie z.B. Fähren betrieben werden.

Hierbei ist auch die Anwendung der Technologie zur Entschwefelung des Abgases nach Verbrennung an Bord des Schiffes z.B. durch den Einsatz von Scrubber –Anlage zulässig. Die Anlage ist aber teuer und schwer. Immer öfter werden auch elektrische Antriebe auf den Schiffen wie z.B. auf den Fähren in Norwegischen Fjorden eingesetzt. Die Reichweite solcher Schiffe ist aber begrenzt.

Eine andere Möglichkeit besteht in der Anwendung der Biomasse in Form von neuer Generation der Pellets d.h. torrefizierten Pellets (Biokohlepellets) als Betriebsstoff. Die Anwendung der torrefizierten Pellets als Schiffsbrennstoff bildet eine Alternative zum LNG oder Methanol, die am meisten durch die Ost- und Nordseeredereien für Neubauten oder umgerüsteten Schiffen gewählt werden.

Es muss auch daran gedacht werden, dass die Weltauffahrt auch für die Emission der erheblichen Menge von Kohlenstoffdioxid (CO₂) in die Atmosphäre verantwortlich ist. Dieser Anteil beträgt z.Z. 2,2 % der globalen Emission dieses Gases [1]. Der Anteil der Schiffe in der Emission von CO₂ unter allen Beförderungsmitteln beträgt schon ca. 7%. Das Verbrennen von torrefizierten Pellets trägt im Gegensatz zur Verbrennung von LNG nicht zur Erhöhung der CO₂-Emissionen bei.

Aus diesen Gründen wurde die Lösungskonzeption einer mit den torrefizierten Pellets betriebenen Schiffsmaschinenanlage und des Transportsystems von Pellets auf dem Schiff erarbeitet.

2 Torrefizierte Pellets als Betriebsstoff für die Schiffe

Die Biomasse charakterisiert sich im Vergleich zur Kohle durch eine niedrigere Aufschüttungsdichte und einen niedrigeren Heizwert. Das führt dazu, dass das Volumen des Brennstoffvorrats für die Gewinnung der gleichen Energieeffekte größer ist.

Nach einem Verfeinerungsprozess durch mechanische Verdichtung wird jedoch die Biomasse in Bezug auf die Masse und den Heizwert der Kohle nähergebracht. Eine solch verfeinerte Biomasse tritt am häufigsten in Form von bekannten Briketts oder Pellets auf.

Ein anderer, effektiverer Verfeinerungsprozess der Biomasse ist die Torrefizierung. In dem Prozess wird die Biomasse in der Regel bei einer Temperatur von 200 bis 300 °C in einer inerten Atmosphäre erhitzt, wodurch ein Material mit sehr ähnlichen Eigenschaften an Kohlenstoff (Biokohle) entsteht.

Aus der torrefizierten Biomasse können auch die sogenannten Pellets der zweiten Generation hergestellt werden. Solche Pellets zeichnen sich durch eine sehr gute Mahlbarkeit aus, was ein wichtiger Parameter für Kesselstaubfeuerungen ist. Eine typische Torrefizierung ergibt ca. 30% Energieverdichtung [2].

In der Tabelle 1 werden die Heizwerte und die Dichte von verschiedenen Biomasseformen, darunter von einfachen und torrefizierten Pellets, und zum Vergleich von Kohle und Schiffskraftstoffen wie Heizöl und Dieselöl sowie auch alternativen Kraftstoffen wie LNG und Methanol dargestellt. Von diesen zwei Parametern ist das Volumen vom benötigten Brennstoffvorrat für angenommene Reichweite des Schiffes abhängig.

Tabelle. 1. Heizwerte und Dichte von verschiedenen Biomasseformen und Kraftstoffen [2,3,4]

Biomasseform oder Kraftstoff	Heizwert [MJ/kg]	Dichte [kg/m ³]
Graues Stroh	15,2	90 -165
Holz ohne Rinde	18,5	380 - 640
Holzbrikett	17,5	470 ¹⁾
Holzpellets	19,5	630- 750 ¹⁾
Torrefizierte Pellets	23-26	750-850 ¹⁾
Steinkohle	16 - 29	800 - 1000
Dieselöl DMA	40	890 (bei 15 °C)
Heizöl (RMK 700)	39,4	1010 (bei 15 °C)
Methanol	20	794 (bei 15 °C)
LNG	49	431-464 ²⁾

¹⁾ Aufschüttungsdichte

²⁾ am Siedepunkt

3 Lösungskonzeption ausgewählter Schiffsmaschinenanlagen

Aufgrund des ständigen Anstiegs im LKW Transport auf der Linie Swinemünde-Ystad um ca. 8 ÷ 10% jährlich beschloss der polnische Seerederei PŻB eine neue Fähre zu bauen. Sie soll im Jahre 2020 in Betrieb genommen werden. Das neue Schiff wird eine Auto-Passagierfähre (ro-pax) sein. Es wird mit LNG -Motoren ausgestattet werden.

Eine Dampfturbinenschiffsmaschinenanlage mit den Wirbelschichtdampferzeugern, die mit torrefizierten Pellets gespeist werden, könnte eine alternative Lösung für das realisierte Projekt bilden. Im Antriebssystem des Schiffes schlagen die Autoren den Einsatz von Elektromotoren vor. Für die elektrische Energieversorgung des Hauptantriebs und anderen Hilfsanlagen sowie

Beleuchtung des Schiffes sollen zwei Turbogeneratoren zuständig sein. Die Gesamtleistung der Schiffsmaschinenanlage wurde auf Basis der verfügbaren Daten auf 17.000 kW geschätzt. Wie aus den Daten in der Tabelle 1 zu ersehen ist, soll das Kraftstoffvorratsvolumen in Form von torrefizierten Pellets mit dem Vorratsvolumen von Kohle oder LNG vergleichbar sein, um die gleiche Reichweite des Schiffes zu erreichen.

Ende der 80er Jahre des 20. Jahrhunderts wurde in Polen eine Fähre mit Dampfkolbenmotoren und kohlebefeueten Dampferzeugern für diese Linie projektiert. Es wurde eine 15-stündige Betriebszeit der Schiffsmaschinenanlage in einem vollen Tag bei gleicher Streckengeschwindigkeit wie jetzt geplant.

Wichtig ist, dass für die Ermittlung des Kraftstoffvorrats nicht die zu überwindende maximale Entfernung, sondern die Autonomie des Schiffes d.h. 4 Tage angenommen wurde.

Der Kraftstoffvorrat betrug 440 m³ Kohle und 123 m³ MDO für das Hilfsaggregat [5]. Ähnliche Autonomie gilt derzeit für Ostseefähren, die mit LNG betrieben werden.

Beispielsweise nimmt die größte Fähre "Viking Grace", der zurzeit auf der Ostsee auf der Linie Turku-Stockholm verkehrt, 2.800 Passagiere und 200 Besatzungsmitglieder und verfügt über zwei LNG-Tanks mit einer Kapazität von je 200 m³.

Daher wurde für die vorgestellte Fähre angenommen, dass die Grundlage für die Bestimmung des Brennstoffvorrats in Form von torrefizierten Pellets die Autonomie von 4 Tagen bildet, wie für die ehemals entworfene kohlebetriebene Fähre. Die Ergebnisse der Berechnungen des Brennstoffvorrats in Form von torrefizierten Pellets und auch zum Vergleich von anderen Brennstoffen sind in der Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle. 2. Die Berechnungsergebnisse von Vorrats für verschiedene Brennstoffe

Parameter	Wert	Einheit
Gesamtdampferzeugerkapazität	18,12	kg/s
Masse von torrefizierten Pelletsvorrats (60 Stunden Betrieb)	597	Mg
Volumen von torrefizierten Pelletsvorrats (für Dichte 850 kg/m ³ und 26 MJ/kg)	702	m ³
Masse von einfachen Pelletsvorrats (60 Stunden Betrieb)	796	Mg
Volumen von einfachen Pelletsvorrats (für Dichte 750 kg/m ³)	1061	m ³
Masse von MDO Vorrats für Dampferzeuger (60 St. Betrieb) anstatt Pellets	388	Mg
Volumen von MDO	435	m ³
Masse von LNG (anstatt Pellets)	316	Mg
Volumen von LNG	682	m ³

Wie zu ersehen ist, sind Vorratsvolumen von LNG und torrefizierten Pellets sehr ähnlich.

Bei einem klassischen Antrieb mit einem Dieselmotor, der mit einem Schwefelarmenkraftstoff (ULSFO) betrieben wird, würde diese Fähre etwa 388 Mg Kraftstoff, jedoch viel teurer, in 60 Stunden Betrieb verbrauchen. Die Kraftstoffkosten für die analysierte Schiffsmaschinenanlage und den 60 Stunden Betrieb sind in der Tabelle 3 dargestellt.

Da sich der Markt für die torrefizierten Pellets gerade entwickelt, wurde für sie ein Preis wie für die Kraftwerkskohle angenommen. Nach vielen Schätzungen soll sich ihr Preis so entwickeln, wie in [6] beschrieben. Wie zu ersehen ist, sollte sich die

Lösung der Schiffsmaschinenanlage mit Pellets befeuerten Dampferzeugern durch die niedrigsten Betriebskosten auszeichnen.

Tab. 3. Brennstoffkosten für die Dampfturbinen - und Dieselmotorschiffs-
maschinenanlage [6,7,8,9]

Parameter	Brennstoffart		
	Einfache Pellets	Torrefizierte Pellets	ULSFO
Einzelpreis, \$/Mg	279 ¹⁾	106	714 ²⁾
Vorrat für 60 St. Betrieb, Mg	796	597	388
Brennstoffkosten, \$	222 084	63 282	277 032

¹⁾ Wechselkurs 3,67 PLN =1 USD (7 August 2018)

²⁾ Preis ist umgerechnet von USD/ metric ton zu USD/Mg bei Dichte 850 kg /m³
(1 August 2018)

4 Transport der torrefizierten Pellets auf dem Schiff

Die Inspiration für die Lösung des Brennstofftransportsystems von den Vorrattanks zu den Dampferzeugern waren die letzten Entwürfe von kohlebetriebenen Schiffen aus den 1980er Jahren. Dies waren Massengutfrachter, die unter anderem durch Australien und die USA betrieben wurden.

Aufgrund der Tatsache, dass Kohle einen geringeren Heizwert als Heizöl besitzt, mussten diese Schiffe eine größere Menge des Brennstoffs als Schiffe mit Dieselmotoren bei der gleichen Reichweite mitnehmen. Um die Verluste des Frachtraums von Massengutfrachtern auszugleichen, wurde ein System zur Befuerung des Dampferzeugers teilweise von der Ladung (Kohle) s.g. (cargo to power) entwickelt [10].

Da bei starken Schiffsbewegungen auf den Wellen bei den herkömmlichen Förderbändern zur Kohlenausschüttungen kommen könnte, wurden pneumatische Transportsysteme auf den betreffenden Schiffen installiert. Ein ähnliches System

wird von den Autoren für die projektierte Fähre vorgeschlagen. Der pneumatische Transport ist auch an Land weit verbreitet. Das Konzept eines Transportsystems für Pellets auf dem Schiff ist in Abbildung 1 dargestellt.

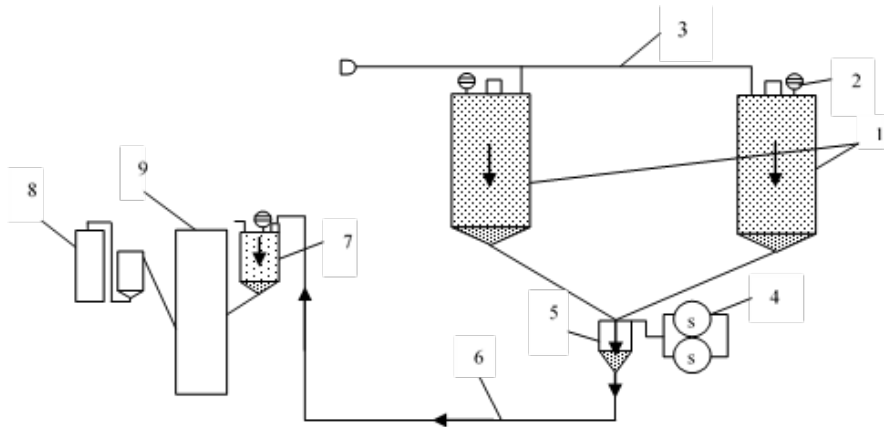


Abb.1. Schema des pneumatischen Transportsystems für torrefizierten pellets auf dem Schiff:

1–Vorrattank L- und R-Seite, 2–Füllstandssensor, 3–Füllrohrleitung, 4–Luftkompressor, 5–Zubringer, 6–Rohrleitung zum Dampferzeuger, 7–Tagestank, 8–Aschetank, 9–Wirbelschichtdampferzeuger

Um den Einfluss der Schiffsbewegung auf den Meereswellen auf den Kraftstofftransportprozess zu untersuchen, wurde ein Forschungsstand gebaut, der die Schiffsbewegungen zusammen mit dem Transportsystem in einer vereinfachten Form abbildet. Die Untersuchung wurde in mehreren Etappen durchgeführt, d.h. stationär bei unterschiedlichen festen Krängungswinkeln sowie beim Rollen mit unterschiedlichen Zeitperioden. Es wurde auch der Einfluss von verschiedenen Konfigurationen der Installation von Rohrleitungen auf den Strömungswiderstand untersucht.

Als Beispiel ist in der Abbildung 2 der Druckabfall in der Anlage für verschiedene Zeitperioden des seitlichen Schwankens (das Rollen) des Schiffes dargestellt. Anstelle von Pellets wurden für die Forschung Reiskörner und Weizensamen verwendet. Wie aus dem Verlauf der Kurven zu sehen ist, ist der

Strömungswiderstand, zwar geringfügig, aber für kürzere Schwingungsperioden größer.

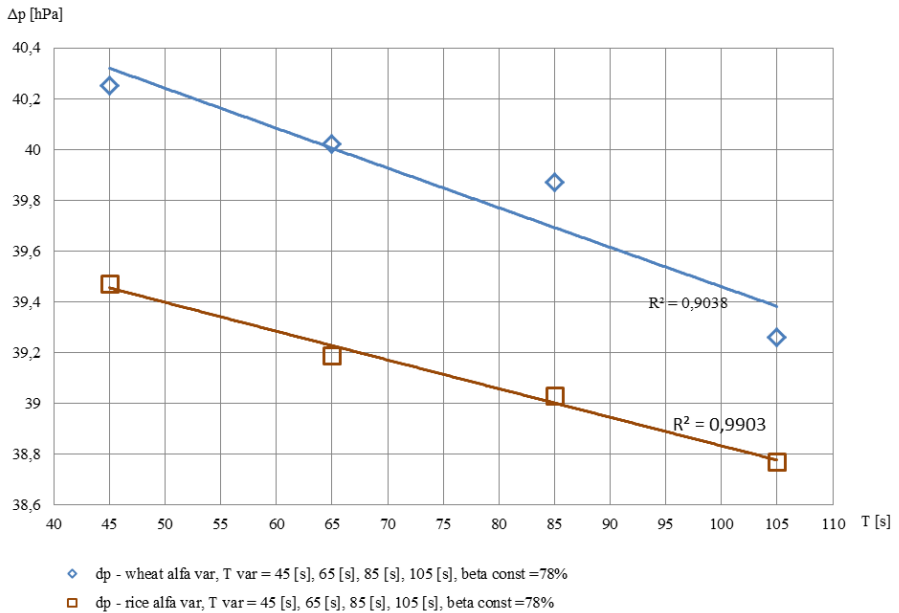


Abb.2. Druckabfall in der Transportanlage für verschiedene Zeitperioden des seitlichen Schwankens des Schiffes

5 Zusammenfassung

Im Artikel wurde gezeigt, dass es zweckmäßig wäre, eine Dampfturbinenanlage mit einem Wirbelschichtdampferzeuger für klassische oder torrefizierte Pellets für eine Fähre, die in SECA Zone betrieben werden soll, zu verwenden. Diese Lösung kann eine Alternative für eine LNG-betriebene Fähre sein.

Experimentelle Untersuchungen des Druckabfalls der transportierten Mischung von Luft und der festen Phase in der Rohrleitung erlauben besser die Besonderheiten dieser Art des Transportes vom festen Brennstoff unter Seebedingungen zu verstehen. Dadurch können gefährliche Phänomene der

Blockierung in der Rohrleitung sowie Energieverluste vermeiden werden. Dies ermöglicht auch eine bessere Auslegung von Luftkompressoren und anderen Komponenten der Anlage bereits in der Vorentwurfsphase.

6 Referenzen

- [1] www.pgt.pl – [Eintritt am 07.09.2016]
- [2] Jakubiak M., Kordylewski W., Toryfikacja biomasy, *Archiwum spalania* Vol.10 (2010) nr 1-2, s. 11-25
- [3] Poskart A., Szwaja S., Musiał D., Karbonizat ślázowca pensylwańského jako paliwo do kotłóv węgłowych C.O., *Rynek Energii*, nr 6(127)-2016 s. 104-108
- [4] Zeńczak W., The Concept of Ship's Power Plant Arrangement Involving Biomass Fired Boiler, *Journal of Polish CIMAC*, Vol.5 No.1, Energetic Aspects, Gdańsk 2010, s. 205-212
- [5] Piskorz-Nałęcki J. Uniwersalny prom dla linii Świnoujście Ystad o napędzie parowymi silnikami tłokowymi i kotłach opalanych węglem. *Budownictwo Okrętowe*. 1987; 9: 368-371.
- [6] <http://www.biofuelsdigest.com> [Eintritt am 07.08.2018]
- [7] <https://shipandbunker.com/prices/>; [Eintritt am 01.08.18]
- [8] <http://www.ogrzewanie-akapit.pl/>; [Eintritt am 07.08.18]
- [9] <https://tradingeconomics.com/>; [Eintritt am 07.08.18]
- [10] Sharpe, John E. The technology and economics of coal fired ships. *Phys. Technol.* 1984, nr 15, s. 197-204

SEKTORENKOPPLUNG IM RAHMEN DER ENERGIEWENDE – EINSATZ VON ELEKTROLYSESAUERSTOFF AUF KOMMUNALEN KLÄRANLAGEN

Sebastian Büttner¹, Mark Jentsch¹, Stefanie Hörnlein¹, Bernd Hubner²

¹ Urban Energy Systems, Fakultät Bauingenieurwesen, Bauhaus-Universität Weimar
Coudraystraße 7, 99423 Weimar

² Wasserwerke im Landkreis Sonneberg, PIKO-Platz 1, 96515 Sonneberg

Schlagworte: Elektrolyse, Power to Gas, Sauerstoff, Kläranlage, Sektorenkopplung

Kurzzusammenfassung

Der Umbau der Energiewirtschaft hin zu regenerativen Energiequellen erfordert eine Auseinandersetzung mit der technischen Anpassungsfähigkeit der derzeitigen Infrastruktursysteme und der dazugehörigen Organisations- bzw. Betreibermodelle. So stellt sich die Frage, inwieweit bestehende Infrastruktursysteme neue Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem übernehmen können bzw. dafür ausgerüstet werden müssen. Als eines dieser Infrastruktursysteme ist die Abwasserentsorgung zu sehen, die jedoch bislang kein Bestandteil einer sektorengekoppelten Betrachtung ist. Die Power to Gas – Technologie, bei der Wasser unter Einsatz von Elektrizität in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird, bietet dafür einen Ansatz.

Die vorliegende Arbeit präsentiert die Ergebnisse aus Untersuchungen zur Nutzung des in der Regel nicht verwerteten Sauerstoffs aus der Wasserelektrolyse im Rahmen der biologischen Reinigungsstufe kommunaler Kläranlagen. Der Sauerstoff ersetzt dabei die üblicherweise zur Versorgung der Mikroorganismen in das Abwasser eingebrachte Luft. In einer Versuchskläranlage im technischen Maßstab wurde hierbei über einen Zeitraum von 6 Monaten parallel der Betrieb mit Sauerstoff aus der Elektrolyse sowie der herkömmliche Betrieb mit Luft betrachtet.

Im Reinsauerstoffbetrieb konnten Verbesserungen des Stoffüberganges von Sauerstoff in Wasser ermittelt werden, so dass geringere Mengen an Sauerstoff eingebracht werden mussten als dies bei der Einbringung mit Luft notwendig war. Zudem stellten sich in den Versuchen auch die Abbauleistungen für Gesamtstickstoff und chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) im Vergleich zur

herkömmlichen Betriebsweise mit Luft um bis zu 20 Prozentpunkte verbessert dar. Dadurch können höhere Abwasserbelastungen behandelt oder perspektivisch kleinere Baugrößen der Behandlungsanlagen realisiert werden. Mit dieser Arbeit wird nachgewiesen, dass kommunale Kläranlagen grundsätzlich als Standorte für die Wasserelektrolyse in Betracht gezogen werden können, da durch die Sauerstoffabnahme eine zusätzliche Einnahmequelle entsteht.

1 Einleitung

Die Abwasserentsorgung spannt ein flächendeckendes Netz über das gesamte Gebiet der Bunderepublik Deutschland. Dabei stehen Verteilung und Baugrößen der ca. 9300 kommunalen Kläranlagen [DWA, 2016] in unmittelbarem Zusammenhang zur Einwohnerzahl, d.h. an Orten mit vielen Einwohnern und damit auch hohem Energie- und Mobilitätsbedarf befinden sich entsprechend große und zumeist mehrere kommunale Kläranlagen. Diese haben einen hohen Energiebedarf [UBA, 2009], können aber auf der anderen Seite auch durch ihre zentrale Lage und ihre in der Regel hohe elektrische Anschlussleistung ein wesentliches Element einer erfolgreichen Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende darstellen.

Abbildung 1 zeigt den durchschnittlichen Energiebedarf kommunaler Kläranlagen nach den einzelnen Bereichen der Abwasserbehandlung [UBA, 2009]. Den größten Anteil macht dabei die biologische Reinigungsstufe mit durchschnittlich 67 %-Punkten aus, die sich wiederum zu 12 %-Punkten auf die Nachklärung, Rührwerke und kleinere Aggregate und zu 55 %-Punkten auf die Belebung, d.h. die Versorgung der Bakterien mit Sauerstoff aufteilen lässt. Versorgung mit Sauerstoff bedeutet in diesem Fall der Betrieb von Gebläsen, mit denen Umgebungsluft in das Abwasser eingebracht wird [Imhoff, 1999].

Der hohe Energiebedarf ist dabei vor allem dadurch verursacht, dass sehr große Luftmengen am Boden der sogenannten Belebungsbecken unter einem Druck von typischerweise ca. 0,4 bar (4 m Wassersäule) eingebracht werden müssen. Auf dem Weg an die Wasseroberfläche löst sich ein Teil des Luftsauerstoffs im Abwasser und wird von Bakterien bei der Reinigung des Abwassers verstoffwechselt. Die Umgebungsluft besteht jedoch lediglich zu ca. 21 % aus Sauerstoff. Den Rest bilden Stickstoff zu ca. 78 % und weitere Gase wie Argon und Kohlendioxid mit weniger als 1 %. D.h. ca. 79 % des Volumenstroms werden nahezu ungenutzt über die Gebläse in die Belebungsbecken eingebracht, wodurch an der stofflichen Nutzung gemessen ein energieeffizienter Gebläseeinsatz prinzipiell nicht realisierbar ist.

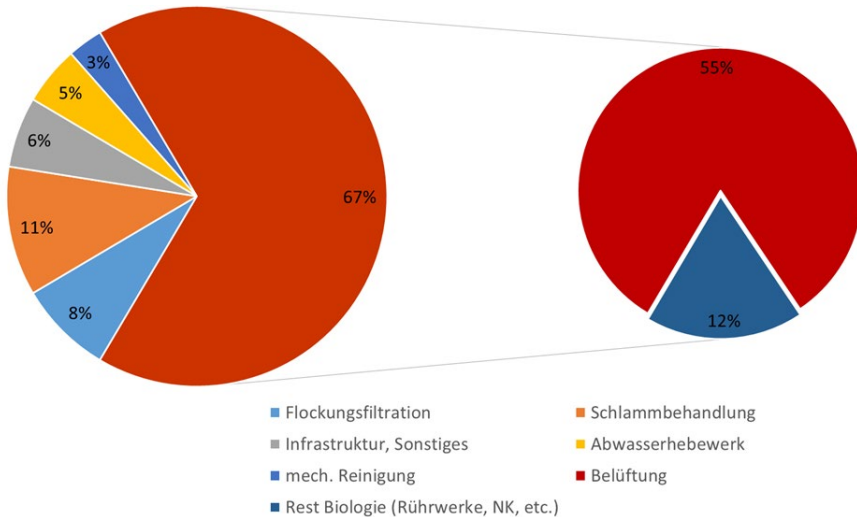


Abbildung 1 – Verteilung des Energiebedarfes kommunaler Kläranlagen, nach [UBA, 2009].

Ein Ansatz für den energieeffizienteren Betrieb der biologischen Reinigungsstufe kommunaler Kläranlagen ist die Versorgung der Belebung mit Reinsauerstoff. Bislang war dies nur in Ausnahmesituationen eine in Betracht zu ziehende Variante, da der Sauerstoff mit hohem Energieaufwand aus der Umgebungsluft abgetrennt werden musste. Das konnte nur gerechtfertigt werden, wenn kommunale Kläranlagen mit saisonalen Frachterhöhungen konfrontiert waren, wie z.B. in Regionen mit bestimmten landwirtschaftlichen Nutzungsprofilen (z.B. Weinbau) oder in touristisch geprägten Gebieten.

Im Überlastungsfall wird bei solchen Anlagen nämlich Reinsauerstoff über die bestehenden Belüftungseinrichtungen in das Abwasser eingebracht, um die Reinigungsleistung temporär zu erhöhen, was mit hohen Kosten verbunden ist. Daneben gibt es Anlagen mit speziellen Verfahrensführungen wie z.B. einer vorgeschalteten Hochlast-Kohlenstoffelimination, die mit abgedeckten Becken und einer Eintragung der über der Wasserfläche stehenden Gasphase mittels Kreisbelüftern betrieben werden, um den Reinsauerstoff möglichst effizient zu nutzen.

Diese Anlagen werden mit einer zusätzlichen Reinsauerstoffversorgung betrieben und kommen in der Regel nur bei besonderen Abwässern wie z.B. sehr kohlenstoffhaltigen Industrieabwässern zum Einsatz. Im vorliegenden Fall wird jedoch eine kommunale Kläranlage betrachtet, die nicht mit saisonalen Frachterhöhungen konfrontiert ist und auch nicht in einer besonderen

Verfahrensführung wie der oben genannten Hochlast-Kohlenstoffelimination betrieben wird. Zudem soll der gesamte Sauerstoffbedarf der betrachteten kommunalen Kläranlage über Reinsauerstoff gedeckt und damit eine vollständige Substitution der konventionellen Belüftung über Gebläse avisiert werden. Ausgangspunkt dieses Ansatzes ist die Betrachtung von kommunalen Kläranlagen als Infrastruktur, die eine Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende ermöglicht.

Aufgrund der gleichmäßigen Verteilung kommunaler Kläranlagen in der Fläche und ihrer in den höheren Größenklassen leistungsfähigen elektrotechnischen Ausstattung, insbesondere Transformatoren mit Anschluss auf der Mittelspannungsebene, empfehlen sie sich als dezentraler Standort für die Wasserelektrolyse. So bieten kommunale Kläranlagen mit On-Site-Wasserelektrolyse Möglichkeiten:

- a) zur Bereitstellung von negativer Regelenergie durch den Betrieb des Elektrolyseurs zur effektiven Nutzung von Spitzen im regionalen Dargebot von Elektrizität durch fluktuierende erneuerbare Energieanlagen,
- b) zur dezentralen Wasserstoffbereitstellung für Mobilitätsanwendungen und
- c) zu einer effizienten, energetisch wie ökonomisch relevanten Nutzung des Wasserelektrolyseproduktes Reinsauerstoff am Ort der Entstehung.

Diese Arbeit beschreibt in Vorbereitung der Umsetzung von Wasserelektrolysesystemen auf Kläranlagen Versuchsergebnisse aus einer Versuchskläranlage zur biologischen Reinigung von kommunalem Abwasser mit Reinsauerstoff.

2 Versuchskläranlage – Aufbau und Betrieb

Die Versuchskläranlage befindet sich auf dem Standort der kommunalen Kläranlage Sonneberg-Heubisch der Wasserwerke im Landkreis Sonneberg und wurde 2016 im Rahmen des durch das BMBF geförderten Projektes LocalHy geplant und errichtet. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich wird, ist die Versuchskläranlage, bestehend aus Belebungsbecken und den dazugehörigen Nachklärbecken, mit zwei parallelen Reinigungsstraßen aufgebaut, was einen vergleichenden Betrieb zwischen einer

konventionellen Belüftung mit Umgebungsluft und der Reinsauerstoffeinbringung ermöglicht.



Abbildung 2 – Versuchskläranlage zur Reinsauerstoffnutzung aus der Wasserelektrolyse, (1 – Bele-bungsbecken 1; 2 – Belebungsbecken 2; 3 – Nachklärbecken 1; 4 – Nachklärbecken 2; 5 – Maschinenhaus mit Anlagen zur Luft- sowie Reinsauerstoffversorgung und EMSR-Technik).

Die Notwendigkeit der Zweistraßigkeit ergibt sich dadurch, dass Abwasser aus Mischkanalisationen wie im vorliegenden Fall durch das Nutzerverhalten und Niederschläge qualitativen und quantitativen Schwankungen unterworfen ist (siehe auch Zulaufkonzentrationen in Abbildung 5), so dass ein serieller Vergleich verschiedener Betriebsweisen nicht möglich ist. Ein direkter Vergleich zwischen konventionellem Betrieb mit Luft und dem Betrieb mit Reinsauerstoff ist daher unerlässlich, um die beiden Betriebsweisen sowohl stofflich als auch energetisch bewerten zu können.

Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt das grundlegende RI-Schema der beiden Straßen, die identisch aufgebaut sind. Die Belebungsbecken ermöglichen einen maximalen Füllstand von 4,5 m, womit die gesamte Versuchskläranlage eine Behandlungskapazität erreicht, die dem Abwasser von ca. 275 Einwohnern entspricht. Zudem ist eine Reduzierung des maximalen Füllstandes bis auf 2,8 m möglich, wodurch der Einflussfaktor Wassertiefe in den Untersuchungen berücksichtigt werden kann.

In beiden Belebungsbecken sind Belüftungseinrichtungen für die Luft- und Reinsauerstoffeinbringung installiert, wodurch in Ergänzung zur konventionellen Belüftung auch Untersuchungen zu einer zusätzlichen Reinsauerstoffversorgung

möglich sind. Das in den Belebungsbecken behandelte Abwasser wird im freien Gefälle dem jeweiligen Nachklärbecken zugeführt und verlässt die Anlage nach erfolgter Reinigung wiederum im freien Gefälle. In den Belebungsbecken ist eine Umwälzpumpe installiert, die die Mikroorganismen in den unbelüfteten Phasen in der Schwebe hält. Aus den Nachklärbecken werden die abgetrennten Mikroorganismen über eine Pumpe in die Belebungsbecken zurückgeführt, um dem Reinigungsprozess nicht verloren zu gehen.

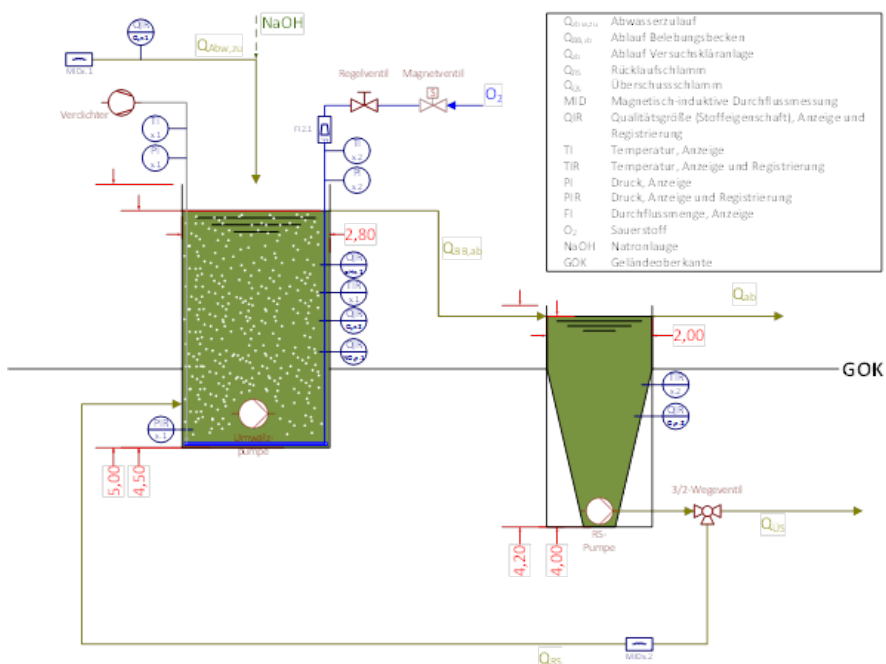


Abbildung 3 – grundsätzliches RI-Schema der beiden Straßen der Versuchskläranlage.

Literaturwerte belegen, dass bei der Reinsauerstoffbelüftung in der Regel eine geringere Gasmenge in das Abwasser eingebracht werden muss als im konventionellen Betrieb, wodurch unter Umständen die durch den Reinigungsprozess entstehenden Säurebildner nicht im erforderlichen Maße aus dem Belebungsbecken ausgestrippt werden können und der pH-Wert in einen für die Reinigungsprozesse ungünstigen Bereich fällt [Emsland, 2012]. Um dem entgegenzuwirken, ist es in der Versuchskläranlage optional möglich, Natronlauge

in den Abwasserzulauf zu dosieren und damit die Pufferkapazität des Abwassers zu erhöhen.

Wie bereits angeführt und in Abbildung 4 zu sehen ist, sind in beiden Belebungsbecken parallel Belüftungssysteme für Luft und Reinsauerstoff installiert. Diese sind grundlegend unterschiedlich aufgebaut. Das konventionelle Belüftungssystem mit Luft muss der Anforderung genügen, einen möglichst hohen Sauerstoffeintrag in das Abwasser zu gewährleisten und dabei keinen zusätzlichen Druckverlust zu verursachen. Dadurch soll der Energiebedarf für die Gebläse zur Lufteinbringung so gering wie möglich gehalten werden. Entscheidend ist die über dem Belüfter stehende Wassersäule, die einen Druck von 0,45 bar verursacht, der zusätzlich zu den Rohrleitungsdruckverlusten überwunden werden muss. Dieses Belüftungssystem folgt daher einem Aufbau bestehend aus Luftverteilungssystem, Stützkörpern und dem eigentlichen Schlauchbelüfter.

Das Belüftungssystem für Reinsauerstoff hingegen erfüllt lediglich die Anforderung der möglichst effizienten Einbringung des Sauerstoffs in das Abwasser, während der Druckverlust keine Rolle spielt. Dies liegt darin begründet, dass die Versorgung dieses Belüftungssystems mit Reinsauerstoff in der Regel über Druckgasflaschen (max. 300 bar) oder verflüssigten Sauerstoff (18 oder 36 bar) erfolgt. Der für die Reinsauerstofferzeugung vorgesehene Elektrolyseur stellt die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff bei einem Druck von 100 bar zur Verfügung. Der Belüfter für Reinsauerstoff arbeitet bei einem Betriebsdruck von ca. 2,5 bar. Zudem ist, wie aus Abbildung 4 ersichtlich wird, die Installation des Reinsauerstoffbelüfters sehr einfach auf dem bestehenden konventionellen Belüftungssystem realisierbar. Damit eignet sich dieses System besonders gut für eine Nachrüstung konventionell belüfteter Belebungsbecken.

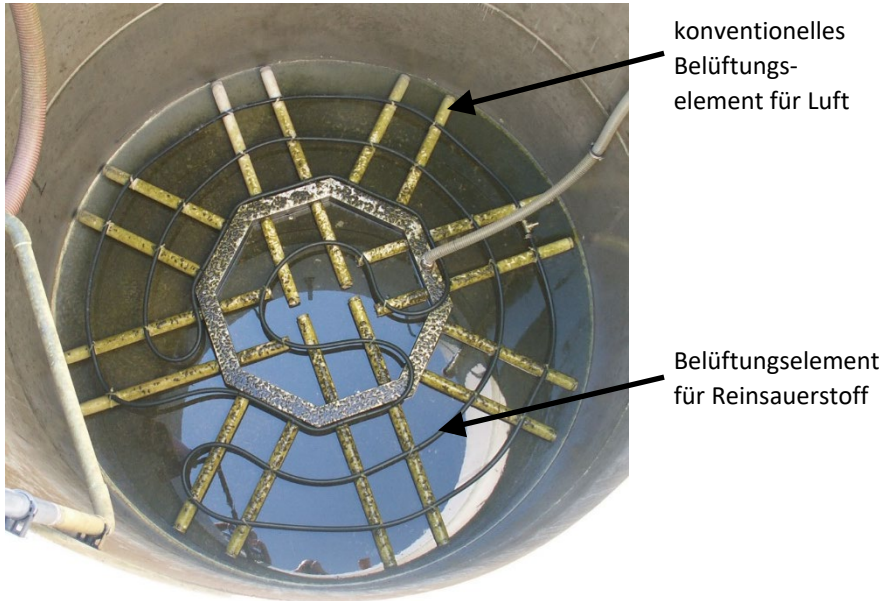


Abbildung 4 – parallel installierte Belüftungselemente für Luft und Reinsauerstoff in der Versuchskläranlage in Sonneberg-Heubisch.

Die Verwendung eines angepassten Belüftungssystems ist zwingend notwendig, da aufgrund des auf ein Fünftel reduzierten Volumenstromes bei der ausschließlichen Reinsauerstoffeinbringung die Regelbeaufschlagung von 2 bis 9 $\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{m}$ des konventionellen Belüfters nicht erreicht würde oder aber die fünffache Menge Reinsauerstoff eingebracht werden müsste, um den Betriebsbereich des Belüfters zu erreichen. Dies würde jedoch in einem ineffizienten Anlagenbetrieb resultieren.

Für die Betriebsführung sowie die Bewertung der Prozesse in der Versuchskläranlage werden, wie bereits in Abbildung 3 gezeigt wurde, nachfolgende Parameter messtechnisch erfasst:

- Zulaufmenge Abwasser
- Rücklaufschlammmenge
- Durchflussmenge des Reinsauerstoffs
- Sauerstoffkonzentrationen im Abwasserzulauf, Belebungsbecken sowie Nachklärbecken

- Temperaturen der Stoffströme Gebläseluft und Reinsauerstoff sowie die Prozesstemperaturen im Belebungs- und Nachklärbecken
- Betriebsdrücke der Stoffströme Gebläseluft und Reinsauerstoff
- pH-Wert und Nitratkonzentration im Belebungsbecken
- Füllstand des Belebungsbeckens

Darüber hinaus werden regelmäßige Beprobungen vorgenommen, um die relevanten Stoffkonzentrationen (Chemischer Sauerstoffbedarf, Gesamt-Stickstoff, Ammonium-Stickstoff) zur Bewertung der Reinigungsleistung der Versuchskläranlage im Labor zu ermitteln.

Zielstellung im Rahmen der Betriebsführung der Versuchskläranlage war die Realisierung einer Betriebsweise vergleichbar zu kommunalen Kläranlagen der Größenklassen GK 3 bis 5 (Ausbaugröße >5.000 Einwohnerwerte), für die neben den Anforderungswerten für organische Verschmutzungen (Chemischer Sauerstoffbedarf, Biologischer Sauerstoffbedarf) zusätzlich auch Anforderungswerte für Ammonium-Stickstoff (ab GK3) und den Gesamt-Stickstoff (ab GK4 und 5) vorgegeben sind [AbwV, 2004]. Dies impliziert neben dem Kohlenstoffabbau die Stickstoffreduzierung über Nitrifikation und Denitrifikation, was eine Betriebsführung auf Grundlage eines weitgehenden EMSR-Konzeptes erforderlich macht. Für eine solche Betriebsweise ist die Strukturierung in zwei grundsätzliche Phasen notwendig:

- a) eine belüftete Phase, in der unter aeroben Bedingungen der Kohlenstoffabbau sowie die Nitrifikation stattfinden und
- b) eine unbelüftete Phase, in der unter Abwesenheit von Sauerstoff (anoxische Bedingungen) die Denitrifikation zur Umwandlung des bei der Nitrifikation entstandenen Nitrates in molekularen Stickstoff vollzogen wird.

Diese beiden Phasen werden in der Versuchskläranlage in stetiger Abfolge betriebstechnisch umgesetzt. Der Wechsel wird dabei durch einen Zielkorridor der Nitratkonzentration in den jeweiligen Belebungsbecken festgelegt. Bei Erreichen des oberen Grenzwertes dieses Korridors erfolgt der Wechsel in die unbelüftete Phase. Wird der untere Grenzwert erreicht, beginnt wiederum die belüftete Phase. Um der Geschwindigkeit der biologischen Stoffumsatzprozesse gerecht zu werden, unterliegt die Sauerstoffkonzentration im Belebungsbecken wiederum einem Zielbereich, der in der belüfteten Phase die Zuführung von Luft oder Reinsauerstoff bei Erreichen des oberen Grenzwertes unterbricht und bei Erreichen des unteren Grenzwertes wieder freigibt. Zudem werden in einem definierten Zeitintervall die

im Nachklärbecken abgetrennten Mikroorganismen in das jeweilige Belebungsbecken zurückgeführt. Um den Prozess in einem für den Stoffumsatz günstigen pH-Wert Bereich zu betreiben, kann weiterhin dem Abwasserzulauf bei Bedarf Natronlauge zudosiert und somit die Pufferkapazität im Belebungsbecken erhöht werden.

3 Ergebnisse aus dem vergleichenden Betrieb der Versuchskläranlage aus 2017

Das Versuchsjahr 2017 stand unter der Zielstellung, die grundsätzliche Betriebbarkeit der Versuchskläranlage mit Reinsauerstoff unter dem oben genannten Regelungsregime zu realisieren und damit die Substituierbarkeit der Gebläse durch Reinsauerstoff zu untersuchen. Im Jahr 2017 konnte der Betrieb der Versuchskläranlage über einen Zeitraum von insgesamt ca. 8 Monaten gewährleistet werden. Hierbei wurden die in der Tabelle 1 gezeigten Versuchspunkte (VP0 bis VP5) gefahren.

Tabelle 1 – 2017 in der Versuchskläranlage gefahrene Versuche.

Versuchs- punkt	Zeitraum	Betriebs- weise BB1	Betriebs- weise BB2	Randbedingungen
VP0	April 2017	Luft	Luft	- Einfahrbetrieb beider Straßen in konventioneller Fahrweise bei maximalem Füllstand (4,5 m)
VP1	Mai/Juni 2017	Reinsauerstoff	Reinsauerstoff	- Füllstand im Belebungsbecken 1 in Abbildung 2 (BB1) von 2,8 m (minimal möglicher Füllstand) und im Belebungsbecken 2 in Abbildung 2 (BB2) von 4,5 m (maximal möglicher Füllstand)
VP2	Juni/Juli 2017	Reinsauerstoff	Reinsauerstoff	- Füllstand im BB1 von 2,8 m und im BB2 von 4,5 m - O ₂ -Messung aus der Nachklärung als

				Sollwertmessung in die Belebungsbecken verschoben aufgrund der einfacheren Handhabbarkeit im Betrieb gegenüber dem ursprünglichen Messsystem
VP3	August 2017	Reinsauerstoff	Reinsauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> - Füllstand in beiden Belebungsbecken 4,5 m (Maximum) - O₂-Messung aus der Nachklärung als Sollwertmessung genutzt aufgrund der einfacheren Handhabbarkeit im Betrieb - pH-Wert Anhebung in beiden Belebungsbecken durch Natronlauge
VP4	September/ Oktober 2017	Reinsauerstoff	Reinsauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> - Füllstand in beiden Belebungsbecken 4,5 m (Maximum) - O₂-Messung aus der Nachklärung als Sollwertmessung genutzt aufgrund der einfacheren Handhabbarkeit im Betrieb - pH-Wert Anhebung nur in BB2
VP5	Oktober – Dezember 2017	Luft	Reinsauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> - Füllstand in beiden Belebungsbecken 4,5 m (Maximum) - O₂-Messung aus der Nachklärung als Sollwertmessung aufgrund der einfacheren Handhabbarkeit im Betrieb

Die nachfolgende Übersicht in Abbildung 5 zeigt, abgesehen von Versuchspunkt VP0, der nicht dargestellt wird, eine Gegenüberstellung der Messergebnisse der einzelnen Versuchspunkte aus den beiden Belebungsbecken. Dabei werden jeweils die Stoffkonzentrationen des Zulaufes, des Ablaufes von Belebungsbecken 1 und des Ablaufes von Belebungsbecken 2 für den Chemischen Sauerstoffbedarf, Gesamt-Stickstoff sowie Ammonium-Stickstoff dargestellt.

Aus den Messdaten für den Zulauf wird deutlich, dass das Abwasser, mit dem die Versuchskläranlage betrieben wird, als Mischwasser eine stark schwankende Charakteristik aufweist, was typisch für kommunale Abwässer ist [ATV-A-198, 2003]. So bewegt sich der chemische Sauerstoffbedarf (CSB) in einem Konzentrationsbereich von 52 bis 485 mg/l, der Gesamtstickstoff (Gesamt N) zwischen 13,9 und 63,2 mg/l und der Ammonium-Stickstoff (NH₄-N) zwischen 4,0 und 37,5 mg/l. Allerdings zeigen die Ergebnisse in Abbildung 5 auch die grundsätzlich gute Funktion der Versuchskläranlage, da unabhängig von der Zulaufkonzentration gleichbleibend niedrige Ablaufwerte erreicht werden. Diese bewegen sich für den chemischen Sauerstoffbedarf zwischen 10 und 30 mg/l, für den Gesamt-Stickstoff zwischen 3,2 und 15,9 mg/l sowie für den Ammonium-Stickstoff zwischen 0,01 und 5,27 mg/l. Dabei werden Anforderungen erfüllt, die gemäß Abwasserverordnung [AbwV, 2004] an wesentlich größere Abwasserbehandlungsanlagen gestellt werden. Mehr noch, die Anforderungen werden größtenteils deutlich unterschritten.

In Tabelle 2 werden die mittleren Abbauleistungen der Versuchskläranlage für die verschiedenen Versuchspunkte für die Parameter CSB, Gesamt-N, und NH₄-N zusammenfassend dargestellt. Zum Vergleich ist außerdem die durchschnittliche Abbauleistung für den chemischen Sauerstoffbedarf und den Gesamt-Stickstoff der kommunalen Kläranlagen der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. [DWA 2016] hinzugefügt. Zudem wird für die einzelnen Versuchspunkte sowie Straßen der Versuchskläranlage der Sauerstoffverbrauch mit aufgeführt

Tabelle 2 – Abbauleistung der Versuchskläranlage in den verschiedenen im Jahr 2017 gefahrenen Versuchspunkten mit Vergleich zu den erreichten Durchschnittswerten der kommunalen Kläranlagen der DWA [DWA, 2016].

Versuchspunkt und Zeitraum	VP1		VP2		VP3		VP4		VP5		DWA 2016
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	
CSB	96%	95%	93%	93%	95%	96%	92%	93%	88%	88%	95 %
Gesamt-N	83%	82%	76%	73%	80%	83%	83%	83%	43%	63%	83 %
NH ₄ -N	96%	96%	89%	97%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
O ₂ -Verbrauch [kg/h]	0,64	0,48	0,76	0,67	0,25	0,52	0,19	0,43	0,42*	0,16	

* über das Gebälge eingebrachte O₂-Menge

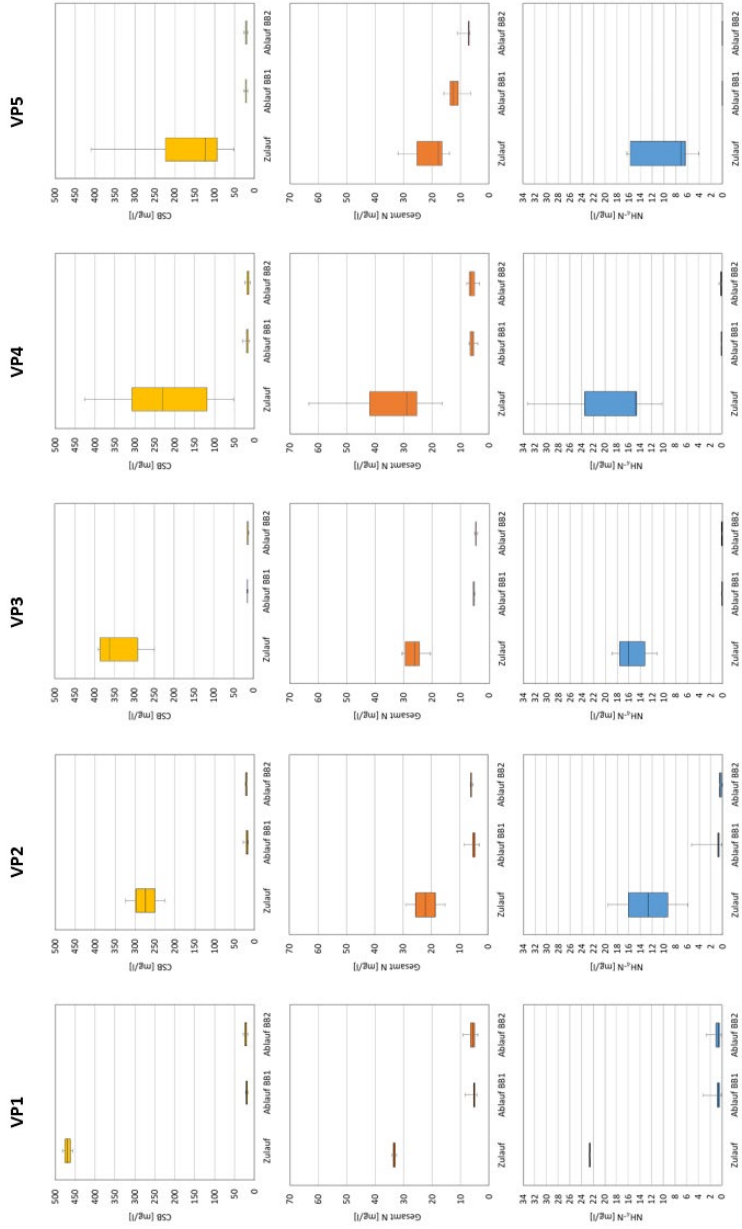


Abbildung 5 – Vergleich der Konzentrationen für CSB, Gesamt-N, und NH₄-N im Zulauf und den Abläufen der Versuchskläranlage für die Versuche im Jahr 2017.

Aus den Daten zu den Versuchspunkten VP1 und VP2 wird ersichtlich, dass ein höherer Füllstand im Belebungsbecken, in diesem Fall in Straße 2 der Versuchskläranlage, mit einem geringeren Sauerstoffverbrauch einhergeht, was aufgrund der größeren zu überwindenden Höhe mit der längeren Aufenthaltszeit der Sauerstoffblasen in der Wassersäule und damit einem besseren Stoffübergang vom Gas in die Flüssigkeit begründet werden kann. Die von Versuchspunkt VP1 zu VP2 zurückgehende Abbauleistung für Gesamtstickstoff erklärt sich aus einem dauerhaften Abfall des pH-Wertes im Verlauf des Versuchspunktes VP1 unter einen Wert von 6,4, wodurch eine Schädigung des Belebtschlammes hervorgerufen wird und es zu einem Verlust an Biomasse kommt, die für die Abbauprozesse entscheidend ist [DWA-A-131, 2016]. Dieser Vorgang konnte in den Versuchspunkten VP1 und VP2 in Form von Schwimmschlamm beobachtet werden.

In den Versuchspunkten VP3 und VP4 wurde daher der Einfluss einer pH-Wert-Anhebung auf die Abbauleistung untersucht. Dafür wurde dem Abwasserzulauf Natronlauge zu dosiert, um für die Biomasse und damit auch die Stickstoffelimination günstige pH-Werte größer 7 zu erreichen. Aus Tabelle 2 sowie Abbildung 5 wird deutlich, dass sich der Abbau von Ammonium-Stickstoff und in der Folge auch des Gesamt-Stickstoffs dadurch erwartungsgemäß weiter verbessert hat. Somit konnte die Abbauleistung von Versuchspunkt VP2 zu VP3 in Belebungsbecken 1 von 76 % auf 80 % und in Belebungsbecken 2 von 73 % auf 83 % gesteigert werden. Die beobachteten Schwimmschlammprobleme konnten damit ebenfalls behoben werden.

Der vergleichende Betrieb in VP5 war bereits durch den eintretenden Winter gekennzeichnet. Die um 4 bis 8 %-Punkte gegenüber den vorherigen Versuchspunkten leicht zurückgegangene Abbauleistung bezüglich der Kohlenstoffverbindungen (CSB) sowie der stark ausgeprägte Rückgang um 40 %-Punkte für den Gesamt-Stickstoff in BB1 bei Unterschreitung einer Abwassertemperatur von 13°C beziehungsweise 20 %-Punkte in BB2 gegenüber VP4, spiegeln die Temperaturabhängigkeit der biologischen Prozesse im Kläranlagenbetrieb wieder. So gelten gemäß [AbwV, 2004] die Anforderungen für Ammoniumstickstoff und Gesamt-Stickstoff für die Einleitung in das Gewässer nur bis zu einer minimalen Abwassertemperatur im Ablauf des biologischen Reaktors von 12 °C, da bei niedrigeren Temperaturen eine stabile Nitrifikation nicht mehr gegeben ist [DWA-A-131, 2016]. Dabei ist allerdings festzuhalten, dass in dem mit Reinsauerstoff betriebenen Belebungsbecken 2 der Versuchskläranlage erst bei einem weiteren Rückgang der Abwassertemperatur um 4 K auf 9°C ein Anstieg der

Gesamt-Stickstoff-Konzentration zu verzeichnen war, die zu einem Rückgang der Abbauleistung von Versuchspunkt VP4 zu VP5 von 83 % auf 63 % geführt hat.

In dem in Abbildung 6 gezeigten Diagramm wird die stoffliche und energetische Effizienz der konventionellen Belüftung und der Reinsauerstoff-Belüftung im Versuchspunkt VP5 gegenübergestellt. Daraus geht zum einen hervor, dass der Sauerstoffverbrauch bei der Reinsauerstoff-Belüftung deutlich niedriger ausfällt, zum anderen zeigt sich, dass der Energiebedarf der konventionellen Versorgung mit Sauerstoff über Gebläse gegenüber der Versorgung mit Reinsauerstoff aus der Elektrolyse niedriger ist. Der grundsätzlich abfallende Energiebedarf aber auch Sauerstoffverbrauch über den Verlauf von Versuchspunkt VP5 begründet sich durch die niederschlagsbedingt geringer werdenden Konzentrationen des chemischen Sauerstoffbedarfes sowie Gesamt- und Ammonium-Stickstoffs im Versuchszeitraum. Dadurch ergibt sich zu Beginn des Versuchspunktes VP5 ein Sauerstoffverbrauch von maximal 23 kg/d für die konventionelle Gebläsesauerstoffversorgung und maximal 9,2 kg/d für die Versorgung mit Reinsauerstoff. Zum Ende des Versuchszeitraumes reduziert sich der Sauerstoffverbrauch für die konventionelle Sauerstoffversorgung über Gebläse auf 5,6 kg/d und maximal 2,0 kg/d für die Versorgung mit Reinsauerstoff. Demnach ist beim Einsatz von Reinsauerstoff eine höhere stoffliche Effizienz gegeben als beim konventionellen Betrieb mit Gebläsen.

Um die energetische Effizienz der beiden Systeme Gebläse und Elektrolyseur vergleichen zu können, muss die für die Belüftung notwendige Energie auf eine einheitliche Vergleichsebene bezogen werden. Für den Vorgang der Belüftung ist energetisch die Einbringung des Sauerstoffs in das Abwasser von Bedeutung, was durch die Erzeugung des Druckes zur Überwindung der Wassersäule sowie des Druckverlustes des Belüfters und der Rohrleitung quantifizierbar ist. Für das Gebläse zur Einbringung des Sauerstoffs wird somit lediglich die Verdichtungsarbeit als Vergleichsgröße angesetzt. Energie, die im Rahmen von Reibungsvorgängen in Wärme umgewandelt wird, bleibt unberücksichtigt. Analog wird mit dem Elektrolyseur verfahren, auch hier wird nur die Verdichtungsarbeit zur Bereitstellung des Sauerstoffs berücksichtigt.

Die im Wasserstoff gespeicherte Energie, Prozesswärme und für periphere Prozesse wie z.B. die Wasseraufbereitung erforderliche Energie bleibt außen vor. Dabei ist hervorzuheben, dass der betrachtete Druckelektrolyseur den Sauerstoff mit einem Druck von 100 bar bereitstellt und somit eine wesentlich höhere Verdichtungsarbeit leistet als das Gebläse, welches lediglich einen Druck von 0,52 bar gewährleisten muss, um die Wassersäule von 4,5 m zu überwinden und die

sonstigen Druckverluste auszugleichen. Dadurch ergibt sich zu Beginn des Versuchspunktes VP5 ein Energiebedarf für die Sauerstoffversorgung über Gebläse von maximal 0,68 kWh/d und für die Reinsauerstoffversorgung über die Wasserelektrolyse von maximal 1,26 kWh/d. Zum Ende des Versuchspunktes VP5 ergibt sich ein maximaler Energiebedarf von 0,17 kWh/d für die Gebläsesauerstoffversorgung und maximal 0,28 kWh/d für die Elektrolysauerstoffversorgung. Somit stellt sich beim Vergleich der energetischen Effizienz das Gebläse zur Belüftung des Abwassers als günstiger dar.

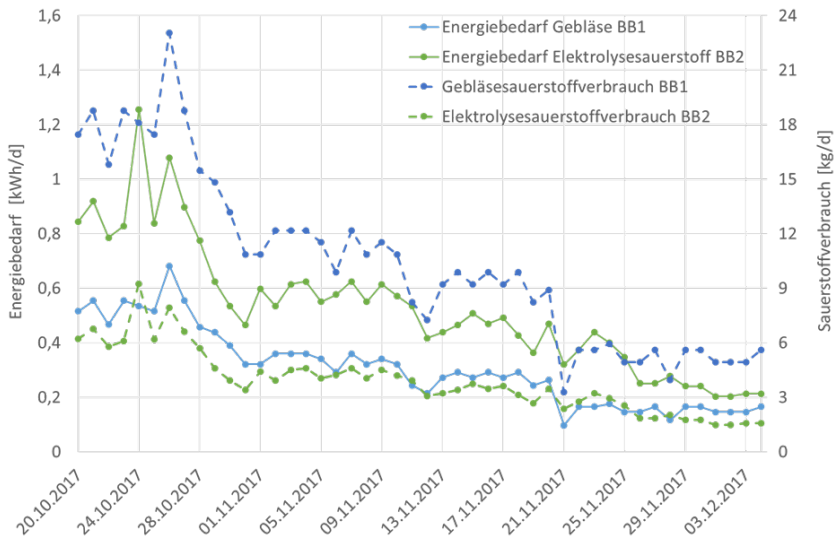


Abbildung 6 – Täglicher Energiebedarf sowie Sauerstoffverbrauch der beiden Belebungsbecken der Versuchskläranlage im vergleichenden Betrieb im VP5 (BB1 – Luft/Gebläse; BB2 – Reinsauerstoff)

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Versuche in der Versuchskläranlage haben gezeigt, dass die eingebrachte Reinsauerstoffmenge zur hydraulischen Umwälzung des Belebungsbeckens nicht ausreicht. Dies war bereits im Rahmen der Inbetriebnahme im Vorfeld des Versuchsbetriebes im Jahr 2017 deutlich geworden und kam vor allem durch untypische Sauerstoffkonzentrationswerte zum Ausdruck. Während

normalerweise im Belebungsbecken die Sauerstoffkonzentration durch die aeroben Abbauprozesse sinkt, wurden konstante Sauerstoffkonzentrationswerte gemessen. Aufgrund des schnellen Absinkens der Biomasse nach Unterbrechung der Belüftung erfolgte im Bereich der Messung der Sauerstoffkonzentration kein biologischer Abbau der Kohlenstoff- und Stickstoffverbindungen mehr, so dass der Sauerstoff erhalten blieb.

Durch eine Verschiebung der Messung in den Bereich des abgesetzten Schlammes konnte dies nachgewiesen werden. Daher muss durch ein zusätzliches Aggregat die Durchmischung des Belebungsbeckens zum Ausgleich von Konzentrationsunterschieden gewährleistet werden, was in der Versuchskläranlage durch eine Tauchmotorpumpe erreicht wird. Geschieht dies nicht, setzt sich die Biomasse zu schnell ab und die Abbauprozesse vollziehen sich nicht im erforderlichen Maß, was zur Folge hat, dass eine Regelung der Kläranlage unter Einbeziehung der Sauerstoffkonzentration nicht realisiert werden kann.

Um eine hohe stoffliche Effizienz der Reinsauerstoffnutzung zu erreichen, sollte der Weg der Sauerstoffblasen durch die Wassersäule so lang wie möglich sein, d.h. ein höherer Anlagenfüllstand ist unbedingt zu bevorzugen. Dies wird in den Versuchspunkten VP1 und VP2 deutlich, in denen beim maximalen Anlagenfüllstand von 4,5 m ein um 25 bzw. 12 %-Punkte geringerer Sauerstoffverbrauch als beim minimalen Anlagenfüllstand von 2,8 m zu verzeichnen war. Aufgrund des mit hohem Druck verfügbaren Sauerstoffs aus der Wasserelektrolyse sind deutlich tiefere Belebungsbecken möglich als in der konventionellen, kommunalen Abwasserreinigung üblich sind, wodurch sich auch der energetische Vergleich zugunsten des Elektrolysesauerstoffs verbessern würde, da Gebläse dann eine entsprechend höhere Verdichtungsarbeit leisten müssten.

Es wurde nachgewiesen, dass die Regelung des Reinsauerstoffbetriebes analog konventioneller Regelungsregime erfolgen kann. Im Fall der Versuchskläranlage wurde im Betrieb eine nitratgeführte, intermittierende Belüftung erfolgreich umgesetzt. Auf Grundlage der Sauerstoff- sowie Nitratkonzentration in den Belebungsbecken wurde der stetig wechselnde Betrieb zwischen belüfteter und unbelüfteter Phase abgebildet [DWA-A-131, 2016], was sich in den konstant hohen Abbauleistungen für Ammonium-Stickstoff von 99% in den Versuchspunkten VP3 bis VP5 und den konstant niedrigen Gesamt-Stickstoffkonzentrationen von 3,16 bis 9,16 mg/l in den Versuchspunkten VP1 bis VP4 widerspiegelt.

Bezüglich der Effizienz der Belüftung muss zwischen einer stofflichen und einer energetischen Betrachtungsweise differenziert werden. Wie aus Abbildung 6

ersichtlich ist, kann im Rahmen der stofflichen Bewertung festgehalten werden, dass über den gesamten Versuchspunkt VP5 ein geringerer Reinsauerstoffverbrauch als Gebläsesauerstoffverbrauch erzielt werden konnte. Abbildung 6 zeigt aber auch, dass aus energetischer Sicht die Reinsauerstoffversorgung über die Wasserelektrolyse gegenüber der konventionellen Belüftung über Gebläse bei der gegebenen Wassertiefe von 4,5 m nicht bessergestellt ist.

In weiteren Untersuchungen soll ermittelt werden, inwiefern im Rahmen des optimierten Betriebes der Versuchskläranlage eine weitere Reduzierung des Reinsauerstoffverbrauches und damit auch eine energetische Verbesserung der Nutzung von Reinsauerstoff aus der Wasserelektrolyse möglich ist. Weiterhin sollen die Potentiale der Reinsauerstoffbelüftung für die Abwasserreinigung in Deutschland analysiert werden. Dazu ist es notwendig, die Leistungsgrenzen sowohl der konventionellen Gebläse- als auch der Reinsauerstoffbelüftung bezüglich der Behandlungskapazität in der Versuchskläranlage zu definieren, um die daraus resultierenden spezifischen Sauerstoff- und Energiebedarfe des Kläranlagenbetriebes auf die gesamte deutsche, kommunale Abwasserwirtschaft zu übertragen. Dies bildet die Grundlage für eine Bilanzierung des Gesamtsystems Wasserelektrolyse auf kommunalen Kläranlagen in einer sektorenübergreifenden Betrachtung. Konkret ist es dazu in einem nächsten Schritt notwendig, Energie- und Stoffstrombilanzen auf Grundlage des Versuchsbetriebes zu erstellen und diese auf eine Gesamtbilanz der kommunalen Kläranlage Sonneberg-Heubisch zu übertragen. Damit ergibt sich dann die Möglichkeit, die Potentiale der Reinsauerstoffnutzung aus der Wasserelektrolyse im Zusammenhang mit der Energie- und Verkehrswende aufzuzeigen.

5 Danksagung

Das dieser Veröffentlichung zugrundeliegende Teilvorhaben im Verbundvorhaben „LocalHy - Dezentrale Wasserelektrolyse mit kombinierter Wasserstoff und Sauerstoffnutzung aus erneuerbarer Energie“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen der „Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS)-Initiative“ unter dem Förderkennzeichen 03ZZ0705C gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

6 Literaturverzeichnis

[AbwV, 2004] Abwasserverordnung (AbwV). Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer vom 17. Juni 2004, BGBl. I S. 1108, 2625. Stand: zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 22. August 2018 (BGBl. I S. 1327).

[ATV-A-198, 2003] ATV-DVWK (Hrsg.). ATV-DVWK-A 198 (April 2003): Vereinheitlichung und Herleitung von Bemessungswerten für Abwasseranlagen. Arbeitsblatt. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (ATV-DVWK), 2003.

[DWA, 2016] DWA e.V. (Hrsg.). 29. Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA), 2017.

[DWA-A-131, 2016] DWA e.V. (Hrsg.). DWA-A 131 (Juni 2016) Bemessung von einstufigen Belebungsanlagen. Arbeitsblatt. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA), 2016.

[Emsland, 2012] Rudolph, K.-U., Müller-Czygan, G. & Bombeck, M. Reinsauerstoffbelüftung auf kleinen Industriekläranlagen - Energieeinsparpotenziale und Kapazitätssteigerungen am Beispiel der Kläranlage der Fa. Emsland Frischgeflügel GmbH. Meschede: 2012.

[Imhoff, 1999] Imhoff, K. & Imhoff, K.R. Taschenbuch der Stadtentwässerung. 29. Auflage. München, Wien: Oldenbourg Verlag, 1999.

[UBA, 2009] Umweltbundesamt (Hrsg.). Energieeffizienz kommunaler Kläranlagen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2009.

KONZEPTION UND BEWERTUNG EINER MIT REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN HANDELNDEN TANKSTELLE

A. Dengel¹, M. Buchner², F. Henseler²

¹ STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

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

Schlüsselwörter: Sektorkopplung, Mobilität, Methanisierung, synthetische Kraftstoffe, Wasserstoffwirtschaft, Kohlenstoffdioxidabscheidung, Regelleistung

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Die Muttergesellschaft STEAG GmbH wiederum betreibt eine Reihe von konventionellen Großkraftwerken, teilweise in Kraft-Wärme-Kopplung, auf Basis des Primärenergieträgers Steinkohle.

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. Gerade aufwändige Umwandlungsanlagen – Stichwort: Power to X – sind unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht in der Lage, wirtschaftlich wieder elektrische Energie zu Zeiten deren Bedarfs bereit zu stellen. Hier bietet es sich an, in einen hochpreisigeren Sektor zu wechseln, die Mobilität.

In einer Studie wird untersucht, welche Produkte an einer Tankstelle auf regenerativer Basis bereitgestellt werden können. Grundlage hierzu ist neben der Bereitstellung auch die teilweise Eigenerzeugung der Produkte, bzw. die Möglichkeiten der Belieferung und Speicherung vor Ort. Ergänzt werden diese Betrachtungen durch die Planung einer Methanisierung am Standort eines Steinkohlekraftwerkes. Dort wird untersucht, zu welchen Konditionen unter Zuhilfenahme der vorhandenen Infrastruktur mit aus Rauchgas separiertem

Kohlendioxid und Wasserstoff, welcher mittels Elektrolyse während Stromüberschusszeiten im Netz erzeugt werden soll, Methan produziert werden kann. Dieses könnte dann ebenfalls zur Versorgung des mobilen Bereichs dienen.

1 Einleitung

Die Mobilität der Zukunft basiert auf einer Diversifizierung der Antriebssysteme und erfordert den Ausbau der dazugehörigen Infrastruktur bei gleichzeitig steigendem Absatz der Fahrzeuge. Die Herausforderung, als Tankstellenbetreiber alle potenziellen Kraftstoffe anzubieten, könnte durch eine Multi-Energie-Tankstelle gelöst werden. Die Erzeugung der Kraftstoffe soll dabei auf regenerativen Energieträgern basieren und an die Tankstelle geliefert bzw. teilweise selbst erzeugt werden:

- Elektrische Energie: Eigenerzeugung mittels PV-Anlage; Bezug von nachhaltig erzeugtem Ökostrom,
- Wasserstoff: Eigenerzeugung mittels On-site-Elektrolyse; Lieferung von komprimiertem Wasserstoff,
- Methan: Bezug von synthetischem Erdgas aus der Methanisierungsanlage eines Kraftwerksstandortes, aufbereitetes Biogas, aufbereitete biogene Gase
- Synthetische Kraftstoffe: Lieferung von synthetischem Diesel und Benzin, Methanol und Bio-LNG mittels Tankwagen.

2 Methanisierung am Steinkohlekraftwerk

Die von der STEAG betriebenen Steinkohlekraftwerke bieten die benötigten Randbedingungen für ein realitätsnahes Konzept zur Kohlendioxid-Abscheidung für eine Methanisierungsanlage. Der untersuchte Standort verfügt über den benötigten Platzbedarf und über eine leistungsstarke Anbindung an das Grubengas- und Stromübertragungsnetz. Das Konzept basiert auf einer Kohlendioxid-abscheidung mit anschließender Speicherung und einer elektrolytischen Wasserstoffherstellung bei negativen Strompreisen mit anschließender Methanisierung.

Im Stromerzeugungsbetrieb des Kraftwerkes, der in Abbildung 1 dargestellt ist, wird die Rauchgaswäsche betrieben und Kohlendioxid eingespeichert. Bei vollständig gefüllten Speichern wird die Rauchgaswäsche für CO₂ abgeschaltet und das Kraftwerk geht in den normalen Stromerzeugungsbetrieb über. In Zeiten mit negativem Strompreis oder einer Regelleistungsanfrage wird Wasserstoff in einer Elektrolyseanlage erzeugt, der anschließend mit dem aus dem Speicher entnommenen Kohlendioxid zu Methan reagiert und in das Grubengasnetz eingespeist oder an der Tankstelle genutzt werden kann.

Das bei der Methanisierungsreaktion anfallende Wasser wird in der Kondensationstrocknung aus dem Methan entfernt und wieder der Elektrolyse zugeführt, was zu einer Halbierung des Wasserverbrauchs führt. Das verwendete Wasser für die Elektrolyse ist Kesselspeisewasser aus bestehenden Anlagen des Kraftwerkes, welches die Reinheitsanforderungen für die Elektrolyse deutlich übertrifft. Der Wärmefluss des Methanisierungsbetriebs, der in Abbildung 2 dargestellt ist, ist abhängig von der verwendeten Elektrolysetechnologie. Dabei wurde festgestellt, dass PEM-Elektrolyseanlagen Vorteile hinsichtlich des Wirkungsgrades und spezifischer Investitionskosten gegenüber Festoxidelektrolyseuren haben. Insbesondere bei Anlagen für die Nutzung von Überschussstrom ist kein Vorteil durch die Wärmenutzung der Hochtemperaturelektrolyse vorhanden, zudem sorgt das Temperaturniveau für Verluste im Hot-Standby. Eine PEM-Elektrolyseanlage hingegen reagiert schnell genug, um auch an den Märkten der Sekundärreserve teilzunehmen.

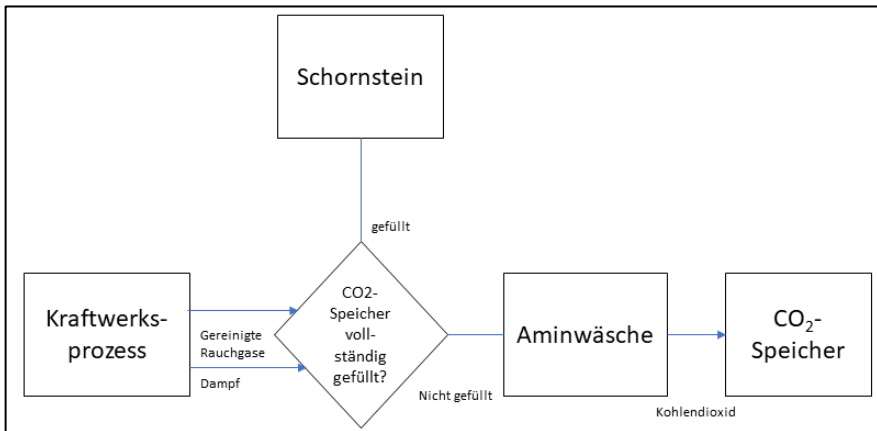


Abbildung 1: Stromerzeugungsbetrieb

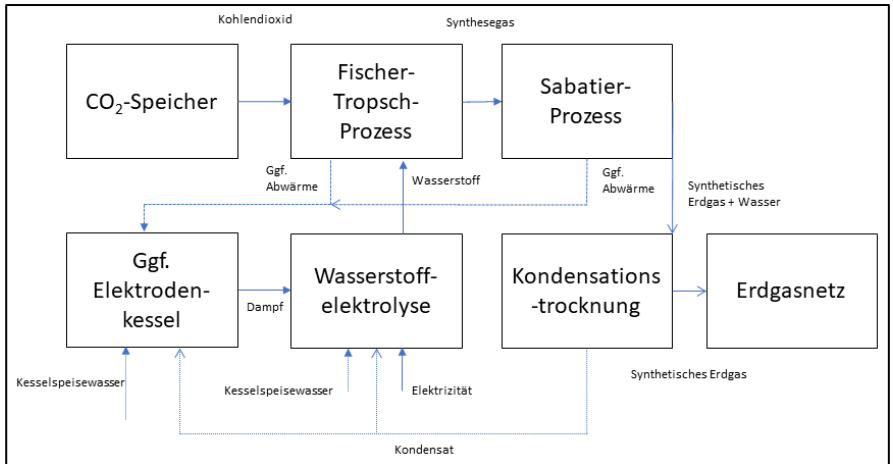


Abbildung 2: Methanisierungsbetrieb

3 Größendimensionierung

Die allgemeinen Begrenzungen der Anlagengröße für eine Methanisierung sind die Stromanschlussleistung, die Leistung des Gasnetzes, der Flächenbedarf sowie der Rauchgas-Volumenstrom. Für den betrachteten Standort sind die limitierenden Faktoren die Leistung des Gasnetzes zur Aufnahme des erzeugten Methans und die Stromanschlussleistung für die Elektrolyse. Der Flächenbedarf ist für die flüssige tiefgekühlte Lagerung des Kohlendioxids ausreichend. Wenn synthetisches Methan produziert und sowohl an der Tankstelle genutzt als auch über die Grubengasleitung abgeführt werden soll, können maximal ungefähr 14.000 Nm³/h produziert werden. Hierfür werden pro Stunde 5,2 t Wasserstoff und knapp 29 t Kohlendioxid benötigt. Die vorzuhaltende Regelleistung beträgt somit inklusive der Nebenaggregate und Elektrolyseure 283 MW.

Um auf den Energiemärkten flexibel handeln zu können, sollte eine Autonomie von mindestens 24 h erreicht werden. Für das Konzept ist diese Unabhängigkeit mit 7 Tanks zu je 101 t Kapazität möglich. Durch die vertikale Bauweise und die Verflüssigung des Kohlendioxids benötigen diese nur 150 m² Grundfläche. In Kombination mit einer kommerziellen CO₂-Rauchgaswaschanlage, welche stündlich 11 t CO₂ abscheidet, beträgt die Betriebsdauer des Kraftwerks etwa das 2,6-fache gegenüber der Betriebszeit der Methanisierung. 2016 wurden in etwa 250 Stunden negative Strompreise auf dem Intraday-Markt aufgerufen, sodass dies bei Wiederholung in den kommenden Jahren eine Betriebsdauer der

Rauchgaswäsche von 650 Stunden ermöglicht. Im Rahmen der zunehmenden fluktuierenden Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen sind negative Strompreise auf dem aktuellen Strommarkt vermehrt möglich.

4 Modulare Auslegung der Anlagentechnik der Tankstelle

Die Auslegung der Tankstelle basiert darauf, die Anlagentechnik modulweise zu installieren und eine mittlere Kapazität vorzuhalten. Die Abschätzung der Komponentenleistungen und Lagertankvolumina aufgrund der benötigten Kraftstoffmengen basiert auf dem täglichen Bedarf der Otto- und Dieselmotoren für PKW und LKW an einer konventionellen Tankstelle und einem abgeschätzten Markthochlauf der „zukünftigen Produkte“ Strom, CNG, Wasserstoff, Bio-LNG und Methanol. In der Annahme, dass die Nachfrage an Schnellladepunkten und gasförmigen Kraftstoffen (Wasserstoff und Methan) in Zukunft steigt, wird neben einer Kapazitätsreserve zudem die Möglichkeit berücksichtigt, weitere Kapazitäten modulweise zu ergänzen und die Frequenz der Kraftstofflieferungen zu erhöhen. Dieses Modell und die dazugehörigen Energieströme sind in Abbildung 3 bildhaft gezeigt. Dabei stellen die starken durchgezogenen Linien den elektrischen Energiestrom, die gestrichelten Linien die gasförmigen Energieströme und die dünnen durchgezogenen Linien die flüssigen Energieströme dar. Die Modularität der einzelnen Anlagenkomponenten verdeutlicht die Komplexität des Gesamtsystems und die Vielfalt der Installationsmöglichkeiten für eine Realisierung der Multi-Energie-Tankstelle. Aus den abgeschätzten Komponentenleistungen, den prognostizierten Abgabemengen und der vorgehaltenen Kapazität ergibt sich eine konkrete Auslegung.

Die Stromversorgung erfolgt über einen Mittelspannungstransformator, um die erforderlichen 600 kW für die On-site-Elektrolyse und 400 kW für die Gleichstromladung bereitzustellen. Für die Lastspitzenabdeckung bei gleichzeitiger Nutzung von acht DC-Ladepunkten mit jeweils 100 kW und der vollständigen Nutzung des eigenerzeugten Solarstroms wird ein Batteriespeicher in das Energiemanagementsystem implementiert. In Kombination mit der On-site-Erzeugung und –Verdichtung von Wasserstoff kann in Zeiten des Überangebots erneuerbarer Strom für den Mobilitätssektor genutzt werden. Der Elektrolyseur erzeugt unter Vollast täglich Wasserstoff für die Betankung von wahlweise 30 PKW bei 700 bar oder 10 Bussen bei 350 bar. Eine erhöhte Nachfrage wird durch eine zusätzliche Lieferung von komprimiertem Wasserstoff auf Niederdruckniveau

gedeckt. Die potentielle Nutzung von Methanol als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge wird über einen Lagertank mit einem Volumen von 5.000 Litern berücksichtigt. Die CNG-Tankstelle wird auf die tägliche Betankung von bis zu 100 Erdgasfahrzeugen ausgelegt.

Die Betankung erfolgt aus den Kaskadenspeicher, die nach der Verdichtung das komprimierte Erdgas bei 300 bar für bis zu 15 Betankungen vorhalten. Die unterirdischen Lagertanks der flüssigen Kraftstoffe Diesel und Benzin haben ein Volumen von jeweils 30.000 Litern zur Betankung von etwa 400 Fahrzeugen täglich. Die Bereitstellung von Bio-LNG erfolgt mittels eines Kryotanks und einer Krypumppe und wird auf etwa 70 LKW-Betankungen pro Woche ausgelegt.

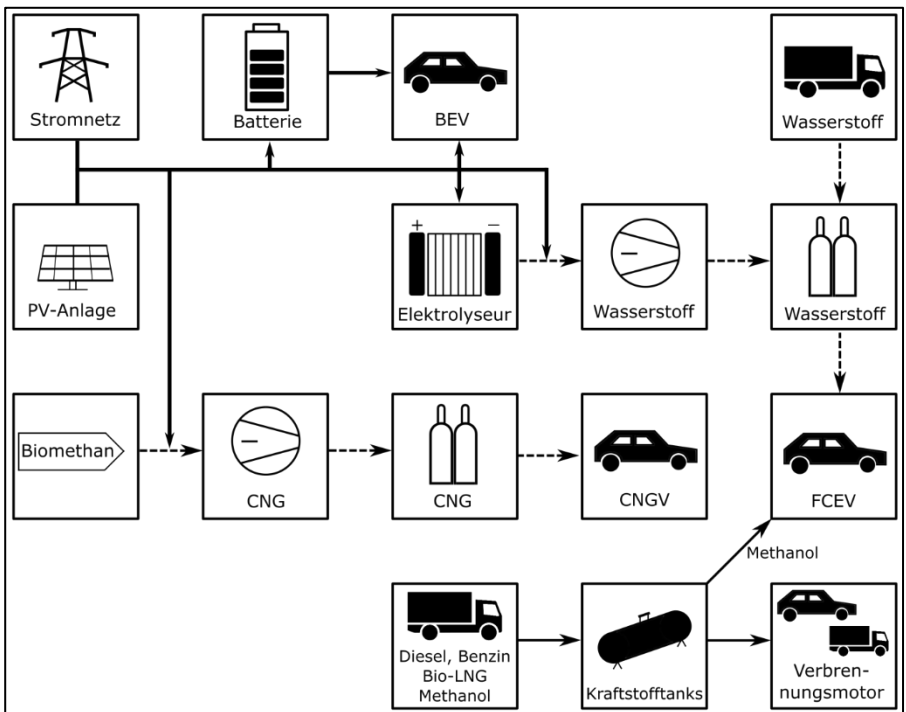


Abbildung 3: Schaubild der Energieströme der Multi-Energie-Tankstelle

Die Multi-Energie Tankstelle hat einen Flächenbedarf von etwa 4.000 m² und könnte die Vorteile der vorhandenen Gas- und Stromnetzinfrastruktur und die ortsnahe Belieferung von synthetischem Erdgas an einem Kraftwerksstandort der STEAG nutzen. Die Installation der einzelnen Systeme erfolgt in Container-

Bauweise und ist in Abbildung 4 als Gesamtsystem dargestellt. Die überdachten Zapfstellen sowie der Shop werden zur anteiligen Deckung des Strombedarfs mit PV-Anlagen ausgestattet.

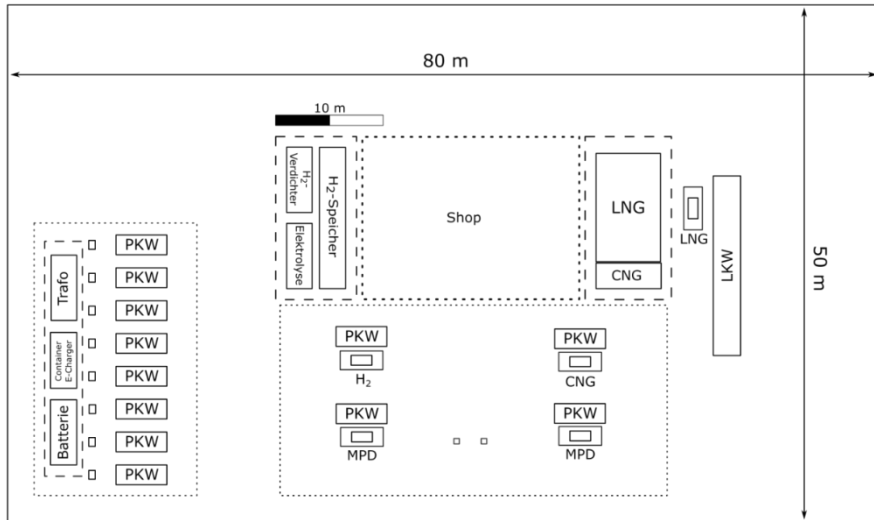


Abbildung 4: Maßstäblicher Lageplan der Multi-Energie-Tankstelle

5 Ökonomische Bewertung der Produkte

Die ökonomische Bewertung erfolgt über eine Kostenstellenrechnung der einzelnen Produkte und der dazugehörigen Anlagentechnik. Auf diese Weise werden neben den eindeutig zuordenbaren Investitionskosten die Betriebskosten den einzelnen Produkten und somit dem Ort der Entstehung zugeteilt. Daraus können Potentiale und Parameter abgeleitet werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Multi-Energie-Tankstelle unmittelbar beeinflussen. In ersten Überlegungen wird die Tankstelle ausschließlich über den Absatzpreis der Kraftstoffe refinanziert, sodass dies erfahrungsgemäß nur durch eine hohe Auslastung der Produkte realisiert werden kann. Hierbei ist der regenerative Bezugs- und Herstellungspreis der Produkte entscheidend, der das Preisniveau der fossilen Erzeugung nicht wesentlich übersteigen darf. Beispielsweise müssten an einem DC-Schnellladepunkt bei einem Bezugspreis von 20 ct/kWh etwa 15 vollständige Ladevorgänge stattfinden, um bei einem Absatzpreis von 30 ct./kWh einen wirtschaftlichen Betrieb zu realisieren.

6 Bewertung und Fazit

Das Konzept einer Multi-Energie-Tankstelle, welche sämtliche Kraftstoffe an einem Standort anbietet, stellt einen interessanten und zugleich komplexen Ansatz durch die schwierige Abschätzung des Kraftstoffabsatzes für zukünftige Antriebssysteme dar. Eine modulare Bauweise einzelner Anlagenkomponenten, Ladepunkte und Zapfstellen bietet die Möglichkeit zur dynamischen Anpassung der Nachfrage. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Tankstelle ist bei der aktuellen Auslastung und den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen für Umwandlungsanlagen nicht gegeben. Neben dem reinen Kraftstoffabsatz könnten Zusatzerlöse durch Regelleistung und Treibhausgasquotenhandel generiert werden. Möglicherweise führt ein Konzept ohne Flüssigkraftstoffe bei gleichzeitig stark steigenden Absatzzahlen für Elektro- und Erdgasfahrzeuge zeitiger zu einem wirtschaftlichen Betrieb.

BELADESYSTEME FÜR THERMISCHE ENERGIESPEICHER – NEUE KONSTRUKTIVE ANSÄTZE

Fabian, Findeisen¹, Jan Markus Mücke¹, Tim Winkler¹, Ullrich Kroll¹, Bernd Platzer¹ und Thorsten Urbaneck^{1*}

¹ Technische Universität Chemnitz, Institut für Mechanik und Thermodynamik, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz,

* Kontakt: thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de

Schlüsselwörter: thermische Speicher, Druckbehälter, schlanke Speicher, Heißwasser, Warmwasser, Wärmeversorgung, Fernwärme, KWK, Radialdiffusor, Belader, Optimierung, Leitbleche, Drall, CFD

1 Einleitung

Damit der Anteil erneuerbarer Energieträger und die Effizienz der Energiebereitstellung erhöht werden können, ist eine zeitliche Entkopplung des Energieverbrauchs und der -erzeugung notwendig. Im Wärmesektor übernehmen thermische Energiespeicher diese Funktion. Aufgrund der hohen Anzahl an Systemen mit Kraft-Wärme-Kopplung und den üblichen Betriebstemperaturen in den Fernwärmesystemen wird auch in den Speichern oft eine sehr hohe Temperatur angestrebt. Dafür stehen im Wesentlichen zwei Speichertypen zur Verfügung: Flachbodentanks und Druckbehälter. Dieser Beitrag befasst sich mit Druckbehältern in schlanker Bauform (Abbildung 1). Sie ermöglichen Temperaturen bis ungefähr 200 °C (bei 20 bar Überdruck). In der Praxis liegen die Temperaturen bei ca. 130 °C entsprechend dem Temperaturniveau in den Fernwärmenetzen.

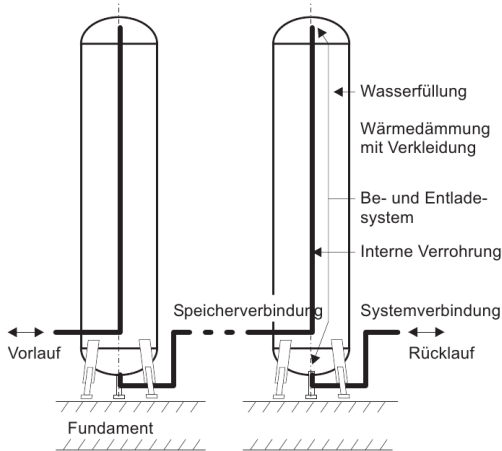


Abbildung 1a:
Aufbau einer
Druckbehälter-
Konstruktion bei
mehreren in Reihe
geschalteten
Speichern [1]



Abbildung 1b:
in Reihe sowie parallel
geschaltete schlanke
Druckbehälter zur
Speicherung von
Heißwasser im
Chemnitzer
Fernwärmesystem,
Betreiber eins/inet

Die Speicherung von Heißwasser erfolgt nach dem Verdrängungsprinzip. Der zu Beginn eines theoretischen Speicherzykluses ungeladene Behälter ist anfangs vollständig mit relativ kaltem Wasser gefüllt. Anschließend wird heißes Wasser im oberen Bereich zugeführt (Beladevorgang). Im günstigsten Fall (Modellvorstellung) schichtet sich das warme Wasser aufgrund der temperaturabhängigen Dichte über dem im Behälter befindlichen kalten Wasser ein und verdrängt es vertikal. Dadurch ist eine stabile Trennung in eine warme Zone im oberen Behälterteil und eine kalte Zone im unteren Behälterteil möglich (Abbildung 2). Der Bereich zwischen diesen beiden Zonen wird als Übergangsschicht bezeichnet [1].

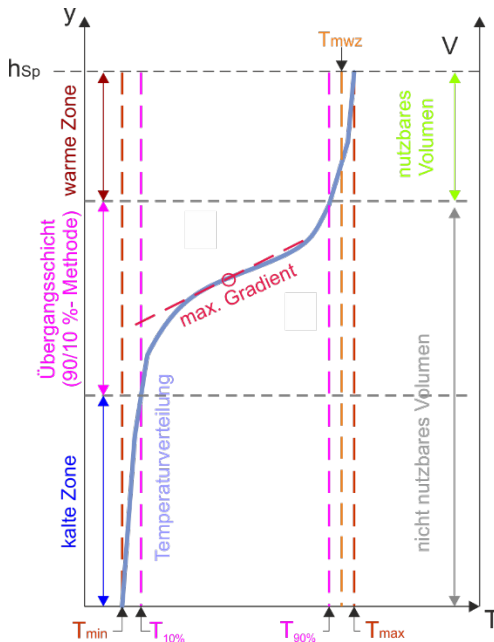


Abbildung 3: schematische Darstellung zur thermischen Schichtung in einem Verdrängungsspeicher

Abbildung 3 veranschaulicht schematisch die vertikale Temperaturverteilung und die thermische Schichtung in einem Druckbehälter mit schlanker Bauform. Eine schmale Übergangsschicht und eine große warme Zone ermöglichen konstante Vorlauf- und Rücklauf-Temperaturen im System, geringe Exergieverluste¹ infolge einer geringen Vermischung und eine optimale Nutzung des Speichervolumens bzw. der Konstruktion. In der Abbildung dient ein sog. Radialdiffusor zum Be- und Entladen. Dieser besteht aus zwei kreisrunden, horizontalen Platten, die mit einer vertikalen Anschlussleitung verbunden sind. Der Radialdiffusor ist ein häufig

¹ Bei einer Vermischung von heißem und kaltem Wasser entstehen innere Verluste (keine Wärmeübertragung an der Speichergrenzfläche bzw. Systemgrenze). D. h., die Verluste sind in der Energiebilanz nicht sichtbar. Deswegen muss man mit anderen Größen diese internen Verlustvorgänge beschreiben. Die Mischung verursacht eine Entropieproduktion im System. Diese Entropieproduktion lässt sich formell in einen Exergieverlust überführen.

verwendeter Beladertyp [2] ². Er zeichnet sich durch einen radialen Geschwindigkeitsabbau und eine horizontale Einströmung in den Speicher aus.

Einen signifikanten Einfluss auf die Strömung im Speicher und damit auf die Mischungseffekte und die Qualität der thermischen Schichtung hat der Abstand zwischen Wand und Radialdiffusor. Die hohen Beladevolumenströme gehen einher mit hohen Strömungsgeschwindigkeiten und einer starken Reflexion der Strömung an der Wand, wodurch eine starke Ablenkung der Strömung in den Speicher hinein stattfindet und es zu einem Aufmischen im oberen Bereich kommt [3], [4]. Dies führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Schichtungsqualität.

Da in der Regel mehrere schlanke Druckbehälter in Reihe verschaltet werden, führt die bei der Beladung auftretende Vermischung von Heiß- und Kaltwasser zur Absenkung der Beladetemperatur in den Folgebehältern. Daraufhin verstärken sich auch in diesen Behältern die Mischungsvorgänge und das nutzbare Volumen der gesamten Anlage wird signifikant reduziert.

Der Beitrag präsentiert ausgehend vom Stand der Technik das Ergebnis von CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) zu neuen konstruktiven Ansätzen, um die Strömungsvorgänge im Speicher positiv zu beeinflussen und Mischungsvorgänge zu reduzieren. Weiterhin gibt der Beitrag einen Ausblick auf die Umsetzung der Erkenntnisse in die Praxis.

² In den ersten Speicher wurden in Chemnitz Trichter eingesetzt. Nach heutigen Erkenntnissen (Untersuchungen der TU Chemnitz 2011-2012) ist die Konstruktion nicht geeignet. Deswegen erfolgt keine weitere Auseinandersetzung mit derartigen Konstruktionen.

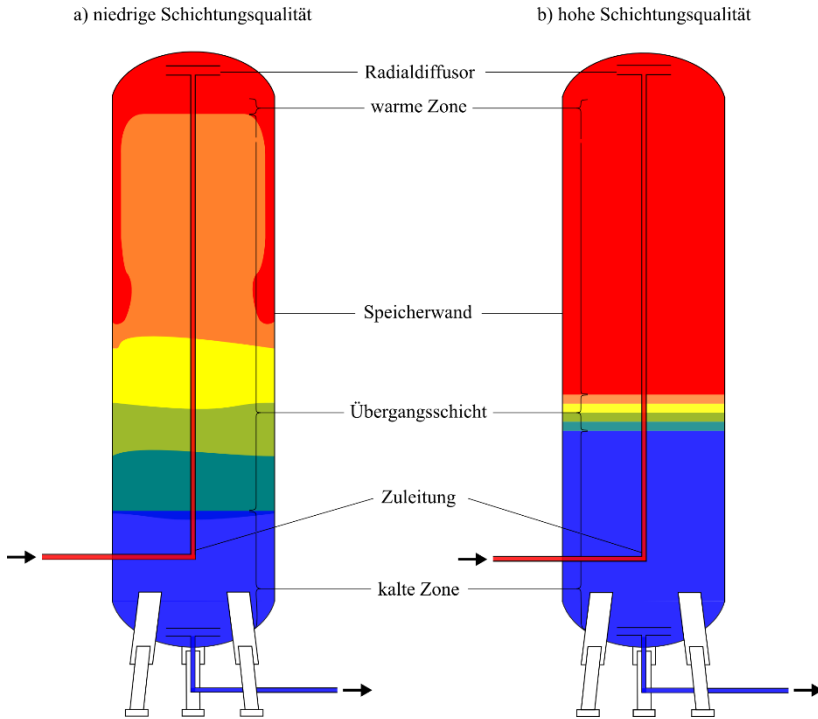
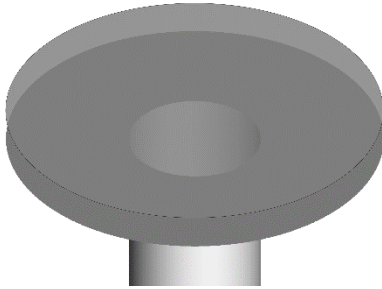


Abbildung 3: Aufbau und thermische Schichtung bei Beladung eines schlanken Heißwasserspeichers (schematische Darstellung) [5]

2 Beladung über einen Radialdiffusor mit Leitelementen zur Drallerzeugung

Um den ungünstigen Strömungseffekten in schlanken Speichern entgegenzuwirken, fanden speziell auf schlanke Speicher zugeschnittene 2D- und 3D-Simulationsrechnungen mit unterschiedlichen Beladervarianten statt. Hierbei wurden insbesondere Möglichkeiten zur Erzeugung einer drallbehafteten Strömung in einem Speicher nach Abbildung 3 simuliert. In Abbildung 4 sind ein herkömmlicher und ein mit Leitschaufeln versehener Radialdiffusor gegenübergestellt. Abbildung 5 zeigt dazu stark vereinfacht die Ablenkung der Strömung in dem herkömmlichen Radialdiffusor im Vergleich zur Beladung mit Drall. In Abbildung b erfolgt die Drallerzeugung direkt innerhalb des Radialdiffusors. Hierfür befinden sich gekrümmte Leitbleche im Radialdiffusor.

a) konventioneller Radialdiffusor



b) Radialdiffusor mit Leitelementen

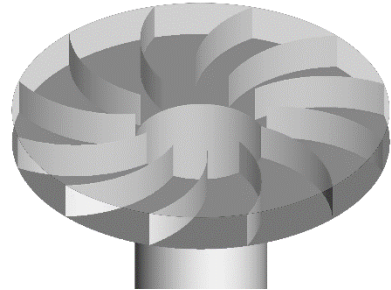
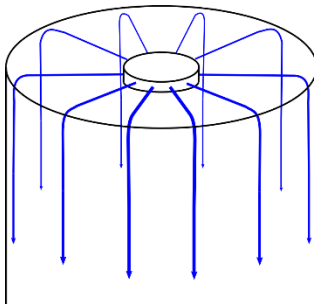


Abbildung 4: CAD-Visualisierung eines Radialdiffusors ohne/mit Leitelementen zur Drallerzeugung [5], [6]

a) radiale Beladung



b) drallbehaftete Beladung

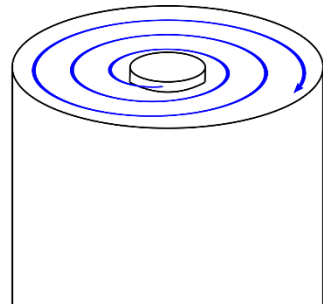


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Stromlinien in einem schlanken Speicher bei Beladung ohne oder mit einer drallbehafteten Strömung [5], [6]

Die CFD-Rechnungen erfolgten mit einer Beladetemperatur von 90 °C und einer Speichertemperatur von 20 °C. Zur Vereinfachung wurde die Strömung im Belader des Referenzmodells (konventionelle radiale Beladung) separat simuliert und das Geschwindigkeitsprofil am Auslass des Radialdiffusors auf den Speichereinlass übertragen. Das drallbehaftete Geschwindigkeitsprofil besitzt eine radiale und eine tangentielle Komponente. Das Modell bildet nicht die halbrunde Wölbung des Druckbehälters (Klöpferboden) ab.

Abbildung 6 zeigt den Querschnitt des mit diesen Varianten simulierten Temperaturfeldes. Die Beladung eines schlanken Speichers mit einem

konventionellen radialen Diffusor führt zu einer starken Vermischung (Abbildung 6b). Das komplette warme Wasser hat sich praktisch zu diesem Zeitpunkt mit dem kalten Wasser im Speicher vermischt. Eine warme Zone (rot in der Abbildung) mit einer Temperatur nahe der Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz konnte sich noch nicht ausbilden. In Abbildung 6c findet sich das Ergebnis, wenn die Beladung des Speichers mit einer drallbehafteten und dabei gleichmäßig über dem Diffusorauslass verteilten Ausströmung erfolgt. Der rote Bereich (warme Zone) erstreckt sich deutlich weiter in den Speicher hinein. Die Qualität der thermischen Schichtung ist um ein Vielfaches höher und ein großer Anteil des zugeführten Warmwassers kann auf dem gleichen Temperaturniveau wieder entnommen werden. Zu beachten ist, dass im Simulationsmodell ideale Annahmen hinsichtlich der Anfangs- und Randbedingungen gelten. Externe Wärmeverluste und Schwankungen in der Vorlauftemperatur bzw. dem -volumenstrom werden nicht berücksichtigt. Der rote Bereich zeigt im Bereich der Speicherachse einen profilierten Übergang vom warmen Wasser zur Übergangsschicht (Orange bis Türkis) ohne klare horizontale Schichtung. Das deutet darauf hin, dass neben Auftriebs- und Impulskräften auch drallbedingt Zentrifugalkräfte wirken.

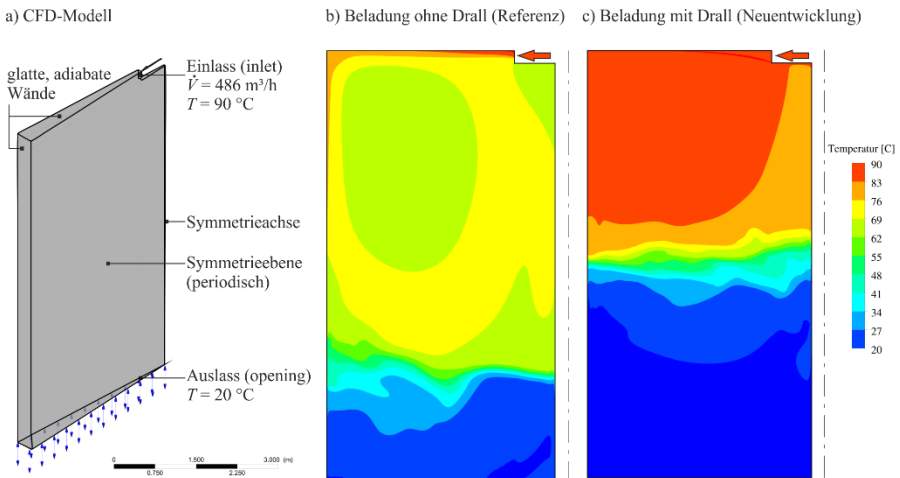


Abbildung 6: CFD-Modell eines repräsentativen Elementarvolumens (a) und vertikales Temperaturfeld bei Beladung eines schlanken Speichers ohne Drall (b) und mit Drall (c) [5], [6]

Statt der Drallerzeugung im Diffusor ist dabei genauso eine Beladung von außen über den gesamten bzw. einen Teil des Speicherwandumfangs denkbar, wie sie in Abbildung 7 dargestellt ist. Die Drallerzeugung erfolgt hier über die Führung der Strömung auf einer Kreisbahn entlang der gekrümmten Behälterwand.

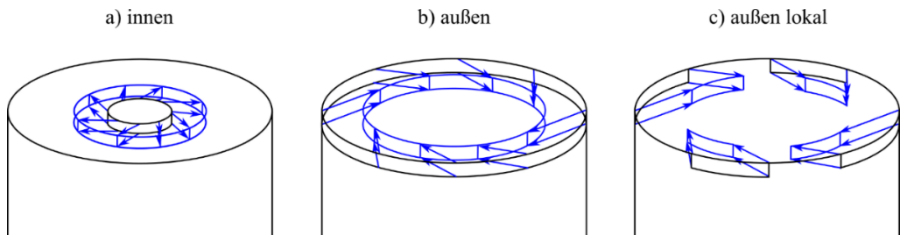


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Austrittsvektoren in einem schlanken Speicher bei Beladung mit Drall über den Radialdiffusor (von innen) oder über Zuführungen in der Speicherwand (von außen) [5], [6]

Abbildung 8b zeigt das Ergebnis einer Simulationsrechnung für die Beladung von außen. Die Übergangsschicht zwischen der warmen und der kalten Zone im Speicher ist im Vergleich zur Ausgangsvariante extrem schmal und es tritt nur sehr wenig Vermischung auf. Die internen Verluste konnten somit nochmals reduziert werden. Wie bei der drallbehafteten Beladung von innen ist auch hier aufgrund der Zentrifugalkräfte noch ein profilierter Übergang statt einer horizontalen Schichtung zu beobachten.

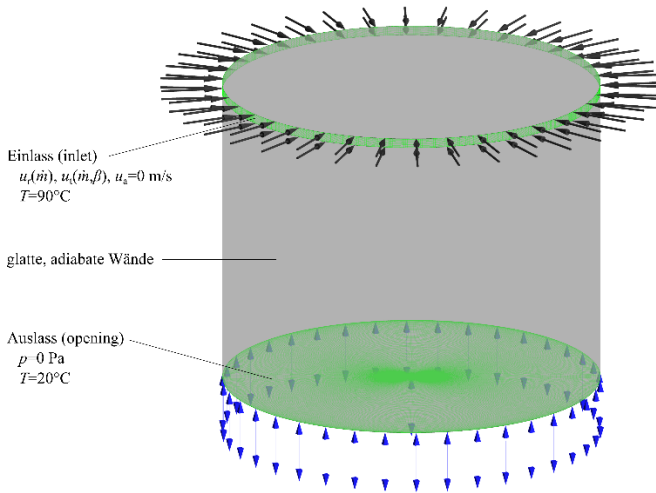


Abbildung 8a: CFD-Modell [5], [6]

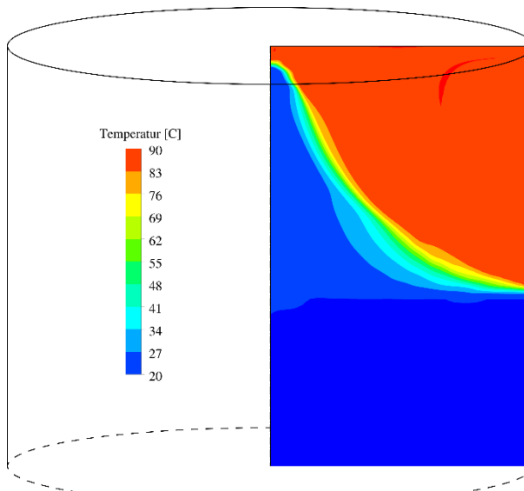


Abbildung 8b: vertikales Temperaturfeld (unten) bei Beladung eines schmalen Speichers mit Drall von außen [5], [6]

3 Zusammenfassung

Die Beladung schlanker thermischer Energiespeicher mit Radialdiffusoren ist mit starken Mischeffekten und einer relativ schlechten Qualität der thermischen Schichtung im Speicher verbunden. Der Beitrag präsentiert Ergebnisse zu einem neuen Beladertyp [6], welcher durch den Einsatz von Leitschaufeln einen Drall in die Strömung einbringt. Die vorgestellten Simulationsstudien weisen darauf hin, dass insbesondere der Abbau von Maximalgeschwindigkeiten durch die Strahlumlenkung infolge des Dralls günstig ist und so die Qualität der thermischen Schichtung massiv verbessert werden kann.

Basierend auf diesen Studien erfolgte bereits die Erarbeitung einer Vielzahl von weiteren Beladervarianten, welche auf gleiche oder ähnliche Weise eine Verbesserung der thermischen Schichtung bewirken könnten. Sämtliche Varianten fanden Eingang in eine Patentanmeldung [6]. Basierend auf dem Patent sollen zukünftig vielversprechende Ansätze ausgewählt, vertieft untersucht und in die Praxis überführt werden. Hierzu sind insbesondere wirtschaftliche und konstruktive Betrachtungen notwendig.

4 Quellen

- [1] Urbaneck, T.: Kältespeicher: Grundlagen, Technik, Anwendung. Oldenbourg Verlag, 2012. ISBN 3486719882
- [2] Findeisen, F.; Radiale Diffusoren in Warmwasserspeichern – Einfluss der Beladergeometrie auf Strömungsverhalten und Schichtungsqualität. Dissertation, TU Chemnitz. 2018. ISBN 978-3-9811424-7-1
- [3] Brämer, C.; Urbaneck, T.; Lohse, R.: Influence of Geometry and Operation Parameters on Thermal Stratification. Euro Heat & Power, English Edition. 2012, 9, Nr. 4, S.30–36. ISSN 1613–0200
- [4] Lohse, R.; Urbaneck, T.; Brämer, C.; Platzer, B.: Effects during loading of hot water storages with a high aspect ratio. Euro Heat & Power, English Edition. 2012, 9, Nr. 3, S.42–47. ISSN 1613–0200
- [5] Winkler, T.: Radiale Diffusoren mit Drall – Grundlegende Untersuchungen für schlanke Speicher mit Drall. Bachelorarbeit, 2017
- [6] Patentanmeldung: Platzer, B.; Findeisen, F.; Urbaneck, U.; Winkler, T.: Verfahren und Vorrichtung zum Be- und/oder Entladen eines thermischen Energiespeichers. Deutsches Patent, 2017120716373300DE. Anmeldung eingegangen am: 07.12.2017

ENERGIESPEICHER: POWER-TO-GAS & METHANISIERUNG

Kay Fönings

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

Schlüsselwörter: Methanisierung, Power-to-Gas, Wasserstoff, EU-Verteilnetz; WindGas

Zusammenfassung

Der Vortrag „Energiespeicher: Power-to-Gas & Methanisierung“ beschreibt eine Gas-Anlagentechnik zur Energiespeicherung von volatiltem regenerativ erzeugtem Strom. Es wird die Wasserelektrolyse und die Methanisierung nach dem Sabatier-Prozess beschrieben. Aus elektrischer Energie erzeugte H_2 und CH_4 Gasmengen werden dargestellt, um Beispiele zur Anwendung in einem Verteilgasnetz zu erläutern. Es wird auf die große Kapazität des europäischen Gasnetzes als Energiespeicher eingegangen.

In dem Vortrag wird auf die Erweiterung der bestehenden Power-to-Gas-Anlage in Falkenhagen eingegangen. In dieser zweiten Projektphase erweitert Uniper die WindGas Falkenhagen-Anlage um eine Methanisierungsanlage. Das so produzierte Methan kann dann in beliebigem Anteil dem Erdgas beigemischt und über die bestehende Infrastruktur transportiert werden.

Dies ist ein wichtiger Beitrag zum Erfolg der Energiewende, denn grünes Methan kann im Gegensatz zu grünem Wasserstoff vielfältiger eingesetzt werden. Es kann verschiedenen Marktsektoren, wie dem Strom- und Wärmemarkt, der Industrie sowie der Mobilität zur Verfügung gestellt werden. Außerdem ermöglicht es die unbeschränkte Nutzung der Erdgasinfrastruktur beispielsweise für Transport und Speicherung. Die so gespeicherte Energie steht bereit, auch wenn Sonne und Wind nicht im erforderlichen Umfang verfügbar sind.

1 Einleitung

Im Projekt STORE&GO arbeiten 27 Partner aus sechs Ländern zusammen, um die Möglichkeiten der Integration von Power-to-Gas-Anwendungen in das europäische Energienetz zu untersuchen und vor allem die Methanisierung von Wasserstoff als wichtigen Schritt für die Energiewende voranzutreiben.

Die Power-to-Gas-Anlage "WindGas Falkenhagen" wurde im Jahr 2013 errichtet, um Windenergie im Erdgasnetz zu speichern. Mitte 2017 wurde der Grundstein für die Methanisierungsanlage direkt neben dem bestehenden Standort gelegt. Die Methanisierungsanlage wird bis zu 57 m³/h SNG (Synthetic Natural Gas) produzieren, was in etwa einer Leistung von 600 kW entspricht. Zudem wird die beim Prozess entstehende Wärme von dem benachbarten Furnierwerk genutzt.

Uniper, thyssenkrupp Industrial Solutions, die Forschungsstelle des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) haben gemeinschaftlich die innovative, großtechnische Anlage realisiert und werden diese im Rahmen des Projekts 24 Monate betreiben und erforschen.



Bild 1: Power-to-Gas-Anlage Falkenhagen

2 Power-to-Gas am Beispiel der Anlage WindGas Falkenhagen

Projektphase 1:

- Bau und Betrieb einer konventionellen alkalischen Elektrolyse
- Einspeisung des Wasserstoffs in das angebundene Gasnetz der ONTRAS
- Gemeinschaftsprojekt mit E.DIS AG und Uniper Technologies GmbH

In der Pilotanlage WindGas Falkenhagen demonstriert Uniper seit August 2013, wie der erneuerbare Strom zur Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse genutzt wird. Die Speicheranlage erzeugt unter Einsatz innovativer Technologie aus ca. 2 MW Windkraft mittels Elektrolyse bis zu 360 Nm³/h Wasserstoff. Diesen Wasserstoff speist Uniper mit bis zu zwei Volumenprozent bei einem maximalen Betriebsüberdruck von 55 bar über eine Anbindungsleitung in das Hochdruckerdgasnetz der ONTRAS ein. Dank dieses Verfahrens können Erneuerbare Energien auf effektive Weise gespeichert und transportiert werden.

Projektphase 2:

- Bau und Betrieb einer Methanisierungsanlage
- Gemeinschaftsprojekt mit thyssenkrupp Industrial Solutions AG, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) und Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- Teil des EU-geförderten Forschungs- und Entwicklungsprogramms STORE&GO
- Grundsteinlegung im Juli 2017
- Inbetriebnahme für Q3/2018 geplant

In dieser zweiten Projektphase erweitert Uniper die WindGas Falkenhagen-Anlage um eine Methanisierungsanlage. Das so produzierte Methan kann somit in beliebiger Menge dem Erdgas beigemischt und in der bestehenden Gasinfrastruktur transportiert werden.

E.DIS Netz GmbH betreut als betrieblicher Dienstleister von Uniper die Power-to-Gas-Anlage mit Inspektionstätigkeiten und Begehungen. Die Mitarbeiter des regionalen Meisterbereiches führen Tätigkeiten für einen sicheren Betrieb der Power-to-Gas-Anlage durch z.B. die Beaufsichtigung von Dienstleistern für Instandhaltungsarbeiten. Ingenieure der E.DIS Netz GmbH organisieren die Umsetzung der Anforderungen an einen sicheren Betrieb der Power-to-Gas-Anlage. Durch den Meisterbereich und Ingenieure vom Dienst wird eine 24h Bereitschaft abgedeckt. Überwacht wird die Power-to-Gas-Anlage bei E.DIS Netz durch die Netzleitstelle in Potsdam.

ERTRAGSSIMULATION FÜR BIFACIALE PHOTOVOLTAIKMODULE

Lukas Gerstenberg^{*1}, Viktor Wesselak¹, Sebastian Voswinckel¹ und Sven Münter¹

¹ Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, * Kontakt: lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

Schlüsselwörter: Photovoltaik, bifacial, Mehrertrag, Sichtfaktor, Albedo

Zusammenfassung

Das in dieser Arbeit präsentierte Modell zur Berechnung des Ertrags bifacialer PV-Module basiert auf der Berechnung mehrerer Strahlungssichtfaktoren. Die gewählte Berechnungsmethode ermöglicht die Berücksichtigung aller umliegenden Flächen, die mit ihren geometrischen und strahlungsphysikalischen Eigenschaften einen Einfluss auf die rückseitige Einstrahlung haben. Die Berechnung der Strahlungssichtfaktoren ermöglicht weiterhin die Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Montagevarianten der Module. Als optimale Ausrichtung für den Standort Deutschland ergibt sich demnach die Südausrichtung mit einem Anstellwinkel von 45° bei einer Montagehöhe von 0,5 m und einer möglichst hohen Albedo auf einem maximal großen Untergrund. Mit Berücksichtigung der Bifacialität von 0,6 ergibt sich bei einer maximalen Albedo von 0,85 ein jährlicher Mehrertrag von 35%. Bereits eine Albedo von 0,25 führt zu einem Mehrertrag von 10% im Vergleich zu einer monofacialen Anlage gleicher Ausrichtung.

1 Einleitung

Die bifaciale Photovoltaik bietet durch den zusätzlichen Strahlungseintrag auf der Rückseite Mehrerträge von bis zu 30% bei Anlagen [1] und 50% bei Einzelmodulen [2]. Der Mehrertrag hängt dabei vor allem von der Montage der Module und der Beschaffenheit des Untergrundes ab. Die Bifacialität bietet die Möglichkeit, Module vertikal in Ost-West-Ausrichtung zu installieren. Diese Ausrichtung führt zu Energieeinspeisung früh morgens und spät abends und kann

vorteilhaft für Direktverbraucher sein. Der Gesamtertrag fällt am Standort Deutschland allerdings geringer aus als bei Südausrichtung und lohnt sich erst bei stark reflektierenden Untergründen [3]. Ein Problem bei der Ost-West-Ausrichtung ist die teilweise Verschattung der Zellen durch den Modulrahmen oder die Montage-Konstruktion. Die durch diese Verschattungen verursachten Verluste können bis zu 7% betragen [4].

Die Bifacialität bf eines Moduls beschreibt das Verhältnis des rückseitigen Wirkungsgrades η_r im Verhältnis zum Wirkungsgrad der Vorderseite η_v bei Standardtestbedingungen ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $\vartheta_M = 25^\circ\text{C}$, AM 1,5) nach Gl. 1.1. Die Leistung der Vorderseite bifacialer Module fällt geringer aus als bei monofacialen Modulen, da weniger Licht im Modul eingefangen wird [5].

$$bf = \frac{\eta_r}{\eta_v} \quad (1.1)$$

Der Ertrag eines bifacialen Moduls setzt sich aus dem Ertrag der Vorderseite E_v und dem der Rückseite E_r zusammen. Der durch die Bifacialität erzielte Mehrertrag EB (eng.: energy boost) in Prozent wird nach GL. 1.2 bestimmt. Der EB eignet sich, um bifaciale Module und Anlagen in herkömmlicher Südausrichtung mit monofacialen Modulen oder Anlagen gleicher Ausrichtung direkt zu vergleichen.

$$EB = \left(\frac{E_v + E_r}{E_v} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (1.2)$$

Ungeeignet ist der EB für die Bewertung der Ost-West-Ausrichtung. Der EB einer bifacialen Anlage in Ost-West-Ausrichtung unter der Annahme verschattungsfreier Montage entspricht immer ihrer Bifacialität. Als Vergleichsgröße zwischen monofacialer Süd-Ausrichtung und bifacialer Ost-West-Ausrichtung ist demnach der Gesamtertrag der Anlagen zu betrachten.

2 Simulationsmodell für die Vorderseite

Für die Simulation des Jahresertrages wird das Einstrahlungsmodell nach Erbs aus [5] verwendet. Die Globalstrahlung \mathbf{G} und Diffusstrahlung \mathbf{D} werden für jede Stunde berechnet und nach Gl. 2.1 auf die Modulebene umgerechnet [6].

$$G_m(\alpha, \beta) = (G - D)R + \frac{1}{2}D(1 + \cos(\beta)) + Ref \quad (2.1)$$

$$\text{Ref} = \frac{1}{2} \rho_e G (1 - \cos(\beta)) \quad (2.2)$$

Die Sonneneinstrahlung auf eine mit Azimutwinkel α und Elevationswinkel β geneigten Fläche unterteilt sich nach Gl. 2.1 in drei Anteile: Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung nach Gl. 2.2. Hierbei ist β der Elevationswinkel des Moduls und ρ_e die Albedo des Untergrunds. Zur Berechnung der auftreffenden Direktstrahlung wird der Geometriefaktor R nach Gl. 2.3 verwendet [5]. Der Geometriefaktor gibt das Verhältnis der Strahlungsleistung zwischen der Horizontalen und einer geneigten Fläche an. Der Index m steht hierbei für die Messebene der Einstrahlung – hier die Horizontale.

$$I(\alpha, \beta) = I_m \cdot R = I_m \cdot \frac{\cos\theta(\alpha, \beta)}{\cos\theta(\alpha_m, \beta_m)} \quad (2.3)$$

Die Intensitäten der Diffusstrahlung aus dem Himmelshalbraum und der Reflexionsstrahlung vom Untergrund hängen lediglich vom Elevationswinkel β ab.

Der Faktor $(1 - \cos(\beta))/2$ in Gl. 2.2 ist ein Strahlungssichtfaktor für den Fall einer endlichen Fläche, die in einem Winkel β zu einer unendlich großen Fläche steht [7]. Für kleine Winkel (z.B. $\beta = 30^\circ$) ist der Faktor $(1 - \cos(30^\circ))/2 = 0,07$. Der Einfluss der Reflexionsstrahlung auf die Ertragsberechnung der Vorderseite ist somit gering und Gl. 2.2 kann nur für die Vorderseite verwendet werden. Der Elevationswinkel der Rückseite ergibt sich zu $\beta_r = 180^\circ - \beta$. Der Faktor in Gl. 2.2 beträgt nun $(1 - \cos(150^\circ))/2 = 0,93$. Die daraus resultierende Überschätzung der rückseitigen Einstrahlung wird im nächsten Abschnitt weiter ausgeführt.

3 Simulationsmodell für die Rückseite

Bei der Berechnung der Einstrahlung auf die Modulrückseite muss neben Reflexionen aus der Umgebung auch der Schatten berücksichtigt werden, den das Modul auf den Untergrund wirft. Die für die Vorderseite verwendete Gl. 2.2 kann hier nicht verwendet werden, da es nicht möglich ist, mit der Gleichung die umliegenden Flächen und den Schatten auf dem Untergrund abzubilden. Es würde sich eine Überschätzung der rückseitigen Einstrahlung und somit eine Überschätzung des rückseitigen Ertrags ergeben. Um alle geometrischen Größen der Montagesituation in der Berechnung berücksichtigen zu können, werden

Strahlungssichtfaktoren berechnet. Die zugrundeliegende Annahme bei der Verwendung der Strahlungssichtfaktoren ist, dass alle Flächen diffus isotrop abstrahlen. Ein Strahlungssichtfaktor F_{12} nach Gl. 3.1 beschreibt den Anteil der von Fläche 1 ausgehenden Strahlung, der auf Fläche 2 trifft [7].

$$F_{12} = \frac{1}{\pi \cdot A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos(\beta_1) \cdot \cos(\beta_2)}{s^2} dA_1 dA_2 \quad (3.1)$$

Für einfache Geometrien ist eine Lösung des Doppelintegrals möglich. Für den Fall des PV-Moduls über einer definierten Fläche muss der Sichtfaktor numerisch nach Gl. 3.2 bestimmt werden. Bei der numerischen Lösung werden Modul und Untergrund in Teilflächen ΔA_i und ΔA_j zerlegt. Zwischen allen Teilflächen wird der Abstand $|\vec{s}_{ij}|$ berechnet. Zwischen den Normalen auf den Teilflächen und dem Verbindungsvektor \vec{s} bilden sich die Winkel β_i und β_j aus, deren Kosinus als Gewichtungsfaktor in die Gleichung eingeht, siehe Abb. 3.1 b).

$$F_{ij} = \frac{1}{\pi \cdot A_i} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{\cos(\beta_i) \cdot \cos(\beta_j)}{s_{ij}^2} \Delta A_i \Delta A_j \quad (3.2)$$

Der Schatten auf dem Untergrund wird von der Direktstrahlung erzeugt. Der Schatten lässt sich mit vier Geraden berechnen, deren Aufpunkte die Modulecken sind und deren Richtungsvektor \vec{v}_S nach Gl. 3.3 ist. Hierbei ist α_S der Sonnenazimutwinkel und β_S der Sonnenelevationswinkel. Zwischen den Schnittpunkten der vier Vektoren mit dem Untergrund spannt sich der Schatten auf.

$$\vec{v}_S = \begin{bmatrix} \cos(\alpha_S) \cdot \cos(\beta_S) \\ \sin(\alpha_S) \cdot \cos(\beta_S) \\ \sin(\beta_S) \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Abbildung 3.1 a) zeigt die Geometrie, mit der das Modell arbeitet beispielhaft für den 6. April des Jahres um zwölf Uhr mittags. Zu sehen ist das Modul über der Fläche A_1 und der Schatten auf dem Untergrund. Für den Strahlungsaustausch zwischen Untergrund A_1 und Modulrückseite A_2 wird der Sichtfaktor F_{12} berechnet. Für den Strahlungsaustausch zwischen dem Schatten und der Modulrückseite wird für jede Stunde des Jahres der Sichtfaktor F_{S2} und die Schattenfläche A_S berechnet.

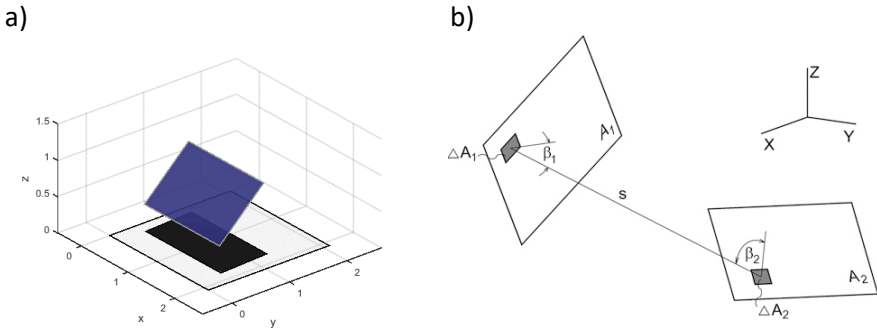


Abb. 3.1: a) Geometrie der Berechnung mit Untergrundfläche, Modul und Schatten b) Definition Sichtfaktor F_{12} nach [7]

Die Summe der Sichtfaktoren im Halbraum ist nach der Summenregel immer 1 [6]. Sind A_1 , A_2 und einer der Sichtfaktoren F_{12} oder F_{21} bekannt, kann der fehlende Sichtfaktor mithilfe der Reziprozitätsbeziehung nach Gl. 3.4 berechnet werden.

$$A_1 \cdot F_{12} = A_2 \cdot F_{21} \tag{3.4}$$

Somit kann nach Berechnung des Sichtfaktors F_{12} der Sichtfaktor zum Rest des Halbraums hinter dem Modul $(1 - F_{21})$ berechnet werden. Der Schatten liegt auf A_1 und muss somit bei dieser Überlegung nicht berücksichtigt werden. Es ist nun möglich, der Umgebung eine eigene Albedo $\rho_{e,u}$ zuzuweisen.

Die Reflexionsstrahlung auf die Modulrückseite wird nun nach Gl. 3.5 berechnet.

$$\text{Ref} = [\rho_e \cdot G_m \cdot (F_{12} \cdot A_1 - F_{S2} \cdot A_S) + \rho_e \cdot (1 - F_{S2}) \cdot D_m \cdot F_{S2} \cdot A_S] \cdot A_2^{-1} + (1 - F_{21}) \cdot G_m \cdot \rho_{e,u} \tag{3.5}$$

Der erste Term beschreibt den Strahlungsaustausch zwischen der um A_S geminderten Untergrundfläche A_1 und der Modulrückseite A_2 . Der zweite Term beschreibt den Strahlungsaustausch zwischen dem Schatten A_S und der Modulrückseite. Nicht der gesamte Halbraum strahlt diffus auf A_S ein. Ein Teil des Halbraumes ist durch das Modul verdeckt, was mit dem Faktor $(1 - F_{S2})$ berücksichtigt wird. Die ersten beiden Terme werden durch die Modulfläche $A_2 =$

1,6 m² dividiert, um die Einheit auf [Ref] = W/m² umzurechnen. Der dritte Term repräsentiert die Einstrahlung aus der Umgebung.

4 Elektrisches Modell

Der Energieertrag des Moduls wird nach einem elektrischen Modell in [6] berechnet. Die hierbei verwendeten Modulkenndaten wurden in einem Xenon Flasher bestimmt. Das Modell vereint die elektrischen Größen der Vorder- und Rückseite in den zentralen Gleichungen 4.1 bis 4.3. Index r steht für die Rückseite und Index v für die Vorderseite.

$$I_K = I_{K,v} + I_{K,r} \quad (4.1)$$

$$U_L = U_{L,v} + \frac{(U_{L,r} - U_{L,v}) \cdot \ln\left(\frac{I_{K,v} + I_{K,r}}{I_{K,v}}\right)}{\ln\left(\frac{I_{K,r}}{I_{K,v}}\right)} \quad (4.2)$$

$$P_{MPP} = I_K \cdot U_L \cdot (1 + \alpha_{mpp}(\vartheta_M - 25^\circ\text{C})) \quad (4.3)$$

Die Modultemperatur ϑ_M wird anhand der Einstrahlung bestimmt. Der Temperaturkoeffizient für die MPP-Leistung α_{mpp} stammt aus dem Datenblatt der verwendeten Module.

5 Parameterstudie für die Installationsgeometrie bei Südausrichtung

Eigene Modellierungen und vorangegangene Arbeiten [3, 1] zeigen, dass eine bifaciale Ost-West-Ausrichtung am Standort Deutschland der bifacialen Südausrichtung im Ertrag unterlegen ist. Wie in [3] ausführlich untersucht wurde, lohnt sich die bifaciale Ost-West-Ausrichtung an Standorten mit hohem Diffusstrahlungsanteil. Da der Anteil an Diffusstrahlung in Deutschland nicht ausreichend hoch ist, wird die Parameterstudie ausführlich für die Südausrichtung durchgeführt. Der gewählte Standort für alle folgenden Ergebnisse ist Nordhausen ($\phi = 51,5^\circ$, $\lambda = 10,8^\circ$).

Durch die Einbindung der Strahlungssichtfaktoren in Gl. 3.5 gehen indirekt alle geometrischen Größen wie die Montagehöhe H , der Neigungswinkel β , Größe und Position der Untergrundfläche A_1 und deren Albedo in die Ertragsberechnung mit

ein. Durch Variation der geometrischen Größen können nun Aussagen über die ideale Installation bifacialer Module getroffen werden

5.1 Untergrund A_1

Abbildung 5.1 a) zeigt den Mehrertrag in Abhängigkeit der Untergrundfläche A_1 . Der Elevationswinkel ist hierbei $\beta = 30^\circ$ und die Montagehöhe $H = 0,5 \text{ m}$. Die Albedo der Umgebung beträgt $\rho_{e,u} = 0,1$ und die des Untergrundes $\rho_e = 0,6$. Der Mehrertrag steigt mit zunehmender Fläche A_1 und nähert sich je nach Albedo einem maximalen Wert an. Bereits mit einer kleinen Fläche von vier Quadratmetern und einer Albedo von $0,6$ liefert das bifaciale Module **15%** mehr Ertrag als ein monofaciales Modul gleicher Ausrichtung. Ab einer Fläche von **25 m²** steigt der Mehrertrag nicht mehr signifikant.

5.2 Elevationswinkel β

Für die Bestimmung des idealen Elevationswinkels ist der EB ungeeignet. Mit Variation des Anstellwinkels ändert sich der Ertrag der Vorderseite und somit liefert der EB hier kein aussagekräftiges Ergebnis. Statt des Mehrertrags wird der Gesamtertrag betrachtet. Abbildung 5.1 b) zeigt den Ertrag (normiert) in Abhängigkeit des Elevationswinkels. Maximaler Ertrag ergibt sich bei einem Elevationswinkel von 45° . Für monofaciale Module ist der Ertrag bei einem Anstellwinkel von 35° maximal, wobei in beiden Fällen eine Abweichung vom idealen Anstellwinkel um wenige Grad kaum einen Einfluss auf den elektrischen Ertrag hat. Insgesamt ist der Anstellwinkel bifacialer Module höher als der monofacialer Module. Der steilere Anstellwinkel führt zu höherer Einstrahlung auf der Rückseite.

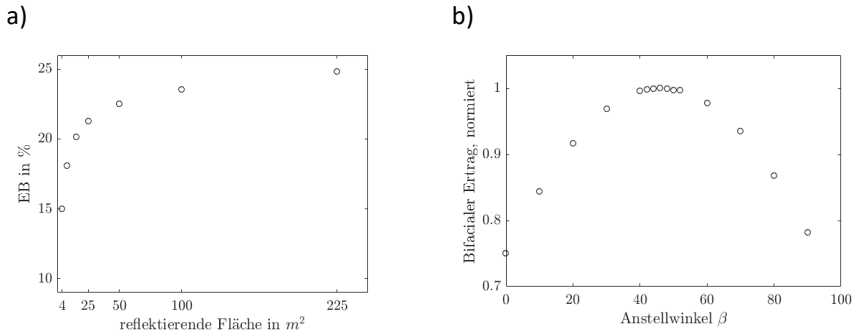


Abb. 5.1: a) EB in Abhängigkeit der Untergrundfläche A_1 b) Ertrag in Abhängigkeit des Anstellwinkels β

5.3 Montagehöhe H

Die Eigenverschattung des Untergrunds durch das Modul hat einen großen Einfluss auf die rückseitige Einstrahlung. Die Veränderung der Montagehöhe geht durch die Sichtfaktoren indirekt in Gl. 3.5 ein. Abbildung 5.2 a) zeigt den Mehrertrag in Abhängigkeit der Montagehöhe für verschiedene Albedos. Die Untergrundfläche beträgt $A_1 = 100 \text{ m}^2$ und der Anstellwinkel ist $\beta = 30^\circ$. Der Mehrertrag steigt mit zunehmender Montagehöhe. Abhängig von der Albedo nähert sich der Mehrertrag einem maximalen Wert an. Ab etwa einem halben Meter steigt der Mehrertrag nur noch wenig an. Je höher das Modul über dem Untergrund hängt, desto weiter weg fallen die Schatten auf den Untergrund. Der Sichtfaktor zwischen Schatten und Modulrückseite fällt geringer aus und der Schatten mindert den Mehrertrag weniger. Bei kleinen Albedos nähert sich der Mehrertrag bereits bei geringen Montagehöhen dem maximalen Wert an. Stark reflektierende Untergründe erfordern demnach eine höhere Montage.

Bei einer Montagehöhe von einem halben Meter und einer Albedo von $\rho_e = 0,6$ beträgt der Mehrertrag für ein Einzelmodul 25%. Für eine maximal große Albedo von $\rho_e = 0,8$ beträgt der Mehrertrag 35%. Bei einer Albedo von $\rho_e = 0,25$ wird der maximale Wert des Mehrertrags von 10% bei einer Montagehöhe von 0,2 m erreicht.

Die hier getroffene Annahme ist eine konstante Albedo über das gesamte Jahr. Verwitterung und Wechsel der Jahreszeiten können die Reflexionseigenschaften der Untergründe beeinflussen. So werden beispielsweise im Herbst Teile der reflektierenden Flächen von Laub verdeckt oder im Sommer durch Pollen verdunkelt.

Für kleine reflektierende Flächen A_1 ergibt sich eine optimale Montagehöhe. Bei höherer Montage trifft weniger der reflektierten Strahlung auf die Modulrückseite. Abbildung 5.1 b) zeigt die Abhängigkeit des Mehrertrages in Abhängigkeit der Montagehöhe für $A_1 = 4 \text{ m}^2$.

Die gewählten Albedos können folgendermaßen zugeordnet werden: $\rho_e = 0,25$: Sandboden oder Gras, $\rho_e = 0,4$: Dachziegel oder Beton, $\rho_e = 0,6$: Schnee, verwitterte weiße Folie, $\rho_e = 0,8$: saubere weiße Folie oder weiß gestrichener Beton. Wie in Abb. 5.1 a) und b) ersichtlich ist, steigt der bifaciale Mehrertrag proportional zur Albedo.

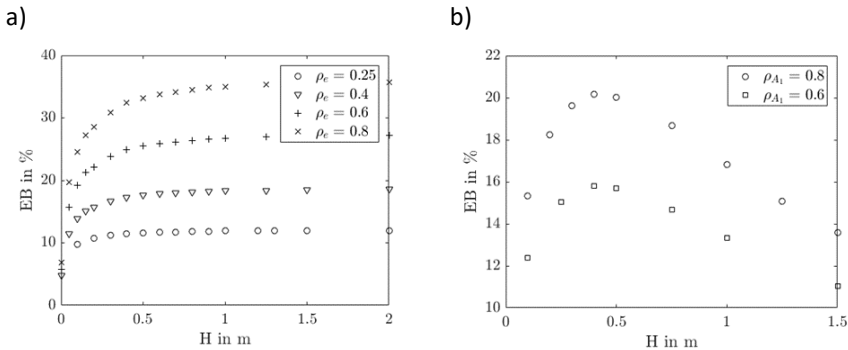


Abb. 5.2: Mehrertrag in Abhängigkeit der Montagehöhe für a) $A_1 = 100 \text{ m}^2$ und b) $A_1 = 4 \text{ m}^2$

Bei den Ergebnissen der Parameterstudie bleibt zu beachten, dass die Einstrahlung berechnet wurde. Somit wird für das gesamte Jahr ein wolkenloser Himmel unterstellt. Der Diffusstrahlungsanteil fällt im Vergleich zur realen Einstrahlung geringer aus. Diffuse Einstrahlung führt zu weniger Schattenbildung, was sich positiv auf den rückseitigen Mehrertrag auswirkt [3].

6 Zusammenfassung

Das vorgestellte Modell ermöglicht die Einbindung der Montagegeometrie in die Ertragsberechnung für bifaciale PV-Module. Im Vergleich zu monofacialen Modulen sollten bifaciale Module in Deutschland mit einem steileren Anstellwinkel von 45° montiert werden. Durch den steileren Anstellwinkel strahlt mehr Reflexionsstrahlung von der umliegenden Umgebung auf die Modulrückseite.

Der Mehrertrag in Abhängigkeit der Montagehöhe des Moduls steigt ab einer Höhe von ca. einem halben Meter nicht mehr signifikant an. Bei einer Montagehöhe von einem halben Meter und einer mittleren Albedo von 0,8 ergibt sich ein jährlicher Mehrertrag von 35% für Einzelmodule. Bereits bei einer Albedo von 0,2 beträgt der Mehrertrag gegenüber einem monofacialen Modul 10%, wobei die Reflexionsstrahlung hier größtenteils aus der Umgebung, nicht direkt vom Untergrund auf das Modul einstrahlt. Kleine, stark reflektierende Flächen unter den Modulen reichen aus, um den Mehrertrag weiter zu steigern.

7 Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projekts „Bifacial – Monofacial: Steigerung der Energieausbeute von Silizium-PV-Modulen und wird vom Freistaat Thüringen und dem Europäischen Sozialfonds (ESF) unterstützt.

8 Literaturverzeichnis

- [1] C. Reise, A. Schmid, realistic yield expectations for bifacial pv-systems – an assessment on announced, predicted and observed benefits. 31st EUPVSEC 2015
- [2] P. Dupeyrat, C. Lucas, A. Lindsay, A. Plotton, K. Radouane, investigations on albedo dependency of bifacial pv yield. 29th EUPVSEC 2014
- [3] S. Guo, T. M. Walsh, M. Peters, vertically mounted bifacial photovoltaic modules: a global analysis. Energy 61 (2013) 447-454

- [4] J. Rabanal-Arabach, A. Schneider, M. Mrcarica, R. Kopececk, M. Heckmann, the need of frameless mounting structures for vertical mounting of bifacial pv modules. 32nd EUPVSEC 2016
- [5] S. Voswinckel, V. Wesselak, C. Schmidt, S. Münter, Charakterisierung von bifacialen Photovoltaikmodulen. REGWA 2016
- [6] Duffie, John A.; Beckman, William A., solar engineering of thermal processes, John Wiler & Sons, Inc., 1991
- [7] VDI Wärmeatlas, Verein Deutscher Ingenieure, Abschnitt Kb 10. Auflage, 2006
- [8] I. Shoukry¹, J. Libal¹, R. Kopecek¹, E. Wefringhaus¹, J. H. Werner, Modelling of bifacial gain for stand-alone and in-field bifacial PV-Modules, Bifacial PV Workshop Miyazaki 2016

GENCOMM: ERSTE REGENERATIV BETRIEBENE WASSERSTOFFTANKSTELLE IM SAARLAND

Bodo Groß und Wulf Clemens

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Bisher war es im äußersten Südwesten von Deutschland nicht möglich einen kommerziellen brennstoffzellenelektrischen PKW mit Wasserstoff zu betanken. Im Umkreis von rund 120 km um Saarbrücken befindet sich derzeit keine Wasserstofftankstelle, welche die Betankung mit einem maximalen Druck von 700 bar gewährleisten kann. In der Umgebung befinden sich Tankmöglichkeiten in Koblenz und in Karlsruhe. Auf Französischer Seite in Saargemünd befindet sich eine Tankstelle mit einem maximalen Abgabedruck von 350 bar. Aufgrund des Engagements der H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG wird derzeit im Rahmen eines Förderantrags auch der Aufbau einer kommerziellen öffentlichen Wasserstofftankstelle in Saarbrücken vorangetrieben.

Im Rahmen des Interreg VB NWE Vorhabens GenComm wird derzeit die erste Wasserstofftankstelle im Saarland gebaut. Das Vorhaben befindet sich derzeit (Stand September 2018) in der Phase der Detailplanung und soll im Frühsommer 2019 in Betrieb gehen. Die Planung sieht vor, dass Wasserstoffproduktion bzw. der Elektrolyseur ausschließlich regenerativ mit PV-Strom betrieben wird. Die maximale Produktionskapazität für Wasserstoff soll rund fünf Nm³ H₂ pro Stunde, bei einem maximalen Abgabedruck von 700 bar, betragen.



Abbildung 1: „OptiCharge“ Ladestation für bis zu vier Elektrofahrzeugen
[Bildquelle: IZES gGmbH]

Die projektierte Wasserstofftankstelle besteht im Wesentlichen aus Solaranlage, Elektrolyseur, Kompressoren, Speicher und Befüllstation und wird am Standort der IZES gGmbH im InnovationsCampus Saar in Saarbrücken aufgebaut. Dort betreibt IZES im Rahmen des BMWi geförderten Verbundvorhabens OptiCharge bereits seit rund zwei Jahren eine Testanlage für Elektrofahrzeuge mit quasi autarker und gleichzeitig regenerativer Versorgung, ebenfalls mittels einer PV-Anlage, sowie einer effizienten Speicherunterstützung ausgeführt als Vanadium-Redox-Flussbatterie, siehe dazu Abbildung 1.

Der zusätzliche Aufbau einer regenerativ betriebenen Wasserstofftankstelle sowie die in diesem Zusammenhang geplanten Forschungsarbeiten sowie die Nutzung eines Brennstoffzellenfahrzeugs entspricht, insbesondere nach dem erfolgreichen Bau und Betrieb der OptiCharge Ladestation für Elektrofahrzeuge am IZES Standort, dem nächsten logischen Technologie- bzw. Entwicklungsschritt hinsichtlich des Ziels einer auf regenerativen Energien basierenden Mobilität. Abbildung 2 zeigt den derzeitigen Stand der technischen Planung.

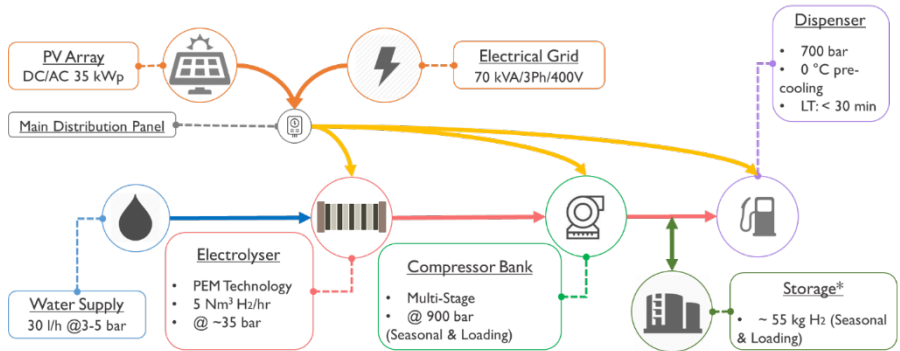


Abbildung 2: Aktueller Stand der technischen Planung der Wasserstofftankstelle (September 2018) [Bildquelle: IZES gGmbH]

Innerhalb den letzten Jahre wurde in den Bereichen Elektrolyse und Brennstoffzellenfahrzeuge erhebliche Fortschritte gemacht. So sind derzeit in Deutschland mindestens die Brennstoffzellenfahrzeuge der Marken Hyundai und Toyota marktverfügbar. Diese Fahrzeuge haben eine Reichweite von rund 600 km und erreichen damit die Werte konventioneller Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Hinzu kommen in den nächsten Jahren mit großer Wahrscheinlichkeit weitere Automobilhersteller wie beispielsweise BMW, Mercedes und Honda.

Das Design der geplanten Tankstelle hat mehrere innovative Ansätze und ist nach derzeitigem Kenntnisstand auch auf große, kommerziell betriebene Tankstellen übertragbar. Beispielsweise ist die Elektrolyse modular aufgebaut und kann somit besonders gut und effizient den produzierten regenerativen PV-Strom nutzen. Abbildung 3 zeigt den derzeit aktuellen Aufstellplan der Anlage.

Das Vorhaben soll den Südwesten Deutschlands und hier insbesondere das Saarland in die Lage versetzen sich zu diesem frühen Zeitpunkt aktiv an der Entwicklung und an der Einführung von Wasserstofftechnologien beteiligen zu können. Im Rahmen des Vorhabens GenComm liegt der Schwerpunkt der Arbeiten von IZES im Bereich alternativer Mobilitätskonzepte bzw. der Planung und dem Aufbau der dazu notwendigen Infrastruktur.

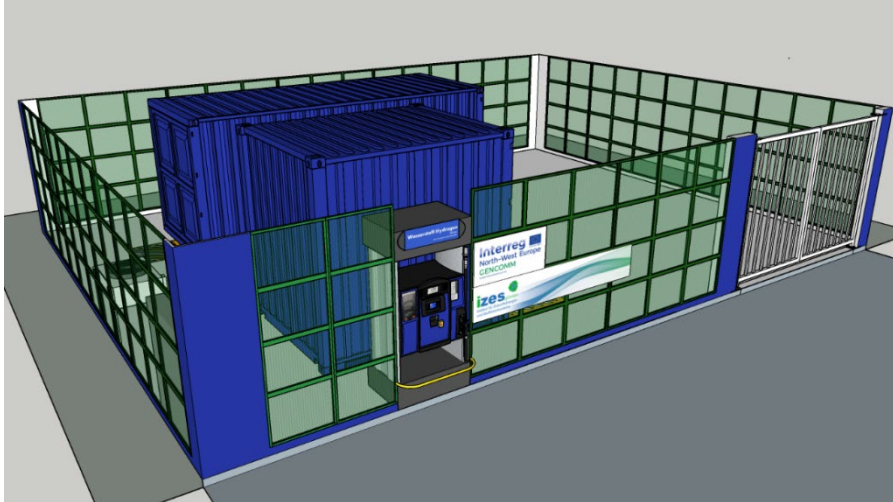


Abbildung 3: Schema der geplanten Aufstellung der Wasserstofftankstelle (September 2018), [Bildquelle: IZES gGmbH]

Das Projektkonsortium von GenComm umfasst Partner aus Nordwesteuropa, darunter die IZES gGmbH aus Deutschland, INSA Rouen und ENSICAEN aus Frankreich, Vrije Universiteit aus Belgien, Pure Energy Centre, Belfast Metropolitan College, TK Renewables, HyEnergy und ENERGIA aus Großbritannien und die National University of Irland Galway aus Irland.

Das Gesamtvorhaben wird durch das INTERREG VB North West Europe Programm gefördert. Das Teilvorhaben regenerative Wasserstofftankstelle wird zusätzlich durch das saarländische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr finanziell unterstützt.



WIR SOLLTEN DIE VERBRAUCHER REGELN, NICHT DIE KRAFTWERKE

Klaus-Wilhelm Köln

UfE GmbH, An der Rothebek 29, 23560 Lübeck, Kontakt: Klaus.koeln@ufegmbh.de



UfE

Umweltfreundliche Energieanlagen



Vorstellung: Klaus-Wilhelm Köln Gesellschafter und Geschäftsführer




Die UfE GmbH in Lübeck heute:
 Service und Vertrieb ENS NA-Schutz-Geräte
 Entwicklung Hybridwechselrichter, Beratung

1975: Berlin TFH Studium Nachrichtentechnik war langweilig, extrem auftragsbezogenes Bild des Ingenieurs:
 „Ein Ingenieur fragt nicht danach, wofür es ist, wenn er an etwas arbeitet.“

Erste Solarzellen aus den USA und Photovoltaik allgemein waren interessanter. Keine Begrenzung des Energiepotentials, keine Emissionen, aber teuer, vor allem der Energieaufwand bei der Herstellung.
 Fazit: Energie ohne Grenzen, PV könnte sich gegen alle anderen Erzeugungstechniken durchsetzen.
 PV muss ans Netz, um als Energietechnik wahrgenommen zu werden.

Interessant ist, dass das Potential immer noch unterschätzt wird.

1982 Gründung der UfE GmbH in Westberlin
 1986 erste PV-Wechselrichter-Prototypen

1991 viele Anlagen im 1000-Dächer-Programm

Netzimpedanzüberwachung als Inselerkennung
 VDE 0126
 ENS-Geräte und Lizenzen
 Solarkrise und Umstrukturierung



UfE Umweltfreundliche Energieanlagen



Inhalt des Vortrags:

Das Potential der Solarenergie wird immer noch unterschätzt, die Windenergie ebenso. Tatsächlich entwickeln sie sich weltweit sehr schnell. Die Netze sind für konventionelle Kraftwerke konzipiert, die nach dem aktuellen Bedarf geregelt werden.

Wenn konventionelle Kraftwerke durch elektronisch gekoppelte Quellen ersetzt werden, fehlt im Netz in Zukunft die Momentanreserve, die bisher durch die rotierenden Massen bereitgestellt wurde. Diese muss ersetzt werden.

Die ökonomische Struktur der Stromversorgung ist ebenso auf konventionelle Kraftwerke ausgelegt. Wenn die erneuerbaren Energien Kohle, Kernenergie und Gas ablösen sollen, ist ein Strukturwandel nötig. Stromversorger, die sich auf diese Entwicklung nicht früh genug einstellen, werden erhebliche Probleme bekommen:

Kunden in gut versorgten Gebieten machen sich mit Solaranlagen und Energiespeichern vom Versorger unabhängig, auf Kosten der übrigen Kunden. Langzeitspeicher mit Wasserstoff kommen auf den Markt.


Kleine netzgekoppelte Batteriespeicher werden kaum sinnvoll genutzt, nur zur Erhöhung des „Eigenverbrauchs“.

Sie könnten viel mehr leisten und gleichzeitig länger halten.


Risiken der Digitalisierung der Energieversorgung

Autonome Netzregelung als sichere Alternative

Kleine Batteriespeicher und Antriebsbatterien sind besonders geeignet um netzstabilisierende Funktionen einzuführen.

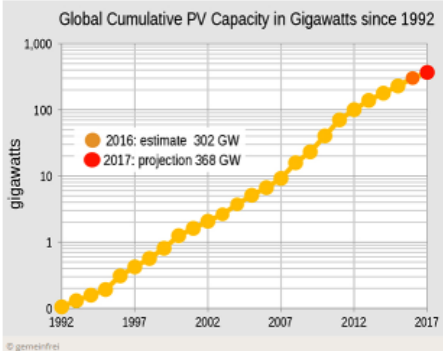


UfE Umweltfreundliche Energieanlagen



Solarenergie wurde drastisch unterschätzt

Wachstum und Rentabilität der Photovoltaik übertreffen Prognosen bei weitem



Global Cumulative PV Capacity in Gigawatts since 1992

Wie würde die Kurve in einem linearen Maßstab aussehen?

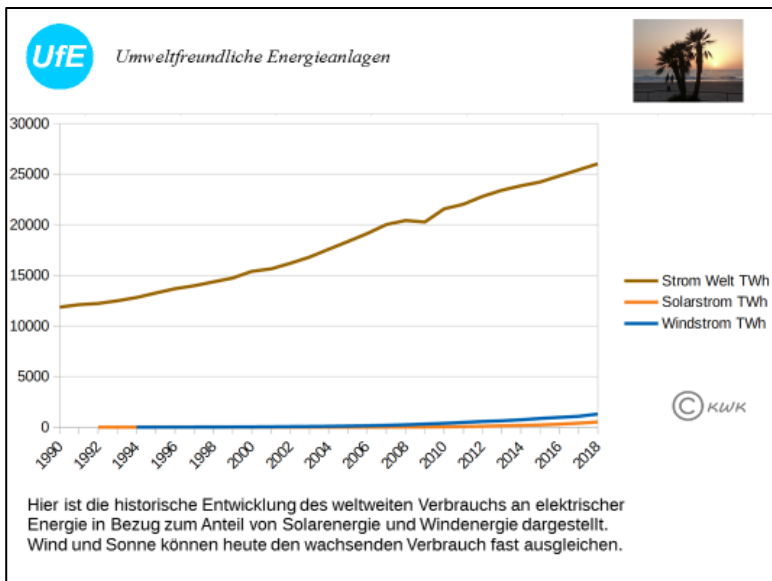
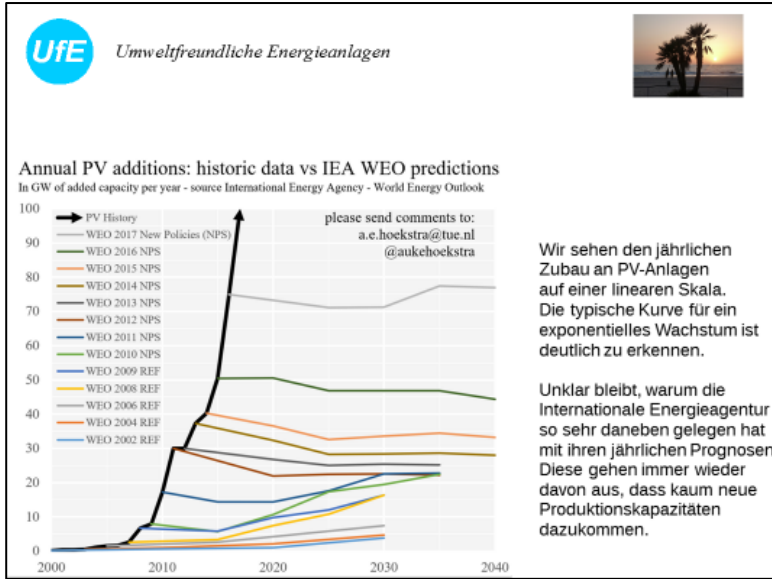
1992 sollen etwa 120 MW installiert gewesen sein.

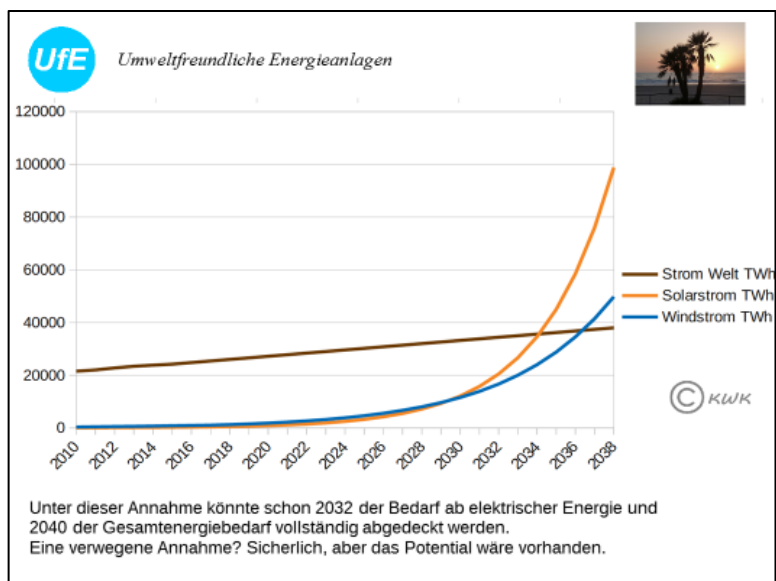
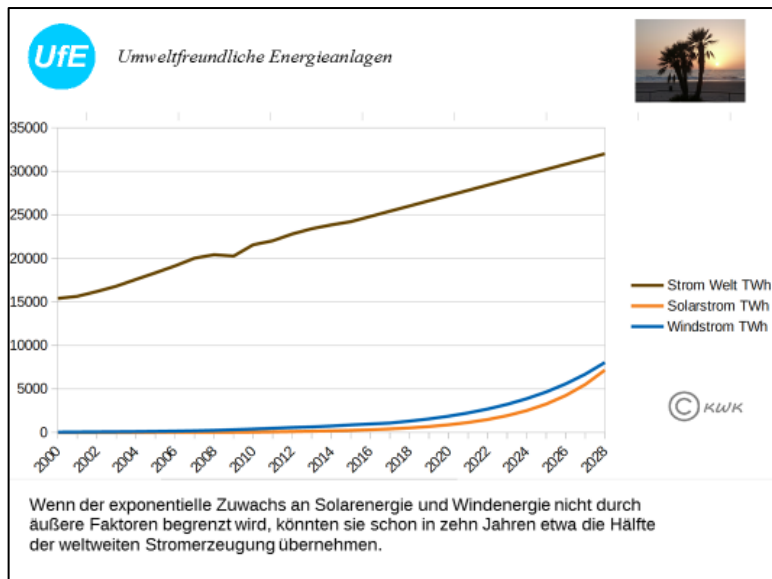
Inzwischen ist es etwa die 4000-Fache Kapazität.


Noch spannender ist jedoch der jährliche Zubau.

© gemeinfrei


Exponentielles Wachstum: installierte PV-Leistung weltweit



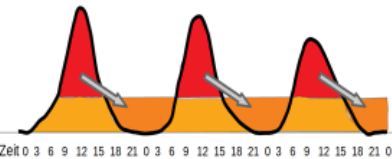




UFE
Umweltfreundliche Energieanlagen




Das Verschieben von Sonnenenergie vom Tag zur Nacht




Zeit 0 3 6 9 12 15 18 21 0 3 6 9 12 15 18 21 0 3 6 9 12 15 18 21 0

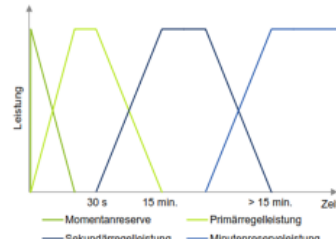
Das tägliche Verschieben von Energie, unabhängig davon, ob es für den Netzbetrieb sinnvoll und nötig ist, verursacht Verluste und Verschleiß. Der oft einzige Nutzen ist eine geringe Einsparung des Betreibers bei der Stromrechnung, wenn die Systemkosten mit gerechnet werden. Dem Stromversorger fehlt allerdings ein weit höherer Betrag an Einnahmen. Das muss er durch höhere Preise ausgleichen. Kunden ohne Solaranlage und Speicher müssen auf die Dauer mehr zahlen. Energiesparen und Solaranlagen mit Speicher werden noch attraktiver und Kunden werden langfristig ihren Anschluss ganz abmelden. Eine problematische Entwicklung nicht nur für die Versorger, sondern die ganze Gesellschaft.

Glättung der Einspeiseleistung, Erhöhung des Eigenverbrauchs. Das ist nicht genug!



UFE
Umweltfreundliche Energieanlagen





Batteriespeicher könnten weit mehr leisten:

- Notstromfunktion
- Netzspannungsgeregelter Betrieb (Lastspitzen glätten)
- Primärregelreserve erhöhen (auch ohne Präqualifikation)
- Momentanreserve erhöhen
- Netzschwingungen dämpfen
- Blindleistung bereitstellen

Für diese Funktionen ist der Speicher weitgehend im Bereitschaftsbetrieb, Verschleiß und Verluste treten kaum auf.

Hierfür ist keine digitale Vernetzung nötig.

Was fehlt, ist eine Vergütung für diese Funktionen, etwa ein Investitionszuschuss.



UFE Umweltfreundliche Energieanlagen



Autonomes Energiemanagement funktioniert nach folgendem

Grundgesetz:

Prämisse:

Je stabiler ein Stromnetz ist, desto weniger weichen Frequenz und Spannung vom Nennwert ab. Die Abweichungen sollen gesenkt werden, um über Angebot und Nachfrage Erzeugung und Verbrauch zu regeln.

§1

Die Nennspannung ist 230 (400) V.
Bei Abweichungen wird so geregelt, dass die Abweichungen verringert werden.

§2

Die Nennfrequenz ist 50 Hz.
Bei Abweichungen wird so geregelt, dass die Abweichungen verringert werden.

§3

Aus „Erfahrungen“ wird „gelernt“, um das Energiemanagement zu optimieren.

§4


Der Strompreis wird mit Faktoren bewertet, die von der momentanen Größe dieser Abweichungen abhängig sind.

Die Digitalisierung der Energieversorgung und „Vernetzung“ netzgebundener Geräte ist gefährlich und weitgehend vermeidbar.


Funktionale Sicherheit sollte Vorrang haben.

Dezentrale autonome Regelung ist über die Erfassung und Beeinflussung von Frequenz und Spannung möglich und sehr sicher.

Die Regeln dafür sind einfach.

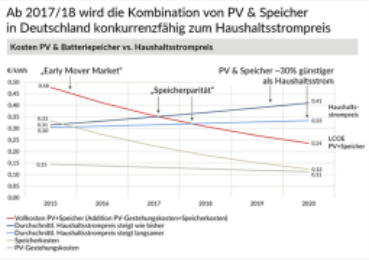


UFE Umweltfreundliche Energieanlagen



Ab 2017/18 wird die Kombination von PV & Speicher in Deutschland konkurrenzfähig zum Haushaltsstrompreis

Kosten PV & Batteriespeicher vs. Haushaltsstrompreis



Quelle: © BSWF - Stephan Frey

Die Batteriekosten sinken mit der wachsenden Verbreitung. Daher ist es bald möglich, mit einer Solaranlage, die mit einer Batterie kombiniert ist, den Arbeitspreis für private Verbraucher zu unterbieten. Gleichzeitig werden Langzeitspeicher auf Wasserstoffbasis entwickelt. Daher wird es denkbar, dass mitten in gut mit Energie versorgten Gebieten, einzelne Kunden sich vom Netz trennen.

Es daher dringend nötig, die Rahmenbedingungen so zu ändern, dass Betreiber von Solaranlagen und Speichern vom netzgekoppelten Betrieb ebenso profitieren können, wie die Stromversorger.

Sie könnten eine Reihe von Systemdienstleistungen bieten, die Netzbetreiber könnten dadurch Investitionskosten einsparen und gleichzeitig die Qualität der Versorgung steigern. Autarkie oder Kooperation? Warum nicht beides?

In meinen Sachbuch ist dieses Thema ausführlicher behandelt.
Da ich bisher noch keinen Verlag gefunden habe, können Sie das Buch bei mir direkt beziehen.

EXPERIMENTELLE CHARAKTERISIERUNG EINER REVERSIBLEN PEM-BRENNSTOFFZELLE ALS FLEXIBLES ENERGIESPEICHERSYSTEM

Philipp Kühne*, Michael Wenske, Maik Heuer und Martin Wolter

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, * Kontakt: philipp.kuehne@ovgu.de

Zusammenfassung

Diese Arbeit untersucht das Anwendungspotential von Unitären Reversiblen Brennstoffzellen für den Einsatz als flexibles Energiespeichersystem. Dazu werden die Grundlagen, das Funktionsprinzip und der aktuelle Stand der Wissenschaft und Technik kurz vorgestellt. Anschließend folgt eine Identifizierung und Bewertung verschiedener möglicher Einsatzgebiete. Weiterhin werden experimentelle Ergebnisse einer Laboruntersuchung betreffend einer PEM-URFC Einzelzelle vorgestellt. Diese konnte zeigen, dass das System als Energiespeicher effizient und stabil arbeiten kann.

1 Einleitung

Der Einsatz von flexiblen, effizienten und umweltfreundlichen Energiespeichern ist ein hochaktuelles Thema innerhalb der Energiepolitik der Bundesregierung. Die vermehrte Einbindung von volatilen und dezentralen Erzeugereinheiten (Wind- und Photovoltaikanlagen) in das Versorgungsnetz verlangt optimierte Speicherlösungen für die Netzstützung, die effektive Nutzung regenerativ erzeugten Stroms oder für die flexible Energiespeicherung von Eigenstrom im privaten oder gewerblichen Sektor. Eine Zwischenspeicherung der Energie in Form von Wasserstoff durch Elektrolyseure und Brennstoffzellen ist sauber, effektiv und gilt als sehr vielversprechend. Bis heute existiert allerdings kein wirtschaftlich tragbares Modell, welches den hohen Investitionskosten begegnen kann.

Innerhalb dieses Beitrages soll aus diesem Grund das Einsatzpotenzial von unitären reversiblen PEM-Brennstoffzellen (PEM-URFC – engl.: Unitized Regenerative Fuel Cell) untersucht werden. Diese innovative Art der

Brennstoffzelle besitzt die Fähigkeit elektrische Energie in Form von Wasserstoff zu speichern und bei Bedarf in elektrische und thermische Energie zurückzuwandeln. Anstelle einer Brennstoffzelle und einer separaten Elektrolyseureinheit nutzt dieses System denselben Zellenstack für die Hin- und Rückreaktion, was eine enorme Kostenersparnis bei Material und Herstellung zur Folge hat. Es können zudem die BOP-Elemente (balance of plant), wie Kühlwasserkreislauf, Sensoren, Regler und Ventile kombiniert genutzt werden, wodurch Kosten für Material, sowie für den Steuer- und Wartungsaufwand entscheidend verringert werden können. Durch die flexible Energiespeicherung und effektive, klimafreundliche Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie besitzt ein PEM-URFC-System alle notwendigen Eigenschaften, um in einem modernen Energienetz optimal zu arbeiten.

Innerhalb dieses Beitrages sollen zunächst die Grundlagen zur Funktionalität und zum Aufbau, sowie zum aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik vorgestellt werden. Nachfolgend werden potentielle Einsatzgebiete von PEM-URFC identifiziert und vorgestellt. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung aktueller experimenteller Ergebnisse einer Untersuchung am Labormodell, wobei die Eignung des Systems für die flexible Betriebsführung als Energiespeicher nachgewiesen werden konnte.

2 Grundlage

2.1 Funktionsprinzip

In der Theorie sind alle chemischen Prozesse, einschließlich des Brennstoffzellenprozesses, reversibel. Während des Brennstoffzellenmodus (FC-Modus) werden Wasserstoff und Sauerstoff konstant dem aktiven Bereich der Zelle zugeführt. An der Wasserstoffelektrode (Anode) wird unter Emission eines Elektrons ein Wasserstoffion gebildet. Die selektive Leitfähigkeit der Membran lässt das Ion direkt zur Kathode wandern, während das Elektron dem externen Stromkreis durch die elektrische Last folgt. An der Kathode wird der Sauerstoff reduziert und reagiert mit dem Wasserstoffion unter Bildung von Wasser als Produkt. Die Umkehrung dieses Prozesses erfordert eine externe Spannungsquelle mit einem Potenzial oberhalb der Zersetzungsspannung von Wasser (1,23 V). Anschließend wird das Wassermolekül während des Elektrolysemodus (EL-Modus) gespalten und wieder Sauerstoff und ein Wasserstoffion gebildet. Das Elektron wandert zur Wasserstoffseite und reduziert das Wasserstoffion zu Wasserstoff (Abbildung 1**Abbildung**) [1].

Die in **Abbildung** gezeigte methodische Struktur umfasst die Änderung der Kathode und der Anode beim Umschalten des Betriebsmodus. Dies stellt sicher, dass Wasserstoff und Sauerstoff immer innerhalb derselben Zellkammer verbraucht oder erzeugt werden. Ein anderes Verfahren beinhaltet das Beibehalten der Kathode und der Anode während beider Prozesse. In diesem Fall kann die Katalysatorschicht angepasst sein, um die Oxidation oder Reduktion durchzuführen, die immer auf der gleichen Seite der Membran stattfinden. Die Operation erfordert jedoch einen sehr hohen Aufwand, um sicherzustellen, dass Wasserstoff und Sauerstoff niemals in direkten Kontakt kommen, wodurch die Bildung einer explosiven Mischung vermieden wird.

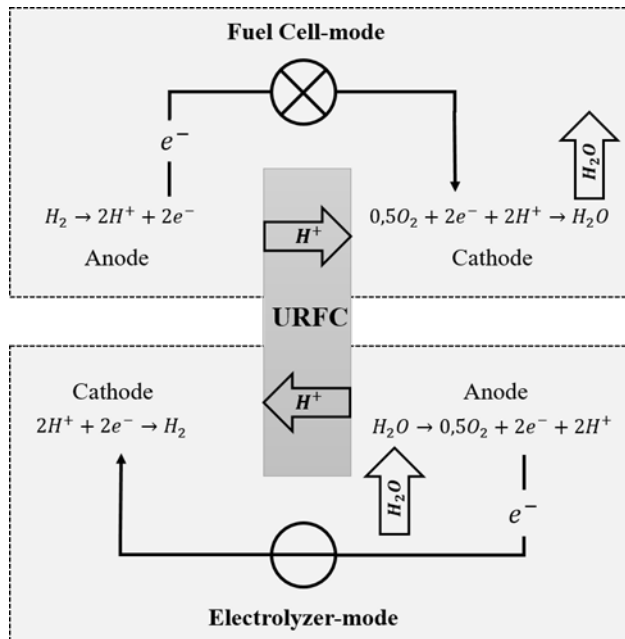


Abbildung 1: Funktionsprinzip einer PEM-URFC

2.2 Stand der Forschung

Die ersten vielversprechenden Versuche mit URFC-Systemen auf PEM-Basis wurden in den 90er Jahren durchgeführt. Der Fokus lag zu dieser Zeit in der Erforschung von Material- und Transportphänomenen, Bipolarplatten-Design sowie Wasser- und Wärmemanagement. Aus diesen Erkenntnissen wurden die

ersten Prototypen entwickelt. Der zentrale Forschungsschwerpunkt ist seitdem die Entwicklung von Elektroden und Katalysatoren, die beide Betriebsrichtungen optimal unterstützen [2], [3]. Weitere Forschungsschwerpunkte bilden die Optimierung von Membranen und Bipolarplatten [4], [5], sowie die Modellierung und Charakterisierung von URFC-Stacks [6], [7]. Weiterhin richten sich Untersuchungen, analog zum Bereich für PEM-Brennstoffzellen, auf die Kostenreduktion durch Herstellungs- und Designoptimierungen. Ein Großteil untersucht zudem den Degradationsprozess, welcher ausschlaggebend für die zu erwartende Lebensdauer des URFC-Systems ist. Weiterhin kann durch viele bereits umgesetzte Prototypen auf eine große Erfahrungsbasis im Zusammenhang mit der Entwicklung von Versuchsständen zurückgegriffen werden [8], [9].

In vielen publizierten Arbeiten wird lediglich die Aktivität der Katalysatoren untersucht und deren Stabilität nur am Rande erwähnt. Der Nachweis der Stabilität auf Zell- und Stackebene und unter systemtypischen Betriebsbedingungen ist jedoch eine Voraussetzung für die weitere Verwertung der Forschungsergebnisse.

2.2.1 Bipolarplatten

Bipolarplatten werden verwendet, um die Reaktanden voneinander zu trennen und um eine konstante Versorgung der Zellkammer mit den Arbeitsgasen aufrechtzuerhalten. Sie müssen eine hohe elektrische und thermische Leitfähigkeit aufweisen, um den Energieverlust durch das System zu minimieren. Sie stehen in direktem Kontakt mit den Gasen und müssen sowohl den Potentialen der Brennstoffzelle als auch der Elektrolyse standhalten. Bipolarplatten sind somit ein entscheidender Faktor für die Lebensdauer und Effektivität des Gesamtsystems.

Die am häufigsten verwendeten Bipolarplatten für Brennstoffzellen bestehen aus rostfreiem Stahl oder Graphit. Für URFC sind diese jedoch nicht anwendbar, da der Sauerstoff aufgrund der hohen Potentiale während der Elektrolyse mit der Oberfläche reagieren würde. Bei Verwendung von Graphitplatten würde Kohlendioxid erzeugt werden und Metallplatten würden eine Oxidschicht bilden, die den elektrischen Widerstand und damit den Leistungsverlust erhöhen würde.

Die am häufigsten verwendeten Materialien sind beschichtete Metalllegierungen und Titan. Titan hat eine hohe Korrosionsbeständigkeit und eine gute elektrische und thermische Leitfähigkeit. Titan bildet jedoch auch Titanoxidschichten in Gegenwart von Sauerstoff.

Um die Beständigkeit der Titanplatten gegen korrosive Umgebung zu verbessern, wurden verschiedene Ansätze zur Beschichtung der Bipolarplatten mit

Edelmetallen durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass ein dünner Beschichtungsfilm mit Gold oder Platin einen großen Einfluss auf die Stabilität und auf die Verhinderung der Bildung von TiO_2 hat [10], [11]. Im Hinblick auf die hohen Kosten von Gold und Platin haben verschiedene Ansätze mit Silber- Nickelbeschichtungen gezeigt, dass diese die Leistung ebenfalls verbessern können.

2.2.2 Gas-Diffusionsschicht

Die Gasdiffusionsschicht (GDL) stellt die elektrische Verbindung zwischen den Elektroden und den Bipolarplatten her. Sie muss weiterhin eine ausreichende Porosität aufweisen, damit die Reaktionsgase die aktive Oberfläche der Katalysatoren erreichen können. Eine weitere Aufgabe ist der Transport von Wasser. Während des BZ-Modus muss das produzierte Wasser aus der Reaktionszone entfernt werden, da sonst die Gase die aktive Oberfläche nicht mehr erreichen können. Im Gegensatz dazu muss Wasser während des EL-Modus der Reaktion zugeführt werden. Die GDL muss daher in der Lage sein, den Transport von Gasen und Wasser in beiden Richtungen optimal zu ermöglichen. Außerdem muss es den Bedingungen einer korrosiven Umgebung bei hohen Potentialen standhalten.

In Brennstoffzellen werden im Allgemeinen auf Kohlenstoff basierende GDLs verwendet. Diese haben eine sehr hohe elektrische Leitfähigkeit und können poröse Strukturen bilden. In URFC-Systemen können diese GDLs nur an der Wasserstoffelektrode verwendet werden. Bei hohen Potentialen und in Gegenwart von Sauerstoff würde sich der Kohlenstoff in Kohlendioxid zersetzen. Aus diesem Grund werden häufig Titanfilze als GDLs in URFC-Systemen verwendet. Sie bieten eine hohe Leitfähigkeit und sind korrosionsbeständig. Verschiedene Studien wurden durchgeführt bei denen Titanfilze blank, mit Ti-Pulver oder Edelmetallen beschichtet wurden, um die Bildung von Oxidschichten zu verhindern. Durch Zugabe von Polytetrafluorethylen (PTFE) konnte zudem die Zelleistung und die Stabilität weiter verbessert werden [12].

2.2.3 Katalysator

Die schnelle Oxidation und Reduktion der Reaktanden zur Erzielung einer nutzbaren Leistungsdichte findet nur in Gegenwart eines Katalysatormaterials statt. Aus diesem Grund sind die Katalysatoren entweder für Brennstoffzellen oder für Elektrolyseure optimiert, um den Betrieb in der gewünschten Richtung zu unterstützen. URFC-Systeme sollen dagegen sowohl die Wasserbildung als auch

die Wasserspaltung bei vergleichbaren Geschwindigkeiten durchführen. Um die bidirektionale Funktionalität der Membran zu gewährleisten, muss die Katalysatorschicht einer URFC somit sowohl die Reduktion als auch die Oxidation des entsprechenden Reaktanden unterstützen. Die Effektivität der Katalysatorschicht auf der Membran-Elektroden-Einheit (MEA) ist der Schlüsselfaktor, um hohe Leistungsdichten in beiden Betriebsrichtungen zu erreichen. Aus diesem Grund konzentriert sich die Forschung bis heute auf die Entwicklung geeigneter MEAs für URFCs.

Um diese Eigenschaften zu erreichen, werden in verschiedenen Untersuchungen Mischungen katalytisch aktiver Materialien verwendet. Platin zeigt eine hohe katalytische Aktivität sowohl für die Reduktion als auch für die Oxidation von Wasserstoff. Aufgrund der hohen Materialkosten werden jedoch auch Nichtelegmetalle auf Wasserstoffelektroden untersucht. Für die Sauerstoffelektrode werden fast ausschließlich Edelmetalle in URFCs verwendet. Die wichtigsten Mischungen bestehen aus Platinschwarz, Iridium (Oxid) und / oder Ruthenium (Oxid) [13].

2.2.4 Beständigkeit von Platin bei hohen Potentialen

Ein wichtiger Punkt, wenn es um den Einsatz von Katalysatoren geht, ist deren Stabilität. Topalov et al. [14] haben gezeigt, dass Pt bei hohen Potentialen ab 1,15 V eine erhöhte Degradation aufweist. Diese Potentiale werden im Elektrolysemodus in einer URFC deutlich überschritten. Es wurde erkannt, dass eine schnelle Potentialänderung von mehr als 0,1 V/s zu geringeren Ablösungen führte, als eine langsamere. Normalisiert man diese Ergebnisse jedoch auf die Zeitspanne der Experimente, zeigt sich, dass eine langsame Potentialänderung insgesamt eine deutlich kleinere Gesamtablösungsmenge von Platin bewirkt. Der Grund wird darin erkannt, dass die Ablöserate nicht konstant ist, sondern bei erfolgter Potentialänderung sprunghaft ansteigt und anschließend innerhalb von ca. 200 s unterhalb der Nachweisgrenze fällt (auch für Potentiale > 1,5 V, welche bei der Elektrolyse anliegen würden). Die Autoren leiten daraus die Erkenntnis ab, dass der Ablösevorgang von Platin ein transientes Phänomen ist, welches auftritt, wenn die Potentialänderung eine wesentliche Veränderung des Oberflächenzustandes bewirkt. Entscheidend für die Gesamtmenge der Platinablösung ist also weniger die Geschwindigkeit der Potentialänderung oder die Höhe des anliegenden Potentials, als vielmehr die Anzahl der „Potentialwechsel“. Im Artikel wird gezeigt, dass sowohl bei einer Spannung von +1 V als auch bei +1,6 V ein ähnlicher Peak erreicht wird und die Ablöserate in beiden Fällen nach ungefähr 200 s unterhalb der Nachweisgrenze fällt (Abbildung

2).

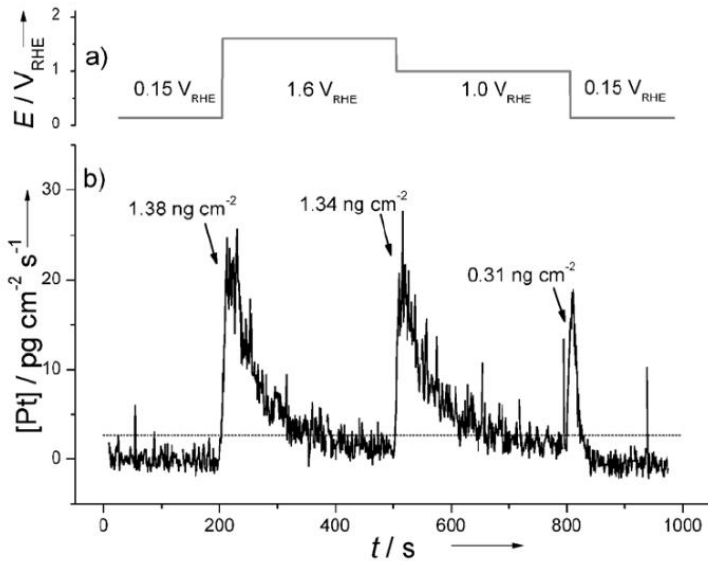


Abbildung 2: Ablöseverhalten von Platin bei verschiedenen Potentials. Linie kennzeichnet die Nachweisgrenze [14].

Topalov et al. berichten von Pt Verlusten bei 1,6 V von $1,4\ ng/cm^2$. In Relation mit einer angestrebten Beladung von $1\ mg/cm^2$ Pt würde dies etwa 700.000 Potentialsprünge entsprechen. Als stationäres URFC System wird allerdings von einem Betrieb weitestgehend an konstanten Arbeitspunkten mit wenigen Potentialsprünge ausgegangen, was zu einer Verringerung der Pt-Degradation führen sollte.

3 Potentielle Anwendungsgebiete

Durch das große Einsatzspektrum, welches für einen flexiblen Energiespeicher in Frage kommt, kann das Innovationspotenzial in verschiedene Rahmenbedingungen gegliedert werden.

3.1 Mikro KWK

Die bidirektionale Arbeitsweise und der hohe Wirkungsgrad bei einer kombinierten Nutzung der elektrischen und thermischen Energie machen ein PEM-URFC-System als dezentrales Speicher- und Erzeugersystem hoch interessant. Ein denkbarer Einsatz wäre in Ein- oder Mehrfamilienhäusern, bzw. in Gewerbe- und Industriegebäuden in Form eines Mikro-KWK-Systems. Die erzeugte überschüssige Energie z. B. aus Photovoltaikanlagen kann während des Tages in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und bei Bedarf als Strom und Wärme für die Versorgung des Haushaltes zur Verfügung gestellt werden. Der erreichte Wirkungsgrad kann unter Nutzung der abgegebenen elektrischen und thermischen Energie bis zu 95 % betragen. Diesem Verwendungszweck steht ein großes Potenzial gegenüber. Allein in Deutschland wurden im Jahr 2014 ca. 700.000 Heizgeräte erneuert bzw. neu installiert [15]. Ein weiterer großer Vorteil ist, dass keine externe Wasserstoff-Infrastruktur oder Erdgasleitung benötigt wird. In einem zukünftigen Smart-Grid könnten URFC-Systeme zentralisiert gesteuert werden und zusammen einen hochflexiblen und effektiven Großspeicher bilden.

3.2 USV-Anwendung

USV-Systeme kommen überall dort zum Einsatz, wo es gilt kritische Lasten bei einem Ausfall des Stromnetzes weiter zu versorgen. Die Auslegung eines solchen Systems hängt vom Einsatzzweck ab und kann Abweichungen der Anforderungen in Bezug auf Leistungsklasse, Überbrückungszeitraum, Umgebungsbedingungen und Einsatzhäufigkeit haben. Verwertungsbereiche finden sich von Büroanwendungen bis hin zu abgelegenen Mobilfunkmasten, Leitstellen und Transformatorstationen. Letztere sind meist schwer zugänglich und müssen im Falle eines Stromausfalls komplett steuerbar sein, bis das Netz wiederhergestellt oder das Wartungspersonal vor Ort ist. Heutige USV-Systeme basieren fast ausschließlich auf Akkumulatoren oder auf batteriegepufferten Notstromaggregaten mit Diesel-Verbrennungsmotor. Reine Batterie-USV-Systeme haben eine hohe Flexibilität, einen geringen Wartungsaufwand und können wieder aufgeladen werden, nachdem das Netz wiederhergestellt wurde. Nachteilig ist, dass für eine hohe Ausfallsicherheit eine große Anzahl von Batterieblöcken miteinander verschaltet werden muss. Da Batterien zur Selbstentladung neigen und nach 3-8 Jahren komplett ausgetauscht werden müssen, entstehen dabei erhebliche Kosten [16]. Werden Dieselaggregate verwendet, ist eine Erhöhung der

Kapazität durch eine einfache Vergrößerung des Tanks zu erreichen. Große Nachteile ergeben sich jedoch durch den hohen Wartungsaufwand, der durch viele bewegliche Teile entsteht. Weiterhin kann der Speicher nur durch manuelles Nachfüllen von Treibstoff aufgeladen werden. Diesel kann zudem nicht auf Dauer gelagert werden, insbesondere, wenn er mit Biodieselszusätzen versehen ist, weshalb innerhalb eines Jahres mindestens einmal der gesamte Tankinhalt getauscht werden muss (Winterdiesel/Sommerdiesel). Auch müssen Aufstellflächen von Dieselgeneratoren und Tanks aufwendig versiegelt werden, um eine Verschmutzung des Grundwassers zu vermeiden.

Die genannten Nachteile verursachen bei den Betreibern von USV-Anlagen enorme Kosten, weshalb ein großes Interesse an alternativen Lösungen besteht. Eine USV-Anlage basierend auf einer PEM-URFC kann die Vorteile konventioneller Systeme miteinander vereinen. URFC-Systeme haben eine lange Lebensdauer und altern, im Vergleich zu Batteriesystemen, deutlich langsamer. Eine USV auf Basis einer PEM-URFC kann damit ohne größere Degradationsverluste arbeiten, da die Einsatzdauer typischerweise weniger als 1000 Stunden über die gesamte Anlagenlebenszeit beträgt. Die Speicherkapazität kann durch eine einfache Vergrößerung des Wasserstofftanks erhöht werden und das System unterliegt keiner Selbstentladung. Durch die Nutzung der Elektrolyse-Funktion können PEM-URFC nach dem Einsatz als USV-System wieder vollständig aufgeladen werden, ohne dass Personal vor Ort sein muss. Sie sind weitestgehend wartungsfrei und verursachen während des Betriebs keine gesundheitsschädlichen Emissionen. Lediglich das Produktwasser muss aus dem System abgeführt werden. Weiterhin sind sie nicht von fossilen Energieträgern abhängig und können, je nach Verfügbarkeit, rein regenerativ aufgeladen werden. Da bei der Nutzung als USV-Anlage in der Regel keine thermische Energie benötigt wird, ist der elektrische Wirkungsgrad vergleichbar mit denen eines Diesel-Generators. Jedoch spielt dieser Umstand bei der geringen Einsatzdauer von USV-Systemen nur eine untergeordnete Rolle.

Das zugrundeliegende Marktpotenzial für die Verwertung als USV-System kann auf die verschiedenen Einsatzbereiche aufgeteilt werden: Elektrische Netze, Telekommunikation, Gesundheitswesen, IT, Behörden (BOS-Funk), Verkehrsleittechnik und Banken. Es existieren auch weitere große Absatzmärkte in der Industrie. Aufgrund der Vielzahl von verschiedenen Anwendungsbereichen sind aussagekräftige Zahlen jedoch schwer zu quantifizieren. Da jedoch die Kosten pro Ausfallstunde je nach Bereich sehr hoch sein können, besteht generell eine hohe

Zahlungsbereitschaft der potenziellen Anwender für zuverlässige und nachhaltige Lösungen.

3.3 Sektorenkopplung

Weitere mögliche Anwendungsfelder ergeben sich in fast allen Bereichen, in denen momentan Verbrennungsmotoren oder Batterien verwendet werden. In Deutschland sollen bis zum Jahr 2030 bereits 50 % der elektrischen Endenergie aus erneuerbaren Energiequellen stammen, wobei insbesondere Windenergie und Photovoltaik den größten Anteil der Stromerzeugung ausmachen werden [17]. Die Probleme, welche mit einem sehr hohen Anteil fluktuierender Energieerzeugung einhergehen, sind bereits heute erkennbar. Die Anzahl der netzkritischen Situationen hat sich in den letzten Jahren merklich erhöht und die Abschaltung von erneuerbaren Erzeugern auf Grund von Netzengpässen nimmt ebenfalls deutlich zu [18]. Allein durch die Abschaltung von Windenergieanlagen blieben in den letzten Jahren mehrere hundert Gigawattstunden ungenutzt, welche allerdings trotzdem vom Verbraucher bezahlt werden mussten [19]. Bei Schwachlastzeiten kann die Überproduktion durch URFC-Systeme gepuffert und zu einem späteren Zeitpunkt dem Energienetz zurückgeführt werden.

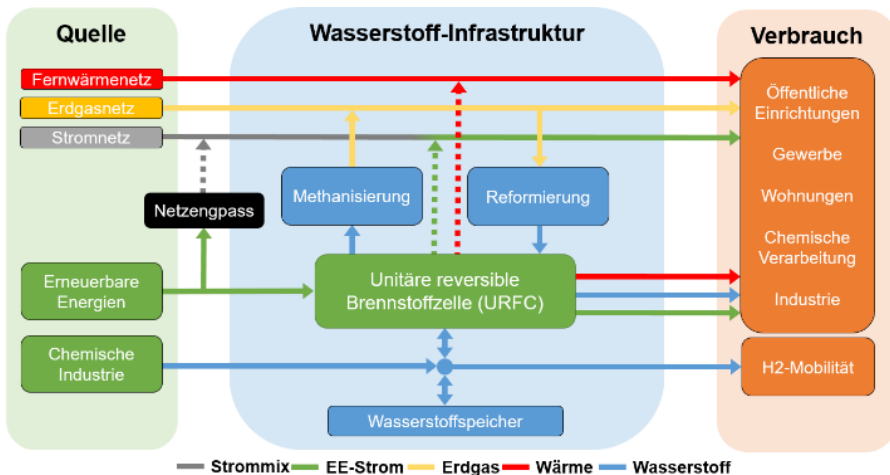


Abbildung 3: Verbindung des Fernwärme-, Erdgas und Stromnetzes mit Hilfe von PEM-URFC (Sektorkopplung)

Verbindungsschnittstellen zur Verknüpfung des Gas-, Strom- und Wärmenetzes geschaffen werden (Sektorenkopplung). Während ein Überschuss an elektrischer Energie besteht, kann die URFC Wasserstoff erzeugen und direkt oder durch Methanisierung in das Erdgasnetz einspeisen. Bei Bedarf an elektrischer Energie kann wiederum reformiertes Erdgas oder der zuvor gespeicherte Wasserstoff im Brennstoffzellenbetrieb in elektrische und thermische Energie gewandelt werden (Abbildung 3).

Durch die Verwendung von nur einem flexiblen Energiespeichersystem und die effektive Nutzung bereits vorhandener Netzstrukturen, können URFC-Systeme eine entscheidende Schlüsseltechnologie bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende darstellen.

4 Untersuchung der Einzelzelle

4.1 Experimenteller Aufbau

Um die Eignung eines URFC als flexibles Speichermedium zu validieren, wurde ein einzelnes Zellsystem im Labormaßstab entworfen. Die Untersuchungen sollen zeigen, ob die Wirksamkeit des Systems vergleichbar ist mit einzelnen Brennstoffzellen- und Elektrolyseursystemen und wie das System unter dynamischer Belastung und wechselnden Betriebsmodi reagiert. zeigt das Testsystem, welches auf Basis einer quickCONNECTfixture von balticFuelCells aufgebaut wurde (Abbildung 4).

Die einzelnen Materialien sowie die Zellmembran wurden kommerziell erworben. Auf der Wasserstoffseite wurde eine Kohlenstoff-basierte GDL verwendet. Auf der Sauerstoffseite wurde platinierter Titan verwendet, um eine Reaktion mit Sauerstoff und damit die Bildung einer TiO_2 -Schicht zu verhindern. Die Membran besteht aus Nafion 115 als Basismaterial. Es ist mit $3,0 \text{ mg/cm}^2$ Platin an der Wasserstoffelektrode und $1,5 \text{ mg/cm}^2$ Platin und

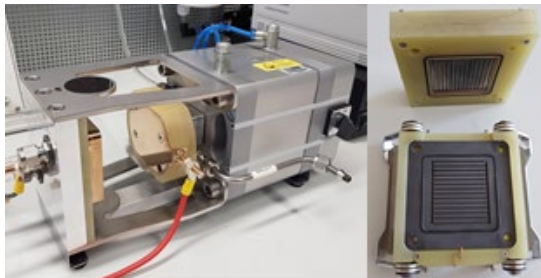


Abbildung 4: Testumgebung von balticFuelCells quickCONNECTfixture (SFPU und cellFixture)

1,5 mg/cm² Iridiumrutheniumoxid an der Sauerstoffelektrode beladen. Die Gaskanäle im Strömungsfeld haben ein paralleles Muster und lassen die Gase im Gegenstrom strömen. Die Stromkollektoren auf den Endplatten sind mit einer dünnen Goldschicht überzogen, um eine Oxidation zu verhindern.

Der Versuchsaufbau umfasst weiterhin alle notwendigen Komponenten zur Versorgung des Systems mit Sauerstoff (Druckluft), Wasserstoff (Industriequalität 5.0) und deionisiertem Wasser. Eine Umwälzpumpe ist auf der Wasserstoffseite integriert, sowie ein Membranbefeuchter auf der Luftseite. Darüber hinaus ist die Wasserstoffseite mit einem Spülventil ausgestattet. Bei Bedarf wird das Spülventil kurz geöffnet, sodass Wasser aus den Gaskanälen entweichen kann.

Der erzeugte Wasserstoff wird während des Elektrolyseprozesses in einem Vorratsbehälter gespeichert und bei Bedarf zur Verstromung der URFC zurückgeführt.

Eine steuerbare elektronische Last wurde verwendet, um die Polarisationskurven einzustellen. Die Datenerfassung wurde mit verschiedenen Messgeräten von Agilent™ (U1252A) und Keysight™ (U1242B) durchgeführt. Das Testsystem wurde von einem Mikrocontrollerbasierten elektronischen Steuersystem betrieben und war mit einem externen Computer mit einer Labview™ -Schnittstelle verbunden. Die Versorgungsspannung für den Elektrolyseur-Modus wurde durch eine digitale DC-Stromversorgung (Manson SDP2405) bereitgestellt.

4.2 Untersuchung des Umschaltverhaltens

Es wurden verschiedene Betriebsbedingungen und Betriebspunkte getestet, um das Verhaltensspektrum bestmöglich darstellen zu können. Abbildung 5 zeigt die Auswertung des Spannungsverlaufs mehrerer Umschaltvorgänge zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolyse-Betrieb.

Entscheidend für die Art des Betriebsmodus ist das Spannungslevel. Befindet sich die Zellspannung oberhalb der Leerlaufspannung wird dem System von außen elektrische Energie zugeführt und der Elektrolyseprozess zur Wasserstoffproduktion gestartet. Befindet sich die Zellspannung unterhalb der Leerlaufspannung wird eine Last durch die URFC im Brennstoffzellenbetrieb versorgt. Während der Testreihe wurden Lasten zu- und abgeschaltet, um die Umschaltcharakteristik zu untersuchen. Das System reagiert daraufhin mit einer Erhöhung bzw. Verringerung der Spannung und stabilisierte sich anschließend innerhalb weniger Sekunden, was auf ein hohes Maß an Flexibilität schließen lässt.

Es konnte gezeigt werden, dass sehr schnell auf Lastsprünge reagiert und sowohl die Hin- als auch die Rückreaktion flexibel angesteuert werden können. Weiterhin konnte gezeigt werden, dass das System zyklenstabil arbeitet. Die Grundvoraussetzung zur Nutzung als Energiespeicher konnte somit nachgewiesen werden.

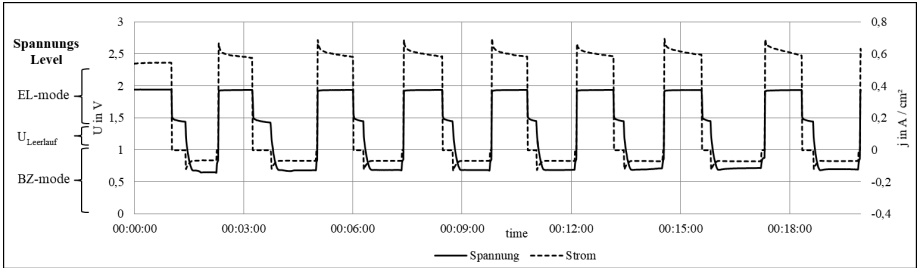


Abbildung 5: Spannungsverlauf beim Speichervorgang und der Versorgung einer Last

4.3 Vergleich der PEM-URFC Zelle

Weiterhin wurde das Verhalten der Hin- und Rückreaktion in Hinblick auf typische Kennlinien für Brennstoffzellen und Elektrolyseure untersucht (Abbildung 6). Dazu wurden die Strom-Spannungskennlinien des URFC-Systems in beiden Betriebsmodi mit denen von separierten Brennstoff- und Elektrolysezellen verglichen. Die Auswertung zeigt, dass die Kurvenverläufe der Strom-Spannungskennlinien denen von separierten Brennstoffzellen und Elektrolyseuren entsprechen.

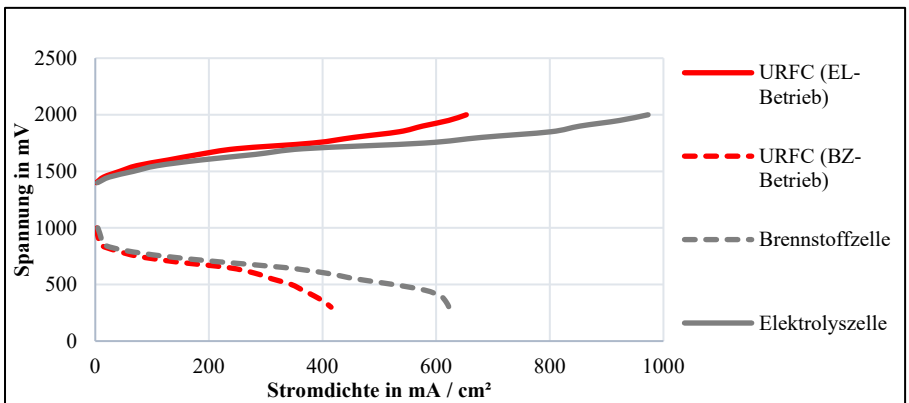


Abbildung 6: Vergleich der Kennlinien zwischen einem PEM-URFC System, einer Brennstoffzelle und einer Elektrolysezelle

Die Verteilung der Lastpunkte wurde entsprechend gewählt, um eine ausreichend hohe Messpunktdichte in den charakteristischen Bereichen hoher Gradienten zu erreichen. Die Leerlaufspannung beträgt ca. 1 V und wird bei Zuschaltung der Last durch den nichtlinearen Effekt der transienten Überspannung mit einer leichten Erhöhung des Laststroms überlagert. Dies resultiert aus der endlichen Geschwindigkeit der katalytischen Prozesse an den Elektroden. Die Folge ist eine schnelle Abnahme der Zellspannung. Nach der Stabilisierung des Gradienten bei höheren Lasten folgt der Betriebsbereich der Zelle, der durch die ohmschen Verluste (Membranwiderstand) bestimmt wird. Mit zunehmendem Strom ist die Polarisationskurve linear, bis die Effekte der Diffusionsüberspannung überwiegen. Diese treten auf, sobald auf der aktiven Zelloberfläche mehr Gas verbraucht wird, als von der Gasdiffusionsschicht geliefert werden kann. Die Folge ist eine schnelle Abnahme der Zellspannung und damit der Leistungsabgabe.

Obwohl die Zersetzungsspannung von Wasser deutlich niedriger ist, konnte erst ab ca. 1,4 V ein elektrischer Strom beobachtet werden. Dies ist auf die Aktivierungsenergie zurückzuführen, die insbesondere an der Anode (Sauerstoffelektrode) überwunden werden muss. Die Aktivierungsenergie kann durch Erhöhung der Betriebstemperatur reduziert werden. Ein linearer Anstieg der Stromdichte geht einher mit einem linearen Anstieg der angelegten Spannung.

Im Vergleich zum FC-Modus wird im EL-Modus ein Anstieg der Stromdichte und Leistung beobachtet. Diese Verschiebung ist hauptsächlich auf die Beladungen des Katalysatormaterials zurückzuführen, die für die Sauerstoffentwicklung optimiert sind. Diese Werte können durch Verschieben der Massenverhältnisse und der Verteilungsgröße der Partikel variiert werden. Die angelegte Spannung sollte jedoch einen Wert von 2,2 V nicht überschreiten. Andernfalls kann das hohe Potential Nebenreaktionen oder einen zu hohen Stromfluss verursachen, der die Membran zerstören kann.

Die erreichten elektrischen Wirkungsgrade des URFC-Systems entsprechen denen von Einzelsystemen (BZ-Betrieb ca. 47 %, EL-Betrieb ca. 87 %). Damit konnte bewiesen werden, dass das untersuchte PEM-URFC-System mit vergleichbarer Effizienz zu separierten Brennstoffzellen und Elektrolyseuren arbeiten kann.

Abbildung 4 zeigt ebenfalls deutlich, dass die erreichte Stromdichte des URFC-Systems geringer ist als die der Einzelsysteme. Eine ausreichend hohe Stromdichte ist für eine effiziente Arbeitsweise bzw. Leistung erforderlich, um die Kosten für Material und Katalysatoren gering zu halten. Der Grund für die mangelnde Leistungsdichte liegt in der Katalysatorbelegung der Zellenmembran. Der Katalysator hat die Aufgabe die Reaktionsgeschwindigkeit zu erhöhen, welche bei niedrigen Betriebstemperaturen zu gering für einen effektiven Betrieb wäre. Hier

muss eine spezielle Kombination aus verschiedenen Metallen verwendet werden, um sowohl die Hin- als auch die Rückreaktion ausreichend zu unterstützen. Außerdem muss bei der Herstellung eine möglichst große Oberfläche erzeugt werden, damit trotz geringer Beladung eine hohe Aktivität erreicht werden kann.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Dieser Beitrag zeigt eine Untersuchung von URFC für den Einsatz als flexibles Energiespeichergerät. Die grundlegenden Funktionen und der aktuelle Forschungsstand der wichtigsten Komponenten wurden vorgestellt. Weiterhin wurden potentielle Anwendungsgebiete identifiziert und verglichen. Es folgte eine experimentelle Untersuchung eines einzelligen URFC-Systems und eine Evaluierung mit dem Fokus auf Leistung, Effizienz und Einsatz als flexibles, elektrisches Energiespeichersystem.

Die Ergebnisse zeigen, dass das System sowohl im Brennstoffzellenbetrieb als auch im Elektrolysebetrieb effizient arbeiten kann. Die Funktionalität konnte somit demonstriert werden. Insbesondere im Brennstoffzellenmodus bleibt die Leistungsdichte jedoch unter den vergleichbareren Systemen. Das Umschalten der Betriebsarten konnte für mehrere aufeinander folgende Zyklen erfolgreich durchgeführt werden.

Zukünftigen Arbeiten sollen auf Basis eines mehrzelligen URFC-Systems und mit erweiterten Testbedingungen durchgeführt werden. Ziel ist der Nachweis der Langzeitstabilität bei häufigen Betriebsänderungen sowie eine Erhöhung von Leistung und Stromdichte. Das soll unter anderem erreicht werden, indem die Membran und die Katalysatorbelegung optimiert werden. Der nächste Schritt sieht vor, einen Demonstrator im höheren Leistungsbereich aufzubauen und die Funktionalität und Stabilität an diesem System nachzuweisen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] J. Töpler und J. Lehmann, "Wasserstoff und Brennstoffzellen", Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

-
- [2] G. Chen, H. Zhang, J. Cheng, Y. Ma und H. Zhong, „A novel membrane electrode assembly for improving the efficiency of the unitized regenerative fuel cell,“ *Electrochem Commun*, pp. 3-6, 2008.
- [3] J. Pettersson, B. Ramsey und D. Harrison, „A review of the latest developments in electrodes for unitised regenerative polymer electrolyte fuel cells,“ *Journal of Power Sources*, pp. 28-34, 2006.
- [4] L. Nam, „Thermal nitridation of chromium electroplated AISI316L stainless steel for polymer electrolyte membrane fuel cell bipolar plate,“ *Journal of Power Sources*, 2007.
- [5] T. Ioroi, T. Oku, K. Yasuda, N. Kumagai und Y. Miyazaki, „Influence of PTFE coating on gas diffusion backing for unitized regenerative polymer electrolyte fuel cells,“ *Journal of Power Sources*, 2003.
- [6] M. Guarnieri, P. Alotto und M. Federico, „Modeling the performance of hydrogen/oxygen unitized regenerative proton exchange membrane fuel cells for energy storage,“ *Journal of Power Sources*, pp. 23-32, 2015.
- [7] T. Springer, T. Zawodzinski und S. Gottesfeld, „Theory, modelling and performance measurement of unitized regenerative fuel cells,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 8157-8170, 2009.
- [8] S. Grigoriev, P. Millet und V. Porembsky, „Development and preliminary testing of a unitized regenerative fuel cell based on PEM technology,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 4164-4168, 2011.
- [9] K. Burke, „Unitized Regenerative Fuel Cell System Development,“ Glenn Research Center, Cleveland, Ohio, 2003.
- [10] H.-Y. Jung, „High-durability titanium bipolar plate modified by electrochemical deposition of platinum for unitized regenerative fuel cell (URFC),“ *Journal of Power Sources*, Bd. 195, pp. 1950-1956, 2010.
-

-
- [11] H.-Y. Jung, „Performance of gold-coated titanium bipolar plates in unitized regenerative fuel cell operation,“ *Journal of Power Sources*, Bd. 194, pp. 972-975, 2009.
- [12] U. Wittstadt, E. Wagner und T. Jungmann, „Membrane electrode assemblies for unitised regenerative polymer electrolyte fuel cells,“ *J Power Sources*, pp. 55-62, 2005.
- [13] M. Gabbasa, „A review of unitized regenerative fuel cell stack,“ *International journal of hydrogen energy*, Bd. 39, pp. 17765-17778, 2014.
- [14] A. Toplaov, I. Katasournaros und M. Auinger, „Die Auflösung von Platin - Grenzen für den Einsatz zur elektrochemischen Energieumwandlung,“ *Angewandte Chemie*, Bd. 124, pp. 12782-12785, 2012.
- [15] „Verband für Effizienz und erneuerbare Energie,“ 07 01 2016. [Online]. Available: <http://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html>.
- [16] PROSA, „Unterbrechungsfreie Stromversorgung für Notstromaggregate,“ Institut für Energie und Umweltforschung GmbH Heidelberg, 2013.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zentrale Vorhaben Energiewende,“ 2012.
- [18] D. Nailis, „Analyse von Maßnahmen zum Netzengpassmanagement bei verstärkter Einspeisung Erneuerbarer,“ in *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Erneuerbaren*, Essen, 2014.
- [19] „next-kraftwerke,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/einspeisemanagement>. [Zugriff am 07 01 2016].

PRAKTISCHE UNTERSUCHUNGEN ZUR SYNTHESE VON METHANOL AUS BIOGAS

A. Lenis*, K. Ooms und H. Risse

Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW) e.V.,
Kackertstraße 15 – 17, D-52056 Aachen, * Kontakt: lenis@fiw.rwth-aachen.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Biogas, Klärgas, Methanol, Power to Liquid, erneuerbaren Energien, Speichersysteme

Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes wurde die Erprobung und systematische Untersuchung einer halbtechnischen Versuchsanlage zur Methanolsynthese aus dem, auf einer Kläranlage produziertem, Biogas durchgeführt. Ziel ist hierbei, die Realisierbarkeit der Methanolsynthese aus Biogas mit kommerziell am Markt verfügbaren Aggregaten zu prüfen, sowie die optimalen Betriebsbedingungen zu finden, die zur höchsten Methanolproduktion führen. Hierzu wird zunächst das Biogas vorgereinigt und in die Versuchsanlage geleitet um zusammen mit Wasser reformiert zu werden. Das erzeugte Synthesegas (Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff) wird anschließend komprimiert und in den Methanolsynthesereaktoren zu Methanol katalytisch umgewandelt. Das synthetisierte Methanol wird auf seine Zusammensetzung im Labor geprüft, um den Wasser- und höhere Alkoholgehalt zu bestimmen. Es konnte gezeigt werden, dass die Methanolsynthese aus der Biogasreformierung in der untersuchten Versuchsanlage bei 190°C und 22 bar optimal läuft.

Abstract

Within the scope of the project a pilot plant for methanol synthesis from fermentation gas (biogas) was tested and systematically analyzed. The purpose of this research is to demonstrate the feasibility of producing methanol from alternative renewable resources, such as biogas, using commercial process units. The aim is to systematically vary the operating parameters to find the optimal state in which maximum methanol production is achieved. In order to do this, the biogas

is pre cleaned before it is fed into the reforming unit. Here, it reacts with water to produce synthesis gas (mixture of carbon monoxide, carbon dioxide and hydrogen). The synthesis gas is then compressed and transported into the methanol reactors, where the catalytic synthesis of methanol takes place. The product is subsequently analyzed in the lab to determine its water and alcohol content.

1 Einleitung

Die Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien sowie die Optimierung der Energieeffizienz sind wesentliche Bestandteile zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Hierzu können auch Kläranlagen ihren Beitrag leisten. Ein Ansatz ist die effizientere Nutzung des Biogases als wesentlicher regenerativer Energieträger der Abwassertechnik sowie weiterer regenerativer Quellen auf Kläranlagen.

Wasserstoff (H_2) bietet in diesem Zusammenhang zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten in der Wasserwirtschaft, insbesondere hinsichtlich einer emissionsfreien Energieversorgung. Für die Lagerung und den Transport von Wasserstoff sind zwar technische Lösungen vorhanden, jedoch sind insbesondere die Speicherdichten gering und die Umwandlungsverluste bei Flüssigwasserstofflagerung signifikant. Alternativ zum molekularen Wasserstoff bietet sich chemisch gebundener Wasserstoff in Form von Methanol an. Methanol bietet als entscheidende Vorteile die einfache Lagerung, die relativ hohe Energiedichte und die universelle Einsetzbarkeit.

Die Erzeugung und Oxidation von Wasserstoff (H_2) gehört zu den vielversprechenden Prozessen der Energiespeicherung bzw. -gewinnung hinsichtlich einer effizienten und emissionsarmen Energieversorgung. Bereits existierende Technologien zeigen eine Vielzahl an Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff als Energiequelle an. Zu den bekanntesten Beispielen gehört die Brennstoffzelle. Diese ist durch den hohen thermodynamischen Wirkungsgrad charakterisiert, der zwischen 80 und 90% liegen kann (Ivers-Tifféé, 2011). Allerdings ist dieser Umwandlungsprozess mit erheblichen technischen Schwierigkeiten verbunden. Die Lagerung und Transport von Wasserstoff hat sich, aufgrund der kleinen atomaren Größe, für sehr aufwändig gezeigt. Die Speicherdichten sind gering und die Umwandlungsverluste bei der Flüssigkeitslagerung signifikant. Aus

diesen Gründen bietet sich chemisch gebundener Wasserstoff in Form von Methanol, als Alternative zu molekularer Wasserstoff, an.

Methanol wird großtechnisch aus der Reformierung von Methan (CH_4) hergestellt (Olah, 2006). Dieser Verfahren ist bereits seit Anfang des 20. Jahrhunderts bekannt und seitdem kontinuierlich für den Betrieb mit Methan optimiert worden. Ziel dieses Projektes ist die Realisierung und der Betrieb einer halbertechnischen Pilotanlage zur Methanolsynthese aus Biogas. Hierbei liegt der Schwerpunkt bei der Weiterentwicklung des Verständnisses zum Einfluss des überschüssigen CO_2 -Gehaltes im Biogas sowohl auf die Reformierung, als auch auf die Methanolsynthese.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Beschreibung der Versuchsanlage

Zum besseren Verständnis der Versuchsergebnisse wird zuerst die Versuchsanlage erklärt und auf Abbildung 1 dargestellt. Das Biogas wird von den Faulbehältern durch einen Aktivkohlefilter zur Siloxanentfernung und einen Entschwefler geleitet, bevor es in den Reformier gelangt. Das vorgereinigte Biogas wird in einem Reformier mit Wasserdampf in das sogenannte Synthesegas gespalten, welches aus den Bestandteilen Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Kohlenstoffmonoxid (CO) besteht.

Das für die Dampfreformierung benötigte Wasser wird mittels eines Ionenaustauschers entsalzt und in den Reformier eingespeist. Anschließend wird das Synthesegas über einen Wärmeübertrager getrocknet und auf 20 bis 22 bar komprimiert. Das komprimierte Synthesegas gelangt dann in den sogenannten Pulsationsbehälter, wo es über die Wärmeübertragung des rezirkulierten Synthesegases erwärmt und auf die Reaktionstemperatur gebracht wird. Das Synthesegas wird in den nachgeschalteten Methanolsynthesereaktoren mithilfe eines kupferbasierten Katalysators in Methanol umgewandelt. Die Synthese wurde in einem Temperatur- und Druckbereich zwischen 190°C und 310°C , ein Druck zwischen 20 und 22 bar und eine Raumgeschwindigkeit von 1290 h^{-1} und 1613 h^{-1} untersucht. Nach der Reaktion erfolgt die Trennung des Produktes von dem nicht abreagierten Synthesegas. Die Abscheidung des Produktes, bestehend aus einem Methanol-Wasser-Gemisch, erfolgt über einer Verfahrensstufe zur

Auskondensierung. Dazu wird der Produktgasstrom abgekühlt. Das nicht abreagierte Synthesegas wird in den Pulsationsbehälter zurückgeführt, um das frische Synthesegas aufzuwärmen und den Prozessumsatz zu erhöhen. Im Folgenden werden die wichtigsten chemikalischen Grundlagen kurz vorgestellt.

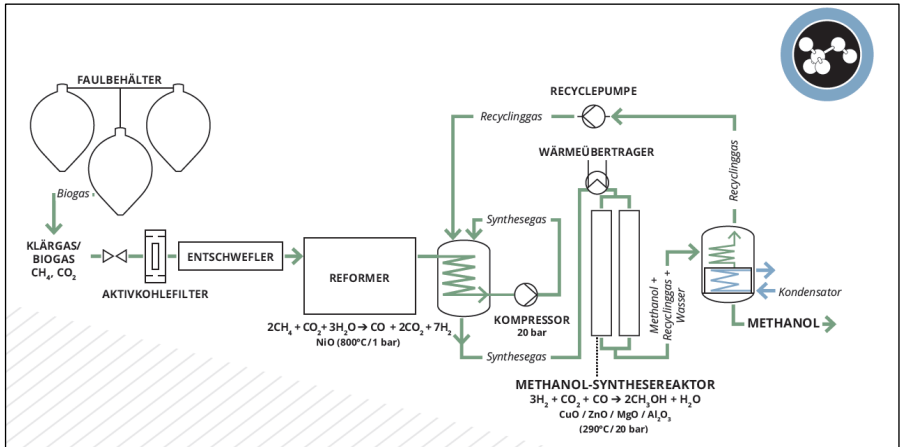
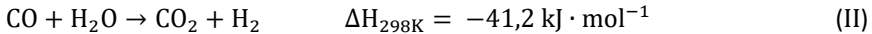
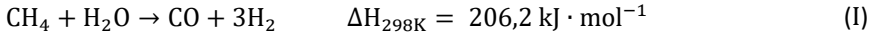


Abbildung 1: Fließschema der Versuchsanlage

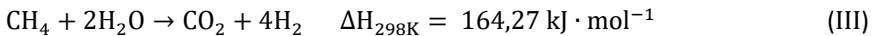
2.2 Grundlagen der Reformierung

Die Herstellung von Methanol erfolgt über die katalytische Umwandlung von Synthesegas. Dieses Gas besteht hauptsächlich aus Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂). Es wird in der Versuchsanlage über die Wasserdampfreformierung von Biogas in einem Reformer erzeugt. Unter Dampfreformierung wird die Abspaltung von Kohlenstoffverbindungen bei der Reaktion mit Wasserdampf verstanden [Kaltschmitt, Hartmann, Hofbauer, 2009]. Es wird hier angenommen, dass Biogas auf Kläranlagen ein Mischungsverhältnis von ca. 40 Vol.-% Kohlenstoffdioxid (CO₂) und ca. 60 Vol.-% Methan (CH₄) besitzt.

Es handelt sich bei der Reformierung um eine stark endotherme Reaktion, die mithilfe eines nickelbasierten Katalysators bei 850°C und 1 bis 1,4 bar stattfindet. Folgende Reaktionsgleichungen und Reaktionsenthalpien gelten bei der Dampfreformierung. Dabei wird angenommen, dass das im Biogas enthaltene CO₂ an der Reaktion nicht teilnimmt, sondern nur das CH₄ mit Wasserdampf reagiert:



Die erste Gleichung (I) entspricht der Reaktion der Dampfreformierung und die zweite Gleichung (II) der parallellaufenden Wasser-Gas-Shift Reaktion (WGSR) (Olah, 2006). Beide Reaktionen lassen sich in zu einer Gleichung III zusammenfassen:



Um die Ausbeute an Methanol zu maximieren, muss bei der Reformierung auf zwei Voraussetzungen geachtet werden:

- eine möglichst hohe Synthesegasproduktion
- und eine für die Methanolsynthese optimale Synthesegaszusammensetzung.

Letztere wird über zwei maßgebende Kennzahlen beschrieben, das S/C-Verhältnis (steam to carbon ratio) und die Stöchiometriezahl S (WaStraK NRW, 2012).

Das S/C-Verhältnis gibt an, mit welchem Wasser-Methan-Verhältnis die Reformierung stattfinden soll. Ziel ist die Reformierung so zu betreiben, dass möglichst viel Wasserstoff im Synthesegas produziert wird. Demnach wird Wasser im Überschuss zugegeben, denn nur so wird später eine möglichst hohe Methanolausbeute erzielt. Bei der Reformierung von reinem Methan sollte das optimale S/C-Verhältnis zwischen 3 und 4 liegen und wird wie folgt berechnet (WaStraK NRW, 2012):

$$\frac{S}{C} = \frac{n_{\text{H}_2\text{O}}}{n_{\text{C}_{\text{CH}_4}}}, \quad 3 \leq \frac{S}{C} \leq 4 \quad (\text{IV})$$

$n_{\text{H}_2\text{O}}$: Wassermolmenge
 $n_{\text{C}_{\text{CH}_4}}$: Kohlenstoffanteil in Methan

Da im Rahmen dieses Projektes die Reformierung von Biogas (60 Vol.-% CH₄ / 40 Vol.-% CO₂) und nicht reinem Methan durchgeführt wurde, wurde die Versuchsanlage mit einem S/C-Verhältnis von 5 betrieben. Diese Maßnahme trägt zu der Erhöhung der Wasserstoffproduktion bei und vermeidet gleichzeitig die Verkokung des Reformerkatalysators (Kolbitsch, 2007).

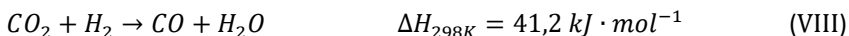
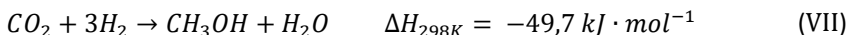
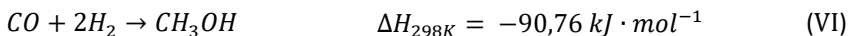
Die optimale Synthesegaszusammensetzung für die Methanolsynthese wird über die Stöchiometriezahl S (S-Zahl) ermittelt. Sie gibt an, ob Wasserstoff im Überschuss oder unzureichend vorliegt. Idealerweise sollte die S-Zahl einen Wert zwischen 2 und 2,2 annehmen, was einen stöchiometrischen H₂-Überschuss entspricht (Asinger, 1986). Die S-Zahl wird wie folgt berechnet:

$$S = \frac{y_{H_2} - y_{CO_2}}{y_{CO} + y_{CO_2}}, \quad 2 \leq S \leq 2,2 \quad (V)$$

Allgemein entspricht y_i dem Molanteil der jeweiligen Komponente i .

2.3 Grundlagen der Methanolsynthese

Aus diesem während der Reformierung erzeugten Synthesegas wird in der Versuchsanlage Methanol über einen festen kupferbasierten Katalysator nach folgenden Reaktionsgleichungen und Reaktionsenthalpien erzeugt (Olah, 2006):



Die zwei ersten Reaktionen beschreiben die eigentliche Methanolsynthese durch die Bindung von Wasserstoff (Hydrogenierung) an CO und CO₂. Die letzte Reaktion zeigt die Reverse Water Gas Shift (RWGS) - Reaktion, die parallel zur Methanolsynthese abläuft. Bei dieser Reaktion reagiert CO₂ mit H₂ unter Bildung von CO, welches dann mit Wasserstoff wiederum zu Methanol reagieren kann (Olah, 2006).

Da die Methanolreaktion exotherm abläuft und die Teilchenzahl während der Reaktion abnimmt (Gleichungen (VI) und (VII)), wird sie nach dem Prinzip von Le Chatelier (Mortimer, Chemie, 2010) von niedrigeren Reaktortemperaturen und höheren Drücken thermodynamisch begünstigt. Industriell wird die

Methanolsynthese als Mitteldrucksynthese zwischen 50 und 100 bar und 200 – 300°C durchgeführt (Skrzypek, 1995). Im Rahmen der Versuche wurde die Methanolsynthese zwischen 18 und 22 bar durchgeführt, um den Betrieb der Anlage zu vereinfachen und insbesondere die Verdichtungs- und Abkühlleistung zu minimieren.

Zur Beschreibung der Effizienz der Methanolsynthese bei den untersuchten Betriebsbedingungen werden, wie bei der Reformierung, spezifische Kennzahlen angewendet: die Kohlenstoff-Konversion (C-Konversion) und die Methanol-Ausbeute. Bei der C-Konversion wird die gebildete Molmenge an Methanol ins Verhältnis mit den kohlenstoffhaltigen Molströmen gesetzt und wie folgt bestimmt (WaStraK NRW, 2012):

$$C - Konversion = \frac{\dot{n}_{C,Methanol}}{\dot{n}_{C,CO} + \dot{n}_{C,CO_2}} \cdot 100 \quad (IX)$$

Allgemein entspricht \dot{n}_i den Molstrom pro Stunde der Komponente i .

Bei der Methanol-Ausbeute wird der produzierte Methanolmolstrom auf das Katalysatorgewicht bezogen. Die Methanol-Ausbeute wird wie folgt bestimmt (WaStraK NRW, 2012):

$$Methanol - Ausbeute = \frac{\dot{n}_{Methanol}}{kg_{Kat}} \quad [mol/(kg_{Kat} \cdot h)] \quad (X)$$

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Ergebnisse der Reformierung

Industriell wird Methanol über die Reformierung von fossilem Methan gewonnen. Das daraus resultierende Synthesegas besitzt einen H₂-Anteil von ca. 75 Vol.-% und einen CO₂-Anteil von ca. 5 Vol.-% (WaStraK NRW, 2012). In der Literatur ist es bereits bekannt, dass das molare Verhältnis von CO₂ zu CO den Wasseranteil im hergestellten Methanol und die Reaktionswärme der ablaufenden Reaktion beeinflusst. Je höher der CO₂-Anteil im Synthesegas liegt, desto kleiner wird die freie Wärmemenge und umso größer der Wasseranteil. Zu hohe Wassermengen sind unerwünscht, da Wasser sich negativ auf die Aktivität des Katalysators auswirkt (Henkel, 2011). Deshalb ist die Überwachung der entstandenen Synthesegaszusammensetzung von hoher Bedeutung. Die Messung

der Gaszusammensetzung (sowohl Biogas als auch Synthesegas) erfolgt über einen Gaschromatograph, der an 4 Stellen der Versuchsanlage angeschlossen ist. Abbildung 2 zeigt die Zusammensetzung des Synthesegases bei 11 Versuchsreihen. Alle Versuchsreihen wurden bei einer Reformertemperatur von 850°C, ein Druck von 1,4 bar und ein S/C-Verhältnis von 5 durchgeführt.

Aus dieser Abbildung ist zu erkennen, dass die Volumenanteile aller Komponenten einen konstanten Verlauf haben und sich somit ein stabiler Betrieb des Reformers dargestellt. Der H₂-Anteil beträgt im Mittel 63,9 Vol.-% ($\sigma = 0,84$ Vol.-%) und liegt somit 11,1 Vol.-% niedriger als in der industriellen Herstellung. Der CO₂-Anteil beträgt im Mittel 18,6 Vol.-% ($\sigma = 0,33$ Vol.-%) und liegt somit 13,6% höher als in der Industrie. Diese Ergebnisse zeigen den H₂-Mangel, welcher die anschließende Methanolproduktion hemmt. Anhand der S-Zahl ist der H₂-Mangel quantifizierbar.

Das Verhältnis vom H₂ zu CO und CO₂ nehmen niedrigere Werte als für die CH₄-Reformierung an. Abbildung 3 stellt die Ergebnisse der S-Zahlen der jeweiligen Messreihe. Im Mittel nimmt die S-Zahl einen Wert von 1,25 ($\sigma = 0,1$) an. Theoretisch sollte dieser Wert zwischen 2 und 2,2 liegen, um eine Hemmung der Methanolsynthese aufgrund eines H₂- Mangels zu vermeiden. Eine Unterschreitung der S-Zahl ist somit als eine stöchiometrische Unterdeckung an H₂ im Synthesegas zu verstehen. Dieser Mangel würde sich mit der Einspeisung vom zusätzlichen Wasserstoff oder mit der Reformierung eines CH₄-reicheren Biogases (ca. 70 Vol.-% CH₄) beheben.

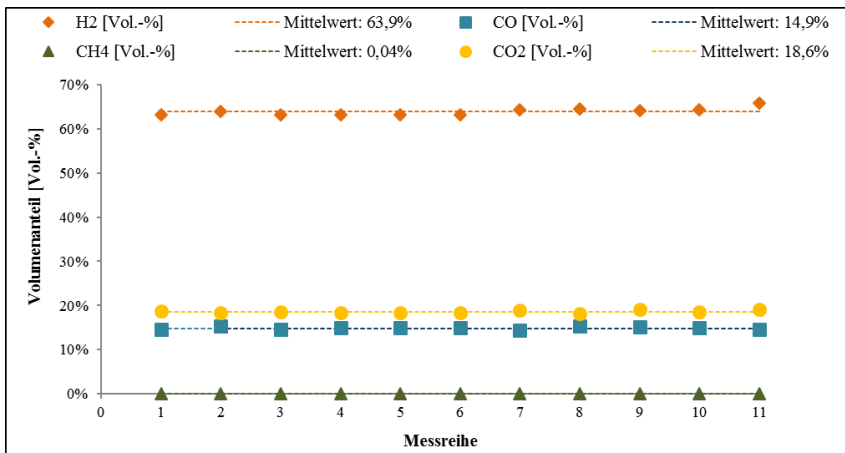


Abbildung 2: Synthesegaszusammensetzung bei 11 unterschiedlichen Versuchsreihen

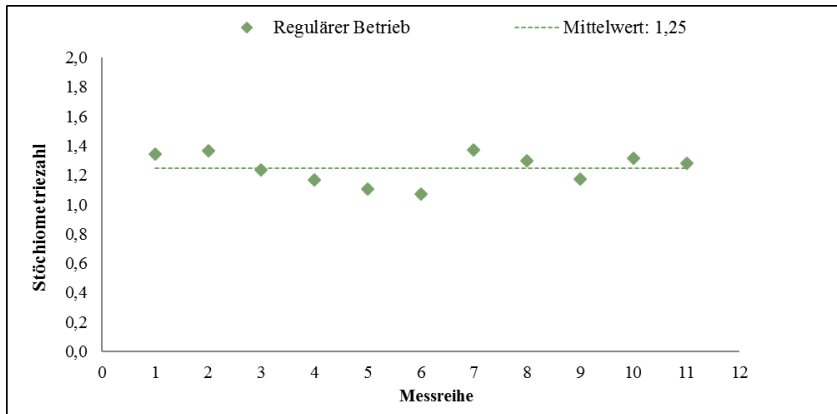


Abbildung 3: Stöchiometriezahl für jede Messreihe

3.2 Ergebnisse der Methanolsynthese

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt in der Bestimmung des Einflusses der Betriebsbedingungen und der Synthesegaszusammensetzung auf die Methanolproduktion. Letztere lässt sich über die Kennzahlen C-Konversion und Methanol-Ausbeute beschreiben. Die C-Konversion gibt an, wieviel CO und CO₂ im Synthesegas zu Methanol umgewandelt wurden und wird in Prozent angegeben. Abbildung 4 zeigt den Einfluss der Temperatur auf die C-Konversion für 2 verschiedene Temperaturen, einen Druck von 20 bar und 22 bar und eine Raumgeschwindigkeit von 1.290 h⁻¹ und 1.613 h⁻¹. Die blauen Säulen entsprechen der niedrigsten Raumgeschwindigkeit von 1.290 h⁻¹ und Druck von 20 bar. Die grünen Säulen stellen die größte Raumgeschwindigkeit von 1.613 h⁻¹ und einen Druck von 22 bar. Aus Abbildung 4 ist zu entnehmen, dass die C-Konversion mit steigender Druck und Raumgeschwindigkeit steigt. Die höchste C-Konversion wurde bei 190°C, 22 bar und 1.613 h⁻¹ erreicht und beträgt 42,7%. Die niedrigste C-Konversion lag bei 250°C, 20 bar und 1.290 h⁻¹ und beträgt 33,9%. Da die Methanolsynthesereaktion mit einer Verkleinerung der Molzahl verbunden ist, wirkt sich nach Le Chatelier (Mortimer, Chemie, 2010) eine Steigerung des Druckes positiv auf die C-Konversion aus.

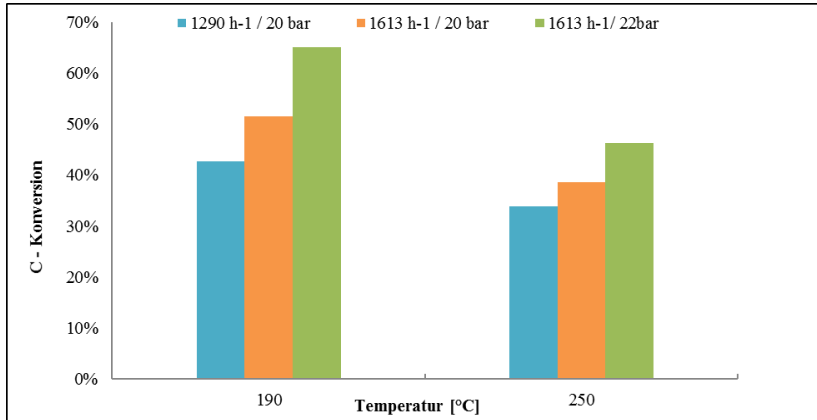


Abbildung 4: Verlauf der C-Konversion in Abhängigkeit der Temperatur

Es ist auch erkennbar, dass die C-Konversion bei 250°C immer niedriger blieb als bei 190°C. Dieses Verhalten ist ebenfalls mit dem Prinzip von Le Chatelier zu begründen. Da es sich um eine exotherme Reaktion handelt, wird diese durch eine Temperaturabnahme thermodynamisch begünstigt. Dementsprechend wird die Reaktion durch eine Temperaturzunahme gehemmt. Der Einfluss des Druckes und der Raumgeschwindigkeit des Synthesegases durch die Reaktoren in Abhängigkeit der Temperatur auf die Methanol-Ausbeute ist in Abbildung 5 zu sehen. Es ist erkennbar, dass eine Erhöhung des Druckes und der Raumgeschwindigkeit, so wie bei der C-Konversion, eine positive Wirkung auf die Methanolausbeute hat. Die höchste Methanol-Ausbeute beträgt $2 \text{ mol}_{\text{MeOH}}/(\text{kg}_{\text{Kat}}\text{h})$ und liegt bei einer Raumgeschwindigkeit von 1.613 h^{-1} und 22 bar. Die niedrigste Methanol-Ausbeute beträgt $0,89 \text{ mol}_{\text{MeOH}}/(\text{kg}_{\text{Kat}}\text{h})$ und wurde bei einer Raumgeschwindigkeit von 1.290 h^{-1} und 20 bar erreicht. Ähnlich wie bei der C-Konversion, hat eine Verkleinerung der Temperatur einen positiven Einfluss auf die Methanol-Ausbeute und wird auf Abbildung 5 bestätigt. Die Methanol-Ausbeute liegt immer bei 190°C höher als bei 250°C. Grund dafür ist, wie auch bei der C-Konversion, die exotherme Natur der Reaktion, bei der das Gleichgewicht mit niedrigeren Temperaturen in Richtung Produkte verschoben wird.

Da das reformierte Synthesegas einen überschüssigen CO_2 -Anteil enthielt, wurde den CO_2 Verlauf während der Reaktion kontrolliert. Abbildung 6 zeigt den CO_2 -Verlauf in Abhängigkeit der Versuchszeit für 3 unterschiedliche Temperaturen. Alle anderen Betriebsbedingungen wurden konstant gehalten. Aus dieser

Abbildung wird ersichtlich, dass bei 250°C der CO₂-Anteil im Synthesegas mit der Zeit stetig steigt. Bei 280°C steigt der CO₂-Verlauf mit der Versuchszeit langsamer als bei 250°C. Dieses steigende Verhalten ist allerdings nicht mehr bei 310°C zu sehen. Bei dieser Temperatur ist einen konstanten Verlauf des CO₂-Anteiles zu erkennen. Diese Beobachtungen deuten darauf hin, dass CO₂ bei höheren Temperaturen mehr an der Methanolsynthesereaktion teilnimmt als bei niedrigeren Temperaturen. Dies lässt sich mit der Reaktionsenthalpie der Reaktionsgleichung VIII begründen. Diese Reaktion beschreibt die Methanolsynthese aus CO₂ und ist weniger exotherm als die Methanolsynthese aus CO. Somit wird Reaktion VIII von höheren Temperaturen begünstigt. Da die Methanolsynthese aus CO bei niedrigeren Temperaturen maximiert wird, ist es energetisch günstiger Methanol über den Weg der CO Hydrogenierung herzustellen. Somit würde für die Versuchsanlage den optimalen Betriebspunkt bei 190°C, 1.613 h⁻¹ und 22 bar liegen.

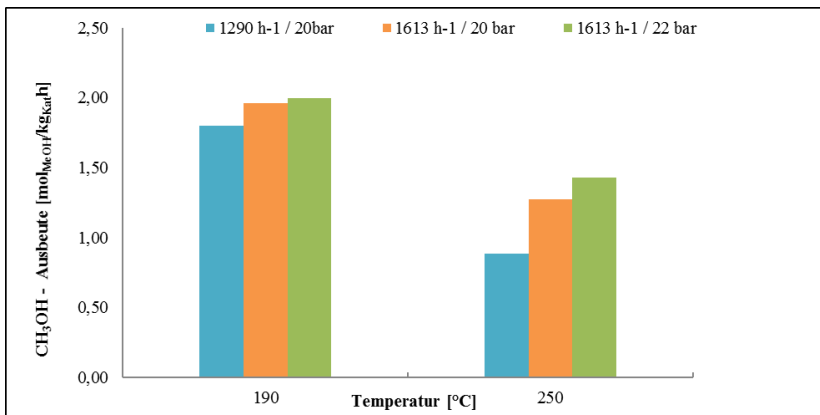


Abbildung 5: Verlauf der Methanol-Ausbeute in Abhängigkeit der Temperatur

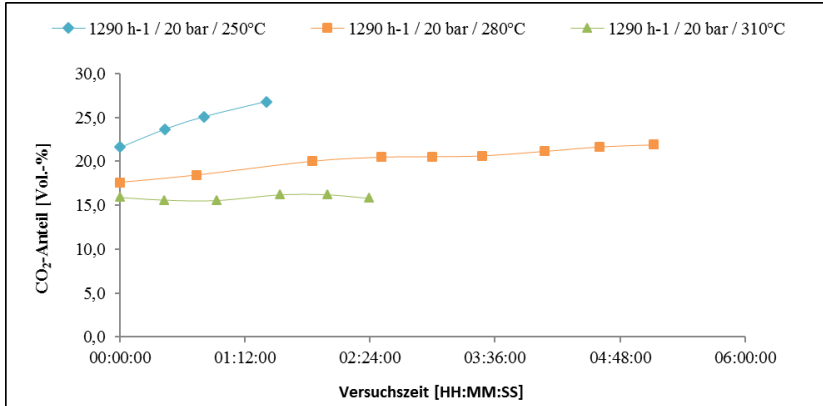


Abbildung 6: Verlauf des CO₂-Anteils während der Versuchszeit

4 Ausblick

Zukünftig werden ein Scale-Up des Verfahrens, sowie eine Maximierung des gesamten Anlagenwirkungsgrades angestrebt. Der Betrieb der Versuchsanlage bei höheren Temperaturen (> 310°C), höheren Raumgeschwindigkeiten und höheren Drücken (ca. 50 bar) stellt eine Gelegenheit dar, um die volle Nutzung von CO₂ für die Methanolsynthese zu erreichen. Alternativ dazu könnte der Auslassstrom (Purgestrom) des rezirkulierten Synthesegases verbessert werden, um die CO₂-Anreicherung und somit Verschlechterung der Synthesegasqualität bei niedrigeren Temperaturen zu vermeiden. Hierfür werden die bereits gewonnenen Erkenntnisse zur energetischen Optimierung, sowohl thermisch als auch elektrisch, herangezogen, die die Anlage effizienter machen und zur technischen Reife zu entwickeln.

Wie bereits erwähnt, könnte auch den Einsatz vom Methanreichen Biogas (ca. 70° Vol.-% CH₄) untersucht werden, um die stöchiometrisch gerechten Herstellung von Synthesegas für die Methanolsynthese zu erzielen.

Ebenfalls angestrebt wird der Einsatz von Abgasen aus unterschiedlichen Quellen, wie der Biomethanherstellung oder Verbrennungsprozessen als Edukt für die Methanolsynthese zusammen mit der Einbindung und Einspeisung von regenerativ erzeugtem H₂ (bspw. durch Elektrolyse) tiefergehend untersucht werden.

5 Danksagung

Die Durchführung dieser Arbeit wurde durch die Finanzierung und Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MULNV) möglich. Die Autoren dieses Beitrages möchten sich ebenfalls bei den Projektpartnern EMSCHERGENOSSENSCHAFT, TUTTAHS & MEYER Ingenieurgesellschaft für Wasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft mbH und das Ingenieurbüro Redlich und Partner GmbH, Beratende Ingenieure für Elektrotechnik für die kooperative Mitarbeit herzlich bedanken.

6 Literatur

- Asinger, F. (1986). *Methanol – Energie und Rohstoff*. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.
- Henkel, T. (2011). *Modellierung von Reaktion und Stofftransport in geformten Katalysatoren am Beispiel der Methanolsynthese*. . Technische Universität München.
- Ivers-Tiffée, E. (2011). *Skript zur Vorlesung "Brennstoffzellen und Batterien"*. Karlsruhe: KIT.
- Kolbitsch, P. P. (2007). Catalytic steam reforming of modeled biogas. *Fuel*, 701 – 706.
- Mortimer, C. E. (2010). *Chemie*. Stuttgart: Georg Thieme Verlag KG.
- Mortimer, C. E. (2010). *Chemie*. Stuttgart: Georg Thieme Verlag KG.
- Olah, G. G. (2006). *Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Skrzypek, J. L. (1995). Thermodynamics and kinetics of low pressure methanol synthesis. *The chemical engineering journal* 58, 101 – 108.
- WaStrak NRW, P. I. (2012). *WaStrak NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“, Phase I (Band I: Kompendium Wasserstoff, Band II: Methanolsynthese)*. F&E-Vorhaben im Auftrag des MKULNV, April 2012.
- Wöllgens, C. (2018). *Synthese von Methanol aus Klärgas*. Aachen: RWTH.

ERNEUERBARE ENERGIE UND EMISSIONEN

– AUSSICHTEN IN FINNLAND

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

ABSTRAKT

Wegen der höheren industriellen Aktivitäten in den letzten Jahren in Europa sind die Kohlendioxidemissionen gestiegen. Obwohl die Anteile der erneuerbaren Energie allmählich steigen, hat man in manchen Ländern die günstige, fossile Kohle wieder in Betrieb genommen. Es geht darum, dass man die Energieerzeugung im Rahmen der Emissionen, der nachhaltigen Entwicklung und der Wirtschaft optimieren muss. Sonnen- und Windenergie sind emissionsfrei, aber diese klimaabhängigen Energiequellen alleine sind nicht genug. Dieser Beitrag stellt die finnische Palette der erneuerbaren Energie und ihre Herausforderungen vor. Die wichtige Rolle der finnischen Zellstoff- und Bioraffinerieindustrie in der Energieerzeugung wird erläutert und die Reduzierung der Emissionen besprochen.

1 EINFÜHRUNG

Energie wird am meisten als Wärme, Elektrizität und kinetische Energie im Verkehr verbraucht. Die Abbildung 1 zeigt den Trend des Energieverbrauchs in Finnland im Zeitraum 1970 - 2017 nach Sektoren. Der Verbrauch ist bis 2005 gestiegen und seitdem relativ ähnlich geblieben. Der Bruttoinlandsverbrauch (gross inland consumption) enthält die gesamte Energie für Erzeugung, Verwendung und Verluste. Der darin enthaltene Bruttoendverbrauch (gross final consumption) in der Abbildung 1 weist den Verbrauch in den Bereichen Industrie, Wärme, Verkehr und andere aus.

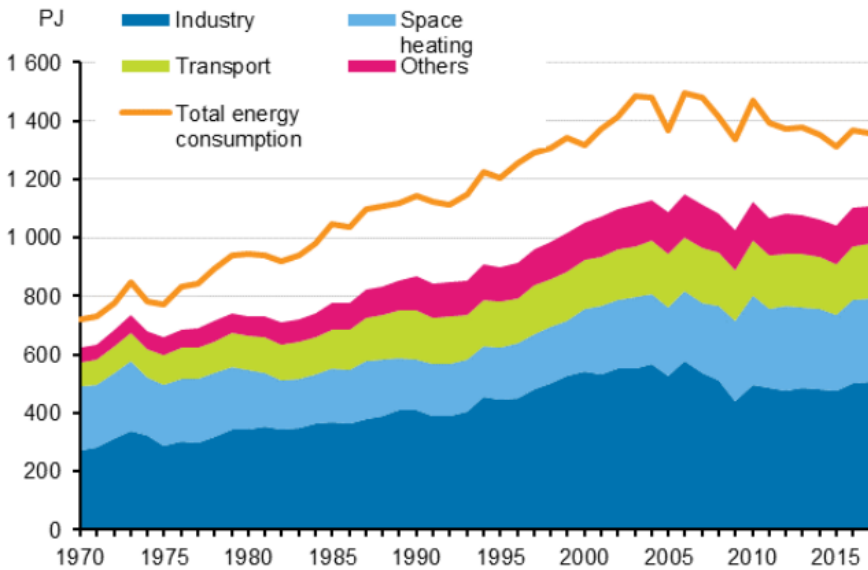


Abbildung 1. Bruttoinlandsverbrauch (Total energy consumption) und Bruttoendenergieverbrauch nach Sektoren in Finnland im Zeitraum 1970 - 2017 [1].

Es gibt zwei bedeutende Herausforderungen in der Energieerzeugung: Erstens sind die fossilen Energiequellen begrenzt und erneuerbare Energiequellen müssen noch besser genutzt werden. Zweitens muss wegen der Treibhausgase und globalen Erwärmung die Energie mit geringeren Emissionen bereitgestellt werden. In den 28 EU Staaten soll der Beitrag regenerativer Energiequellen planmäßig

erhöht werden. Er lag im Jahr 2016 bei 13,2 % im Bruttoinlandsverbrauch und 17,0 % im Bruttoendenergieverbrauch (Abbildung 2).

Das europäische Ziel hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien für den Bruttoendenergieverbrauch beträgt 20,0 % für das Jahr 2020. Die Situation in den einzelnen EU Staaten ist sehr unterschiedlich, abhängig von lokalen geografischen und klimatischen Verhältnissen, und die Ziele sind dann auch landspezifisch. Der Anteil erneuerbarer Energien erreichte in Finnland im Jahr 2016 31,6 % im Bruttoinlandsverbrauch bzw. 38,7 % im Bruttoendverbrauch und erfüllte damit bereits das offizielle Ziel für Finnland für 2020. [2]

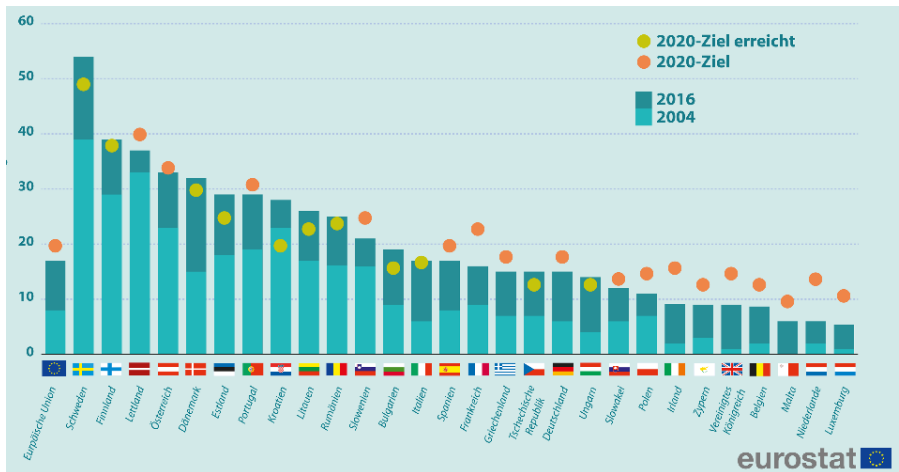


Abbildung 2. Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen in den EU-Mitgliedstaaten in % des Bruttoendenergieverbrauchs [2].

Wegen der höheren industriellen Aktivitäten in den letzten Jahren in Europa sind die Kohlendioxidemissionen in den meisten Ländern im Jahre 2017 im Verhältnis zu 2016 gestiegen (Abbildung 3), obwohl der langfristige Trend 1990 - 2016 meistens eine Reduktion zeigt. Insgesamt beträgt die Zunahme der Kohlendioxidemissionen für die EU-Länder 1,8 % im Jahr 2017 gegenüber 2016 [3]. Obwohl die Anteile der erneuerbaren Energie allmählich steigen, hat man in manchen Ländern die zu dieser Zeit günstige, fossile Kohle wieder in Betrieb genommen. In vielen europäischen Ländern geht es darum, dass man die Energieerzeugung im Rahmen der Emissionen, der nachhaltigen Entwicklung und

der Wirtschaft optimieren muss. Sonnen- und Windenergie sind emissionsfrei, aber durch diese klimaabhängigen Energiequellen allein kann der Energiebedarf kaum sicher abgedeckt werden.

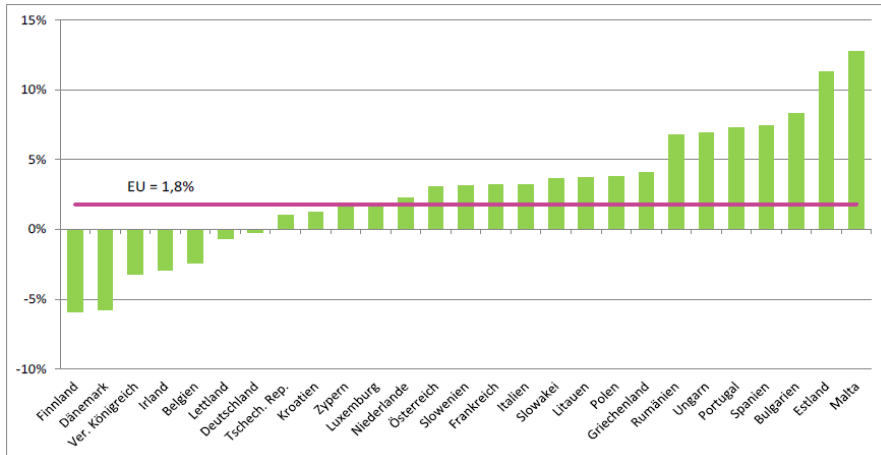


Abbildung 3. Veränderung der Kohlendioxidemissionen 2016/2017 [3].

2 ERNEUERBARE ENERGIE IN FINNLAND

Die erneuerbaren Energiequellen realisieren 31,9 % des Bruttoinlandsverbrauchs in Finnland im Jahre 2017 (kursiv angegeben in der Tabelle 1). Dieser hohe Anteil basiert vor allem auf Holz: Die industrielle Holzverbrennung von Restholz, Schwarzlauge der Zellstoffindustrie und die private Holzverbrennung spielen eine große Rolle, insgesamt 26,7 % vom Bruttoinlandsverbrauch.

Tabelle 1. Energiequellen des Bruttoinlandsverbrauches in % in Finnland [3].

ENERGIEQUELLE	PROZENT
Öl	23,2
Kohle	8,6
Erdgas	4,9
Atomkraft	17,4
Torf	4,0
Elektrizität Nettoimport	5,4
Andere Methoden und Quellen	4,6
<i>Wasser- und Windkraft</i>	5,2
<i>Industrielle Restholzverbrennung</i>	10,6
<i>Schwarzlauge der Zellstoffindustrie</i>	11,5
<i>Private Holzverbrennung</i>	4,6
INSGESAMT	100,0

Der Trend zwischen den einzelnen Energiequellen in Finnland 1975 - 2017 ist in Abbildung 3 im Verhältnis zum Bruttoendenergieverbrauch dargestellt. Der Einsatz von erneuerbaren Energiequellen ist langsam gestiegen (Holzbrennstoffe in hell grün, oben). Öl, Kohle, Erdgas und Torf werden in Finnland heute weniger verbraucht. Die Atomkraft ist ständig geblieben. [3]

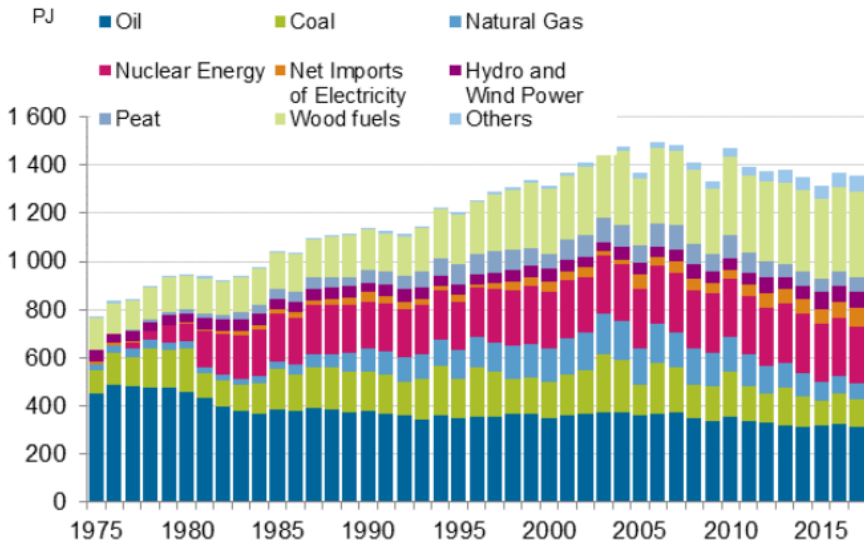


Abbildung 3. Bruttoendenergieverbrauch nach Energiequellen in Finnland 1975-2017 [3].

Der Beitrag erneuerbarer Energien in Finnland besteht zum größten Teil aus holzbasierten Energiequellen (Abbildung 4). Der industrielle Verbrauch von Restholz (29 %), die Verbrennung der Schwarzlauge in Zellstofffabriken und Bioraffinerien (32 %) und private, verteilte Holzverbrennung (13 %) stellen dabei die größten Anteile. Der vierte wesentliche regenerative Energieanteil kommt aus der Wasserkraft (11 %). Die zunehmende Windenergie macht 3,5 % und die Sonnenenergie nur 0,035 % aus. Diese angegebenen Prozentzahlen sind voraussichtliche Zahlen für das Jahr 2017 für den Beitrag zum Bruttoendenergieverbrauch. [4]

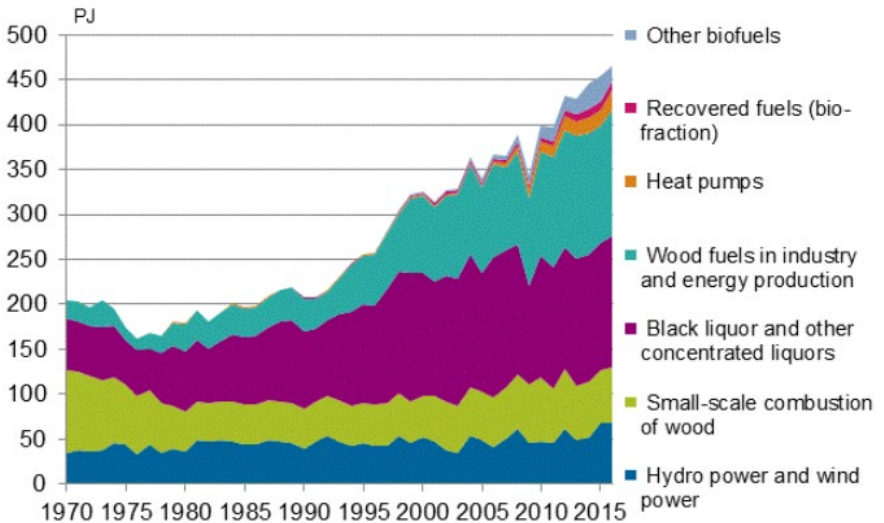


Abbildung 4. Bruttoendenergieverbrauch nach erneuerbaren Energiequellen in Finnland 1970-2016, insgesamt 38,7 % vom Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2016 [4].

3 REDUZIERUNG DER EMISSIONEN IN DER ERNEUERBAREN ENERGIEERZEUGUNG

Erstens ist es zu empfehlen, dass emissionsfreie, erneuerbare Energiequellen, wie Wind- und Sonnenenergie und Wasserstofftechnologie, noch mehr verwendet werden. Bisher sind die Anwendungen in Finnland relativ gering geblieben. Die Wind- und Sonnenenergie sind wetterabhängig und die Speichermethoden für elektrische Energie haben hohe Kosten und eine geringe Kapazität. Jedoch verbessert sich die Situation hinsichtlich verfügbarer Speichertechnologien und die Kosten von Wind- und Sonnenanlagen werden geringer. Nach Berechnungen der Technischen Universität Lappeenranta ist die On-shore Windenergie in Finnland ebenso günstig geworden wie Kernkraft, wenn Investmentkosten mitgerechnet werden. Die Kosten für die Erzeugung von Windstrom betragen 41 Euro pro MWh in 2017 [5].

Der Anteil von holzbasierenden erneuerbaren Energiequellen ist recht groß in Finnland. Restholz wird in der Industrie und privaten Haushälter direkt verbrannt. In manchen Fällen wird Holz auch vergast und die entstehenden Biogase werden verbrannt. Schwarzlauge wird in Rückgewinnungskesseln von Zellstoffwerken verbrannt. Die Schwarzlauge kommt vom Zellstoffkochen und enthält Chemikalien und Lignin, Klebstoff von Holzfasern, mit einem relativ hohen Heizwert. Die Chemikalien werden in der Wiedergewinnung getrennt und beim Zellstoffkochen wiederverwendet. Die Verbrennung von Schwarzlauge erzeugt viel Energie als Wärme und Elektrizität, mehr als die neuesten Zellstoffwerke und Bioraffinerien selbst brauchen.

Die europäische Richtlinie 2010/75/EU beschreibt die generellen Regelungen für das Entstehen von Emissionen in der Industrie [6]. Das Dokument "Best Available Techniques (BAT) reference document for large combustion plants, 2017" stellt technische Lösungen für das Reduzieren von Emissionen in der Industrie vor [7]. Generell erzeugt die Verbrennung von Brennstoffen verschiedene Emissionen: Kohlendioxid (CO_2), Stickoxide (NO_x), Schwefeloxid (SO_2), Feinstaub (PM), persistente organische Schadstoffe (POP) und Schwermetalle. Auch die Verbrennung von Biomasse liefert schädliche Emissionen. Kohlendioxid, Stickoxide und Feinstaub treten in der privaten und industriellen Verbrennung von Holz auf. Die Verbrennung von Schwarzlauge in Zellstoffwerken erzeugt Kohlendioxid, Stickoxide, Schwefeloxid und Feinstaub. Die Schadstoffemissionen werden ständig entsprechend den Vorschriften über die Prozessleitsysteme insbesondere in den Rückgewinnungskesseln überwacht (Abbildung 5). [8]

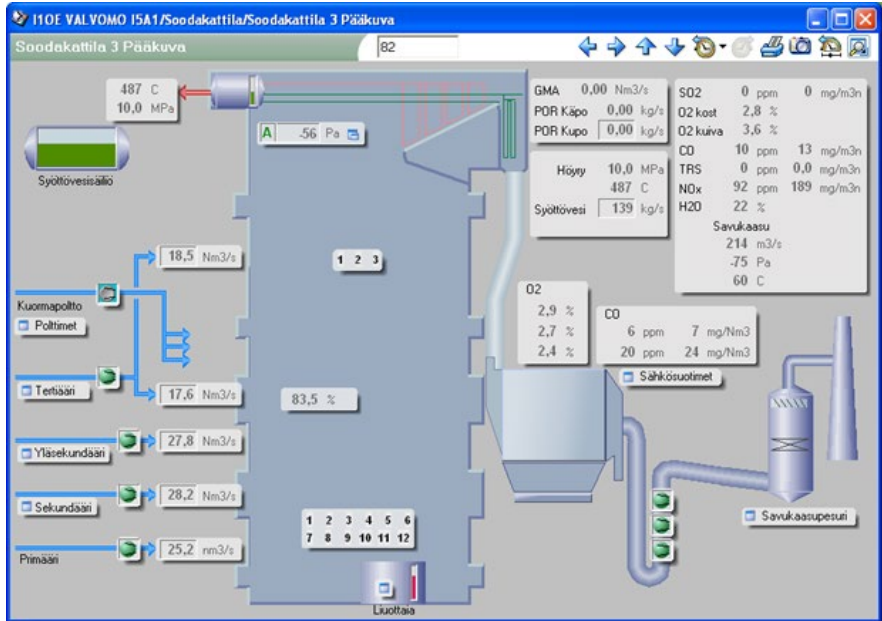


Abbildung 5. Visualisierung einer Rückgewinnungskesselanlage mit wichtigen Prozess- und Emissionsmesswerten [10].

Prinzipiell gibt es drei Basismethoden, um Emissionen in der Verbrennung zu reduzieren:

1. *Es sollten möglichst reine Brennstoffe benutzt werden.* Erneuerbare Biogase und fossiles Erdgas machen in der Verbrennung geringe Emissionen, während die Verbrennung von fossilem Öl, Kohle und erneuerbaren Biomassen, Schwarzlauge und Abfällen viele Emissionen erzeugt.
2. *Anstelle der Standardverbrennung sollten verbesserte Verbrennungstechnologien verwendet werden (Primärmethoden).* Die Einspeisung von Luft- und Brennstoff kann in Feuerstellen und Brennern reguliert werden, was Luft- und Brennstoffstufung genannt wird. Auch niedrigere Temperaturen in Feuerstellen helfen dabei, um weniger Stickoxide zu erzeugen. Diese Verfahren gehören zu LowNox-Technologien, eine Übersicht dieser Methoden ist in der Abbildung 6 vorgestellt.

3. *Rauchgase sind zu behandeln (Sekundärmethoden)*. Stickoxide können z.B. reduziert werden, wenn Ammoniak (NH_3) eingeschossen wird. Schwefeloxid kann teilweise mit Kalziumkarbonat (CaCO_3) entfernt werden. Feinstaub wird mit elektrostatischen Abscheidern und Schlauchfiltern gesammelt. [8] [9]

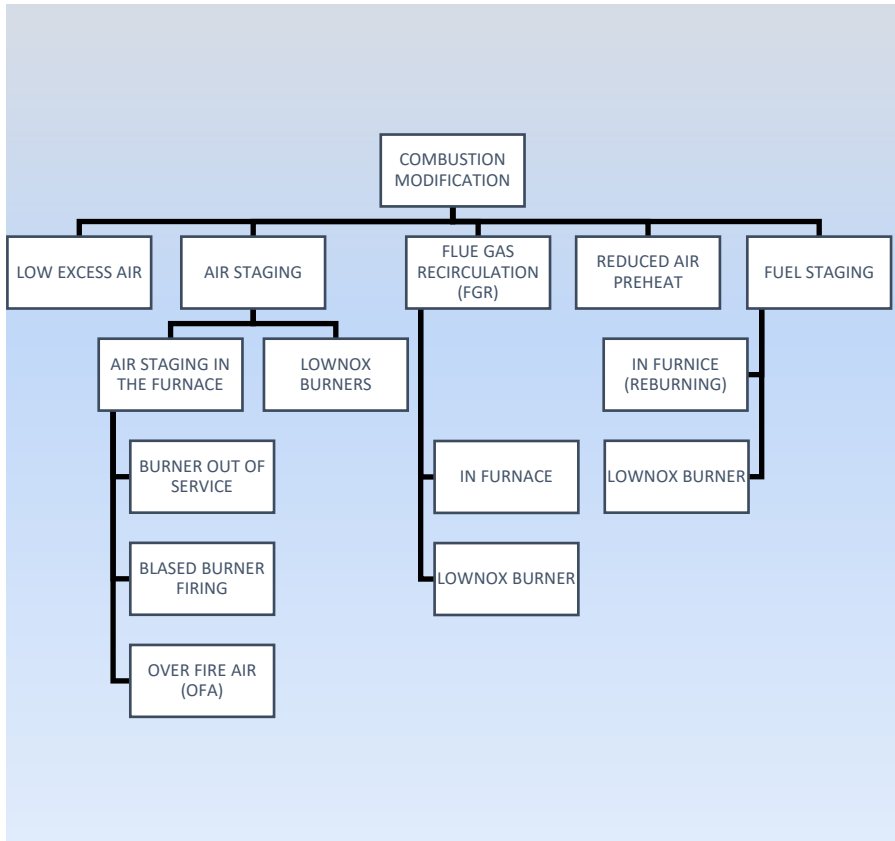


Abbildung 6. Modifikationen der LowNox-Verbrennungsmethoden
[7, basierend auf Rentz et.al. 1999].

Seit 1990 werden eine Vielzahl von Emissionswerten offiziell erfasst. Auf lange Sicht haben sich die Stickoxide und Schwefeloxide in Finnland erheblich reduziert. Abbildung 7 zeigt die zeitlichen Trends der sauren Emissionen und von Feinstaub in Finnland in den Jahren 1980 - 2016.

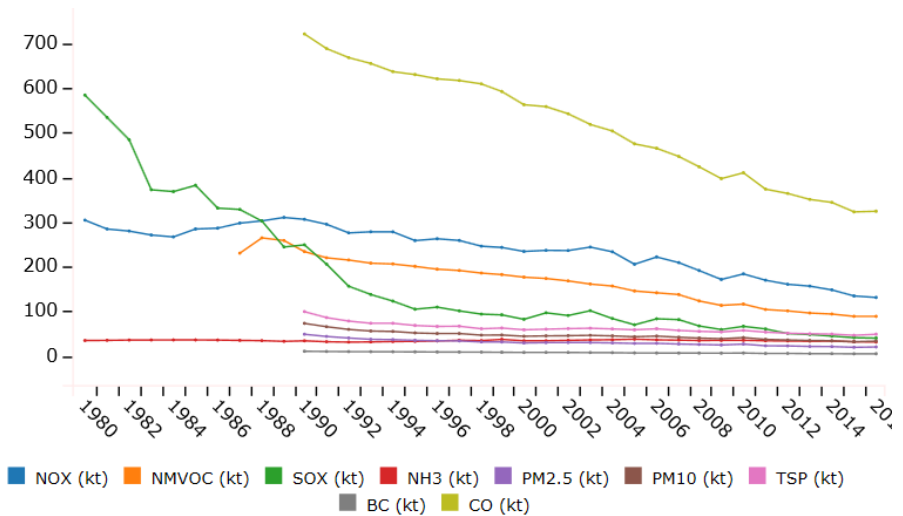


Abbildung 7. Trends der sauren Emissionen und von Feinstaub in Finnland in 1980 - 2016 [11].

4 ZUSAMMENFASSUNG

In den meisten EU-Staaten muss auch zukünftig die Energieversorgung mit einer breiten Palette von Energiequellen gewährleistet werden. Es ist empfehlenswert, dazu möglichst emissionsfreie, erneuerbare Energiequellen zu nutzen. Der Beitrag erneuerbarer Energien in Finnland basiert zum größten Teil auf Holz. Die Verbrennung von Restholz in der Industrie, die private Holzverbrennung und die Verbrennung von Schwarzlauge in Rückgewinnungskesseln von Zellstoffwerken erhöhen damit wesentlich den Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtenergiebereitstellung. Um die Emissionen reduzieren zu können, müssen die Verbrennungsanlagen mit fortgeschrittenen Verbrennungsmethoden und Reinigungsanlagen von Rauchgasen ausgerüstet werden. Die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie nimmt in Finnland nach und nach zu.

Giftige und schädliche Emissionen der Energieerzeugung und ihre gesundheitlichen Einflüsse werden in einem neuen, visuellen Lernmaterial vielseitig behandelt. Das Material wurde von sieben europäischen Partnerinstitutionen erarbeitet und es steht im Internet frei zur Verfügung [12].

5 LITERATUR

1. Total energy consumption and final energy consumption 1970-2017, Statistics Finland.
https://www.stat.fi/til/ehk/2017/04/ehk_2017_04_2018-03-28_kuv_016_en.html, gelesen 9.9.2018.
2. Statistik der erneuerbaren Energien, Eurostat.
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/de, gelesen 9.9.2018.
3. Im Jahr 2017 sind die CO₂-Emissionen in der EU gegenüber 2016 schätzungsweise gestiegen, Pressemitteilung Eurostat 4.5.2018,
<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/8869794/8-04052018-BP-DE.pdf/3774bd88-8aa0-4776-865d-5dad6edbe58c>, gelesen 10.9.2018.
4. Statistics Total energy consumption 1975-2017 in Finland, Statistics Finland.
https://www.stat.fi/til/ehk/2017/04/ehk_2017_04_2018-03-28_kuv_008_en.html, gelesen 9.9.2018.
5. Supergraph Erzeugungskosten vom Strom mit verschiedenen Kraftwerkstechnologien, Technische Universität Lappeenranta, Finnland, in der Zeitschrift Tekniikka ja talous (Technik und Wirtschaft) 15.9.2017, Seiten 12-13.
6. Directive 2010/75/EU Industrial emissions. European Commission, 2010.
7. Best Available Techniques (BAT) reference document for large combustion plants, European Commission, 2017. S. 101-115, available in
<https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c31e5e11-db60-11e7-a506-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-53673474>, gelesen 9.9.2018.
8. KnowPulp, Multimedia Learning Environment for Chemical Pulping and Automation, AEL and Prowledge, Helsinki, 2015.
9. Kilpinen, P., Poltto ja palaminen (Combustion and burning), Gummerus, Jyväskylä, 2002, S. 304-306.

10. Hyvönen, M., Visualisierung einer Rückgewinnungskesselanlage, mit Genehmigung von UPM, 2010.
11. Emissionen 1990-2116, Joint website of Finland's environmental administration, available in [http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Kartat_ja_tilastot/IIman_epapuhtauksien_paastot#Päästöjen aikasarjat](http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Kartat_ja_tilastot/IIman_epapuhtauksien_paastot#Päästöjen_aikasarjat), gelesen 12.9.2018.
12. Learning Toxicology through Open Educational Resources, Multimedia learning material, based on EU Erasmus project, 2015-2017, available in <http://moodle.toxoer.com/>.

KatMethCon –**NACHGESCHALTETE BIOGASMETHANISIERUNG MIT ZEOLITH-KATALYSATOR-MATRIX**

Helen Müller*

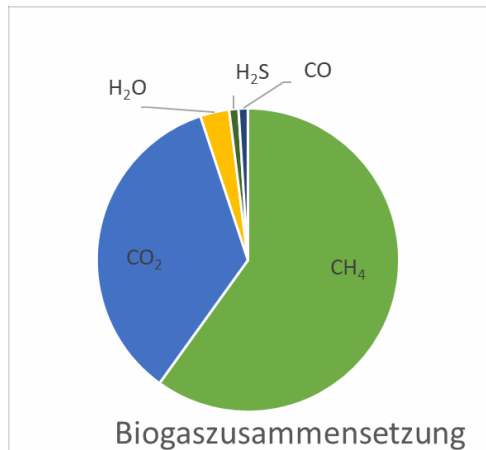
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Wilhelminenhofstraße 75A, D-12459 Berlin

* Kontakt: Helen.Mueller@HTW-Berlin.de

1 Projektmotivation

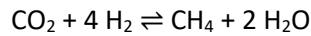
- Energiewende durch Ausbau von Bioenergie speziell Biogas
 - Aktueller Stand: Bioenergie < 7% am Primärenergieaufkommen

- Biogasanlage mit
 - 60% CH₄
 - 35% CO₂
 - 3 % H₂O
 - ca 1% H₂S
 - ca 1% CO



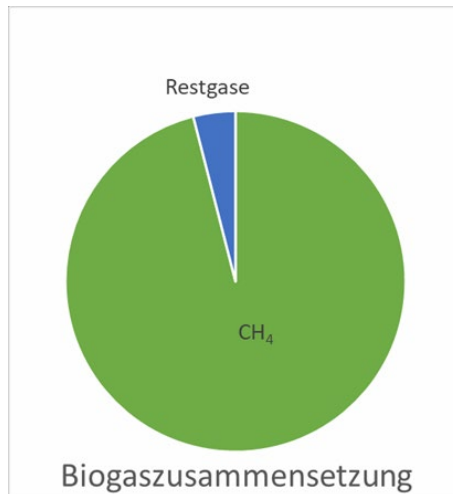
2 Projektziel

- Biogasanlage mit CH₄ < 95 Vol.%
- Lösungsansatz: direkte Biogas Methanisierung von CO₂ mit regenerativ erzeugtem H₂
- Sabatier-Reaktion



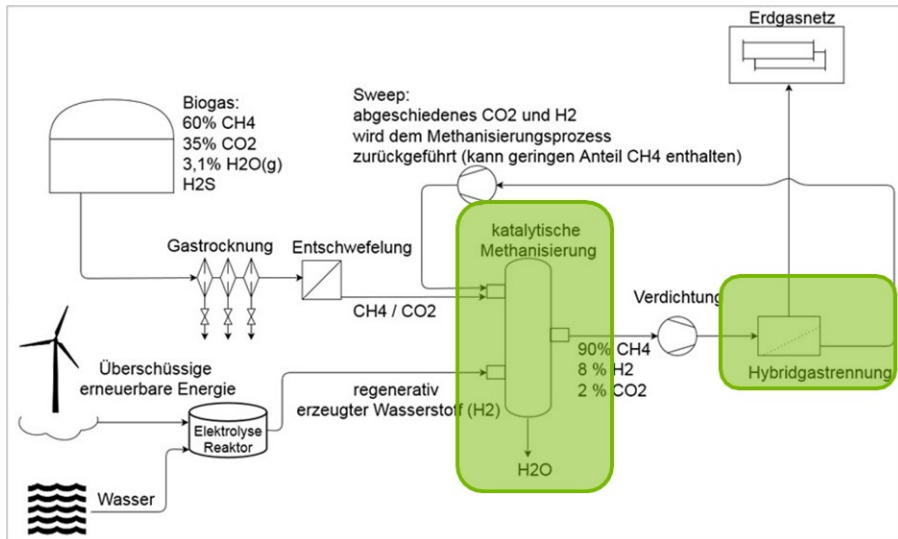
$$\Delta H = -165.0 \text{ kJ/mol}$$

Ni-Katalysator setzt die Reaktionstemperatur herab



3 Projektumsetzung

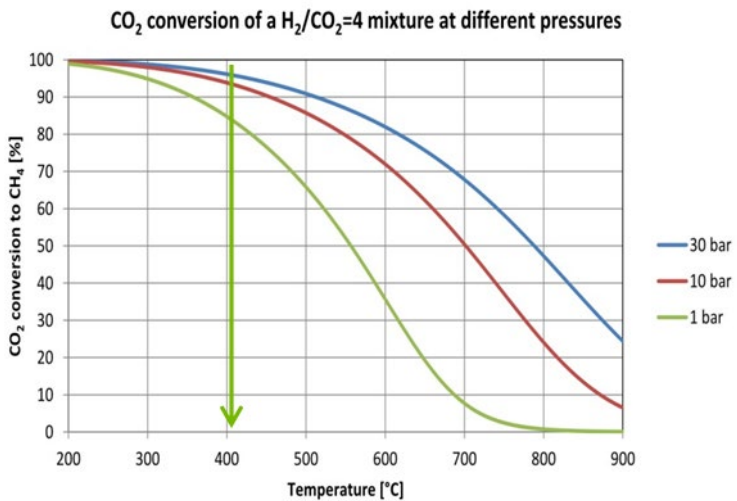
- Gasaufbereitungsanlage: keine Trennung von CO₂ und CH₄ im Biogas vor dem Reaktor



3.1 Katalytische Mathanisierung

- Sabatier-Reaktion und Katalyse sind exotherm
- Ohne effektiven Wärmeumtausch steigt die Temperatur $T_2 \gg T_1$ (100- 400°C)

- Thermodynamische Begrenzung bei Temperaturerhöhung
 - der gewünschte CO₂-Umwandlungsgrad (>95 Vol.%) wird nicht erreicht
 - bei hohen Temperaturen Rückreaktion zu CO₂ und H₂
 - Katalysator sintert



<http://www.helmeth.eu/index.php/technologies/methanation-process>

- Katalysatoraktivität und spezifische Oberflächenaktivität erhöhen durch dotieren des strukturierten Zeolithformkörpers
- effiziente Wärmeabfuhr durch das Design des Reaktors



Zeolithformkörper

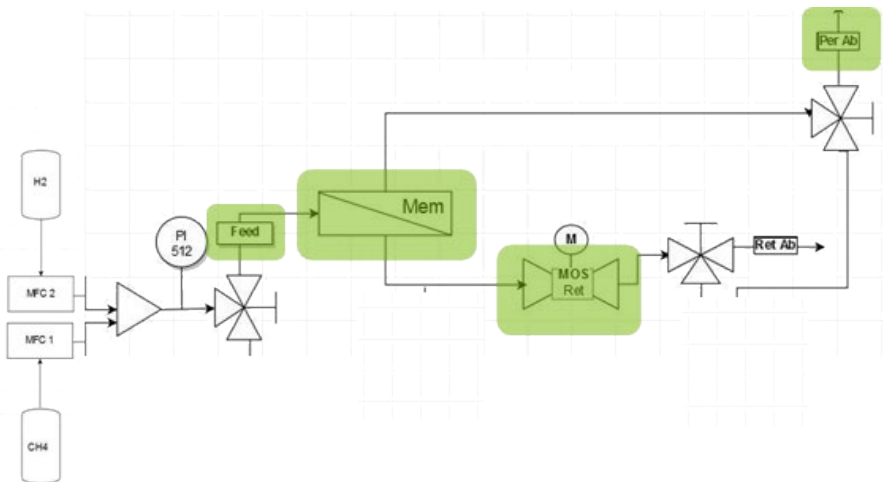
Kristin Gleichmann*, Baldur Unger und Alfons Brandt CWK Chemiewerk Bad Köstitz GmbH

3.2 Hybridgastrennung

- **Gaszusammensetzung** nach der Methanisierung mit einer Umsetzungsrate von 50%
 - $\sigma(\text{CH}_4) = 50 \text{ Vol.}\%$
 - $(\text{CO}_2) = 17 \text{ Vol.}\%$
 - $\sigma(\text{H}_2) = 33 \text{ Vol.}\%$
- **Ziel:** Gasrichtlinien erfüllen für die Gaseinspeisung mindestens 87 Vol.% CH_4 (H-Gas), H_2 -Gehalt unterhalb von 5 Vol.% Restgehalt an H_2 und CO_2 abtrennen

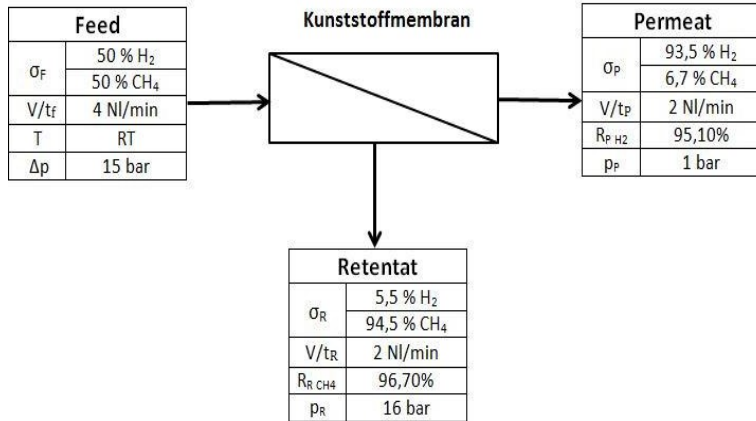
3.2.1 Zeolith-Membrantechnik

- Feed: der zugeführte Volumenstrom an Gas in die Membran
- Permeat: der Gasanteil, der durch die Membran hindurchdiffundiert
- Retentat: der Gasanteil, der von der Membran zurückgehalten wird
- Triebkraft der Membrantechnik ist die Druckdifferenz zwischen Feed und Permeat



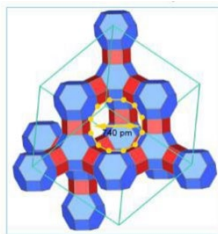
Schema einstufige Gastrennung mittels Kunststoffmembran (MFC: Mass Flow Controller)

- Permeanz gibt druckabhängig und membranflächenabhängig die Diffusionsfähigkeit eines Stoffes durch die Membran
- Recovery R gibt an, wieviel des eingeströmten Gases (z.B. CH₄) retentat- oder permeatseitig wieder aus der Membran ausströmt
- H₂ diffundiert durch die Membran und CH₄ bleibt zurück

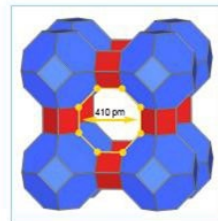


3.2.2 Zeolithe

- Zeolithe: Tektosilikate mit großen Kanälen und Käfigen, die für Einlagerungen von Kationen, Wasser, organischen Molekülen zugänglich sind



Würfelizeolith Faujasit
(FAU)
(Zeolith-X und -Y)



Würfelizeolith LTA
(Linde Typ A)

➤ Beladung mit CO₂

	Zeolithtyp	Dynamische Beladung in m %	Temperatur-entwicklung ΔT
hydrophil	4A	10	90 °C exotherm
	NaMSX	19	80 °C exotherm
	13XBF	11	80 °C exotherm
	NaY	11	40 °C exotherm
hydro-phob	UK8	2	8 °C exotherm
	UZ8	5	20 °C exotherm

➤ Beladung mit CH₄

	Zeolithtyp	Dynamische Beladung in m %	Temperatur-entwicklung ΔT
hydrophil	4A	0	2° C exotherm
	NaMSX	0	3 °C exotherm
	13XBF	0	5 °C exotherm
	NaY	0	3 °C exotherm
hydro-phob	UK8	0	1 °C exotherm
	UZ8	0	4 °C exotherm

4 Zusammenfassung

- Erhöhung des Methananteils in Biogas von 60 Vol% auf 95 Vol%
- Aufbau einer Versuchsanlage mit Versuchsdurchführung und –auswertung
- Katalysatorentwicklung
- Hybridgastrennung mit Zeolithen und mit Membranen
- Versuche zur CH₄-H₂- und CH₄-CO₂-Trennung zeigen gute Trennleistung der Membranen und Zeolithe

SIMULATIONSMODELLE FÜR BATTERIEN UND DIESELMOTOREN ZUR BESTIMMUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ AUF HYBRIDSCHIFFEN

A. Rafoth

Hochschule-Wismar, FB Seefahrt, Richard-Wagner-Str. 31, D-18199 Warnemünde,
Kontakt: axel.rafoth@hs-wismar.de

Schlüsselwörter: Batterie, Dieselgenerator, Simulation, powermanagement, PMS

Zusammenfassung

Um den CO₂ Ausstoß zu verringern werden mehr und mehr Hybrid Systeme eingesetzt. Dies geschieht auch in der Seefahrt, hier sollen sie die Dieselgeneratoren im optimalen Betriebspunkt halten. Die jeweilige Differenz als Lade- oder zusätzliche Antriebsleistung soll von Batterien realisiert werden. Der ökologische und ökonomische Effekt solcher Investitionen muss mit mathematischen Methoden abgeschätzt werden. Dazu werden zum einen Modelle benötigt, die das Betriebsverhalten und den Energieumsatz eines Diesels darstellen zum anderen auch Modelle für das Lade- und Entladeverhalten von Batterien. Diese Arbeit soll für die beiden wesentlichen Komponenten und ein eingesetztes Powermanagement Modellansätze präsentieren, die Design und Betrieb eines diesel-elektrischen Hybridantriebssystems berechenbar machen.

Abstract

In order to reduce CO₂ emissions, more and more hybrid systems are being used. This also happens in the maritime business, here battery systems are investigated to keep the diesel generators in the optimal operating point and to use the respective power difference as a charge current for battery or as additional drive power. The environmental and economic effort of such investments must be estimated using mathematics. This requires models representing both, the operating behavior and energy expenditure of a diesel as well as the charging and discharging behavior of batteries. This paper aims to present approaches to the

design and operation of a diesel-electric hybrid propulsion system for ships for the two key components and applies a power management.

1 Einführung

Die Seefahrt wächst, Schiffe werden größer. Doch sind Schiffe auch mit die größten Erzeuger von Schadstoffen wie, CO₂, Feinstaub und Abgasen. In der heutigen Gesellschaft, in der immer mehr Wert auf Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit gelegt wird, stellt das die Reeder vor die Aufgabe auch ihre Schiffe umweltfreundlicher und nachhaltiger zu bauen.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, gibt es in der Industrie viele Ansätze, unter anderem rüstet man Schiffe mit hybriden E-Antrieben aus. So gibt es Fähren, die sowohl mit Dieselkraftstoff als auch mit in Batteriepacks gespeichertem Strom fahren. Diese Fähren befahren die Häfen mit umweltfreundlichem Strom (möglichst aus regenerativen Quellen) und schalten auf See auf ihre Dieselmotoren um, um die Schadstoffe aus den Häfen fernzuhalten und/oder die Dieselmotoren im optimalen Arbeitspunkt zu fahren.

Sowohl die Lebensdauer die Größe der Batterien aber auch der Preis haben sich stark verbessert. Mit neueren und moderneren Steuergeräten ist auch die Integration in ein vorhandenes Power Management System (PMS) viel einfacher geworden. [1], [6]

Um Vorteile eines integrierten Batteriesystems aufzeigen zu können, wurde eine Simulation mit spezifischen Schiffsdaten erstellt, um Energieberechnungen für verschiedene Schiffe und Routen durchführen zu können. Die Fähren der Fährreederei "Scandlines" hier die Fährverbindung von Rostock nach Gedser sind hybridbetrieben und wurden als Beispiel ausgewählt.

2 Modellbeschreibung

2.1 Entwicklung des Batteriemodells

Als Grundlage für das Batteriemodell dient die Entladekennlinie einer Lithium Ionen Zelle [2], wie in Abbildung 1 gezeigt.

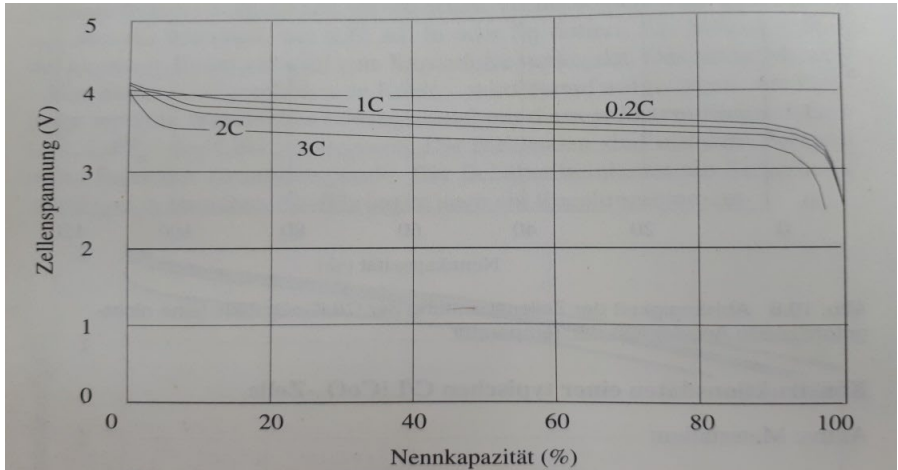


Abbildung 1: Entladecharakteristik einer Li-Ion-Zelle bei verschiedenen Lasten

Bei der Betrachtung der Entladecharakteristik in Abbildung 1 fällt auf, dass man diese, um sie nachzubilden, in drei Abschnitte aufteilen kann. Einen Anfangsteil, in dem die Spannung schnell sinkt, einen Mittelteil, in dem die Zellspannung langsam linear abfällt und einem Schlussteil, in dem die Spannung sehr schnell gegen Null tendiert. Diese Besonderheit wurde zur Erstellung des Batteriemodells genutzt. Das Teilprogramm, welches die Entladung der Batterie darstellt, wurde in drei Unterprogramme aufgeteilt.

Damit das Batteriemodell für verschiedenste Batterien einsetzbar ist, wurde als Modellbasis eine einzelne Zelle angesetzt, die Größe des Lade- und Entladestromes wurde auf den C-Wert normiert.

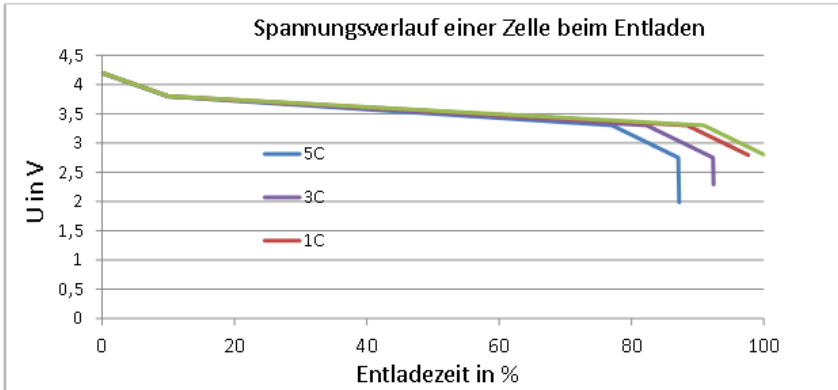


Abbildung 2: Entladecharakteristik des MATLAB Programmes

Bei Entladung oder Ladung mit 1C muss die Batterie innerhalb einer Stunde ge- oder entladen sein. Für dieses Modell werden Daten der Batteriemodule von Corvus Energy [3] verwendet, welche auch auf der Scandlines Fähre M/F Berlin verbaut sind. Das Laden funktioniert mit umgekehrter Charakteristik, eine Unterscheidung der Spannungslevel für Laden und Entladen gibt es nicht, ebenso fehlt der Innenwiderstand der bei hohen C-Werten zu einer geringeren Ausgangsspannung (und damit zu Wirkungsgradverlusten) führt. Die Kurven in Abbildung 1 sind Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Entladeströmen wie sie vom Programm linear nachgebildet wird, in Abhängigkeit vom C-Wert. Der C-Wert ist das Verhältnis von Entladestrom zu Batteriekapazität. Ein Ladestrom von 1 C bedeutet, dass die Batterie in einer Stunde ge- oder entladen ist.

Für die Anwendungen werden diese Li-Ion-Zellen zu Batteriemodulen zusammengefasst. 12 Zellen ergeben eine Modulnennspannung von 50,4V. Diese werden weiter zu Batteriepacks zusammengenommen, um die jeweils benötigte Spannung und Kapazität zu erreichen. Es gibt keinen Laderegler, die Differenz zwischen Antriebs- und Dieselleistung wird über die Batterie gedeckt.

2.2 Erarbeitung des Fahrprofiles

Zur Erarbeitung von zwei Fahrprofilen wurde eine Fährverbindung gewählt: Rostock - Gedser mit den Schiffen M/F Berlin und M/F Copenhagen. Um das Fahrprofil nachzubilden, wurden aus dem Fahrplan und der Internetseite www.marinetraffic.com Fahrdaten beschafft. [4].

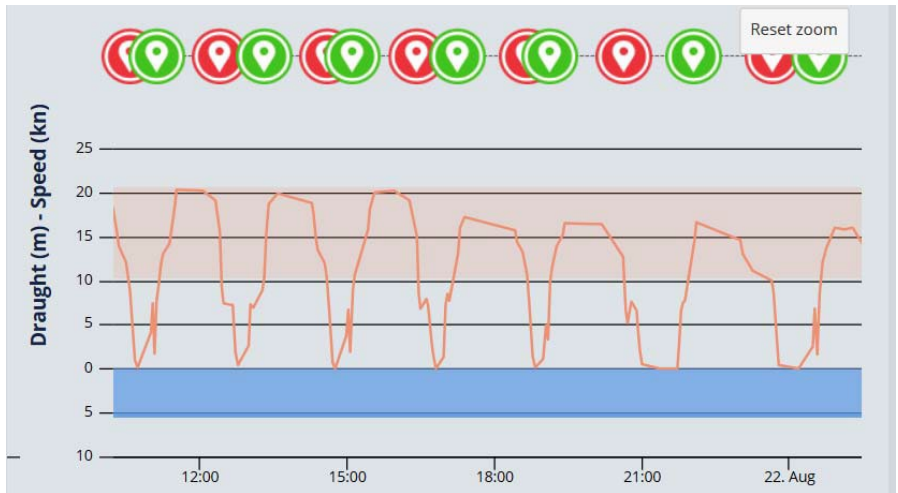


Abbildung 3: Originales Fahrprofil der M/F Berlin

In Abbildung 3 ist als Beispiel der Geschwindigkeitsverlauf der Fähre M/F Berlin über 8h dargestellt. Die grünen Marker sind die Abfahrtszeitpunkte und die roten Marker die Ankunftszeitpunkte im Zielhafen. Die theoretischen Zeiten aus dem Fahrplan wären beginnend in Rostock (M/F Kopenhagen): R:04:00, G:07:00 R:9:00, G:11:00, R:13:00, G:15:00, R:17:00, G:19:00,....

Aus diesem Zahlen lässt sich für die Erstellung eines beispielhaften Fahrprofils schließen: Die Geschwindigkeit während des Manövers beträgt, passend zur Geschwindigkeitsbegrenzung im Hafen Rostock zirka 6 Knoten.

- Ausfahrt Hafen Rostock 2,4sm@ 6kn, → 20min,
- Einfahrt Gedser 2sm verringerte Geschwindigkeit, 8kn → 15Min, die Strecke auf See 24sm,
- Warnemünde Ausfahrt, 2h - 35Min = 1,41h -0,25h Be- und Entladen → $v/s/t$ 24sm/1,16 = 20,57kn.

Mit dem folgenden Diagramm kann dann auf die benötigte Antriebsleistung geschlossen werden. Aus Berechnungsgründen wurden im Modell alle Abfahrten um 3h vorverlegt.

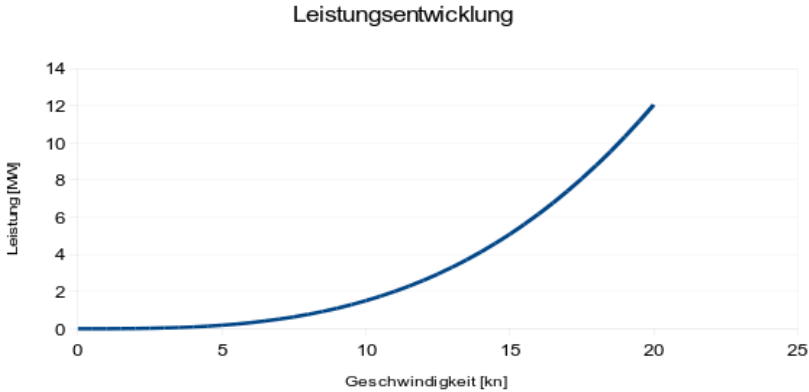


Abbildung 4: Benötigte Antriebsleistung in Abhängigkeit zur Schiffsgeschwindigkeit

2.3 Zusammenstellung des Bordnetzes mit PMS

An das Powermanagement System (PMS) werden ja nach Schiffseinsatz sehr unterschiedliche Anforderungen gestellt. Für eine Fähre mit der Aufgabe im Hafen ohne Diesel zu fahren müssen Hafenbetrieb die diese abgeschaltet und alle Verbraucher aus der Batterie versorgt werden. Im Seemode muss die überschüssige Energie der Diesel zum Laden der Batterie verwendet werden, jedoch darf nach Vorlagen der Batterie dieser nicht als Antriebs Energiequelle verwendet werden.

Wenn sich das Schiff auf offener See befindet und der Modus auf Laden umgeschaltet ist, wird die benötigte Leistung durch die Stromerzeuger gedeckt. Um aus der Geschwindigkeit des Fahrprofils die notwendige Antriebsleistung zu erhalten muss zuerst ein Fahrprofil des Schiffes erstellt werden. Weil der Leistungsbedarf und die Geschwindigkeit kubisch zusammenhängen [5] kann eine Berechnungskonstante c_n errechnet werden.

$$c_n = \frac{P_{ges} - P_{grund}}{Gesch_{max}^3} \quad (I)$$

$$P_{Ant} = Gesch_3^3 \times c_n \quad (II)$$

Da nicht die gesamte Leistung für den Antrieb des Schiffes verwendet wird und es weitere Verbraucher gibt, werden allg. 10% der maximalen Leistung als antriebsunabhängige Grundlast deklariert (Klima, Beleuchtung, Hilfssysteme). Die Leistung von bekannten Großverbrauchern an Bord (Seewasserpumpen, Scrubber...) wird dann ebenfalls von der maximal verfügbaren Leistung abgezogen. Die Wirkungsgrade für Inverter und Trafo des Batteriesystems wurden mit 1 angenommen, da es hier um den Unterschied des Verbrauches bei verschiedenen AP geht. Hierzu wird die Anzahl der benötigten Dieselgeneratoren unter Aufrunden berechnet:

$$n_{Diesel} = \frac{P - Last}{opt_{AP} \cdot P_{ein_Diesel}} \quad (III)$$

Die optimale Leistung des Stromerzeugers ergibt sich aus dem optimalen Betriebspunkt, bei dem der Ausstoß an Abgasen minimal ist. Für diese Berechnung wird als optimaler Betriebspunkt der Punkt bei 90% der Maximalleistung angenommen. Die fehlende/überschüssige Energie wird genutzt um die Batterien wieder zu laden.

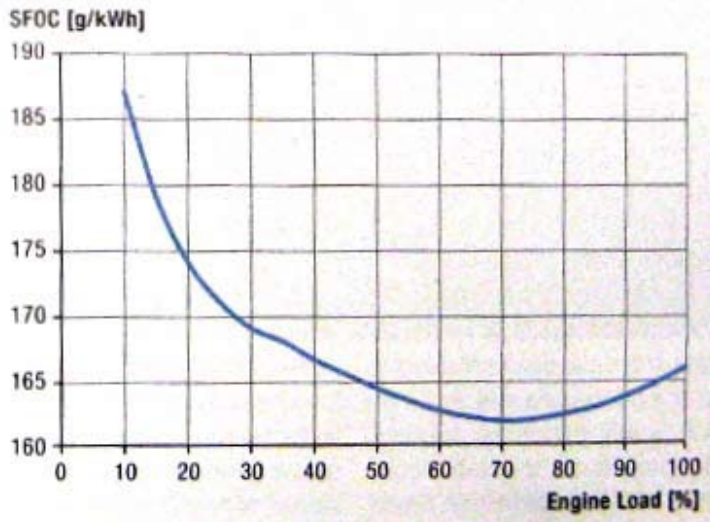


Abbildung 5: Quelle MAN Diesel Facts 1/2017

Das PMS würde im Seebetrieb immer die sich aus der Antriebsleistung ergebende aufgerundete Anzahl der Diesel einschalten. Mit der zusätzlich vorhandenen Energie wird die Batterie geladen, wenn sie dann voll ist laufen die Generatoren nicht mehr ganz optimal. Das ist für Fähren, die im Hafen elektrisch fahren sollten, nicht anders möglich, da ansonsten kurz vor dem Hafen die Batterie leer sein könnte.

Hier könnte nach dem Laden der Batterie auf See die Leistung der Fähre, (möglich über ein bekanntes Fahrprofil) angepasst werden. Dies wird aus dem Blickwinkel der Antriebsenergie nicht das Minimum sein, da die dann notwendige höhere Geschwindigkeit über die 3. Potenz der Antriebsleistung ungleich mehr Kraftstoff erfordert.

Alternativ würde auf Schiffen mit langer Fahrt das PMS im Leistungsbereich zwischen 70 und 100% suboptimal gefahren werden. Mit Hybridsystem kann das PMS „spielen“, indem die Aggregateanzahl +/- eins schwanken lässt und die jeweilige Leistungsdifferenz als Ladung oder Entladung über die Batterie aufgenommen oder bereitgestellt wird.

3 Programmbeschreibung

Das Programm wurde mit MATLAB Simulink erstellt. Es berechnet die Veränderung der Batteriespannung pro Schritt 1/sec.

3.1 Initialisierungsteil

Im Initialisierungsteil werden die Grunddaten der Lithium Ionen Zelle und der Batterie wie die minimalen und maximalen Spannungen sowie die maximale Lade- und Entladerate [3] eingegeben. Für die Batterie kann über eine Startspannung in einen vorgegebenen Ladezustand eingestellt werden. In einer Routenspezifischen Initialisierung werden die Grunddaten des Batteriepacks und das Fahrprofil der jeweiligen Fähre aufgenommen.

3.2 Fahrprofil / Leistungsbedarf

Zur Erzeugung des Fahrprofils werden eine Zeitrampe und Vergleicher verwendet. Die Höhe des Pulses als Ergebnis des Vergleiches beträgt die angenommene Geschwindigkeit der Fähre im

Manöver. Für die Zeit auf offener See wird die Differenz aus der Fahrgeschwindigkeit auf offener See und im Manöver addiert. Wenn sich das Schiff im Hafenmode befindet, wird die Anzahl der benötigten Stromerzeuger auf null gesetzt. Befindet sich das Schiff nicht im Hafenmode, werden mehr Stromerzeuger benötigt, um sowohl die nötige Energie für den Schiffsbetrieb zur Verfügung zu stellen, als auch um die Batterie wieder zu laden.

Der Antriebsleistungsbedarf wird dann um die Grundlast erhöht, die Generatorsatzspezifischen Großverbraucher (Scrubber...) werden nur zum Leistungsbedarf hinzugerechnet, wenn die jeweiligen Stromerzeuger auch aktiv sind. Die Diesel werden mit einem energetischen Modell berechnet, das einen maximalen Wirkungsgrad bei 80% Auslastung hat (Abbildung 5). Darunter und darüber verschlechtert er sich was zu einem höheren Verbrauch führt.

3.3. Batteriesystem und Batteriemangement

Durch Laden/Entladen mit einem 1C basierten Strom würde nach 3600 Sekunden die Batterie voll sein, die soll einer Spannungsänderung des Verlaufes von Abbildung 1 entsprechen. Somit wird zur Spannung des letzten Rechenschrittes eine kleine Spannungsdifferenz addiert.

$$U_{neu} = \frac{I_{Ent} \times Spanne}{Schritte} + U_{akt} \quad (IV)$$

Ausgangsgrößen des Batterie-Unterprogramms sind die neue Batteriespannung und ein Fehlermerker, der bei Unterschreitung einer minimalen Batteriespannung auf null gesetzt wird, um das Programm zu beenden. [7].

Die Knickpunkte, an denen zwischen Laden und Entladen der Batterie umgeschaltet wird, sind die obere Grenzspannung und die Entladeknickspannung der Zelle. Durch eine Bewertung des Stromes in der Zelle mit dem C-Wert der eine 10-20%ige Kapazitätsreduktion (je nach Datenblatt) bewirkt, wird die C-Abhängigkeit der Kapazität dargestellt. Das Entladen auf See wird durch die Steuerung für die untersuchte Linie verhindert.

4 Ergebnisse

Für eine Überfahrt von Rostock nach Gedser werden die Leistungen mit dem Programm genauer aufgeschlüsselt. Die simulierte Zeit beträgt knapp 24h. Die Geschwindigkeitsänderungen werden als einfache Sprünge visualisiert, um den Rechenaufwand gering zu halten. Der Verlauf der Fahrmodi und Geschwindigkeiten abgeleitet aus dem Fahrplan ist in Abbildung 6 zu sehen.

Die Batterie-Leistung ist die Differenz aus Antriebsleistung plus benötigter antriebsunabhängiger Last und der durch die Dieselaggregate bereitgestellten Leistung. Dividiert diese durch die aktuelle Batteriepakkspannung ergibt sich der Lade-/Entladestrom, der bei Aufladung mit steigender Spannung fällt. Die gelbe Kurve stellt die Batteriespannung dar und belegt, dass ein dieselloser Hafenbetrieb möglich wäre. Die Vollladung auf See kann aber nur sichergestellt werden, wenn durch die Wahl der richtigen Geschwindigkeit auf See und die sich damit ergebende Anzahl der Diesel eine ausreichende (Lade-) Leistung gewährleistet werden kann.

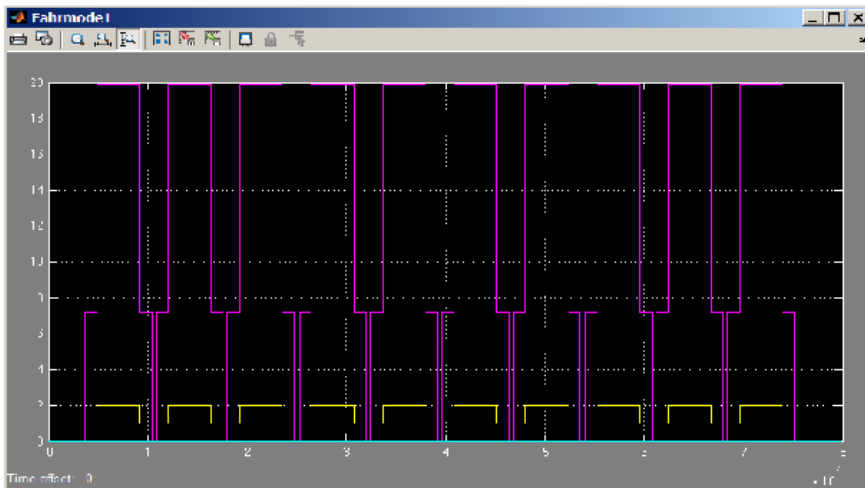


Abbildung 6: Nachgebildetes Fahrprofil der M/F Berlin
Gelb: Fahrmode, Magenta Sollgeschwindigkeit.

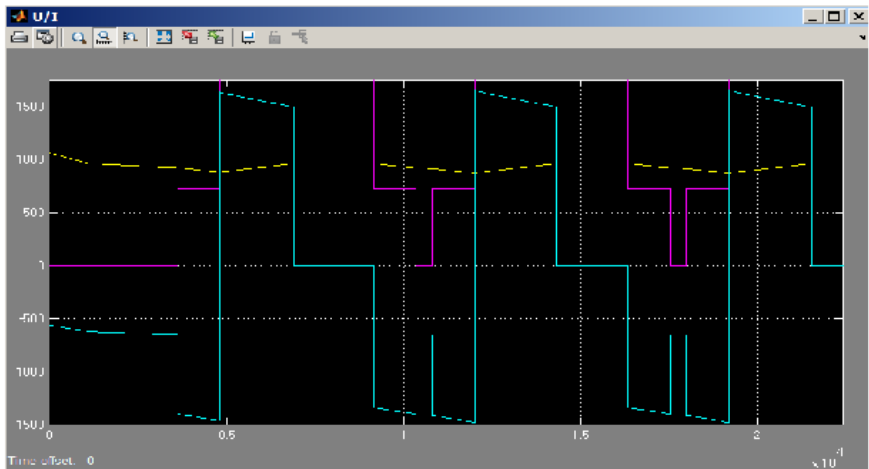


Abbildung 7: Gelb: U-Batterie, pink: Fahrer-geschwindigkeit in kn (skaliert *100)
Türkis: Ladestrom [A].

Bei alternativ zu untersuchenden Langstreckenfahrten könnte statt des suboptimalen Betriebes, dass das PMS den Diesel stets im optimalen Arbeitspunkt zu halten. Dies würde durch ein zyklisches Ab- und Zuschalten eines Diesels realisiert werden. Für die Bewertung kann der Verbrauch auf integriert werden, was einen Vergleich der auf der Strecke angewendeten PMS Modi (konventionell oder mit Hybridsystem im optimalen Punkt) und damit eine Abschätzung der zu erzielenden Einsparungen erlaubt.

5 Zusammenfassung und Schlussbetrachtung

Diese Simulation hat gezeigt, dass sich durch den Einbau von Batteriespeichern und die gute Betriebsführung der Batterien der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid und anderen Abgasen im Hafen und auf See reduzieren lassen. Bei der untersuchten Fährlinie konnte durch die Optimierung der Batteriedauer die Einschaltzeit der Dieselaggregate verringert werden. Der Hafenbetrieb ohne Verbrennungskraftmaschinen ist möglich.

Das vorgestellte Simulationsmodell lässt sich nicht nur zur Optimierung des PMS von Hybridschiffen auf vorhandenen Routen und Schiffen verwenden, sondern kann auch zur Dimensionierung der Komponenten (z.B. Speichergröße, -leistung) in Neubauten genutzt werden.

Abschließend kann man sagen, dass die Hybridtechnik eine mögliche Technik der Zukunft ist. Die Schifffahrtsindustrie kann den gesellschaftlichen Zwängen zur Verringerung von fossilen Brennstoffen nicht entgehen. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass diese Einsparungen im %-Bereich wissenschaftlich interessant sind. Sie werden aber mit Blick auf die globalen Erfordernisse in den nächsten 40-80 Jahren bei weitem nicht ausreichen [8], zumal die Einsparungen an CO₂ in den Bezug zu den Herstellungsaufwendungen der Batterien und aller zugehörigen Systemkomponenten gesetzt werden müssten. Verbessern ließe sich die Bilanz durch den Einsatz von regenerativer Energie als Ladestromquelle im Hafen was zu einer Art Segelschifffahrt zurückführen würde.

6 Literaturverzeichnis und Internetquellen

- [1] Bartels, Till (2018): Schluss mit Schweröl. Wenn Kreuzfahrtschiffe keine Dreckschleudern mehr sind. Zugriff auf: <https://www.stern.de/reise/service/kreuzfahrt-der-zukunft--greencruising-statt-dreckschleuder-7590294.html>, am: 17.07.2018
- [2] Halaczek, Thaddäus L. & Radecke, Hans D. (1996): Batterien und Ladekonzepte. Lithium-Ionen, Nickel-Cadmium, Nickel-Metall-Hybrid-Akkus, Goldkondensatoren, Ladetechnik, Herstellerübersicht. Feldkirchen: Franzis
- [3] Corvus Energy (2017): World's First All-Electric Car Ferry. Zugriff auf: <http://corvusenergy.com/marine-project/mf-ampere-ferry/>, am: 15.04.2018
- [4] Scandlines (2018): Fahrpläne & Tarife nach Dänemark und Schweden. 2. Aufl. Zugriff auf: <https://www.scandlines.de/kunden-service/kataloge>, am: 18.02.2018,
- [5] Müller, Rainer (o.J.): Eine Formel in vielen Kontexten. Fermi-Probleme zum Strömungswiderstand. Zugriff auf: <https://www.tu-braunschweig.de/Medien-DB/ifdnphysik/leistung.pdf>, am: 26.06.2018
- [6] TU HH Harburg „Hybride Antriebsanlagen mit Verstellpropellern“, oder „Entwicklung alternativer Antriebskonzepte für Schiffe“
- [7] HS-Wismar Thietmar Leistner „Betriebsführung für Batteriespeicher auf Schiffen mit Hybridantrieb“
- [8] <https://www.freitag.de/autoren/der-freitag/der-planet-schlaegt-zurueck>

ENTWICKLUNG EINES SCROLLEXPANDERS AUS KUNSTSTOFF FÜR NIEDERTEMPERATUR ORC-ANLAGEN

Rio M. Rathje*, Thomas Link, Christopher Senge

Institut für Regenerative Energietechnik., Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4,
99734 Nordhausen , * Kontakt: rathje@hs-nordhausen.de, Tel.: 03631 420-832

Abstract

Im Bereich der Abwärmenutzung bietet die Rückverstromung eine effektive Möglichkeit die Energie in hoch-exergetischer Form nutzbar zu machen, wenn in unmittelbarer Nähe kein Wärmebedarf besteht. Für die Umwandlung werden häufig ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) eingesetzt, da die verwendeten organischen Arbeitsmedien bei niedrigeren Temperaturen verdampfen als Wasser in einem Dampfkreisprozess. In ORC-Prozessen mit niedrigen Temperaturen und geringen Leistungen zeigen Scrollexpander ein Wirkungsgradpotenzial, das über den vergleichbareren Technologien liegt. Die Entwicklung eines kostengünstigen Scrollexpanders kann zur vermehrten Installation von Abwärmenutzungsanlagen führen, da die Anlagenkosten im Wesentlichen von den Kosten des Expanders abhängen.

Im Folgenden wird der Entwicklungsprozess eines Scrollexpanders aus Kunststoff für Niedertemperatur-ORC-Anlagen vorgestellt. Um den Expander zu dimensionieren, erfolgt eine Analyse einer Wärmequelle und der technischen Eigenschaften des eingesetzten Werkstoffs, gefolgt von der Auslegung des Kreisprozesses. Mit Berücksichtigung von sich verändernden Umgebungstemperaturen und zur Verfügung stehenden Wärmeangebot wird die Geometrie optimiert und mithilfe numerischer Simulationen auf Festigkeit untersucht.

1 Einleitung

In Deutschland werden ca. 300 Mio. t CO₂ jährlich¹ von stromerzeugenden Anlagen emittiert [1], wobei die Reduktion von Treibhausgasen ein politisches Ziel ist [2, 3, 4]. Gleichzeitig besteht nach einer Studie des IZES [5] ein theoretisches Abwärmepotential von 225 TWh pro Jahr mit nutzbarer Wärme in Deutschland². Abhängig von den (industriellen) Prozessen fällt Wärme in unterschiedlichen Mengen und auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an, die in unterschiedlichen Formen genutzt werden kann [ebd.]. Durch Wärmerückgewinnung kann der Einsatz von Primärenergie und damit die Treibhausgasemission reduziert werden.

Bei der Wärmerückgewinnung können ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) eingesetzt werden, die ähnlich wie im Dampfkreisprozess die Wärme in elektrische Energie wandeln. Bei niedrigeren Temperaturen erreicht eine ORC-Anlagen mit den eingesetzten organischen Arbeitsmedien höhere Wirkungsgrade als ein Dampfkreisprozess mit Wasser, wodurch ORC-Anlagen Wärmequellen mit niedrigeren Temperaturen nutzen können. Wie der Carnot-Wirkungsgrad beschreibt, gibt das Temperaturniveau der Wärmequelle und die nötige Wärmesenke die Grenze der Effizienz zur Umwandlung vor. ORC-Anlagen, die auf einem niedrigen Temperaturniveau von bspw. 70 – 90 °C arbeiten und als Wärmesenke die Umgebungsluft verwenden, müssen daher größere Wärmemengen aufnehmen und durchleiten um die gleiche elektrische Energiemenge zu produzieren wie Hochtemperaturdampfkreisläufe. Die größeren Energiemengen führen zu größeren Teilkomponenten, die wiederum zu höheren Investitionskosten führen. Tocci [7] ermittelt für den wirtschaftlichen Betrieb spezifische Kosten für Klein-ORC-Anlagen in den Leistungsbereichen 1 bis 10 kW_{el} und 10 bis 100 kW_{el} von 3500 €/kW_{el} und 2500 €/kW_{el}. Neben dem Rückkühler/Kondensator stellt die Expansionsmaschine eine der Hauptkostenelemente dar [7, 8]. Um Investitionshemmnisse abzubauen wird in einem kooperativen Projekt eine kostengünstige Expansionsmaschine entwickelt.

¹ Vorläufiger Wert von Kohlenstoffdioxidemissionen durch Stromerzeugung aus dem Jahr 2016

² Brückner [6] kommt auf ein gesichertes Aufkommen von 63 TWh/a nutzbare Abwärme durch industrielle Prozesse in Deutschland und beschreibt damit nach eigener Aussage die untere Grenze des Abwärmepotentials.

Tabelle 1: Nomenklatur

P	Leistung in kW, W	Kon	Kondensator
S	Konstruktionspunkt der Scrollspirale	P	Pumpe
T	Temperatur in °C	Schluck	Schluckvolumen
V	Volumen in cm ³	SC	Unterkühlung (subcooling)
\dot{V}	Volumenstrom in m ³ /s	SH	Überhitzung (superheated)
d	Durchmesser in m, mm	V	Volumen
e	Wandstärke der Spirale in mm	Varp	Verdampfer
h	Enthalpie in kJ/kg	a	außen
k	Nummerierung der Berührungspunkte beider Scrollspiralen	b	Basis
m	Massenstrom im ORC-Prozess in kg/s	fi	feststehen, innen
n	Drehzahl in s ⁻¹ , min ⁻¹	fo	feststehen, außen
p	Druck in bar, kPa	i0	Abstand zwischen innerer und äußerer Evolvente
r	Radius in m, mm	in	Eintritt in den Expander
v	Spezifisches Volumen in m ³ /kg	is	Beginn, innen
x	Koordinaten vom Konstruktionspunkt der Scrollspirale	k	k-ter Berührungspunkte der Scrollspiralen
y	Koordinaten vom Konstruktionspunkt der Scrollspirale	max	maximal
Φ	Verhältnis	mi	mobile/orbitierende Scrollspirale, innen
α	ganzahlige Division von $\phi_{max} / 2\pi$	mo	mobile/orbitierende Scrollspirale, außen
ϕ	Wicklungswinkel der Scrollspirale in rad	o	Orbit
θ	Position auf einer Kreisbahn in rad	os	Beginn, außen
<i>Index</i>		out	Austritt aus dem Expander
C	Kontaktpunkt	p	Druck
Exp	Expander	s	isentrope Zustandsänderung
		v	isochore Zustandsänderung

2 Der Scrollexpander

Der Scrollexpander ist eine volumetrische Kraftmaschine und wird bei kleinen ORC-Anlagen häufig eingesetzt da diese Expanderform im Vergleich zu anderen Bauformen das größte Wirkungsgradpotential im Leistungsbereich 1 bis 25 kW aufweist [9]. In verschiedenen Forschungsprojekten wurden Scrollkompressoren zu Expandern umgebaut, da diese eine weite Verbreitung haben und vergleichsweise kostengünstig sind [10, 11]. Die Bauform besteht aus zwei Evolventen, die um 180° verdreht sind. Eine der Scrollspiralen ist feststehend, die andere Scrollspirale ist leicht versetzt und orbitiert in einem festgelegten Radius um den Mittelpunkt der feststehenden Scrollspirale. Im Zwischenraum zwischen den Scrollspiralen bilden sich Kammern. Durch die Bewegung verändert sich das Volumen einer abgeschlossenen Kammer (vgl. Abbildung 1), welches sich je nach Drehrichtung verkleinert oder vergrößert. Beim Scrollexpander befindet sich der Einlass in der Mitte und der Auslass definiert sich durch die Enden der Scrollspiralen.

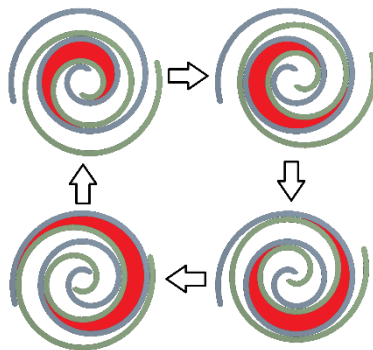


Abbildung 1: Bewegungsablauf – Scrollexpander
rot: expandierendes Kammervolumen

2.1 Berechnung der Scrollspiralen

Die Konstruktion der Scrollspiralen wird in der Literatur [12] für Scrollkompressoren eingehend beschrieben. Im Folgenden werden die geometrischen Beziehungen der Scrollspiralen sowie die Berechnung der Kammervolumina vorgestellt, da diese maßgebend für die Entwicklung des Expanders sind.

In der Gleichung (2.1) wird die äußere Wand der feststehenden Spirale beschrieben. Die Spirale besitzt im Zentrum einen Startradius r_b welcher mit zunehmenden Umdrehungswinkel φ größer wird. Dadurch bildet sich eine Evolvente. Die Winkel φ_{os} und φ_{is} entsprechen den Startwinkeln für die äußere bzw. innere Wand der Spirale. Die Variable φ_{max} entspricht dem Winkel am Ende der Scrollspirale. Die innere Evolvente wird zudem mit dem Winkel φ_{i0} verrechnet, um einen festen Abstand zwischen den beiden Scrollspiralen einzustellen (Gleichung (2.2)).

$$\forall \varphi \in I_{fo} = [\varphi_{os}, \varphi_{max}]$$

$$S_{fo} \begin{cases} x_{fo}(\varphi) = r_b(\cos \varphi + \varphi \sin \varphi) \\ y_{fo}(\varphi) = r_b(\sin \varphi - \varphi \cos \varphi) \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\forall \varphi \in I_{fi} = [\varphi_{is} - \varphi_{i0}, \varphi_{max} - \varphi_{i0}]$$

$$S_{fi} \begin{cases} x_{fi}(\varphi) = r_b(\cos(\varphi + \varphi_{i0}) + \varphi \sin(\varphi + \varphi_{i0})) \\ y_{fi}(\varphi) = r_b(\sin(\varphi + \varphi_{i0}) - \varphi \cos(\varphi + \varphi_{i0})) \end{cases} \quad (2.2)$$

Die Wandstärke e lässt sich mit der folgenden Gleichung berechnen.

$$e = r_b \varphi_{i0} \quad \text{mit } \varphi_{i0} > 0 \quad (2.3)$$

In Abbildung sind die Wände der feststehenden Spirale abgebildet. Hierfür wurden die Parameter aus Tabelle 1 verwendet. Die Beschreibung, wie die beiden Scrollspiralen mit einem Teilkreis geschlossen werden können, kann [12] entnommen werden.

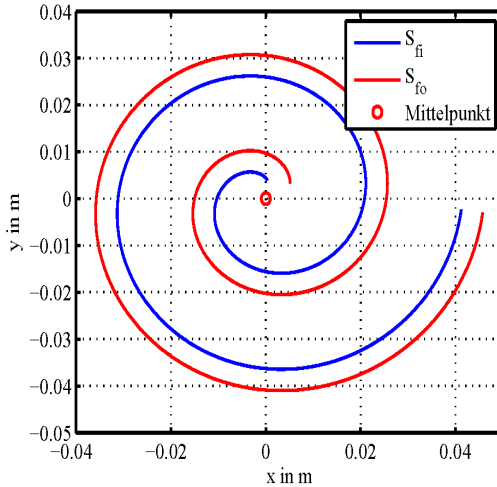


Abbildung 2: Die Scrollspiralen ergeben sich durch die Anwendung der Gleichungen (2.1) und (2.2) unter Verwendung der Parameter nach Tabelle 2. Der Mittelpunkt ist rot markiert.

Tabelle 1: Parameter für die Spirale in Abbildung 2

Größe	Wert	Einheit
r_b	3,264	mm
φ_{is}	2,1	rad
φ_{i0}	1,3971	rad
φ_{os}	1,57	rad
φ_{max}	14	rad

Die Beschreibung der bewegliche Spirale wird ebenfalls in eine äußere und eine innere Wand aufgeteilt. In den Gleichungen (2.5) und (2.6) wird der Winkel um π erweitert, um die Verschiebung um 180° zu erreichen. Zudem befindet sich der Mittelpunkt der beweglichen Spirale auf einem Orbit um den Mittelpunkt der feststehenden Spirale. Der Radius dieser Kreisbahn r_o wird durch Gleichung (2.4) beschrieben. Die aktuelle Position auf dieser Kreisbahn wird mit dem Winkel θ ($\theta \in]0, 2\pi[$) definiert. Dieser wird zudem mit einem Offsetwinkel $3\pi/2$ erweitert.

$$r_o = r_b(\pi - \varphi_{i0}) \quad \text{mit } 0 < \varphi_{i0} < \pi \text{ und } r_b > 0 \quad (2.4)$$

$$\forall \varphi \in \mathbf{I}_{m0} = [\varphi_{os}, \varphi_{max}]$$

$$S_{mo} \begin{cases} x_{mo}(\varphi, \theta) = r_b(\cos(\varphi + \pi) + \varphi \sin(\varphi + \pi)) + r_o \cos(\theta + 3\pi/2) \\ y_{mo}(\varphi, \theta) = r_b(\sin(\varphi + \pi) - \varphi \cos(\varphi + \pi)) + r_o \sin(\theta + 3\pi/2) \end{cases} \quad (2.5)$$

$$\forall \varphi \in I_{mi} = [\varphi_{is} - \varphi_{i0}, \varphi_{max} - \varphi_{i0}]$$

$$S_{mi} \begin{cases} x_{mi}(\varphi, \theta) = r_b(\cos(\varphi + \varphi_{i0} + \pi) + \varphi \sin(\varphi + \varphi_{i0} + \pi)) + r_o \cos(\theta + 3\pi/2) \\ y_{mi}(\varphi, \theta) = r_b(\sin(\varphi + \varphi_{i0} + \pi) - \varphi \cos(\varphi + \varphi_{i0} + \pi)) + r_o \sin(\theta + 3\pi/2) \end{cases} \quad (2.6)$$

Durch die Kreisbewegung der beweglichen Spirale kommt es zu Berührungen mit der festen Spirale. Die Berechnung dieser Punkte, welche als Winkel angegeben werden, ist wichtig um die Volumen der einzelnen Kammern zu ermitteln. Mit der Variable k werden die Berührungspunkte und Kammern entsprechend ganzzahlig von 1 bis α durchnummeriert. Dabei ist α die ganzzahlige Division von ϕ_{max} und 2π .

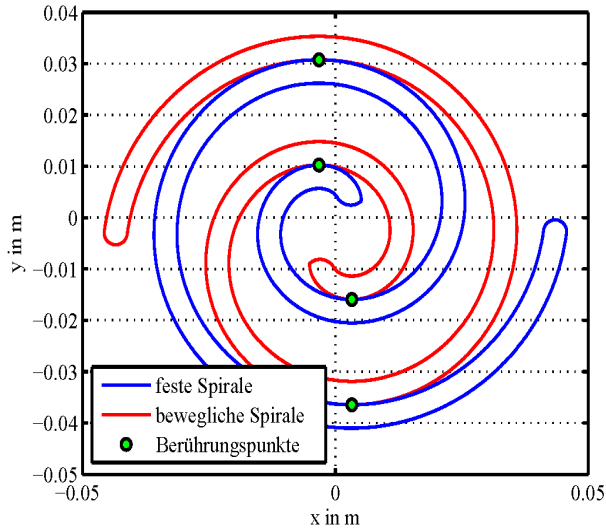


Abbildung 3: Berührungspunkte zwischen den beiden Scrollspiralen. Die Verwendeten Parameter sind in Tabelle 2 festgelegt

Der sogenannte Berührungswinkel ϕ_{cfimo} wird einmal für die innere, feststehende Spirale (fi) und einmal für die äußere, bewegliche Spirale (mo) berechnet. Die folgende Gleichung (2.7) ermittelt den Berührungswinkel auf der festen inneren Evolvente.

$$\varphi_{cfimo-fi,k} = \theta - \varphi_{i0} + 2k\pi \quad (2.7)$$

Entsprechend wird der Berührungswinkel auf der äußeren beweglichen Spirale wie folgt berechnet.

$$\varphi_{Cfimo-mo,k} = \theta - \pi + 2k\pi \quad (2.8)$$

Um das Volumen einer Kammer zu ermitteln wird zunächst die Fläche einer Kammer ermittelt.

$$\begin{aligned} S_{fi,mo,k}(\theta) &= \frac{1}{2} \int_{\varphi_{Cfimo-fi,k}}^{\varphi_{Cfimo-fi,k+1}} \left(x_{fi} \frac{dy_{fi}}{d\varphi} - y_{fi} \frac{dx_{fi}}{d\varphi} \right) d\varphi \\ &\quad - \frac{1}{2} \int_{\varphi_{Cfimo-mo,k}}^{\varphi_{Cfimo-mo,k+1}} \left(x_{mo} \frac{dy_{mo}}{d\varphi} - y_{mo} \frac{dx_{mo}}{d\varphi} \right) d\varphi \\ &= \pi r_b^2 (\pi - \varphi_{i0}) (4k\pi - 3\pi + 2\theta - \varphi_{i0}) \end{aligned} \quad (2.9)$$

Die Fläche wird mit der Spiralhöhe h multipliziert, um das Volumen zu berechnen. Da die Kammern immer als paar auftreten ergibt sich zur Berechnung des Volumens folgende Gleichung.

$$V_{fi,mo,k}(\theta) = 2h\pi r_b^2 (\pi - \varphi_{i0}) (4k\pi - 3\pi + 2\theta - \varphi_{i0}) \quad (2.10)$$

2.2 Volumen- und Druckverhältnis

Die charakterisierenden Größen für einen Scrollexpander sind das Schluckvolumen und das Volumenverhältnis. Das Schluckvolumen ist das Einlassvolumen und ergibt sich aus dem Volumen, welches im Zentrum die erste geschlossene Kammer bildet. Das Auslassvolumen entspricht dem Volumen der Kammer, die sich kurz vor dem Öffnen bildet. Das Verhältnis zwischen Auslass- und Schluckvolumen ergibt das Volumenverhältnis Φ_V (Gleichung (2.11)). Das Schluckvolumen, das Volumenverhältnis, sowie die Höhe und die Dicke der Spiralwände sind maßgebend für den Außendurchmesser der Scrollspiralen. Mit der Expansion stellt sich in Abhängigkeit des Volumenverhältnisses ein entsprechender Druck in der Auslasskammer ein, wodurch sich das Druckverhältnis (Gleichung (2.12)) ergibt.

$$\Phi_V = \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (2.11)$$

$$\Phi_p = \frac{p_{in}}{p_{out}} \quad (2.12)$$

Der Druck hinter dem Expander im Kreisprozess wird durch die Kondensationstemperatur beeinflusst. Dieser Kondensationsdruck hat einen direkten Einfluss auf die Arbeit des Scrollexpanders. Ist der Kondensationsdruck niedriger als der Auslassdruck im Expander, kommt es beim Öffnen der Kammer zur Nachexpansion. Da das Arbeitsmedium nicht genügend expandiert wurde, wird auch von *Unterexpansion* gesprochen. Der Expander arbeitet in diesem Fall gegen einen niedrigeren Druck und kann dadurch eine größere Leistung abgeben als bei einer Expansion auf den Auslegungsdruck. Dies ist jedoch weniger effizient.

Ist der Kondensationsdruck höher als der Auslassdruck erfolgt beim Öffnen des Auslasses eine Rekompresseion des Arbeitsmediums. Das Arbeitsmedium wurde zuvor gegen den Kondensationsdruck im Expander *überexpandiert*, wofür eine gewisse Arbeit aus dem Expansionsprozess entnommen wird.

2.3 Materialeigenschaften

Für die Herstellung des Scrollexpanders standen zunächst zwei Materialien zur Auswahl: PA6 G (Gusspolyamid 6) und PEEK (Polyetheretherketon). In der Tabelle 3 sind die Materialeigenschaften im Vergleich zu Baustahl dargestellt. Trotz der höheren Stabilität des Werkstoffs: PEEK fiel die Wahl auf den Werkstoff: PA6 G, da dieser um den Faktor 10 [13] günstiger ist als PEEK. Die für die Fertigung zur Verfügung stehenden Werkzeugmaschinen begrenzen den Bauraum und damit der Durchmesser für die Scrollspiralen auf 500 mm. Um den Werkstoff vor zu großen Belastungen zu schützen wurden im ORC-Prozess für den Scrollexpander eine Maximaltemperatur von 70°C, ein Maximaldruck von 14 bar(a) und eine maximale Drehzahl von 3600 min⁻¹ festgelegt.

Tabelle 3: Materialeigenschaften

Eigenschaften	Einheit	PA6G ³	PEEK ⁴	stainless steel
Dichte	g/cm ³	1,15	1,31	7,85
Druck-E-Modul	MPa	2.800	3.400	210.000
Zug-E-Modul	MPa	3.200	4.200	210.000
Querkontraktionszahl	-	0,42	0,38	0,3
Druckfestigkeit	MPa	22	23	460
Zugfestigkeit	MPa	82	116	460
Temp.ausdehnungskoeff.	K ⁻¹	11 · 10 ⁻⁵		1,2 · 10 ⁻⁵
Temperaturbeständigkeit				
-kurzeitig	°C	170	260	
-dauernd	°C	100	300	
Schmelztemperatur	°C	220	341	
Wärmeleitfähigkeit	W/(m·K)	0,23	0,27	

3 Thermodynamische Auslegung

Im konkreten Fall wurde eine ORC-Anlage designt, deren Wärmequelle eine CO₂-Kälteanlage ist. Das Enthitzen des Kohlenstoffdioxids in der Kälteanlage erfolgt überkritisch bei einem Druck zwischen 85 bar und 98 bar. Der hohe Kompressionsdruck wird benötigt um die Wärme über Rückkühlungsanlagen an die Umgebung abgeben zu können. Die Temperatur des Kohlenstoffdioxids beträgt nach der Kompression, beim Eintritt in den Rückkühler etwa 130°C. In Tabelle 4 sind die Rückkühlerauslegungsdaten der CO₂-Anlage aufgeführt. In Abbildung ist der Temperaturverlauf bei der Enthitzung dargestellt. Die Temperatur fällt zu Beginn der Enthitzung schnell ab. Die nutzbare Wärme und damit das Arbeitsgebiet der ORC-Anlage liegt unterhalb der roten bzw. blauen Linie und wird nach unten durch die Umgebungstemperatur für Kondensation begrenzt.

Tabelle 4: Auslegungsdaten des Rückkühlers der CO₂-Kälteanlage

	Sommerbetrieb	Winterbetrieb
Außenlufttemperatur	36 °C	-12 °C
Kälteleistung	200,0 kW	102,2 kW
Kompressorenleistung	147,8 kW	62,3 kW
Rückkühlerleistung	347,8 kW	164,5 kW
Rückkühler	97,8 bar	85 bar
Rückkühler	125,4 °C	132,2 °C

³ Quelle: [13]

⁴ Quelle: [13] außer Querkontraktionszahl [14]

⁵ Quelle: [15]

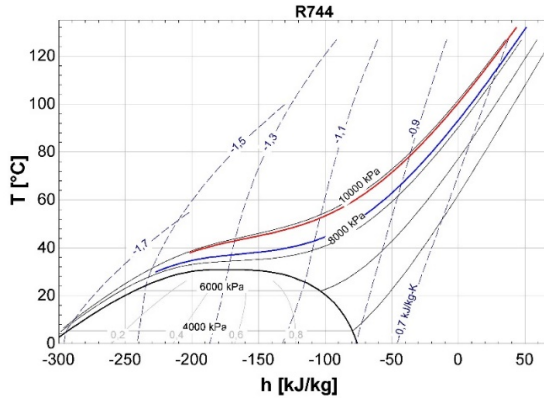


Abbildung 4: Temperaturverlauf bei der Enthitzung von CO₂ im T,h-Diagramm
rot: Sommerbetrieb bei 97,8 bar – blau: Winterbetrieb bei 85 bar

Zur Bestimmung des Schluckvolumens und des Volumenverhältnisses wurde der ORC-Prozess mit der Software EES (Engineering Equation Solver) thermodynamisch simuliert. Abbildung zeigt schematisch das thermodynamische Modell des Kreisprozesses. Auf eine interne Wärmerückgewinnung wurde verzichtet, da die Wärmequelle ein ausreichendes Wärmeangebot auf dem unteren Temperaturniveau bietet. Damit wird die Anzahl der Komponenten reduziert, der thermische Wirkungsgrad jedoch auch, da mehr Wärme in das System übertragen wird.

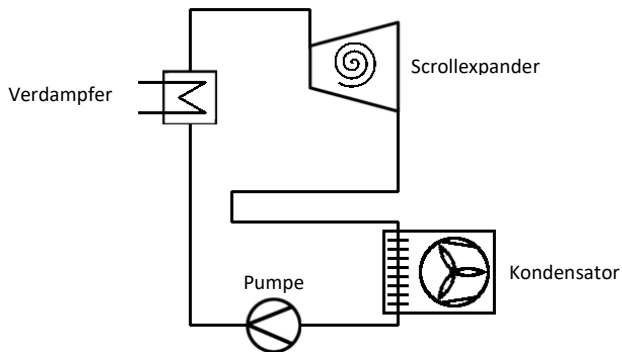


Abbildung 5: thermodynamisches Modell des Kreisprozesses

3.1 Kondensator

Die Kondensation erfolgt über einen Rückkühler gegen die Umgebungstemperatur, wobei das Arbeitsmedium nach der Kondensation um $\Delta T_{SC} = 3 \text{ K}$ unterkühlt wird und die minimale Temperaturdifferenz zur Umgebungsluft $\Delta T_{Kon} = 8 \text{ K}$ beträgt. Somit stellt sich in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur eine Kondensationstemperatur ein, aus der sich wiederum der Kondensationsdruck ergibt.

Um das saisonale Arbeitsverhalten der ORC-Anlage mit zu betrachten, wurden die Außentemperaturen (Stundenwerte) für die Jahre 2011 und 2012 am Standort Bad Langensalza auf ihre Auftretungshäufigkeit hin untersucht. Anschließend wurde die Auftrittshäufigkeit in 25 Teilabschnitte unterteilt und jeweils die obere Temperatur in den Intervallen betrachtet (Abbildung 6). In Abhängigkeit von diesen 25 Temperaturen wurde die ORC-Anlage simuliert.

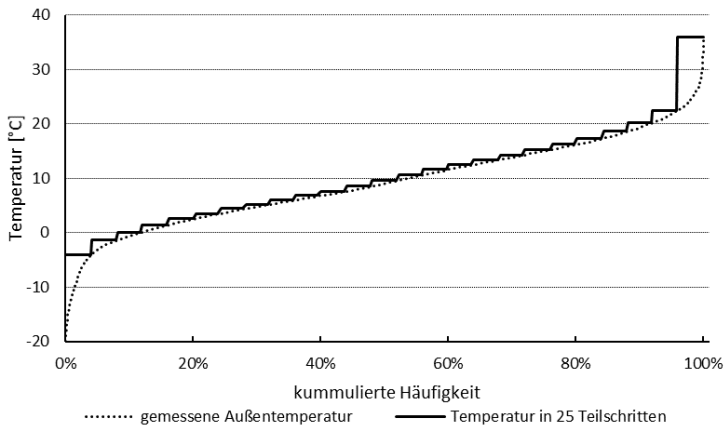


Abbildung 6: Temperaturhäufigkeit

3.2 Pumpe

Die Pumpe wurde mit einer maximalen Druckerhöhung von 9 bar, dem maximalen Systemdruck und einem Isentropenwirkungsgrad $\eta_{s,P}$ von 40 Prozent in der Simulation integriert.

3.3 Wärmequelle / Verdampfer

Wie in der Tabelle dargestellt ist die Wärmequelle außentemperaturabhängig. Die Leistung, sowie das Druck- und Temperaturniveau wurde für die 25 Außentemperaturen (siehe Kondensator) linear interpoliert. Durch die Simulation wurde der Massenstrom im Kreisprozess angepasst, sodass die minimale Temperaturdifferenz im Pinchpoint $T_{\text{Pinchpoint}} = 3 \text{ K}$ beträgt und das Arbeitsmedium um mindestens $\Delta T_{\text{SH}} = 5 \text{ K}$ überhitzt wurde. In Verbindung mit der zulässigen Maximaltemperatur beträgt die Verdampfungstemperatur somit maximal $T_{\text{Varp}} = 65^\circ\text{C}$. Dadurch entsteht ein relativer Fehler, da die Übertragungsleistung des Wärmetauschers und damit die Übertragungsfläche variiert. Dies wirkt sich jedoch nur gering auf die Konstruktion des Scrollexpanders aus, zumal eine Verschaltung von Wärmeübertragern eine variierende Leistung ermöglichen würde.

3.4 Scrollexpander

Die Leistung des Scrollexpanders wurde mit einem angenommenen Isentropenwirkungsgrad $\eta_{S;\text{Exp}}$ von 70 Prozent simuliert und entspricht damit erreichbaren Wirkungsgraden für Scrollexpander [7]. Die Unter- und Überexpansion wurde, wie in den Gleichungen (3.1) bis (3.5) dargestellt, in Anlehnung an [8] berechnet.

- Isentrope Expansion:

$$\Delta h_{\text{Exp};s} = h_{\text{in}} - h_{\text{out};s} \quad (3.1)$$

- Nachexpansion bzw. Rekompansion:

$$\Delta h_{\text{Exp};v} = v_{\text{out};s} \cdot (p_{\text{out};s} - p_{\text{Kon}}) \quad (3.2)$$

- Abgegebene spezifische Leistung:

$$\Delta h_{\text{Exp}} = (\Delta h_{\text{Exp};s} + \Delta h_{\text{Exp};v}) \cdot \eta_{S;\text{Exp}} \quad (3.3)$$

- Mechanische Leistung des Expanders:

$$P_{\text{Exp}} = \Delta h_{\text{Exp}} \cdot \dot{m} \quad (3.4)$$

- Spez. Enthalpie nach dem Expander:

$$h_{\text{out}} = h_{\text{in}} - \Delta h_{\text{Exp}} \quad (3.5)$$

Für die Konstruktion der Scrollspiralen wird im thermodynamischen Modell unter anderem das Schluckvolumen berechnet. Dazu werden Konstruktionsdaten vorgegeben, die in einem iterativen Prozess mit der anschließenden Festigkeitsuntersuchung mit Hilfe der Finite-Elemente-Methode und den Ergebnissen aus der thermodynamischen Simulation angepasst werden. Vorgegeben werden: das Volumenverhältnis Φ_V , die Steghöhe h_{Exp} und Dicke e_{Exp} , der maximale Durchmesser d_a und der Anfangswinkel der Spirale φ_{os} . Die Berechnung des Schluckvolumens erfolgt in der thermodynamischen Simulation iterativ in verkürzter Form (Gleichung (3.6) bis (3.12)) in Anlehnung zur oben beschriebenen Weise:

- Anpassung der Konstruktionsdaten für die Berechnung:

$$e_{Exp} = r_b \cdot \varphi_{i0} \quad (3.6)$$

- Berechnung der Wicklungen:

$$\Phi_V = (\varphi_{max} + 3 \cdot \pi - 2 \cdot \varphi_{i0}) / (3 \cdot \pi + 2 \cdot w - \varphi_{i0}) \quad (3.7)$$

$$\text{mit: } w = \begin{cases} \varphi_{i0} & \text{wenn } \varphi_{i0} < \varphi_{os} \\ \varphi_{os} & \text{wenn } \varphi_{i0} > \varphi_{os} \end{cases} \quad (3.8)$$

- Berechnung des Schluckvolumens aus Basisradius, Scrollspiralenhöhe und Scrollspiralenbeginn:

$$r_b^2 = V_{Schluck} / (2 \cdot h_{Exp} \cdot \pi \cdot (\pi - \varphi_{i0}) \cdot (3 \cdot \pi + 2 \cdot w - \varphi_{i0})) \quad (3.9)$$

- Bestimmung der Koordinaten am Ende der Spirale:

$$x_{fo} = r_b \cdot (\cos \varphi_{max} + \varphi_{max} \cdot \sin \varphi_{max}) \quad (3.10)$$

$$y_{fo} = r_b \cdot (\sin \varphi_{max} - \varphi_{max} \cdot \cos \varphi_{max}) \quad (3.11)$$

$$x_{fo}^2 + y_{fo}^2 = \left(\frac{d_a}{2} - r_b \cdot (\varphi_{i0} + \pi) \right) \quad (3.12)$$

Aus dem Massenstrom im Kreisprozess kann über den Zustand vor dem Expander und das berechnete Schluckvolumen die Drehzahl des Expanders bestimmt werden (Gleichung (3.13)).

$$\dot{V} = \dot{m} \cdot v_{in} = V_{Schluck} \cdot n \quad (3.13)$$

Die thermodynamische Simulation wurde mit den Arbeitsmedien: Butan, Isobutan, Isobuten und R1234ze(E) durchgeführt. In Abbildung ist die mechanische Leistung (durchgezogene Linie) des Expanders⁶ abhängig vom Volumenverhältnis für die verschiedenen Arbeitsmedien dargestellt. Durch den Anstieg des Volumenverhältnisses werden längere Spiralwicklungen auf der gleichen Fläche benötigt, wodurch das Schluckvolumen sinkt. Damit der gleiche Volumenstrom durch den Expander geführt werden kann muss die Drehzahl (in Abbildung gestrichelt dargestellt) ansteigen. Die schwarz-gestrichelte Linie stellt die maximale Drehzahl von 3600 min^{-1} dar.

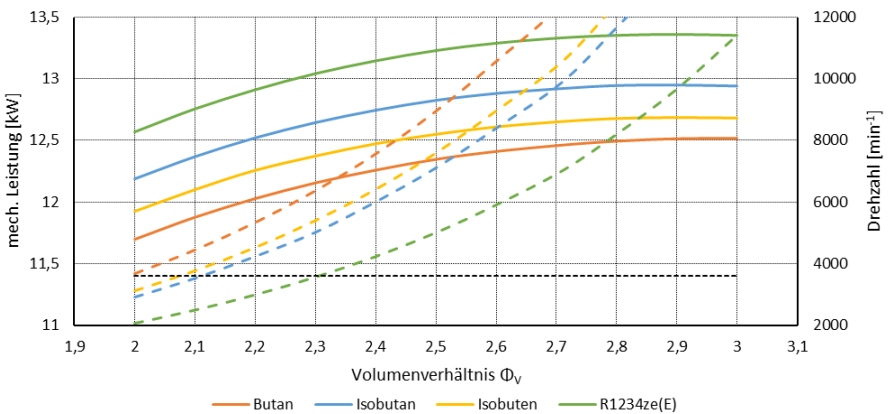


Abbildung 7: mechanische Leistung und Drehzahl des Scrollexpanders mit verschiedenen Volumenverhältnissen durchgehende Linie: gemittelte mechanische Leistung – gestrichelte Linie: Drehzahl bei 36°C Außentemperatur Geometrische Daten des Scrollexpanders wie Tabelle 3 Nr. 6

Die Abbildung 7 zeigt, dass die Drehzahl des Expanders mit Arbeitsmedium R1234ze(E) bei einem Expandervolumenverhältnis Φ_V von 2,3 knapp unter den geforderten 3600 min^{-1} bleibt. Gleichzeitig wird im Vergleich zu den anderen untersuchten Arbeitsmedien die größte mechanische Leistung abgegeben. Bei einem größeren Volumenverhältnis könnte zwar eine größere durchschnittliche mechanische Leistung dem Expander entnommen werden, Dazu müsste jedoch ein

⁶ Mit den Konstruktionsdaten: $d_a = 500 \text{ mm}$; $e_{\text{Exp}} = 14 \text{ mm}$; $h_{\text{Exp}} = 20 \text{ mm}$

größerer Bauraum zur Verfügung stehen damit das Schluckvolumen und damit die Drehzahl gleichbleiben.

4 Mechanische Festigkeitsuntersuchung

Für die Auslegung des Scrollexpanders ist die mechanische Belastung auf die Scrollspiralen entscheidend, welche aus dem Druckunterschied der einzelnen Kammern resultiert. Diese Belastung führt neben einer Verformung auch zu Spannungen, die die Konstruktion nachhaltig schädigen können. Daher wurden folgende Grenzwerte festgelegt: die maximale Vergleichsspannung wurde in Bezug auf die Druckfestigkeit von PA6 G auf 22 MPa und die maximale Verformung auf 60 µm begrenzt.

Die Simulation des Scrollexpanders erfolgt mithilfe einer stationären Finite-Elemente-Methode (FEM). Da nicht auszuschließen ist, dass durch die Analyse von nur einer Position der Kammern untereinander eine vorteilhafte Druckverteilung entsteht, werden für jede Geometrie vier Positionen simuliert, welche jeweils um 90° auf der Orbitkreisbahn verschoben sind. Diese Positionen sind in Abbildung zu erkennen. Da die Scrollspiralen geometrisch identisch sind, ist es nicht nötig beide Scrollspiralen zu berechnen, da dieselben Ergebnisse auf den beiden Scrollspiralen zu erwarten sind. Die Drücke werden mithilfe eines Programms in EES berechnet, welches die Expansion des Gases bestimmt. Dabei wird das Schluckvolumen mit dem Einlassdruck des Expanders auf ein bestimmtes Volumen expandiert. Mithilfe der bereits beschriebenen Gleichung zur Berechnung der Volumina, können somit die Druckrandbedingungen für die Spirale ermittelt werden. An der Unterseite der Spirale wird zudem eine fixierte Lagerung angebracht (siehe Abbildung).

A: Static Structural

Static Structural

Time: 1, s

13.10.2017 12:50

- A Fixed Support 2
- B Pressure: 1,134e+006 Pa
- C Pressure 2: 7,08e+005 Pa
- D Pressure 3: 2,34e+005 Pa

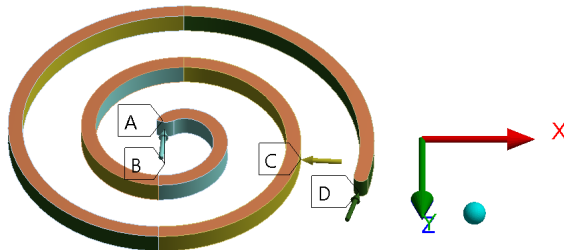


Abbildung 8: Druckrandbedingungen und Lager an der Spirale

Die Ergebnisse der Simulationen für die Scrollspiralen mit dem Volumenverhältnis Φ_V von 2,3 werden in Tabelle 3 gegenübergestellt. Der Durchmesser bezieht sich jeweils auf den Fluidraumdurchmesser. Die Stärke und die Höhe beziehen sich auf die Spirale. Spannung und Verformung sind die während der Simulation der vier Positionen auftretende Maximalspannung bzw. Verformung. Die Drehzahl ist die maximal aufgetretene Drehzahl aus der thermodynamischen Simulation. Die rot gekennzeichneten Werte zeigen Überschreitungen der Grenzwerte an. Diese Geometrien sind somit für die vorgesehene Anwendung ungeeignet.

Tabelle 2: Ergebnisse der FEM-Simulationen mit resultierender Drehzahl für das Volumenverhältnis Φ_V von 2,3

Nr.	Durchmesser [mm]	Stärke [mm]	Höhe [mm]	Schluckvolumen [cm ³]	Vergleichsspannung [MPa]	Verformung [μm]	Drehzahl [min ⁻¹]
1	400	10	30	375,2	22,954	229,01	3149
2	400	12	30	283,8	16,006	106,22	4165
3	500	19	30	237,4	8,677	42,44	4978
4	500	16	30	398,3	10,343	56,82	3036
5	500	14	25	416,0	9,868	47,75	2841
6	500	14	20	332,8	7,474	27,44	3551
7	500	15	20	295,6	7,463	24,93	3998
8	500	15	25	369,5	8,422	37,08	3198
9	450	13	26	332,9	10,676	65,03	3550
10	500	16	26	337,4	9,367	45,18	3503
11	500	15	23	339,9	8,485	36,04	3477

In der Abbildung 9 wird stellvertretend das Ergebnis der Verformung der ersten Position der Geometrie 6 (Tabelle 3: grün markiert) abgebildet. Die maximale Verformung beträgt in dieser Position 21,83 μm und liegt somit innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte. Durch die Simulationen konnte der Einfluss der Sprialstärke sowie deren Höhe auf die auftretende Spannung und Vorformung analysiert und ausgewertet werden. Die Geometrie 6 wurde für den Bau des Prototypen ausgewählt. Dies erfolgt aufgrund der besonders geringen Verformung wodurch der Spalt zwischen den Scrollspiralen besonders klein gehalten werden kann. Somit werden die Leckageverluste zwischen den beiden Scrollspiralen verringert.

A: Static Structural

Total Deformation
 Type: Total Deformation
 Unit: m
 Time: 1
 12.10.2017 18:46

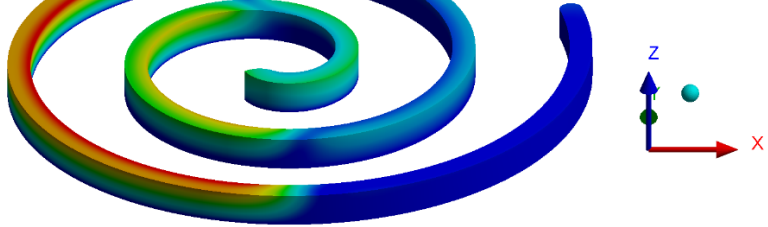
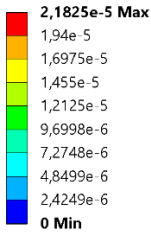


Abbildung 9: Verformung der ersten Position der Geometrie 6

Aus Abbildung ist nicht ersichtlich, in welche Richtung das Bauelement verformt wird. Mithilfe der „Auto Scale“- Funktion wird die dargestellte Verformung mit einem Faktor multipliziert und entsprechend dargestellt. In Abbildung wird die Verformung mit dem Faktor 1200 multipliziert. Lediglich die Darstellung wird von dem Faktor beeinflusst. Bei dieser Darstellung wird ersichtlich, dass sich die Scrollspiralen vor allem vom Mittelpunkt her nach außen verformen.

A: Static Structural

Total Deformation
 Type: Total Deformation
 Unit: m
 Time: 1
 12.10.2017 18:52

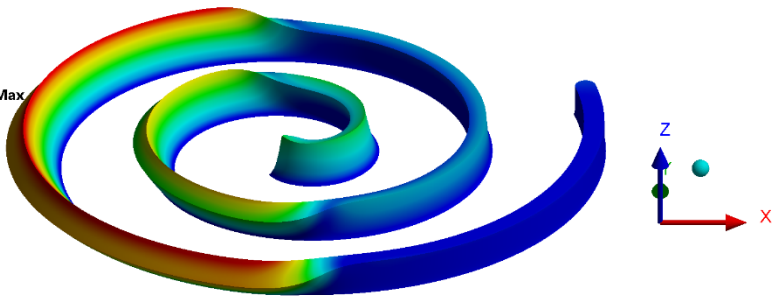
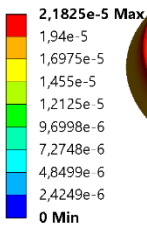


Abbildung 10: "Auto Scale" Darstellung der Verformung der ersten Position der Geometrie 6

5 Ausblick

Zurzeit wird ein Scrollexpander mit den beschriebenen Geometrien gefertigt und nach Fertigstellung mechanischen Stabilitätstests unterzogen. Anschließend soll das Arbeitsverhalten des Expanders mit Druckluft auf einem Expanderprüfstand untersucht werden.

Danksagung

Der hier dargestellte Beitrag basiert auf dem kooperativen Forschungsprojekt „ORC-Scroll-Expander aus Kunststoff; Design, Berechnung und Test des Expanders“ in Zusammenarbeit mit der HKL Energieanlagen AG und der smartpolymer GmbH, gefördert durch das Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die Vergabe erfolgte durch die AiF Projekt GmbH unter dem Förderkennzeichen ZF4079005ZG6. Die Autoren danken für die Unterstützung.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Umwelt Bundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990 - 2016. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#textpart-2> (Abruf: 17.09.2018)
- [2] Europäische Kommission: Das Paris-Protokoll – Ein Blueprint zur Bekämpfung des globalen Klimawandels nach 2020; COM (2015) 81 Final; Amtsblatt der Europäischen Union: Brüssel, 2015.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, 2016.
- [4] Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 19. Legislaturperiode. Berlin, 2018.
- [5] Lars Grote, Patrick Hoffmann, Guillem Tänzer: Abwärmenutzung - Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge. Studie der IZES gGmbH, Saarbrücken 2015

- [6] Sarah Brückner: Industrielle Abwärme in Deutschland. München, 2016.
- [7] Tocci, Lorenzo; Pal, Tamas; Pasmazoglou, Ioannis; Franchetti, Benjamin: Small Scale Organic Rankine Cycle (ORC): A Techno-Economic Review. *Energies* 2017, 10, 413; DOI: 10.3390/en10040413
- [8] Quoilin, Sylvain; Declaye, Sébastien; Tchanche, Bertrand F.; Lemort, Vincent: Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles. *Applied Thermal Engineering* 31 (2011) 2885 – 2893; DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2011.05.014
- [9] Landelle A, Tauveron N, Haberschill P, Revellin R, Colasson, S.: Performance Evaluation and Comparison of Experimental Organic Rankine Cycle Prototypes from Published Data. *Proc. of the 8th International Conference on Applied Energy (2016)*, *Energy Procedia* 105: 1706 – 1711; DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.555
- [10] Cambi, Maurizio; Tascioni, Roberto; Cioccolanti, Luca; Bocci, Enrico: Converting a commercial scroll compressor into an Expander: experimental and analytical performance evaluation. *Proc. of the 4th International Seminar on ORC Power Systems (2017)*, *Energy Procedia* 129: 363 – 370; DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.234
- [11] Woodland, Brandon J.; Braun, James E.; Groll, Eckhard A.; and Horton, W. Travis: Experimental Testing of an Organic Rankine Cycle with Scroll-type Expander. *Publications of the Ray W. Herrick Laboratories (2012)*. Paper 52.<http://docs.lib.purdue.edu/herrick/52>
- [12] Blunier, Benjamin; Cirrincione, Giansalvo; Miraoui, Abdellatif: Novel Geometrical Model of Scroll Compressors for the Analytical Description of the Chamber Volumes. *International Compressor Engineering Conference (2006) Paper 1745*. <http://docs.lib.purdue.edu/iccec/1745>
- [13] smartpolymer GmbH: persönliche Auskunft von Herr Gneupel. (17.09.2018)
- [14] Ensinger GmbH: Produktdatenblatt: TECAPEEK natural – Halbzeuge. <https://www.ensingerplastics.com/de-de/halbzeuge/produkte/peek-tecapeek-natural> (Abruf: 17.09.2018)
- [15] ANSYS 18.1: Engineeringdata: stainless steel

ÜBERSICHT UND ZWISCHENFAZIT ZUR KOMMERZIALISIERUNG VON BRENNSTOFFZELLENBUSSEN

K. Stolzenburg

Ingenieurbüro PLANET GbR, Oldenburg (Oldb.), Kontakt: k.stolzenburg@planet-energie.de

Schlüsselwörter: emissionsfreie Mobilität, Brennstoffzellenbusse, Demonstrationsprojekte, Kommerzialisierung, Erfolge, Herausforderungen

Zusammenfassung

Brennstoffzellenbusse werden seit rund 15 Jahren in kleinen Flotten an verschiedenen Standorten in Europa erprobt. Zwei weitere große Demonstrationsprojekte sollen bis 2021 rund 300 dieser emissionsfreien Fahrzeuge in Städte des Kontinents bringen. Der Artikel fasst die Aktivitäten seit 2001 zusammen, zeigt Erfolge auf und verweist auf die verbleibenden Herausforderungen. Das Fazit fällt gemischt aus.

Abstract

Fuel cell buses have been tested for about 15 years in small fleets at various locations across Europe. Two further large demonstration projects are meant to bring some 300 of these zero-emission vehicles onto the streets of European cities by 2021. This article summarises the activities since 2001, highlights the successes and points to the remaining challenges. The current status of the commercialisation of fuel cell buses presents a mixed picture.

1 Einführung

Brennstoffzellenbusse (BZ-Busse) werden seit mehr als 15 Jahren im Linienbetrieb erprobt. Sie bieten die Möglichkeit, öffentlichen Personenverkehr emissionsfrei zu gestalten. Dies bezieht sich zunächst auf das Fahrzeug, dessen Antriebssystem nur Wasserdampf in die Atmosphäre abgibt, also kein Kohlendioxid oder Luftschadstoffe. Darüber hinaus lassen sich die Emissionen global (im Sinne einer Lebenszyklusanalyse) drastisch reduzieren, wenn der Wasserstoff (H_2), der vom Fahrzeug als Kraftstoff genutzt wird, aus Erneuerbaren Energien gewonnen wurde.

Aus Sicht eines Busbetreibers sollten sich Fahrzeuge, die Dieselbusse ersetzen, von diesen im Alltag so wenig wie möglich unterscheiden. Insbesondere während des Linienbetriebs ermöglichen BZ-Busse dies schon heute, indem sie z.B. Reichweiten bis zu 400 km bieten, ohne nachtanken zu müssen. Hinsichtlich Wartung und Instandhaltung und der Betankung über Nacht ergeben sich jedoch Unterschiede, bedingt durch den gasförmigen Kraftstoff und einen voll-elektrischen Antriebsstrang.

Die Förderung kleiner Flotten von BZ-Bussen ist seit dem Jahr 2001 vor allem aus EU-Mitteln aus den Forschungsrahmenprogrammen erfolgt. Seit 2007 werden diese Fördergelder vom „Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking“ (FCH JU) verwaltet, zunächst innerhalb des 7. Rahmenprogramms bzw. derzeit im Rahmen von „Horizon 2020“. Dabei werden in der Regel mehrere Standorte in Europa und gelegentlich auch darüber hinaus gebündelt (Abbildung 1), um einen Erfahrungsaustausch zwischen Städten bzw. Regionen mit unterschiedlichen Randbedingungen zu forcieren. Daneben gibt es Projekte, die nationale oder regionale Fördermittel erhalten, in Deutschland insbesondere von NOW. Teilweise erfolgt die Förderung auch aus mehreren Quellen parallel.

Seit Anfang 2017 bzw. 2018 laufen mit JIVE und JIVE 2 zwei neue Projekte, die knapp 300 neue BZ-Busse auf die Straße bringen werden, mehr als je zuvor. Sie sollen Ende 2022 bzw. 2023 abgeschlossen werden. Derzeit läuft die Beschaffung der Fahrzeuge; die Auslieferung beginnt in 2019.

Weitere Förderprojekte dieser Art soll es nicht geben. Es wird also erwartet, dass BZ-Busse bis zur Mitte des kommenden Jahrzehnts (nahezu) konkurrenzfähig mit konventionellen Fahrzeugen sein werden.

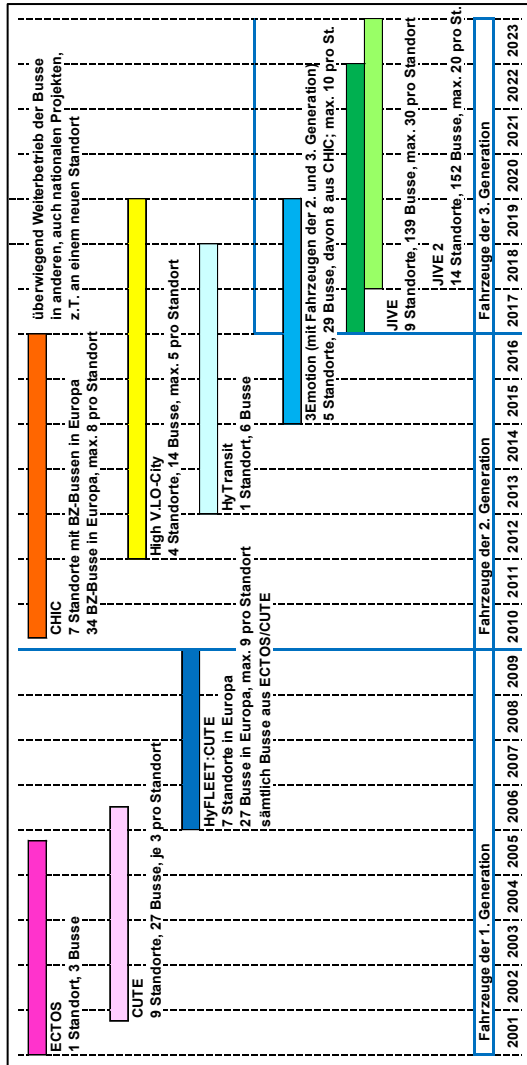


Abbildung 1: Übersicht der Projekte zur Erprobung von BZ-Bus-Flotten in Europa. Die Grafik enthält nur Projekte mit Förderung überwiegend aus europäischen Mitteln^{1,2}. Abbildung zeigt die einzelnen Standorte mit Bussen der 2. und 3. Generation.

¹ Mit Berlin gab es in HyFLEET:CUTE einen weiteren Standort mit 14 Bussen (von MAN), die von einem H₂-Verbrennungsmotor angetrieben wurden, sowie zwei Standorte außerhalb Europas mit je 3 BZ-Bussen.

² Mit Whistler (Kanada) gab es in CHIC einen weiteren, außereuropäischen Standort mit 20 BZ-Bussen (von New Flyer).

2 Projekte mit Fahrzeugen der 1. Generation

Die Busse der 1. Generation waren reine BZ-Fahrzeuge (zwei BZ-Aggregate mit je 150 kW_{el}, 12 m Busse) mit einem Zentralmotor, der die Nebenaggregate mechanisch antrieb. Sie kamen sämtlich aus dem Hause EvoBus (zu Daimler gehörend) und gingen 2003 in Betrieb. Die Erfahrungen mit den Fahrzeugen waren überwiegend positiv. Sie erzielten Reichweiten bis zu 250 km [1] und eine mittlere Verfügbarkeit von 90% [2], allerdings unter intensiver Betreuung durch zwei speziell geschulte Monteure pro Standort. Die Stacks der BZ erreichten Lebensdauern bis zu 3.200 Betriebsstunden [1]; das Ziel waren 2.000 Stunden [3].

HyFLEET:CUTE diente vor allem dem Weiterbetrieb dieser Busse (Verfügbarkeit > 92% [3]) an den meisten der CUTE/ECTOS-Standorte, um weitere Erfahrungen z.B. hinsichtlich ihrer Langlebigkeit zu sammeln, sowie der Entwicklung eines Prototypen mit BZ-Hybridantrieb. Hamburg übernahm Busse von Städten, die den Betrieb nicht fortführen, und erlangte so die damals größte Flotte von 9 BZ-Bussen.

3 Projekte mit Fahrzeugen der 2. Generation

Die Fahrzeuge der 2. Generation sind durchweg hybridisiert. Sie besitzen eine Batterie und/oder Superkondensatoren mit geringer Speicherkapazität im Vergleich zum Energieinhalt des H₂-Tanks, die z.B. hinsichtlich der Fahrdynamik die BZ unterstützen und die Speicherung von Bremsenergie ermöglichen. Die Nennleistung der BZ beträgt nur noch 150 kW_{el} oder weniger. Zumeist ist die Nennleistung der Batterie größer als die der BZ, abhängig vom Fahrzeughersteller. [4]

- Die Busse in CHIC erzielten mit einer Tankfüllung Reichweiten bis über 400 km pro Tag und Einsatzzeiten bis zu 20 Stunden, konnten also die Erwartungen in dieser Hinsicht erfüllen. [4]
- Gegenüber der 1. Generation konnte der mittlere Kraftstoffverbrauch der 12 m BZ-Busse auf knapp 9 kg/100 km H₂ mehr als halbiert werden (entsprechend ca. 300 kWh/100 km³ bzw. rund 30 Liter Diesel) [5]. Die 12 m BZ-Busse in CHIC verbrauchten 26% weniger Energie pro Kilometer als die entsprechenden Diesel-Referenzbusse⁴ [4, 6].
- Werden diese Busse mit H₂ betrieben, der mittels Elektrolyse und elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen wurde, so lassen über den Lebenszyklus eines Fahrzeugs hinweg die CO₂-

³ 300 kWh Energieinhalt bezogen auf den Heizwert H_i.

⁴ In CHIC gabe es ferner 3-achsige BZ-Solobusse mit 13,2 m-Länge und BZ-Gelenkbusse mit 18,5 m Länge.

equivalenten Emissionen um 85% reduzieren (einschließlich Herstellung und Entsorgung des Fahrzeugs, angesetzte Laufleistung 720.000 km). [4, 6]

- Die BZ-Stacks hatten bei Projektende im Mittel über 6.800 Stunden geleistet und die meisten davon hatten zu diesem Zeitpunkt ihr Lebensende noch nicht erreicht. Damit wurde das Ziel von 6.000 Stunden übertroffen. Häufig wurden mehr als 10.000 Stunden erreicht. Der Bestwert lag über 23.000 Stunden, der schlechteste jedoch unter 3.000 Stunden. [4]
- Das Ziel für die mittlere Verfügbarkeit der Busse war 85%. Tatsächlich wurden nur 69% erreicht. Nur ein Standort übertraf das 85%-Ziel. [4]

Von Problemen betroffen waren Fahrzeugen aller Fabrikate (APTS⁵, EvoBus, Van Hool und Wrightbus). Auffällig waren dabei z.B. die großen Unterschiede der Verfügbarkeit von Fahrzeug zu Fahrzeug. Alle Hersteller hatten zeitweilig „Sorgenbusse“. Die Probleme traten bei diversen Komponenten auf, wobei die BZ als Verursacher keine dominierende Rolle spielten. Ferner waren die Wartungs- und Reparaturteams vor Ort nicht immer von Anfang an ausreichend geschult und mit den Eigenschaften der hybridisierten und vollständig elektrifizierten Fahrzeuge angemessen vertraut. Insgesamt haben sich die Fahrzeuge bewährt. [4, 7]

Wenn es zu Ausfällen kam, dauerten die Reparaturen oft überdurchschnittlich lange, weil spezielle Komponenten ausgetauscht werden mussten, die bisher nur in geringen Stückzahlen nachgefragt und bei Lieferanten noch nicht vorgehalten wurden. Teilweise gab es nur einen Hersteller, der zudem außerhalb Europas angesiedelt war, was durch Zollformalitäten zu weiterem Zeitverlust führen konnte. Insgesamt waren die Lieferketten für wichtige (Ersatz-) Teile noch unzureichend ausgebildet. [7]

Für die wesentlichen Probleme wurden Lösungsansätze gefunden und implementiert. Die meisten der Busse aus CHIC sind weiter im Einsatz.

Die größte Flotte von BZ-Bussen der 2. Generation besitzt Aberdeen mit 10 Fahrzeugen (in High V.LO-City und HyTransit, siehe Abbildung). London hat ebenfalls 10 Fahrzeuge, wobei zwei aus der 3. Generation stammen. Zum Vergleich: Die Londoner Flotte als größte Europas umfasst mehr als 9.000 Dieselbusse.

⁵ Zur VDL-Gruppe gehörend; siehe Abschnitt 5.1.

4 Rolle der Hersteller in den Projekten

Als Indikator für den Stand bzw. das Fortschreiten der Kommerzialisierung von BZ-Bussen kann die Rolle der Bushersteller in den Projekten gesehen werden:

- Alle Projekte mit Fahrzeugen der 1. und 2. Generation (Ausnahme: HyTransit), wurden bzw. werden von einem Bushersteller koordiniert, sind also deutlich Hersteller-getrieben. Dagegen nehmen Hersteller in JIVE und JIVE 2 nicht einmal mehr als Projektpartner teil.
- In den Projekten mit Fahrzeugen der 1. Generation sowie in High V.LO-City und HyTransit waren die Bushersteller vorab gesetzt. Bei Antragstellung stand fest, welche Fabrikate an den einzelnen Standorten fahren würden. In CHIC und 3Emotion war dies bereits nur noch zum Teil der Fall.
- In JIVE und JIVE 2 werden die Fahrzeuge vollständig mittels der üblichen Ausschreibungen beschafft.

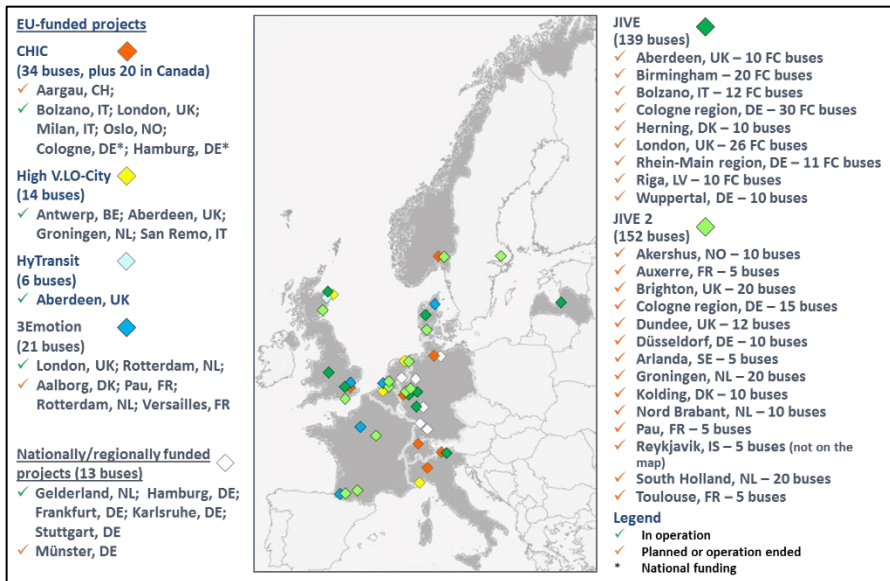


Abbildung 7: Städte und Regionen mit BZ-Bussen der 2. und 3. Generation. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit hinsichtlich national und regional geförderter Projekte. (Grafik ursprünglich aus CHIC; in JIVE und von PLANET modifiziert und aktualisiert)

5 Stand der Kommerzialisierung heute

JIVE und JIVE 2 nutzen die Erfahrungen aus der vorangehenden Projekten mit einer neuen Generation von Fahrzeugen. Dabei sollen mit größeren lokalen und Gesamt-Flotten Skaleneffekte hinsichtlich der Kosten erzielt und ein Markthochlauf initiiert werden.

Zu den technischen Zielen gehören eine Verfügbarkeit der Busse von mehr als 90% nach einer sechsmonatigen Einlaufphase und eine Lebensdauer der BZ-Stacks von 20.000 Stunden. [8, 9]

Gemäß den Projektplänen wird der Regionalverkehr Köln (RVK) ab 2021 mit 45 Fahrzeugen (plus ggf. zwei aus CHIC) die größte BZ-Busflotte in Europa betreiben (vgl. Abbildung 7).

5.1 Lieferbarkeit von BZ-Bussen der 3. Generation

Im November 2014 legten fünf europäische Bushersteller (EvoBus, MAN, Solaris, Van Hool und APTS/VDL) eine Erklärung vor, gemäß der sie erwarten, dass zwischen 2017 und 2020 500 bis 1.000 BZ-Stadtbusse in Dienst gestellt werden können [10].

Die „European Automobile Manufacturers’ Association“ (ACEA) nimmt für sich in Anspruch, mit Daimler, Iveco, MAN, Scania und Volvo die fünf wesentlichen Hersteller des Kontinents zu repräsentieren [11].

Von all diesen Fabrikanten verkauft derzeit jedoch nur Van Hool BZ-Busse. Von den Herstellern mit umfangreichen Erfahrungen mit Fahrzeugen der 2. Generation bietet ferner Wrightbus an, derzeit allerdings nur Fahrzeuge für Linksverkehr. EvoBus hat kürzlich ein Batteriefahrzeug vorgestellt (Reichweite aktuell 150 km, ab 2020 250 km), das ab 2022 mit zusätzlicher BZ als „Range Extender“ (REX) eine Reichweite von 400 km bieten soll [12]. Anders als bei den bisher üblichen BZ-Hybridbussen wird bei BZ-REX-Bussen die Batterie über Nacht geladen. Die BZ dient zum Nachladen der Batterie während der Fahrt im Linienbetrieb.

Konkurrenz für die europäischen Hersteller ist aus Asien zu erwarten. Die Regierung Südkoreas hat für ihr Land 1.000 BZ-Busse bis 2022 angekündigt, beginnend im nächsten Jahr [13]. Aufbauend auf solchen Stückzahlen kann es für den Hersteller Hyundai naheliegen, den Markteintritt mit Bussen in Europa zu versuchen.

Auch chinesische Hersteller sind ambitioniert. So hat z.B. Yutong kürzlich damit begonnen, 47 BZ-Busse an zwei chinesische Städte auszuliefern [14]. Das sind mehr, als Köln und Wuppertal bestellt haben im Rahmen des bisher größten BZ-Bus Auftrags in Europa über 40 Fahrzeuge (siehe nächsten Abschnitt). Dem Vernehmen nach verhandeln europäische Betreiber ernsthaft mit chinesischen Herstellern, um ihren einheimischen Lieferanten „einen Schubs zu geben“.

Toyota hat vor kurzem eine Kooperation mit dem portugiesischen Bushersteller Caetanobus angekündigt. Erste Demonstrationsfahrzeuge sollen Ende 2019 zur Verfügung stehen [15].

5.2 Nachfrage nach BZ-Bussen durch Busbetreiber

Bereits im Jahr 2006 wurde die „Hydrogen Bus Alliance“ gegründet als Zusammenschluss von Städten und Regionen, die solche Fahrzeuge einführen wollen. Ziel der Allianz war es, das Interesse an BZ-Bussen zu bündeln und gemeinsam gegenüber Hersteller zu vertreten, damit diese ihre Entwicklungsarbeiten fortsetzen bzw. intensivieren um möglichst zügig entsprechende Fahrzeuge zu vertretbaren Preisen anbieten.

Auf europäischer Ebene ist daraus die „Cluster Coordination Initiative“ hervorgegangen, die insbesondere Verfahren für eine gemeinsame Beschaffung durch mehrere Busbetreiber einer Region entwickelt. Die fünf Cluster bzw. Regionen sind: Großbritannien und Irland, Benelux, die deutschsprachigen Länder einschließlich Norditalien, Frankreich und Südeuropa, sowie Skandinavien, die baltischen Staaten und Osteuropa. Durch Standardisierung und Skaleneffekte sollen Kostenvorteile erzielt werden. Dies erstreckt sich auf die aktuellen Projekte JIVE und JIVE 2 (siehe folgenden Abschnitt), aber auch auf den Zeitraum jenseits dieser Projekte, wenn es um die Beschaffung und Finanzierung von 100 und mehr BZ-Bussen je Auftrag gehen soll. [16]

Aus dem Beschaffungsverfahren des britischen Clusters für JIVE und JIVE 2 sind Wrightbus und Van Hool erfolgreich hervorgegangen. Mit ihnen wurde ein Rahmenvertrag geschlossen [17]. Die Projektpartner können nun Fahrzeuge aus dem vereinbarten Kontingent abrufen. Der Preis pro Fahrzeug hängt von der jeweils bestellten Anzahl ab, liegt unter den zulässigen Höchstwerten (siehe nächsten Abschnitt). Van Hool wird für JIVE ferner 30 BZ-Busse an RVK und 10 an die Wuppertaler Stadtwerke liefern. [18]

Beide Prozesse haben länger gedauert als vorgesehen, vor allem um die unterschiedlichen Erwartungen der einzelnen Busbetreiber auf einen Nenner zu bringen und wegen der verhaltenen Reaktion von Herstellern, die zusätzliche Kompromisse auf Seiten der Betreiber nötig gemacht haben [19]. Bis September 2018 hatten noch nicht alle Partner des deutschsprachigen Clusters Verträge für ihre JIVE-Busse abgeschlossen.

5.3 Kosten: Investition und Wartung

Solobusse mit Dieselantrieb kosten 200.000 € bis 250.000 € [20]. Die entsprechenden BZ-Busse der 2. Generation lagen im Zeitraum 2010 bis 2012 noch über 1 Mio. €, später etwas darunter [21]. Voraussetzung für die Förderung der Busse in JIVE und JIVE durch FCH JU sind Preise von nicht mehr als 650.000 € bzw. 625.000 € [8, 9]. Auf der Basis von mehr als 100 Fahrzeugen pro Bestellung werden aus unterschiedlichen Quellen für den Zeitraum nach 2020 Beträge von 450.000 € und auch deutlich darunter genannt (u.a. [21, 22] aus 2017 bzw. 2018).

Eine Studie aus dem Jahr 2015 kommt zu dem Schluss, dass in 2030 auch bei der großmaßstäblichen Einführung von BZ-Bussen noch mit Mehrkosten von etwa 10% pro gefahrenem Kilometer gegenüber Dieseln zu rechnen ist, ausgehend von einer Investition von noch 400.000 bis 450.000 € pro Fahrzeug. [23] Hinsichtlich der Wartung wird eine Angleichung des Kostenniveaus an den konventionelleren Antrieben erwartet (ca. 0.35 €/km) bei Stückzahlen ab 100 Bussen pro Jahr. [22]

5.4 Kosten: Kraftstoff

Um hinsichtlich der Kraftstoffkosten pro Kilometer Parität mit Diesel zu erreichen, werden Werte um 5 €/kg H₂ genannt (z.B. 5 bis 6 €/kg in [Valley]). Das entspricht 0,15 €/kWh H₂ (Heizwert H_i) bzw. einem Dieselpreis von ca. 1,50 €. Tatsächlich ist der Dieselantrieb aber weniger effizient (siehe oben), verbraucht bei gleicher Entfernung also mehr Energie, so dass die Parität schon bei einem geringeren Dieselpreis zu erreichen wäre (z.B. 1,20 € bei 25% höherer Effizienz des BZ-Busses, vgl. oben). Als Voraussetzung für so geringe H₂-Kosten werden langjährige Lieferverträge genannt [Valley].

Soll H₂ zu 5 €/kg (zzgl. Umsatzsteuer) an der Zapfsäule angeboten werden und setzt man vereinfachend nur die Stromkosten an, so darf der Strom bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 60% nicht mehr als 0,09 €/kWh kosten. In der Realität muss jedoch auch die Investition in die Tankstelle refinanziert werden und es fallen weitere Betriebskosten an, so dass der tatsächlich tragbare Strompreis

noch geringer sein muss. Dies ist mit dem derzeitigen Preisniveau zumindest in Deutschland nicht zu realisieren.

6 Fazit

1. Es kann erwartet werden, dass die technischen Ziele der Projekte JIVE und JIVE 2 hinsichtlich Verfügbarkeit, Lebensdauer, Laufleistung etc. erreicht werden. Dazu liegen aus den vorausgegangenen Projekten ausreichend Erfahrungen mit Problemen und Lösungswegen vor.

2. Inhabergeführte Unternehmen wie Van Hool und Wrightbus, die flexibel agieren können (und müssen), nutzen ihre Erfahrungen mit Fahrzeugen der 2. BZ-Bus-Generation, um das neue Marktsegment frühzeitig zu besetzen und zu bedienen. Andere Anbieter mittlerer Größe ziehen nach und kündigen Fahrzeuge an, ohne jedoch bisher an den großen Demonstrationsvorhaben beteiligt gewesen zu sein.

Die konzerngebundenen europäischen Hersteller, die sich zu den „großen Fünf“ zählen, setzen kurzfristig ausschließlich auf reine Batteriefahrzeuge, trotz deren begrenzter Reichweite. Die Ankündigung eines BZ-REX-Buses durch EvoBus für 2022 deutet an, dass trotz erwarteter Fortschritte bei der Batterietechnologie auch mittel- bis langfristig nicht damit zu rechnen ist, dass reine Batteriebusse die benötigten Reichweiten ohne Nachladen erbringen werden können.

Insgesamt ist das kurzfristige Angebot an BZ-Bussen für die Betreiber unbefriedigend.

3. Busbetreiber haben in der Regel nur wenige Fabrikate in ihrer Flotte, um den Aufwand für Wartung und Instandhaltung gering zu halten. Viele werden sich scheuen, einen weiteren Hersteller aufzunehmen, nur um so früh eigene Erfahrungen mit BZ-Bussen zu gewinnen. Dies ist vermutlich ein Grund, warum sich die großen Hersteller noch in Zurückhaltung üben können.

Andererseits steigt der Druck auf die Anbieter des öffentlichen Nahverkehrs, Schadstoffemissionen zu senken und sich an der Einhaltung von Klimaschutzzielen zu beteiligen. In Hamburg wurde z.B. bereits 2015 auf politischer Ebene entschieden, ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse anzuschaffen. Einige Partner in JIVE/JIVE 2 begründen ihre Teilnahme unter anderem auch damit, Teil einer regionalen H₂-Strategie zu sein oder H₂ aus Windenergie nutzen zu wollen.

4. Offen ist, wieweit sich asiatische Bushersteller mit ihren BZ-Bussen in Europa durchsetzen werden. Fehlende Angebote einheimischer Fabrikanten können ihnen derzeit helfen, ebenso wie niedrige Fahrzeugpreise. Als schwierig könnte sich jedoch die fehlende Erfahrung im europäischen Umfeld erweisen. Die Erwartung einer gewohnt zügigen Versorgung mit auch ausgefalleneren Ersatzteilen könnte die Betreiber in der Startphase Nerven kosten, wie es sich in CHIC gezeigt hat. Hier ist die Herangehensweise von Toyota interessant, auf die Zusammenarbeit mit einem europäischen Partner zu setzen.

Im Kontext asiatischer Hersteller werden z.T. Preise für BZ-Busse genannt, die denen europäischer Dieselsebusse entsprechen. Allerdings müssen die asiatischen Fabrikate dem europäischen Regelwerk angepasst werden, was einen Teil des vermeintlichen Preisvorteils kosten könnte.

5. Ob die aufwendigen Aktivitäten der regionalen Cluster in Bezug auf eine koordinierte, kostensenkende Beschaffung als erfolgreich angesehen werden kann, wird sich erweisen, wenn im kommenden Jahr die Bestellungen für die Busse für JIVE 2 abgeschlossen sein werden. Dann wird klarer sein, inwieweit die JIVE 2-Standorte und hoffentlich nachfolgende Besteller von den Vorarbeiten im Rahmen von JIVE profitieren können.

6. Ziel von JIVE und JIVE 2 ist es nicht zuletzt, zu größeren Stückzahlen von BZ-Fahrzeugen zu kommen. Dies gelingt zumindest im Vergleich zu den bisherigen europäischen Projekten. Allerdings ließen sich die europaweit rund 300 BZ-Busse auch bequem auf zwei bis drei Busbetriebshöfen einer Metropole unterbringen.

Zudem bleiben die lokalen Flotten in der Regel eher klein. Selbst die knapp 50 Busse von RVK werden auf mehrere Betriebshöfe verteilt sein. Damit bietet sich kaum die Gelegenheit, H₂-Tankstellen einer Größenordnung und Komplexität zu erproben, die modellhaft für die zukünftige Versorgung ganzer Busdepots sein könnten. Auch hier wird es einen weiteren Zwischenschritt geben müssen.

7. Schließlich stellt sich die Frage, ob es als großer Erfolg angesehen werden kann, wenn in Europas Städten – nach über 20 Jahren Entwicklung und Erprobung – im Jahr 2022 voraussichtlich noch immer weniger als 500 BZ-Busse fahren werden.

7 Referenzen

- [1] Binder M, Faltenbacher M, Kentzler M, Schuckert M: CUTE Final Report (Deliverable No. 8), 2006.
- [2] CUTE Clean Urban Transport for Europe, Detailed summary of achievements, EvoBus GmbH, Ulm 2006.
- [3] HyFLEET:CUTE Partners: Hydrogen Transports, Bus Technology & Fuel for TODAY and for a sustainable future, A Report on the Achievements and Learnings from The HyFLEET:CUTE Project 2006 – 2009, 2009.
- [4] Müller K K, Schnitzeler F, Lozanovski A, Skiker S, Ojakovoh M: CHIC Final Report (Deliverable No. 5.3), Part A - Final Publishable Summary Report, Februar 2017.
- [5] Lozanovski A, Whitehouse N, Ko N, Whitehouse S: Sustainability Assessment of Fuel Cell Buses in Public Transport, Sustainability 2018, 10, 1480; doi:10.3390/su10051480.
- [6] Lozanovski A, Horn R, Ko N: Sustainability assessment of FC buses and related infrastructure (CHIC Deliverable No. 5.3), November 2016.
- [7] Stolzenburg K: Brennstoffzellenbusse und Wasserstofftankstellen im täglichen Einsatz: Erfahrungen aus dem Projekt „Clean Hydrogen in European Cities“ (CHIC), Tagungsband zum 23. REGWA Energie-Symposium, Seite 129 – 135, ISBN 978-3-9817740-1-6; Stralsund 2016.
- [8] FCH 2 JU: 2016 Annual Work Plan and Budget, Brüssel, 2015.
- [9] FCH 2 JU: 2017 Annual Work Plan and Budget, Brüssel, 2016.
- [10] EvoBus, MAN, Solaris, Bus & Coach, Van Hool, VDL/APTS: Memorandum of Understanding On the Development and Market Introduction of Fuel Cell buses, 12. November 2014.
- [11] European Automobile Manufacturers' Association: Charging of Electric Buses, ACEA Recommendations, Mai 2017.
- [12] Daimler Communications: Key Facts, Mercedes-Benz eCitaro mit vollelektrischem Antrieb, Stuttgart, 10. Juli 2018.
- [13] 1,000 hydrogen-powered buses to be on road in Korea by 2022, <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20180724000604>, 24. Juli 18 (abgerufen am 28. September 2018).
- [14] Yutong places 47 hydrogen fuel cell buses, <http://www.greencarcongress.com/2018/09/20180901-yutong.html>, 1. September 2018 (abgerufen am 28. September 2018).
- [15] Toyota liefert Brennstoffzellentechnik an portugiesischen Busersteller, Erste Wasserstoffbusse von Caetanobus für Herbst 2019 geplant, <https://www.toyota-media.de/blog/unternehmen/artikel/toyota-liefert-brennstoffzellentechnik-an-portugiesischen-busersteller>, 26. September 2018 (abgerufen 28. September 2018).
- [16] Element Energy, EE ENERGY ENGINEERS, hySOLUTIONS, RebelGroup Advisory, Twynstra Gudde Mobiliteit en Infrastructuur, Association Française pour l'Hydrogène et let Piles à Combustible und The Latvian Academy of Sciences: Strategies for joint procurement of fuel cell buses; A study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking; ISBN: 978-92-9246-325-0, DOI: 10.2843/459429, 2018.

-
- [17] Wrightbus and Van Hool win London hydrogen contracts, <https://cbwmagazine.com/wrightbus-and-van-hool-win-london-hydrogen-contracts/>, 22. Juni 2018 (abgerufen am 27. September 2018)
 - [18] Ballard Power liefert für größten Brennstoffzellen-Bus Auftrag in Europa, <https://www.iwr.de/news.php?id=35095>, 8. März 2018 (abgerufen am 27. September 2018).
 - [19] JIVE Report Summary; Project ID: 735582; Periodic Reporting for period 1 - JIVE (Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe); https://cordis.europa.eu/result/rcn/231093_en.html, 2018 (abgerufen am 27. September 2018).
 - [20] Element Energy, EE ENERGY ENGINEERS, hySOLUTIONS, RebelGroup Advisory, Twynstra Gudde Mobiliteit en Infrastructuur, The Latvian Academy of Sciences und l'Hydrogène de France: Strategies for joint procurement of fuel cell buses, Final report, Juli 2016.
 - [21] Madden, B: Fuel cell bus joint procurement cluster; Vortrag beim FCH JU Stakeholder Forum, Brüssel, November 2017.
 - [22] Ballard, nel and Hydrogen Valley: Fuel Cell Buses, An attractive Value Proposition for Zero-Emission Buses in Scandinavia - 2nd Edition, April 2018.
 - [23] Ammermann H, Ruf Y, Lange S, Fundulea D, Martin A: Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe, A Study for the FCH JU, September 2015.

FUZZY VOLTAGE STABILITY AND LOW-COST OPERATION (FVSLC) ALGORITHM DEVELOPMENT FOR THE SMART MICROGRID SYSTEM

Sukruedee Sukchai*, Chatchai Sirisamphunwong, Kongrit Mansiri

School of Renewable Energy and Smart Grid Technology, Naresuan University,
Phitsanulok 65000, Thailand, Corresponding author E-mail: sukruedeen@nu.ac.th

Key words: Fuzzy logic control, Smart Microgrid system, Battery power management, Demand response, Demand side management, TOU electricity price

Abstract

This research mainly focused on the development of a control algorithm for two main objectives; the first is voltage stability to control the grid voltage into the desired range (0.96 p.u. -1.06 p.u.), the second is an economic operation to control the SSG system operation which follows the structure of the electricity price in the style of Time of Use (TOU). Fuzzy logic was used to develop this control algorithm, which is named the “Fuzzy Voltage Stability and Low-Cost Operation Algorithm (FVSLC Algorithm)”. The FVSLC Algorithm is able to control the electrical power form distributed generation, battery storage system and load management in the smart Microgrid System for maintaining the grid voltage into the desired range and saving electricity bill. The FVSLC Algorithm enabled to maintain the distribution voltage into an acceptable range by managing the battery storage system and grid inverter power management; this would be the solution to solve the problem of voltage fluctuation caused by high RE systems penetration, which are fluctuated power production. The algorithm for economic operation, The FVSLC Algorithm skillfully manages power load and battery storage systems to optimize operations in response to peak and off-peak electricity prices for the most economical outcome. The FVSLC Algorithm significantly reduced the cost of electricity by two entities, demand-side power management (DSPM) and battery storage power management (BSPM) following Time of Use (TOU) pricing. The amount of money saved is directly proportional to the difference between the peak rate and off-peak

rate (which the FVSLC Algorithm strategically leverages by intelligently managing the BSPM and DSPM) as well as the battery storage capacity and load volume. Today as avenues are sought to decrease consumption of fossil fuels, A Smart Microgrid empowered with an innovative, intelligent algorithm is a robust solution for the near future.

1 Introduction

Increasing air pollution, global warming concerns, diminishing fossil fuels and their increasing costs, have made it necessary to look towards Renewable Energy Sources, such as solar energy, which has a high potential to be our future energy solution. The technology that converts solar energy into electricity is photovoltaic (PV) or solar cell. Photovoltaic (PV) power generation is rapidly growing in Thailand because the government created an incentive in the form of the adder in 2007 (8 Baht/kWh), followed by feed-in tariff (6.5 baht/kWh) for the solar power plant. The government is also providing incentives for small-scale PV rooftop systems of 1 -10 kW capacity, spreading throughout Thailand. In 2015, the total capacity of PV generation in Thailand was higher than 2.5 GW. This can be divided into 2 groups. The first group is PV ground mounted system, and the second group is PV rooftop. The systems are connected to the Grid at the distribution level of 22 kV or lower and some PV ground mounted systems, connected to the transmission level of 115 kV. Increased Low Voltage Distribution System (LVDS) that are connected to PV systems have some negative impacts on LVDS such as: 1. Power quality on LVDS (harmonics distortion, voltage and frequency variations, etc.) 2. Power control (Power factor, Power fluctuation).

If the PV generation is greater than the local demand at the point of common coupling (PCC), the excess power from the PV system, may produce a reverse power flow into the feeder that would create a negative impact to the LVDS. Many countries including Germany, Australia and Japan, which promoted electricity production from renewable energy sources, and enhanced their installation capacity to Giga-Watt level have found problems from high-energy production for the integration of the RE system to LVDS. If proper solutions are not found for these problems in time, the production of electricity from renewable energy will not succeed. The robust solution to the above problem is the use of Smart Grid systems, which support the expansion of electricity generation from renewable energy sources. The Smart Grid is a new technology that can reduce transmission losses, and leads to an overall reduction of GHG emissions from the power

generation sector. The Smart Grid utilizes information technology to manage, generate, transmit and distribute electricity. It incorporates three technologies: 1) Electronics and embedded systems, 2) automation and control systems, and, 3) Information and communication.

Battery Storage Systems (BSS) are an essential part of any Smart Grid because BSS support grid network stability by establish and maintain a balance between fluctuating power generated from the RE system and load demand which is using that power. BSS benefits the grid operator by assisting in grid network operations such as peak shaving, load shifting, load leveling, frequency regulation and voltage stability control. BSS also benefits to the customer by enabling them to manage their own energy demand; with BSS, customers can store electricity at their own site, either electricity from the grid, or electricity from their own on-site RE generation system and then discharge it later when needed. This can increase the use of demand-site generated electricity and thereby reduce the amount of additional electricity needed from the grid.

The term of demand response (DR) refers to a change in load use by the user from their normal load consumption pattern in response to change in incentive payments, the price of electricity or available power quality in the distribution system. Within DR, price based programs are a set of tools used intentionally modify electricity prices in response to various situations. Current examples are time of use pricing (TOU), critical peak pricing (CPP), and dynamic real time pricing (RTP), and day-ahead pricing (DAP). When the price of electricity is high, these price based programs can be used to encourage the end user to reduce their electricity consumption [25-26]. Incentive based programs are another type tool within the DR concept, which allows utility administrators to switch noncritical load on and off when the demand is too high and could compromise system power quality and system reliability.

Thailand also realizes of Smart Grid development. The agencies such as PEA, MEA and EGAT had their master plans for Smart Grid development, which were different in details representing their tendencies. In order to formulate a comprehensive master plan for the country, Energy Policy and Planning office, ministry of energy (EPPO) created “Master Plan for Smart Grid” 2558 – 2579. The aims of this master plan are to develop the technologies concerned with Smart Grid infrastructures. The hardware and software were planned to develop and demonstrate a pilot project. The Smart Grid concept has been implemented in many countries and reported as a successful technology. It needs very intelligent and robust algorithms or control strategies for the balance of supply and demand management.

Study and research of Smart Grid control algorithms is needed for all local

scenarios, to improve system performance, efficiency, reliability and power quality. Smart Grid technology can help to solve the problems of increasing RE integration effectively.

2 The SERT-Smart Grid

The SERT Smart Grid (SSG) was installed at the School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok province, Thailand. SSG still has rooms for research, study and developing in control algorithm for Microgrid and Smart Grid systems because its infrastructure consists of advanced components in both supply and demand sides. SSG infrastructure includes of 550 kW of a decentralized PV system, three energy storage systems with a total capacity of 500 kWh and SCADA control system. For the demand-side power management (DSPM), SSG has the building energy management system (BEMS) which controls the power demand for electrical appliances via the internet that is automatically controlled remotely or by a pre-programmable system. The SSG system is capable of operating in both grid connected and isolation modes to ensure uninterrupted power supply to the campus. The demand and supply balancing is done by using SCADA system and BEMS.

The control and monitoring system of SSG consists of two parts; the first is SCADA system, which controls the grid inverter and the battery inverter. Among many functions, SCADA manages alternation between grid connected mode and island mode. SCADA not only controls the electric power but also continually monitors and records numerous electrical parameters concerning system performance, power quality, load power and meteorology, delivered in one minute intervals. The second control and monitoring component of SSG is BEMS, which can manage lighting and air conditioning loads remotely from any internet connected device. Time scheduling can be set for certain loads to turn them on or off. These sorts of modernizing components and automated operations can significantly improve performance, reduce losses and reduce the cost of operating of SSG.

3 Research Methodology

Study and development of an algorithm for controlling electricity supply and demand, and power management, was conducted in this research. This research aims to improve performance, efficiency, stability, reliability and to enhance the benefits of the Smart Grid system. SSG is located at the Energy Park, School of Renewable Energy and Smart grid Technology, Naresuan University, was used as the test bed. A control algorithm was developed using the Fuzzy logic method, and consisted of two parts; the first is supply side power management (SSPM) and the second is demand side power management (DSPM). The SSPM control strategy was studied and developed for the distribution voltage maintaining within the target range, and the DSPM was also developed to be economical following the TOU price structure. The complete research methodology is explained in 6 steps as follows.

1. Test the SSG, record the data and grid support function test of a grid inverter in the electrical laboratory.
2. Analyze the advantages and disadvantages of SSG without the control algorithm.
3. Develop a control algorithm in the Smart Grid by using Fuzzy logic method.
4. Test the new algorithm in SSG for economic operation.
5. Simulate the new algorithm by using the Digsilent Power Factory program for power quality.
6. Analyze the technical aspects and benefits of the Smart Grid with the new algorithm.

Step 1. This topic can be divided into two groups; the first is to test the original SSG, and the second is to test the grid support functions of a grid inverter. The original SSG was investigated to discover the advantages and disadvantages of the system. All the technical parameters relating to the power quality and the operating system for the economy, was recorded for analysis and used for the development of the new algorithm.

Step 2. This part of the study was to analyze and evaluate the original SSG, to ascertain the advantages and disadvantages of the system. The system performance, power quality, and system efficiency, was evaluated without algorithm. The collected data was analyzed for the development of the algorithm for the SSG. The information which related to power quality and system performance, was compared between an original SSG and the SSG equipped with the newly developed algorithm.

Step3. After amassing the data of the SSG, and understanding the advantages and disadvantages of the system, the control algorithm was designed to control both, supply and demand. A suitable control method for electrical power management similar to Fuzzy logic, was selected and used in the development of the control algorithm for the Smart Grid, regarding power quality and economical operation. Fuzzy logic is an effort to mimic human reasoning and can be used to identify and control complicated systems, which would typically be difficult or impossible to control by any other means. Fuzzy systems are capable of dealing with very complex problems, which would be impossible to solve mathematically, such as deciding when, where and how. Fuzzy identification and control methods are used in many engineering systems, such as, automatic braking, transmissions and suspension systems.

Step 4. The developed algorithm will be tested in the SSG and the laboratory. The new algorithm (in the case of steady state), was applied to the central control (SCADA) system, and tested. The function of the grid support modes in the use of transient and dynamic studies, was tested in the laboratory, where the grid simulation conditions could be performed, such as voltage and frequency dip and rise. The algorithm was not only applied to an actual system, but simulations were conducted using the PowerFactory 15.1 software.

Step 5. After developed the algorithm, it was applied to test at SSG and Electrical Laboratory. The performance, efficiency, stability, power quality of system with new algorithm was investigated. Not only applied new algorithm to test at the actual situation but also simulation by computer programs, Digsilent Power Factory was performed.

Step 6. After an algorithm was tested in step 5, the analysis in term of technical aspects such as performance of system, system efficiency, system stability, power quality of electricity was performed. The financial aspect was also studied in case

of apply demand respond concept, load shifting, peak load clipping and load building with Time of Use (TOU) structure.

4 Development of the FVSLC Algorithm

After collecting extensive data on the SSG, and analyzing both the advantages and disadvantages of the original SSG, an algorithm operating with fuzzy logic (FL), was developed to significantly increase control of the PV system, battery storage system (BSS) and load for grid voltage stability and low-cost operation. This control is named the Fuzzy Voltage Stability and Low-Cost Operation Algorithm (FVSLC Algorithm). The FVSLC Algorithm aims to manage both, supply and demand power management in the SSG for two objectives; the first is mainly focused on grid voltage maintaining into the desired range which is 0.94 p.u. -1.06 p.u., and the second is concentrated on the economic operation which is able to decrease the electricity bill. FL was used as a tool to develop the FVSLC Algorithm. FL is a flexible and powerful tool with much potential for electrical power systems is similar to human beings' feelings and a decision-making processes. Fuzzy logic control is a range to point or range-to-range control. The output of FLM is derived from Fuzzifications of both input and output using the associated membership functions. A crisp input will be converted to a membership function based on its value. In this way, the output of FLM is based on the various membership functions, each of which can be thought of as a range of inputs. Implementing fuzzy logic in a real application involves three essential steps:

1. Fuzzification, to convert crisp values to fuzzy data using membership functions (MF),
2. Inference Process, to process MF within sets of rules or laws to develop the fuzzy output and
3. Defuzzification, to determine the correct output The FVSLC Algorithm can be divided into two parts, voltage stability and low-cost operation as described above and

its detail is explained as follows. According to the problem of voltage rise due to over active power, this is produced from the PV system as mention in the introduction. After testing of grid-connected inverter and analyzing advantages and disadvantages of both components, an algorithm operating with fuzzy logic, the FVSFL Algorithm, was developed to greatly increase control of the grid inverter and battery storage system for grid voltage stability. The fuzzy controller and input-output parameters of the FVSLC Algorithm are shown in Figure 1.

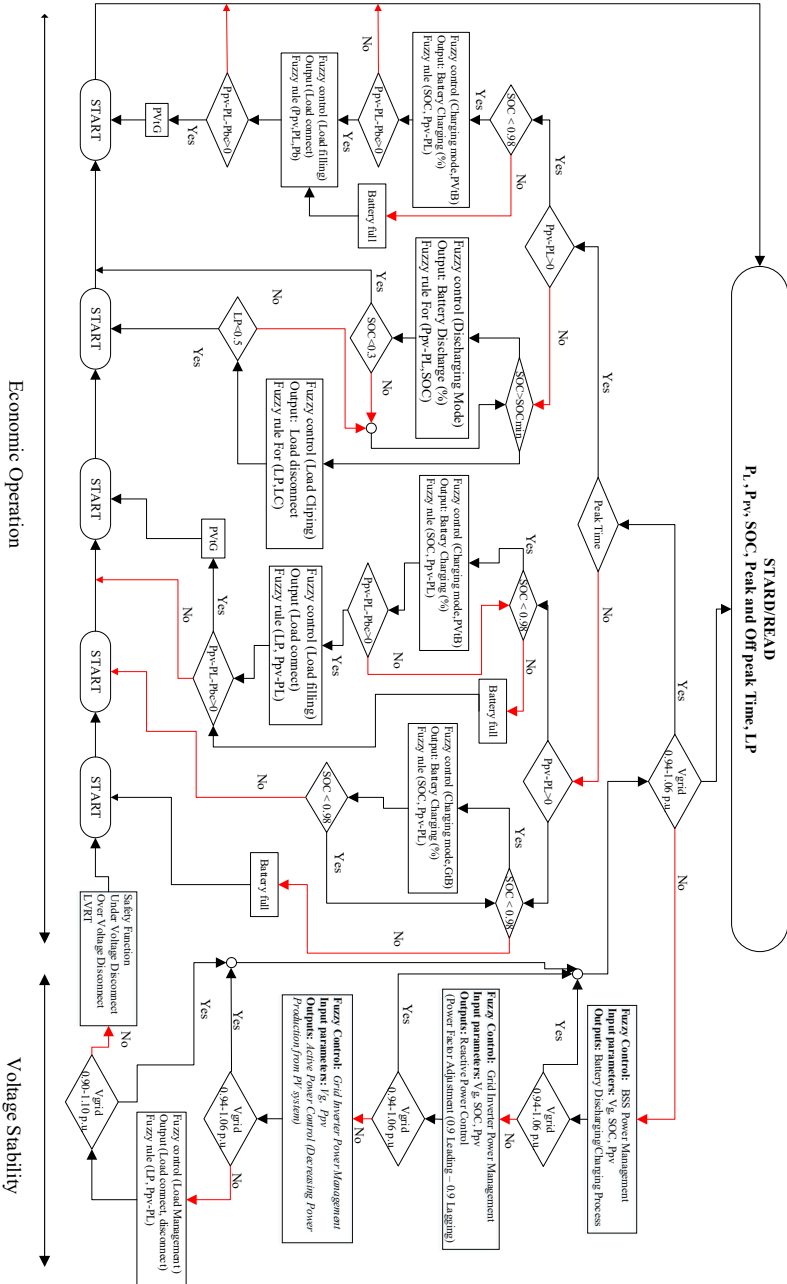


Figure 1. Fuzzy Voltage Stability and Low Cost Operation Algorithm (FVSLC)

The VSFL Algorithm is mainly focusing on maintaining the grid voltage of 22 kV distribution system into the desired range (1.06-0.94 p.u. of normal voltage). In the present situation, the distribution voltage is not in the desired range 0.96 p.u.(21.12 kV) to 1.06 p.u.(23.32 kV) when a high amount of active power is fed to the distribution system or high load power consumption occurs. A smart PV-battery system equipped with the FVSLC Algorithm will operate for maintaining the grid voltage into the desired range or close to the normal voltage (22 kV, 1.0 p.u.) as in next three steps, the first is battery power management, the second is grid inverter power management and the third is load management. In the present situation, the distribution voltage is not in the desired range 0.96 p.u.(21.12 kV) to 1.06 p.u.(23.32 kV) when a high amount of active power is fed to the distribution system or high load power consumption occurs. A smart PV-battery system equipped with the FVSLC Algorithm will operate for maintaining the grid voltage into the desired range or close to the normal voltage (22 kV,1.0 p.u.) as in next three steps, the first is battery power management, the second is grid inverter power management and the third is load management.

After extensive data on the SSG was collected, and both advantages and disadvantages of the original system were analyzed, an algorithm operating with fuzzy logic (FL), the FVSLC Algorithm, was developed to greatly increase control of the BBSS and load for maximum economic operation. The advantages of the FLO Algorithm were achieved; maximum of RE energy source, load leveling, load balancing and cost - efficient. The purpose of the economic operation of the SSG is to reduce the price of electricity consumption by using variable TOU pricing. It means that the pricing is according to peak and off peak time. In Thailand, the electricity price is \$0.122 per kWh during peak times and \$0.079 per kWh during the off peak times. The control strategies empower to manage a DSPM and BBSPM following the peak and off peak times.

5 The constraint of the FVSLC Algorithm for voltage stability

The constraint of the FVSLC Algorithm for voltage stability can be explained in detail as follows.

- The Smart Grid System in this research used the modified 22 kV distribution system in the northeast of Thailand, to be a test system, which consists of smart PV system, Battery storage system, and intelligent load. Assumed that the FVSLC Algorithm can control all of the components of the test system.
- The FVSLC Algorithm for voltage stability can manage the distribution battery storage system and grid inverter of the PV system as shows in the following table.

Components	Size	Limitation of Research
Battery Storage System: - Battery PSC - Battery Capacity	2 MW 2 MWh	1. Assumed that the battery storage can be controlled by the FVSLC Algorithm. 2. Maximum DOD 20 %
PV system: - Grid Inverter Management	8 MW	1. Assumed that grid inverter can be controlled by the FVSLC Algorithm 2. 0.9 - 1 Leading and Lagging Power Factor

- Desired grid voltage in this research is in the range between 0.96 p.u. – 1.06 p.u., in the case of grid voltage, stands out of the desired range, the FVSLC Algorithm will manage the smart components within the Smart Grid to push the voltage into the desired range.
- The FVSLC Algorithm will manage for voltage stability, in the case of overvoltage in the range between 1.06 p.u. -1.10 p.u., and in case of under voltage in the range of 0.90-0.96 p.u.

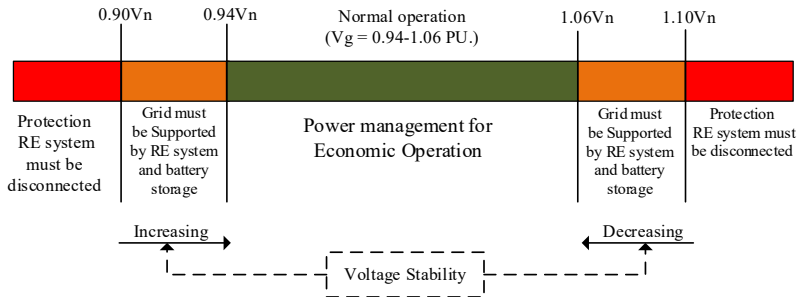


Figure 2. The range of grid voltage for voltage stability management

6 Research results and discussion

The sample of grid inverter was tested in electrical laboratory following the PEA grid code 2016 for two functions, the first function is a safety function and the second is a grid support function. The safety function consists of the under voltage and overvoltage tests, and the grid support function comprises of the active power control and reactive power control. The results of these tests are as follows.

6.1 Test results

As described above, the safety function in this research focused on the protection of under and overvoltage. According to the PEA grid code, the under voltage is set as 0.9 p.u., and overvoltage is set as 1.1 p.u. In case of grid voltage is out of this range (0.9 p.u. -1.1 p.u.), the inverter must immediately disconnect. The test results are shown in the Figure 3 and Figure 4.

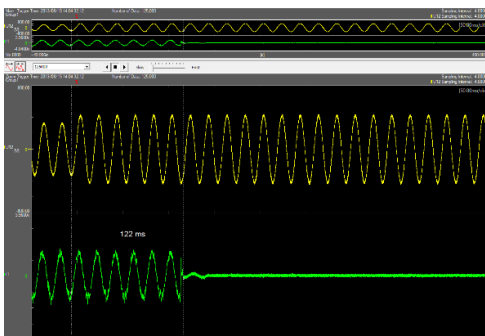


Figure 3. Overvoltage protection, which was measured by oscilloscope

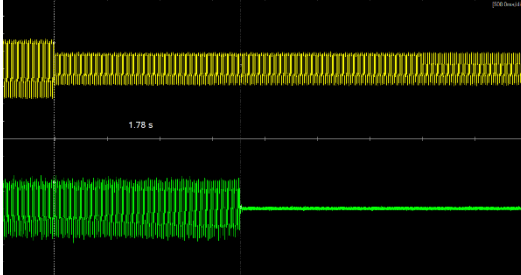


Figure 4. Under voltage protection which was measured by oscilloscope

6.1.1 Grid Support function of the grid inverter

Grid support function in this research concentrated on a variable reactive power control depending on the grid voltage, active power control.

A variable reactive power control depending on the grid voltage

A variable reactive power control depending on the grid voltage, is a commonly chosen tool for maintaining the distribution voltage within an acceptable range. When the distribution voltage is in a dangerous range (i.e. above or below the acceptable range of $0.9V_n$ - $1.10V_n$), the grid inverter and battery inverter have the ability to activate reactive power (either lagging or leading) to manipulate the grid voltage. Enabling lagging reactive power will lower critically high grid voltage, and activating leading reactive power will raise critically low grid voltage [29-30]. The ability to control reactive power to stabilize voltage is an essential resource and tool for network operators. Consequently, Thailand's Provincial Electricity Authority's (PEA) Power Network System Interconnection Code of 2016 (PEA grid code 2016) requires all PV systems to be able to supply not only active power but also the reactive power to the distribution system. Specifically, the PEA grid code 2016 mandates the reactive power capabilities of PV system inverters depending on their electrical capacity.

Inverters with a capacity of 500 kW or higher are required to be able to adjust their power factor (PF) between 0.90 lagging and 0.90 leading, while inverters with a capacity lower than 500 kW are required to be able to adjust their PF between 0.95 lagging and 0.95 leading. Given the PEA grid code 2016, the reactive power capabilities of grid inverters should be a reliable resource to network operators for maintaining the grid voltage within the acceptable range. For this reason, the ability of grid inverter and battery pcs were tested in SGtech's electrical laboratory

according to reactive power control. The test results of grid inverter and battery pcs on grid support function, reactive power control for maintaining the grid voltage as described below. The test results of reactive power control of grid inverter and battery PCS can be seen in Figure 5.

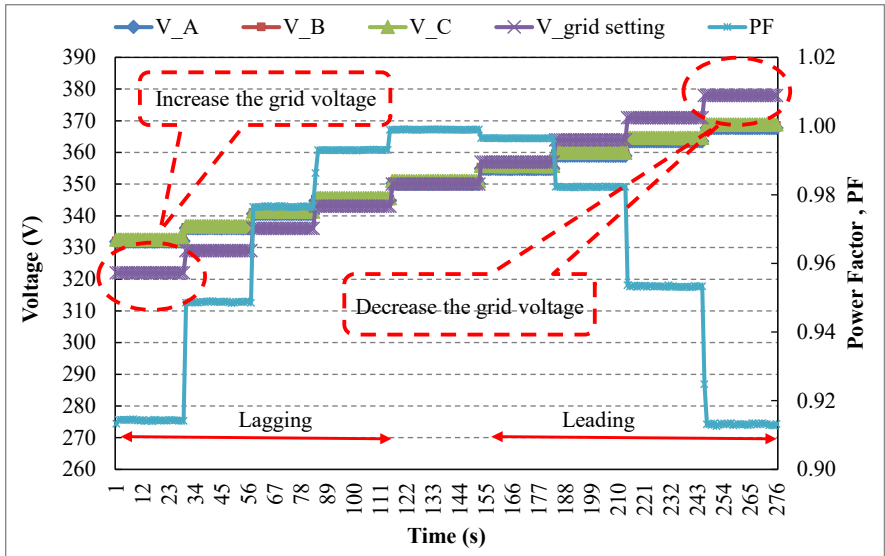


Figure 5. The reactive power control depending on the grid Voltage

Figure 5 shows the operation of grid inverter on grid support function, when grid voltage was higher than normal voltage so bus voltage can be decreased by absorbing the reactive power. On the other hand, grid inverter and battery pcs provides the reactive power support in case of grid voltage is lower than the normal voltage (1p.u. of V_n is 350 V) so the grid voltage can be increased. According to the Beginning of the test (Figure 6), grid voltage setting at the grid simulator was lower than V_n at 0.90 V_n , during this situation the grid inverter operated at the PF 0.90 lagging to inject reactive power for supporting and increasing the grid voltage to 0.95 V_n . At the middle of the test, the setting voltage same as nominal grid voltage, the grid inverter operated at the PF 1. At the end of the test, the grid voltage setting is higher than normal voltage at 1.09 V_n , this situation the inverter operates at PF 0.90 leading to absorb the reactive power. The behavior of the grid inverter during the test was the reactive power control depend on the grid voltage or a variable reactive power depending on the voltage $Q(U)$ in PEA grid code 2016

6.1.2 Active Power Control

Active power control depend on the grid voltage in this research, aims to control the power output of the grid inverter and battery PCS for maintaining grid voltage at the acceptable range of PEA requirements. The active power control is necessary for the grid operator in case of emergency such as grid voltage is higher than upper limit because of over active power fed to the grid. This case the grid inverter can automatically decrease the active power for keeping the grid voltage stability. According to PEA grid code 2016, the grid inverter requires to limit the active power from 1 P.U to 0 P.U. with responsible time less than one minute per steps.

6.2 The verification results of the FVSLC Algorithm

The verification results of the FVSLC algorithm can be divided into two groups; the first group is the simulation result for proving the algorithm, which maintains the grid voltage into the desired range, the second group is the testing result of the algorithm for economic operation. The results of both groups are described for clarity in detail as follows.

According to the primary objective of this research is to maintain the grid voltage into the desired range (0.94 p.u. -1.06 p.u.). Technically, the grid voltage fluctuation in the distribution system occurs when the power flow of supply and demand is unbalanced. In case of high amount of active power from PV system is higher than load power consumption, its effect on voltage rise. On the other hand, load power is higher than PV system production, in this case, the under voltage will occur. Not only unbalance between supply and demand which effect to voltage fluctuation but also other electrical parameters such as resistant. To verify the operation of a smart PV system equipped with the FVSLC Algorithm for grid voltage stability, the typical 22 kV distribution system in Thailand was modified to the 22 kV distribution test system connected with a smart PV system. The simulation can be divided into two parts; the first is 22 kV distribution test system connectd with a 8 MW typical PV system and second is a distribution test system connected with a smart PV system equipped with the FVSLC Algorithm. The voltage profiles of main busbar (MBb) will be simulated by DigSILENT PowerFactory software V. 15.1 (research license of Naresuan University, School of Renewable Energy Technology, Thailand). The modified 10 busbars of 22 kV distribution test system in this research is presented in Figure 7.

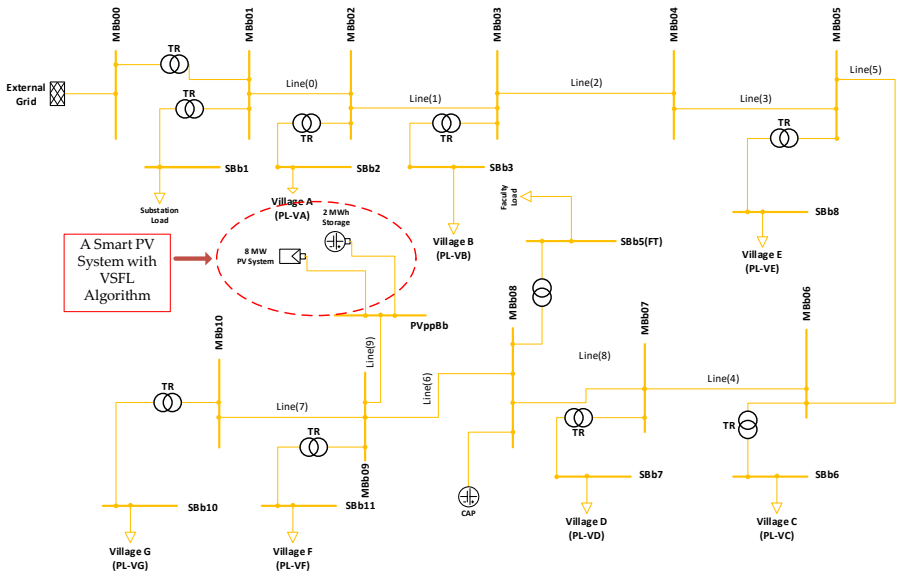


Figure 6. 22 kV distribution test system

The 22 kV distribution test system was modified from a distribution system that is already used in the northeast of Thailand. This distribution feeder has the problem of voltage rise because of RE system integration. The 8 MW typical PV system was installed and connected in the feeder as shown in Figure 10, and will be used for the simulation. Generally, the voltage profile of a distribution system depends on the balance between supply and demand. This voltage drop occurs in the distribution system because the electric current travels through passive elements (such as wires, conductors, the load itself, etc.) that create resistance, dragging on the voltage and decreasing it. Figure 12 shows voltage profiles for ten cases resulting from the first simulation (i.e. typical PV, no VSFL Algorithm). All these profiles in Figure 12 are for the distribution system running without PV power production, and the 10 cases represent variations in load from minimum (case 10) to maximum (case 2).

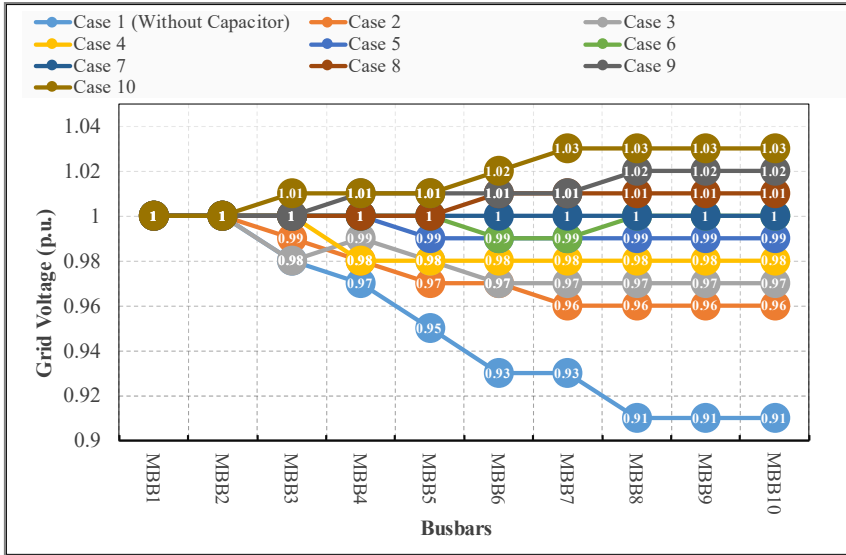


Figure 7. Voltage profile of the distribution system without PV power production

Figure 7 shows the voltage profile in the typical distribution system. One can clearly see that in Case 1 the voltage dropped in proportion to increasing distance from the substation to each more distant busbar, with the lowest voltage seen at the final busbar (MBb 10). The voltage at the MBb 10 is 0.91 p.u.. Strictly speaking, this value is acceptable; however, it barely meets the minimum requirement of the Thailand grid code. To improve the overall voltage profile, a capacitor was installed at busbar number 8 (MBb 8). After installing the capacitor, the voltage profile improves to arrive in the target range (0.96 p.u. to 1.06 p.u.) The resulting values with capacitor range from 0.96 p.u. to 1.03 p.u., depending on the load capacity. This operation improved the voltage profile, can be seen in case 3 to case 10 in Figure 7 Next, operation of this same 22 kV distribution system was simulated except with a typical PV system (8 MW PV system connected to busbar number 9). The resulting voltage profile is show in Figure 8.

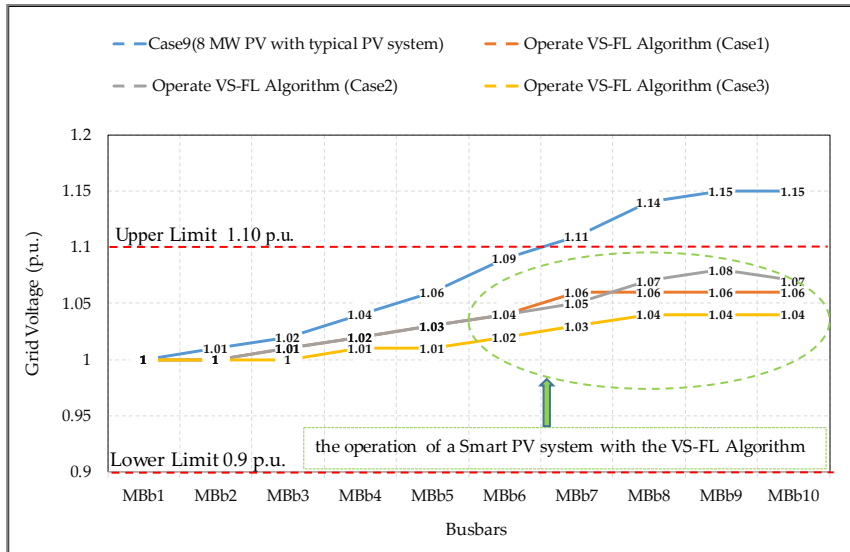


Figure 8. Voltage profile of the distribution system with PV power production (For example, Case1(0PV) means Case Study 1 with 0 MW of PV power production)

The difference between typical PV system and a smart PV system in this research can be described that a smart PV system consists of battery storage system (3 MW/2MWh) and increase the inverter capability to enable maintaining the distribution voltage stability. Not only add more components to a smart PV system but also developed the VSFL Algorithm for maintaining the distribution voltage into the target range (between 0.96 p.u. – 1.06 p.u. only for this research). The voltage profiles of distribution test system, was simulated by Digsilent PowerFactory software in case of the operation of a smart PV system equipped with FVSLC Algorithm as shown in Figure 9.

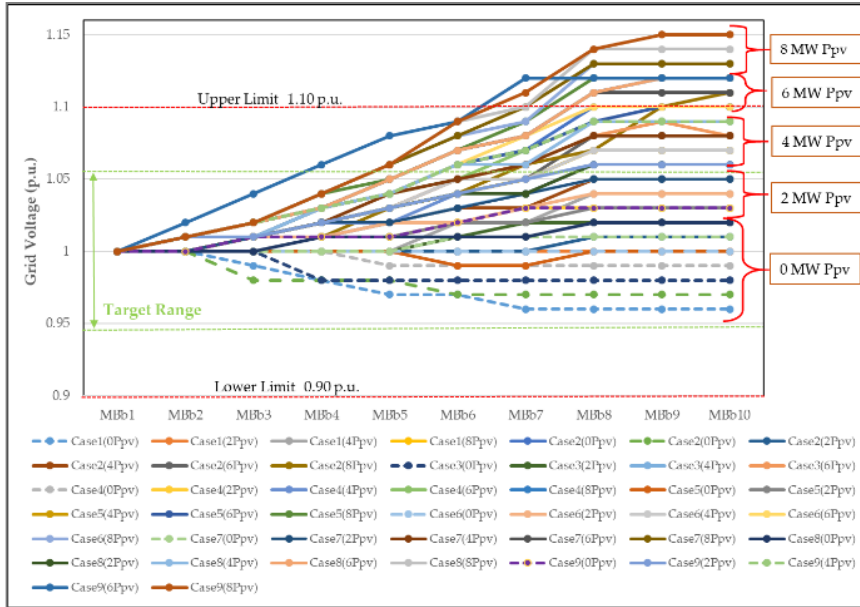


Figure 9. Distribution voltage integrated a smart PV system with the FVSLC Algorithm

(Operate VS-VF Algorithm(case1)) is a smart PV system operate as 0.2 MW electricity power charge to BSS when SOC is 0.9 and Grid Inverter operated at the PF 0.92 in case of PV power production equals 8 MW

Operate VS-FL Algorithm(case2) is a smart PV system operate as 0.8 MW electricity power charge to BSS when SOC is 0.5 and Grid Inverter operated at the PF 0.92 in case of PV power production equals 8 MW

Operate VS-FL Algorithm(case3) is a smart PV system operate as 1.8 MW electricity power charge to BSS when SOC is 0.3 and Grid Inverter operated at the PF 0.92 in case of PV power production equals 8 MW)

Figure 9 showed the simulation results by Digsilent PowerFactory in case of no power production from PV system with maximum load consumption (Case 1). Case 1 (load power consumption is maximum at 6 MW total capacity and no PV power production) was the worst case study for under voltage due to maximum electricity power consumption (6 MW) in the 22 kV distribution test system. Distribution voltage at the MBb6 to MBb10 was very low voltage (0.91 p.u. of voltage at the MBb8 to MBb10). The grid voltage was out of target range so a smart PV system

equipped with the VSFL Algorithm operated for increasing the grid voltage into the target range. To increase the distribution voltage into the target range, the VSFL Algorithm ordered a battery storage system to discharge electricity into the load within the distribution system. After operated the system resulted to distribution voltage form the MBb2 to MBb10 was increasing into the desired range. A smart PV system operated with the VSFL Algorithm can significantly enable to maintain the distribution voltage as present in Figure 10.

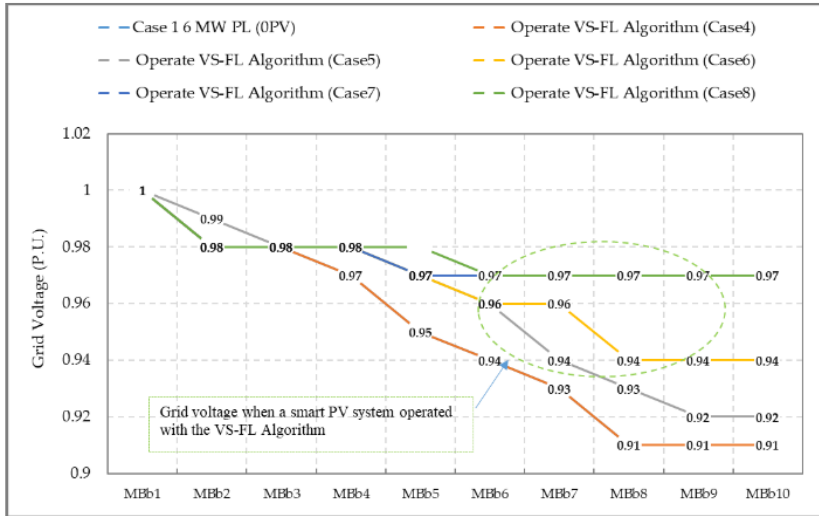


Figure 10. Distribution voltage integrated a smart PV system with the FVSLC Algorithm

As previously mentioned, the prime mission of the FLO Algorithm is to decrease power purchase from the main grid during peak times and also to maximize use of electricity that can be sourced from PV systems (as opposed to electricity purchased from the main grid). Tests of the FLO Algorithm went well, and its performance and output were successful. The results of the experiment illustrate how load shaving, peak load clipping and load filling are controlled and managed in a balance between two main entities in the SSG. The first entity is the BSPM, which discharges electrical power during peak times in order to decrease the amount of electricity that must be purchased at the high price. Conversely, electricity is charging the batteries during off peak times when the price is low. Power is also

sent to charge the battery when PV power production is in excess of what is being used. The second entity is the DSPM, which disconnects noncritical loads (for example certain lighting, air conditioning and heating) during peak time. The operation results of the SSG equipped with the FLO Algorithm are shown in Figure 11.

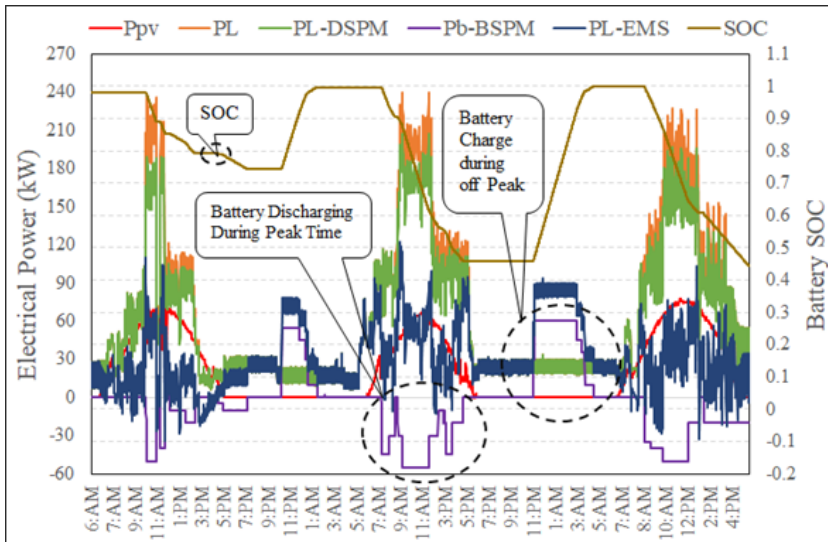


Figure 11. Operation of the SSG when equipped with the FLO Algorithm (PL-DSPM is load power that is managed by DSPM, Pb-BSPM is battery power that is managed by BSPM and PL-EMS is load power is fully managed by the FLO algorithm)

Figure 11 shows that during peak times, load (i.e. power consumption) is decreased by the DSPM. This process decreased the load by 11.81 %. This was calculated from the difference between PL and PL-DSPM. During battery discharge, energy demand can be decreased by about 18.98 %. During peak time, 30.79 % of electrical energy demand was decreased by the DSPM and the BSPM. During off peak time, the FLO Algorithm directs the SSG to charge the battery when the battery SOC is lower than 0.98. This is when the batteries are charged from the main grid, because the price of electricity is lower than during peak time. The battery always needs to be charged to full capacity prior to the next coming day. In

Figure 12, when the BSPM line (purple) dips below zero (on the left vertical axis), that means the battery is discharging, and when the BSPM line is above zero, the battery is charging. During this process, the normal and unavoidable energy loss was 6.82 % from the charging and discharging processes, these losses depend on the efficiency of power conversion units in the system.

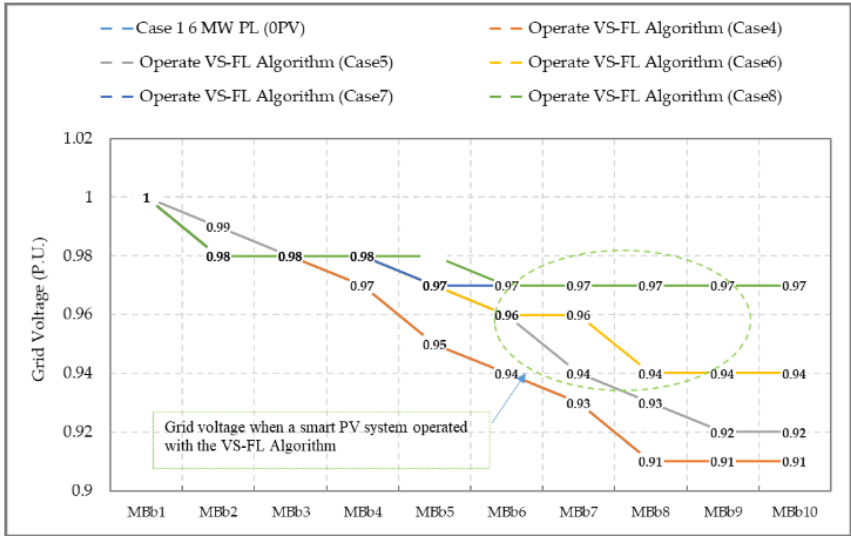


Figure 12. Distribution voltage profile when operation a smart PV system with the VSFL Algorithm

Operate VSVF Algorithm (case4) is a smart PV system operate as 0 MW electricity power discharge from BSS when SOC is 0.3, no PV power production and 6 MW load power

Operate VSVF Algorithm (case5) is a smart PV system operate as 0.2 MW electricity power discharge from BSS when SOC is 0.4, no PV power production and 6 MW load power

Operate VSVF Algorithm (case6) is a smart PV system operate as 1.3 MW electricity power discharge from BSS when SOC is 0.5, no PV power production and 6 MW load power

Operate VSVF Algorithm (case7) is a smart PV system operate as 2.4 MW electricity power discharge from BSS when SOC is 0.5, no PV power production and 6 MW load power

Operate VSVF Algorithm (case8) is a smart PV system operate as 2.8 MW electricity power discharge from BSS when SOC is 0.5, no PV power production and 6 MW load power

As previously mentioned, the prime mission of the FLO Algorithm is to decrease power purchase from the main grid during peak times and also to maximize use of electricity that can be sourced from PV systems (as opposed to electricity purchased from the main grid). Tests of the FLO Algorithm went well, and its performance and output were successful. The results of the experiment illustrate how load shaving, peak load clipping and load filling are controlled and managed in a balance between two main entities in the SSG. The first entity is the BSPM, which discharges electrical power during peak times in order to decrease the amount of electricity that must be purchased at the high price. Conversely, electricity is charging the batteries during off peak times when the price is low. Power is also sent to charge the battery when PV power production is in excess of what is being used. The second entity is the DSPM, which disconnects noncritical loads (for example certain lighting, air conditioning and heating) during peak time. The operation results of the SSG equipped with the FLO Algorithm are shown in Figure 13.

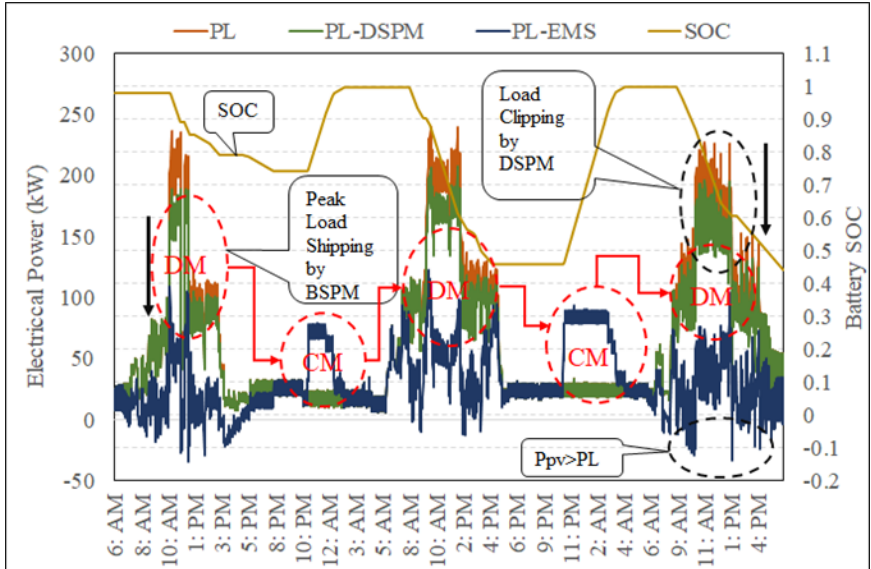


Figure 13. SSG's response to the BSPM and DSPM to decrease the load demand at peak time. (DM = discharge mode, CM = charge mode)

Figure 13 shows that the SSG responded correctly according to the vision of the applied the FLO algorithm, changing the load profile as planned. The load demand decreases during the peak time in response to the DSPM and BSPM ($P_{\text{ESM}} = PL - P_{\text{pv}} - PL_{\text{EMS}}$). The SOC of battery storage (seen in Figure 13) decreases during discharge mode (DM) and increases during charging mode (CM). During off peak time, electricity prices are lower than during peak time, so if the SOC is not full ($\text{SOC} > 0.98$), the FLO Algorithm directs it to charge until SOC reaches full capacity. The annual operation results of the SSG with the FLO Algorithm found that, average total energy consumption (EL-total) of the SSG was 38,295 kWh/month; this among of electricity consumption was supplied from PV system about 13,866 kWh/month. The electricity demand during peak time was significantly decreased by DSPM and BSPM about 4,191 kWh/month and 7,071 kWh/month, respectively. The BSPM manages the SSG to charge the battery during off peak time when battery state of charge is not full on the other hand battery is discharge to electricity demand during peak time for decreased electricity purchase from main grid. The electrical energy sharing in percentage compare to the total electricity consumption, which was

supplied about 36.98 %, 11.06 % and 18.90 % by 120 kW PV system, DSPM and BSPM, respectively.

Figure 14 indicated that during the off peak time, especially at nighttime, the FVSLC Algorithm commands to charge the battery permanently full capacity by purchasing electricity from the main grid. Charge and discharge electricity processes of battery storage system to minimize purchased electricity from main grid, the electrical energy loss was 6.82 %.

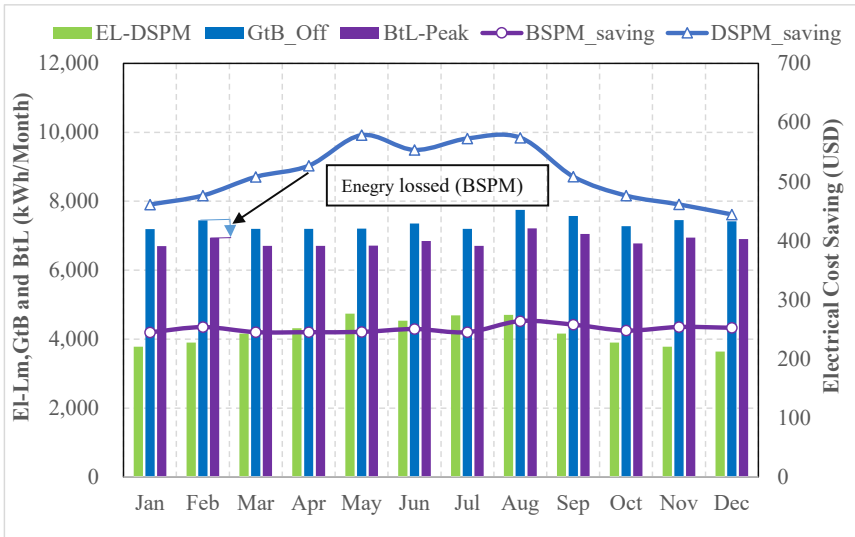


Figure 14. Electrical energy and cost saving by applied the FLO Algorithm (GtB_off is electricity is charged to battery from main grid during off peak time, BtL-peak is electricity is discharged from battery to load demand during peak time, BSPM_saving is total amount of money saving by BSPM, DSPM_saving is total amount of money saving by DSPM)

This energy loss is influenced by the efficiency of power conversion system (PCS) which was installed in SSG. Although, during this process energy loss was occurred but it is worth to follow this process because the process significantly enables to save money. Forasmuch, the TOU electricity prices is so different about 34.74 %, it is calculated by prices of electricity during peak time (\$0.122/kWh) and off peak time (\$0.079/kWh). Thus, the SSG with the FLO Algorithm designed to charges the batteries during off peak times at a lower price of electricity on the others hand

discharged electricity from battery to load demand during peak times for decreasing purchased electricity from the main grid. This process, BSPM pretty save money about \$3006/year or 5.78 % when compared to total electricity bill (52,021/year). 5.78 % of saving is rather small amount but this value is direct proportion to the capacity of battery storage and load. During BSPM process enables to save money about 29.94 % (Analyzed by charge battery with low price during off-peak time on the other hand discharge electricity with high price during peak time). DSPM reduced the electrical energy demand by disconnected noncritical load (certain lighting, air conditioning and heating) during peak time. This process (DSPM) can significantly save money about \$6,144 per year or 11.81 % when compared to the total electricity bill. Figure 14 indicated that after applied the FLO Algorithm into the SSG, the monthly electricity cost was significantly decreased. The total annual electricity cost was saved \$9,148 or 17.58 % when compared to the total annual electricity bill.

7 CONCLUSION

This research is mainly focused on the developing of a control algorithm for two main objectives; the first is voltage stability, controls the grid voltage into the desired range (0.96 p.u. -1.06 p.u.), the second is an economic operation, controls the SSG system operation follows the structure of the electricity price in the style of Time of Use (TOU). The developed control algorithm which is named the Fuzzy Voltage Stability and Low-Cost Operation Algorithm (FVSLC Algorithm), was described in detail as follows.

Grid voltage stability study, this research starting with the test of grid inverter in SERT' s laboratory on grid support functions, active and reactive power control depending on the grid voltage and safety function were tested. The results of the test showed that the inverter power management enabled to maintain the grid voltage stability. After analyzed the test results, this part of the control algorithm was developed for a smart PV system by using fuzzy logic method. To verify the operation of a smart PV system equipped with the FVSLC Algorithm, the existing 22 kV distribution system with an 8 MW typical PV system in the northeast of Thailand, was modified to be a 10 busbars 22 kV distribution test system. Digsilent PowerFactory was used to simulate the operation results of a smart PV system equipped with the FVLC Algorithm. Finally, the results of this research indicated that a smart PV system operated with the FVLC Algorithm enabled to maintain the

distribution voltage into the desired range (0.94 p.u. -1.06 p.u.) by managing the battery storage system and grid inverter power management. These will be the solution to solve the problem of voltage fluctuation caused by the RE system, which is fluctuated power production.

The School of Renewable Energy Technology (SERT) anticipates the importance of a national Smart Grid in Thailand and so developed the SERT Smart Grid (SSG) as a research vehicle to prepare for the future. The FVSLC Algorithm skillfully manages load and battery storage systems to optimize operations in response to peak and off peak electricity prices for the most economical outcome. A smart and advance algorithm enables to decrease the negative impacts of power fluctuation from RE systems and allows them to make quick and correct decisions. An importance of applying the FLO Algorithm in SSG significantly reduced cost of electricity by two entities, demand side power management (DSPM) and battery storage power management (BSPM) following Time of Use (TOU) pricing. DSPM can monthly reduce cost of electricity about 11.81 % and BSPM, charge and discharge strategy of battery storage system can pointedly reduce 5.78 % compared to total electricity bill and 29.94 % during BSPM process. For the process of BSPM, unavoidable energy loss during charging and discharging processes was 6.68 %. In conclusion, the FVSLC Algorithm, encompassing both the BSPM and DSPM, can significantly reduce the SSG's electricity costs, about 17.58 % or \$9,148 per year. The amount of money saved is directly proportional to the difference between the peak rate and off-peak rate (which the FVSLC Algorithm strategically leverages by intelligently managing the BSPM and DSPM) as well as the battery storage capacity and load volume. Today as avenues are sought to decrease consumption of fossil fuels, A Smart Grid empowered with an innovative, intelligent algorithm is a robust solution for the near future.

8 Nomenclature

P _{pv}	Electrical power production by PV systems
E _{pv}	Electrical energy production by PV systems
SOC	State of charge
PL	Normal load power
PL-DSPM	Load power with demand size power management
Pb-BSPM	Battery power with battery storage power management

PL-EMS	Load power with DSPM and BSPM
EL-DSPM	Energy consumption with demand size power management
EL-BSPM	Energy consumption with battery storage power management
EL-G2L	Energy consumption, which is supplied by grid (Grid to load)
EL-G2Boff	Electrical energy from the grid is charged to battery storage during off peak time
EL-B2Lpeak	Electrical energy from battery storage is supplied to load during peak time
EL-total	Total electricity consumption
E-supply	Total electricity supply
E-price	Electricity cost
Per-Epv/Elt	Percentage of PV energy production per energy consumption
Per-Edspm/Elt	Percentage of net energy with DSPM per energy consumption
Per-Ebspm	Percentage of net energy with BSPM per energy consumption
Per-Eg/Elt	Percentage of net energy from grid per energy consumption
BSPM_saving	Electrical cost saving by BSPM
DSPM_saving	Electrical cost saving by DSPM

9 Acknowledgement

The authors would like to convey thanks to Naresuan University, providing financial support for this research.

10 References

1. Sunil Kr. Jha et al, Renewable energy: Present research and future scope of Artificial Intelligence, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77 (2017) 297–317.
2. M. Mejbaul Haque and Peter Wilfs, A review of high PV penetration in LV distribution network: Present status impacts and mitigation measures, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62 (2016) 1195–1208.
3. Yaping Hua et al, Development of renewable energy in Australia and China: A comparison of policies and status, *Renewable Energy* 85 (2016) 1044 - 1051.
4. Mehdi Mosadeghy et al, Impact of PV penetration level on the capacity value of South Australian wind farms, *Renewable Energy* 85 (2016) 1135 - 1142.
5. Minas Patsalides et al, A generic transient PV system model for power quality studies, *Renewable Energy* 89 (2016) 526 - 542.
6. Sofia Simoes et al, Impact of different levels of geographical disaggregation of wind and PV electricity generation in large energy system models: A case study for Austria, *Renewable Energy* 105 (2017) 183-198.

7. Dimitrios Xenias et al, UK smart grid development: An expert assessment of the benefits, pitfalls and functions, *Renewable Energy* 81 (2015) 89 – 102.
8. Cuk Supriyadi and Ali Nandar, Robust PI control of smart controllable load for frequency stabilization of microgrid power system, *Renewable Energy* 56 (2013) 16 – 23.
9. Trevor Williams et al, Integrating renewable energy using a smart distribution system: Potential of self-regulating demand response, *Renewable Energy* 52 (2013) 46 – 56.
10. Rehman Zafar et al, Prosumer based energy management and sharing in smart grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2017).
11. Sandeep Kakran and Saurabh Chanana, Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018) 524–535.
12. Yeliz Yoldaş et al, Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72 (2017) 205–214.
13. Nicholas Good et al, Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72 (2017) 57–72.
14. Hamdi Abdi et al, A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 71 (2017) 742–766.
15. Amy H.I. Lee et al, Building smart grid to power the next century in Taiwan, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 68 (2017) 126–135.
16. M.S. Hossain et al, Role of smart grid in renewable energy: An overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016) 1168–1184.
17. Naebboon Hoonchareon, Thailand Smart Grid Policy Plan and Roadmaps, Chulalongkorn University, Thailand. (2013).
18. Haider Tarish Haider et al, Residential demand response scheme based on adaptive consumption level pricing, *Energy* 113 (2016) 301-308.
19. Lu Xia et al, Local measurements and virtual pricing signals for residential demand side management. *Sustainable Energy, grid and network* 4(2015) 62-71.
20. Dongsik Jang et al, Variability of electricity load patterns and its effect on demand response, A critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers, *Energy Policy* 88 (2016) 11 – 26.
21. Nnamdi et al, Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response, *Renewable Energy* 101 (2017) 16 - 28.
22. Xiaonan Wang et al. Optimal scheduling of demand responsive industrial production with hybrid renewable energy systems, *Renewable Energy* 100 (2017) 53 – 64.
23. M.H. Alham et al, A dynamic economic emission dispatch considering wind power uncertainty incorporating energy storage system and demand side management, *Renewable Energy* 96 (2016) 800 – 811.
24. Tae-Hyun et al, The incentive announcement effect of demand response on market power mitigation in the electricity market, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76 (2017) 545–554.
25. Pierluigi Siano, Demand response and smart grids - A survey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (2014) 461 – 478.

26. Juan P et al, A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids, *Renewable Energy* 77 (2015) 539 - 549.
27. L. Suganthi et al, Applications of fuzzy logic in renewable energy systems - A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 48 (2015) 585 – 607.
28. Lucio Ciabattoni et al, Fuzzy logic based economical analysis of photovoltaic energy management, *Neuro computing* 170 (2015) 296–305.
29. Oscar Castillo and Patricia Melin, A review on interval type-2 fuzzy logic applications in intelligent control, *Information Sciences* 279 (2014) 615 – 631.
30. M. Parvizmosaed et al, A multi-stage Smart Energy Management System under multiple uncertainties: A data mining approach, *Renewable Energy* 102 (2017) 178 - 189.
31. Bingium Xiao et al, A universal state of charge algorithm for batteries, *Design Automation Conference (DAC), 2010 47th ACM/IEEE.*
32. David Wenzhong Gao, Energy storage for sustainable Microgrid, 2015 Elsevier Ltd. ISBN: 978-0-1-803374-6.
33. Energy ministry of Thailand, Electricity Prices, On-line. Available from internet <http://www.eppo.go.th/power/pw-Rate-PEA.html>

DER AKTUELLE RECHTSRAHMEN FÜR DIE NUTZUNG VON SPEICHERN UND POWER-TO-X

Florian Valentin*

von Bredow Valentin Herz, Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB, Littenstraße 105,
10179 Berlin, Kontakt: valentin@vbvh.de, Telefon 030 / 8 09 24 82 - 20

Speicher sind das ideale Multifunktionswerkzeug, um lokal und regional, systemdienlich und sektorenübergreifend die notwendige Flexibilität zu erbringen. Von der (punktuellen) Bereitstellung von Leistung bis zur "wirklichen" Speicherung von Energie über Tage, Wochen oder Jahre wird letztlich jedes Energiesystem, ob klein, ob groß, ob „on-grid“ oder „off-grid“, ob analog oder digital, durch die Verbindung mit einer Speichertechnologie stabiler, effizienter, nachhaltiger und smarter.

Der aktuelle Rechtsrahmen basiert jedoch noch immer auf dem zentral ausgerichteten Energiesystem der Vergangenheit, das sich auf Erzeugung, Transport und Verbrauch von Strom beschränkte. Speicher können immer wieder und je nach Anwendung nicht eindeutig einer dieser Säulen zugeordnet werden. Die aktuell noch geltende pauschale Einordnung als Verbraucher greift jedenfalls eindeutig zu kurz. Speicher sind Speicher und keine Verbraucher. Das Resultat dieser Einordnung ist, dass gespeicherte Energie teils doppelt belastet wird (bei der Speicherung und erneut beim eigentlichen Letztverbraucher). Zwar gibt es bereits zahlreiche Ausnahme- und Sonderregeln, die diese Mehrfachbelastungen verhindern sollen, jedoch sind die administrativen Anforderungen häufig zu hoch oder unklar (z.B. an Messkonzepte oder Meldepflichten).

Ferner können eine Vielzahl an praktisch hoch relevanten Fragen derzeit nicht juristisch sachgerecht gelöst werden. Einige der geltenden rechtlichen Vorgaben sind in der Praxis nicht oder nur mit völlig unverhältnismäßigem technischem und administrativen Aufwand umsetzbar. Dadurch werden teilweise unverhältnismäßige und volkswirtschaftlich unsinnige Kosten generiert, wenn Rechtsanwender versuchen, sich rechtskonform zu verhalten.

Die Einführung einer eigenständigen Speicherdefinition wäre als ein erster Schritt hin zu mehr Rechtsklarheit. Sie würde es ermöglichen, Speichern eine

eigenständige Rolle neben Erzeugung, Transport und Verbrauch zuzuschreiben und sachgerechte Rechtsfolgen für die Speicherung von Energie in den verschiedenen Anwendungen, Dienstleistungen und Sektoren zu entwickeln. In derzeit auf europäischer Ebene enthaltenen Entwürfen ist inzwischen eine eigenständige Definition der Rolle von Speichern (in der Electricity Market Design Directive MDD, Art. 2 Nr. 47) zu finden.

- * Dr. Florian Valentin ist Gründungspartner der Anwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz. Seit 2006 befasst er sich mit dem Energierecht und dem Recht der Erneuerbaren Energien. Er berät Energieversorgungsunternehmen, Anlagenhersteller, Anlageninstallateure und Anlagenbetreiber, Projektentwickler und Energiehändler zu allen Rechtsfragen rund um Erneuerbare Energien. Seine Beratungsschwerpunkte sind neben dem EEG die Gestaltung und Prüfung von Verträgen, insbesondere zur Stromvermarktung und Stromlieferung sowie der Kauf und Verkauf von EEG-Anlagen. Dr. Valentin ist Autor mehrerer Bücher und zahlreicher Aufsätze zum Recht der Erneuerbaren Energien. Er hält eine Vielzahl von Vorträgen.

MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN VON ENERGIESZENARIEN AUF LÄNDEREBENE – DAS BEISPIEL THÜRINGEN

Viktor Wesselak¹ und Florian Klumpp²

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

² Fichtner GmbH & Co. KG, Sarweystrasse 3, 70191 Stuttgart

Schlüsselwörter: Energieszenarien, Energiepolitik, Thüringen, Sektorkopplung

Zusammenfassung/Abstract

Um die Auswirkungen politischer oder technologischer Entscheidungen beim Umbau des Energiesystems besser abschätzen zu können, werden Energieszenarien herangezogen. Dabei handelt es sich um komplexe Modellrechnungen, die z.B. unter vorgebbaren Randbedingungen eine kosten- oder emissionsoptimierte Konfiguration eines Energiesystems ermitteln. Aus ihnen lassen sich Handlungsnotwendigkeiten aber auch Gestaltungsspielräume ableiten. Auf Bundesebene sind Energieszenarien seit gut 20 Jahren fester Bestandteil der energiepolitischen Diskussion [1-3].

Auf Länderebene werden Energieszenarien bisher überwiegend auf Basis bilanzieller Modelle gerechnet [4]. In diesem Beitrag werden erste Ergebnisse eines Energiesystemmodells auf Basis stundenaufgelöster Last-, Erzeugungs- und Preisprofile für das Land Thüringen vorgestellt. Für die Konfiguration des Modells wurden Erzeugungs- und Speichertechnologien sowie Technologien zur Sektorkopplung angelegt. Das Modell verfügt ferner über Möglichkeiten zum Import und Export von fossilen Energieträgern, Strom und Wasserstoff.

Mithilfe des Energiesystemmodells kann nun untersucht werden, wie ein gegebener Nutzenergieverbrauch unter Einhaltung der politischen Zielsetzungen der Landesregierung und dem technischen Ausbaupotential der Erneuerbaren Energien kostenoptimal erfolgen kann sowie welchen Beitrag PtX- und Speichertechnologien in einem solchen Energiesystem zu leisten im Stande sind.

1 Fragestellung

Klimaschutz und Energiewende gehören zu den Leitprojekten der Thüringer Landesregierung. Dazu ist im Koalitionsvertrag die Verabschiedung eines Klimagesetzes verabredet, das für die Energie- und Klimapolitik in Thüringen verbindliche Ziele und Zwischenziele vorgibt. Dies betrifft einerseits den Ausbau Erneuerbarer Energien und andererseits die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Ferner sieht der Koalitionsvertrag für Thüringen einen Ausbau der Erneuerbaren Energien dergestalt vor, dass 2040 der Endenergiebedarf Thüringens bilanziell und sektorübergreifend durch einen Mix Erneuerbarer Energien vollständig gedeckt werden kann [5]. Sektorübergreifend bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein Defizit in einem Sektor durch eine erhöhte Energieerzeugung in einem anderen Sektor ausgeglichen werden kann.

Thüringen bietet durch seine zentrale Lage hinsichtlich der bundesdeutschen Strom- und Gasübertragung besondere Voraussetzungen für eine großtechnische Etablierung von Power-to-X-Technologien. Um den Beitrag dieser Technologien für die Deckung des Thüringer Endenergiebedarfs mittels Erneuerbarer Energien und der Erschließung neuer Wertschöpfungspotentiale abschätzen zu können, sind bilanzielle Betrachtungen nicht detailliert genug. Im Auftrag der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) wurde daher das in diesem Beitrag vorgestellte Energiesystemmodell entwickelt, das eine detaillierte, stundenscharf aufgelöste Abbildung und Optimierung von Energieflüssen und damit verbundener Zahlungsströme auf Stundenbasis erlaubt. Dadurch ist es nun möglich die technologisch notwendige Infrastruktur eines zukünftigen Energiesystems in Thüringen abzuschätzen und deren Dimensionierung beispielsweise hinsichtlich der Gesamtkosten zu optimieren.

2 Energiesystemmodell Thüringen 2040

Ein Energiesystemmodell bildet ein reales Energiesystem schematisch ab. Die wichtigsten Komponenten eines ESM sind die verschiedenen Energieformen (typischerweise Primär-, End-, und Nutzenergie) und die dazwischenliegenden Umwandlungs- und Speichertechnologien. Abbildung 1 zeigt das mit Hilfe der Software BoFiT realisierte Energiesystemmodell für das Bundesland Thüringen im Jahr 2040.

Das dargestellte Energiesystemmodell kann wie folgt gelesen werden: Auf der rechten Seite in Abbildung 1 wird durch die drei Verbrauchssektoren „Industrie“, „Haushalte & Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ und „Verkehr“ Nutzenergie z.B. in Form von Raumwärme, Stromverbrauch oder Personen-km bezogen. Um diese in Stundenauflösung vorliegenden Nutzenergiebedarfe zu decken, stehen unterschiedliche Energiewandler zur Verfügung, wie z.B. Elektrogeräte, Heizkessel, Wärmepumpen oder Fahrzeuge. Sie werden durch mittlere jährliche Endenergie-Nutzungsgrade abgebildet. Als Endenergieträger sind

- Elektrizität
- Nah- und Fernwärme
- Wasserstoff
- Erdgas
- Mineralölerzeugnisse
- Biomasse

in das Modell implementiert.

Die Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem Thüringen 2040 erfolgt u.a. durch die Verwendung von Power-to-X-Technologien (in Abb. 1 grau hinterlegt) und Energiespeichern (in Abb. 1 orange hinterlegt). Neben dem Import ist auch ein Export von Energieträgern (Erdgas bzw. Erdgas-Wasserstoff-Gemisch, Strom und Wasserstoff) möglich (links in Abb. 1).

für die Weiterentwicklung der Energie- und Klimapolitik des Landes dar und ist u.a. hinsichtlich der Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2040 auch Grundlage des Energiesystemmodells.

Wie in Abbildung 2 dargestellt werden dem Optimierer Erzeugungs- und Lastprofile sowie Energiepreise in Stundenaufösung vorgegeben. Für die Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom sowie für solarthermisch bereitgestellte Wärmeenergie sind jeweils thüringentypische Jahresgänge implementiert. Für Wasserkraft und feste Biomasse wird von einem im Jahresverlauf gleichbleibenden Verlauf, für Mineralöle von einer lokalen (nicht mitmodellierten) Speicherung ausgegangen. Die Lastprofile wurden für die unterschiedlichen Nutzenergiebedarfe über eine thüringenspezifischen Verrechnung von Standardlastprofilen des BDEW und der Thüringer Energienetze GmbH ermittelt. Typische Randbedingungen (Restriktionen) sind

- Flächenbegrenzungen für den Ausbau der Windkraft (hier 1 Prozent der Landesfläche)
- Annahmen zu Börsenpreisen, CO₂-Abgaben und Netznutzungsentgelten im Jahr 2040
- Netzbeschränkungen für den Import und Export von Strom, Erdgas und Wasserstoff

Erste Ergebnisse einer Kostenoptimierung sind im folgenden Kapitel dargestellt.

3 Wie kann das Energiesystem Thüringen 2040 aussehen?

In einer ersten Modellrechnung wurde untersucht, wie ein kostenoptimales Energiesystem für Thüringen im Jahr 2040 aussehen könnte, das den energiepolitischen Zielsetzungen des Landes – und hier insbesondere eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 88 Prozent sowie eine bilanzielle Deckung des Endenergiebedarfs ausschließlich mit Erneuerbaren Energien – gerecht wird.

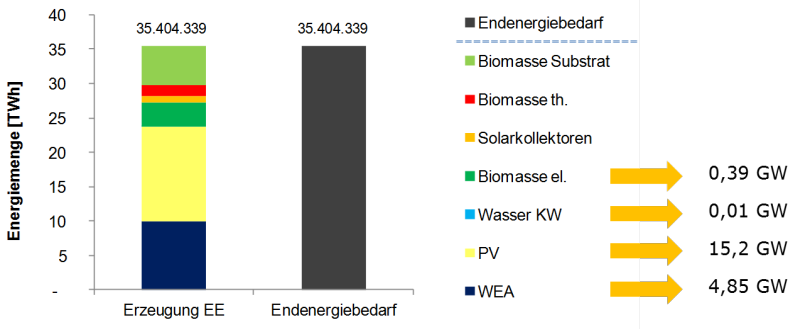


Abbildung 3: Bilanzierende Deckung des Thüringer Endenergiebedarfs im Jahr 2040 mittels Erneuerbarer Energien sowie die dafür notwendigen Leistungen

Abbildung 3 zeigt zunächst, dass eine bilanzielle Deckung des Thüringer Endenergiebedarfs von 35,4 TWh durch Erneuerbare Energien grundsätzlich möglich ist. Die Potenziale von Wasserkraft und Biomasse werden dabei weitgehend ausgeschöpft. Der Ausbau der Windkraft stößt an die Restriktion, dass nur 1 Prozent der Landesfläche für Windkraft zur Verfügung stehen sollen. Dadurch kommt es zu einem überproportional starken Ausbau der Photovoltaik von 15.200 MW_p, die den einzigen verbliebenen Freiheitsgrad darstellt.

Aufgrund der Verwendung von Energiepreisen in Stundenauflösung für den Import und Export von Energie über die Systemgrenzen des Modells, werden sowohl Energiespeicher als auch PtX-Technologien durch den Optimierer allokiert. Abbildung 4 zeigt den Speichereinsatz von Batterie-, Wärme- und Wasserstoffspeichern. Während der Batteriespeicher – nicht zuletzt wegen der hohen photovoltaischen Stromproduktion – eher in einem Tageszyklus eingesetzt wird, handelt es sich bei den Wärmespeichern um typische saisonale Speicher. Der implementierte Wasserstoffspeicher wird nur zu etwa 40 Prozent ausgelastet und ist somit überdimensioniert. Die modellierte Speichergröße entspricht allerdings konkreten, als Wasserstoffspeicher geeigneten Salzkavernen und Erdgaslagerstätten in Thüringen.

Eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung wird der Power-to-Heat-Technologie zukommen. Die Ergebnisse dieser Modellrechnung bestätigen insofern die Ergebnisse der Fraunhofer-Studie zum Energiesystem Deutschland [7]. Die Power-to-Heat-Anlagen nutzen die Wärmespeicherung und können so bei einem Überangebot an elektrischer Energie – im Jahr 2040 gleichbedeutend mit einem Überangebot an Wind- und/oder Photovoltaikstrom – von günstigen Strompreisen profitieren. Dieser Effekt lässt sich nicht nur saisonal, sondern auch während der Heizperiode im Tages- bzw. Wochenverlauf beobachten.

Bei den Power-to-Gas-Technologien ist eine differenzierte Betrachtungsweise notwendig (vgl. Abbildung 5). Die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff ist insbesondere für die stoffliche Nutzung attraktiv. Dabei wird mittels Elektrolyse Wasserstoff für Produktionsprozesse der chemischen Industrie zur Verfügung gestellt und substituiert über Reformationsprozesse aus Erdgas gewonnenen Wasserstoff. Durch die Ausnutzung der Strompreisschwankungen ist der Betrieb eines Wasserstoffspeichers sinnvoll. Eine Rückverstromung von Wasserstoff mittels Brennstoffzellen ist nur bei extrem hohen Strompreisen wirtschaftlich darstellbar. Diese treten nur an wenigen Stunden im Jahr auf, so dass der Einsatz dieser mit hohen Investitionskosten verbundenen Technologie insgesamt wenig wahrscheinlich ist. Umgekehrt konkurriert eine Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz mit den vergleichsweise niedrigen Erdgaspreisen und ist daher nur bei extrem niedrigen Strompreisen wirtschaftlich darstellbar. Hinzu kommt ein insgesamt sinkender Gasabsatz, der zu sinkenden Aufnahmekapazitäten von Wasserstoff im Gasnetz führt und den Einsatz dieser Speicheroption unter den gewählten Randbedingungen ebenfalls fraglich erscheinen lässt. Power-to-Gas-Technologien mit dem Ziel einer Methanisierung sind ebenfalls nur bei extrem niedrigen Strompreisen wirtschaftlich darstellbar. Diese treten nur an wenigen Stunden im Jahr auf, so dass der Einsatz dieser mit hohen Investitionskosten und einem vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad verbundenen Technologie insgesamt wenig wahrscheinlich ist. Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt auch die Fraunhofer-Studie für ganz Deutschland [7].

Dass ein Teil der Power-to-X-Technologien im Rahmen einer Optimierung der Gesamtkosten praktisch nicht zum Zuge kommt, hat seine Ursache einerseits in dem hohen technischen Aufwand verbunden mit vergleichsweise niedrigen Gesamtwirkungsgraden entlang der Prozesskette; andererseits konkurrieren diese Technologien mit den trotz berücksichtigter CO₂-Zertifikatspreise niedrigen Preisprognosen für Erdgas. Daran ändert sich grundsätzlich auch dann nichts, wenn

Umwandlungswirkungsgrade in der Nähe der thermodynamischen Grenzen angenommen werden. Bei einer weitgehend vollständigen Dekarbonisierung des Thüringer Energiesystems ist hier vermutlich mit einer anderen Bewertung zu rechnen.

4 Einordnung der Ergebnisse

Die vorliegende Energiesystemmodellierung nimmt mehrfach Bezug auf die Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme [7]. In diesem Abschnitt soll daher kurz auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Zielstellung und Methodik eingegangen werden. Im Rahmen seiner Eigenforschung erarbeitete das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme eine Studie zur Struktur der deutschen Energieversorgung im Jahr 2050. Ziel war es, die Konsequenzen einer langfristigen Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um mindestens 80 Prozent im Vergleich zu 1990 sowie des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das Energiesystem zu untersuchen. In einer ersten Veröffentlichung 2012 wurde eine sektorübergreifende Untersuchung für Strom und Wärme vorgestellt. Ende 2013 wurde in einer zweiten Veröffentlichung auch der Mobilitätssektor mit integriert. Basis der Berechnungen sind Erzeuger- und Verbraucherjahreslastgänge auf Stundenbasis. Sowohl der Anteil der einzelnen Erzeugungsoptionen als auch der Umfang der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme sind variabel und können hinsichtlich der Gesamtkosten des Energiesystems optimiert werden. Ein Energieaustausch über die Landesgrenzen ist nicht vorgesehen.

Das in der Fraunhofer-Studie [7] vorgestellte Ergebnis zeigt eine kostenoptimale Erzeugungsstruktur für eine Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 81 Prozent (damit bleibt die Studie allerdings hinter den Reduktionsverpflichtungen aus dem Paris-Abkommen zurück). Der verbleibende Anteil an Emissionen wird durch fossile Energieträger freigesetzt, die strategisch als Regelenergie bzw. im Mobilitätsbereich eingesetzt werden. Das Optimierungsergebnis ist gekennzeichnet durch eine starke Verkopplung sowohl des Wärme- als auch des Mobilitätssektors mit dem Stromsektor sowie einem strategischen Einsatz des verbleibenden Anteils fossiler Energieträger sowie der Biomasse.

Das Energiesystemmodell Thüringen 2040 wendet mit stundenaufgelösten Lastgängen und der Kostenoptimierung innerhalb eines vorgegebenen technischen Rahmens eine vergleichbare Simulationsmethode an. Sie unterscheiden sich jedoch in der Zielsetzung: während die Fraunhofer Studie eine vorgegebene Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen innerhalb des Modellraums Deutschland untersucht, werden hier Wertschöpfungspotentiale Thüringens bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien entlang der energiepolitischen Ziele des Landes aufgezeigt. Dabei spielt für das „Energietransitland“ Thüringen der Energieaustausch mit den deutschen Verbundnetzen für Strom und Erdgas eine wesentliche Rolle. So können einerseits die Dimensionierung von Energieerzeugungsanlagen und -speichern nicht verglichen werden. Andererseits kommen beide Untersuchungen hinsichtlich kostengetriebener Entwicklungen zu ähnlichen Ergebnissen. Dies betrifft z.B. die kostendämpfende Wirkung des Windkraftausbaus, die Notwendigkeit der Speicherung von Wärmeenergie und den Verzicht auf einen chemischen Energieträger als Speichermedium.

5 Weiteres Vorgehen und Grenzen des Energiesystemmodells Thüringen

Das Energiesystemmodell gibt der energiepolitischen Diskussion in Thüringen ein Werkzeug mit einer neuen Qualität an die Hand: Anstelle bilanzieller Betrachtungen können nun sektorübergreifend die Herausforderungen und Auswirkungen der Energiewende zeitlich aufgelöst analysiert werden. Zudem lassen sich durch die Hinterlegung eines Kostenmodells die Auswirkungen energiepolitischer Maßnahmen auf die Gesamtkosten des Energiesystems Thüringen abschätzen.

Dennoch stellen die hier vorgestellten Berechnungen nur einen ersten Schritt dar. Die Auswahl geeigneter Szenarien sowie Sensitivitätsanalysen sollen bis Anfang 2019 in einem Werkstattprozess erfolgen. U.a. sollen die folgenden Problemstellungen bearbeitet werden:

- Die saisonale Ausprägung der Stromerzeugung in Thüringen und damit der Umfang von Stromexport und notwendiger Speicherkapazität wird nicht unwesentlich durch das Verhältnis von Wind- und Photovoltaikleistung beeinflusst. Die Deckelung des Windkraftausbaus auf 1% der Landesfläche führt im Zusammenhang mit dem politischen Ziel einer bilanziellen Deckung zu einem extrem hohen Photovoltaikanteil im Jahr 2040. Es ist zu erwarten, dass

eine Erhöhung der für Windkraftanlagen zur Verfügung stehenden Landesfläche auf 1,5 Prozent bereits erhebliche kostendämpfende Auswirkungen hat. Das heißt, dass das Energiesystemmodell u.a. hinsichtlich der Gesamtkosten sensitiv auf das Verhältnis von Wind- und Photovoltaikleistung reagiert.

- Einsatzzeitpunkt und Einsatzdauer verschiedener Technologien werden maßgeblich durch die (starken) Schwankungen im Strompreis gesteuert. Im Energiesystemmodell ist jedoch keine Rückkopplung des Systems auf den Energiepreis implementiert, da davon ausgegangen wurde, dass energiepolitische Maßnahmen in Thüringen die deutsche/europäische Strompreisbildung kaum beeinflussen.
- Das Optimierer des vorliegenden Energiesystemmodells minimiert die Gesamtkosten des Energiesystems, nicht jedoch die CO₂-Emissionen in Thüringen. Die Berücksichtigung der CO₂-Emissionen erfolgt ausschließlich über eine Monetarisierung mittels CO₂-Zertifikaten. Hier kann durch eine Optimierung hinsichtlich der CO₂-Emissionen die Sensitivität des Energiesystemmodells bezüglich dieses Aspektes transparent gemacht werden.

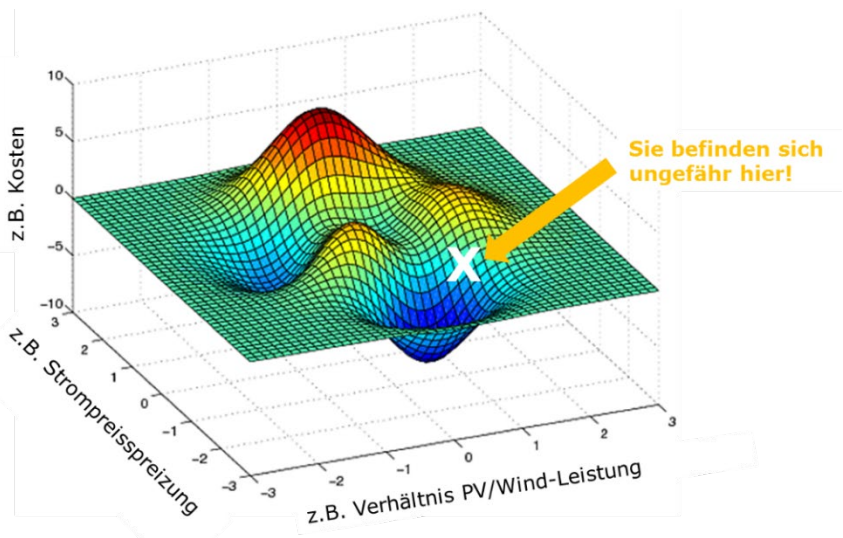


Abbildung 6: Es gibt noch viel zu tun!

6 Literatur

- [1] Nitsch, J., Wenzel, B.: Leitszenario 2009. Berlin (2009)
- [2] BCG, prognos (Hg.): Klimapfade für Deutschland. München (2018)
- [3] dena (Hg.): dena-Leitstudie - Integrierte Energiewende. Berlin (2018)
- [4] Leipziger Institut für Energetik: Gutachten zur Vorbereitung einer Energie- und Klimaschutzstrategie für Thüringen. Leipzig (2016)
- [5] Koalitionsvertrag, 2014. Koalitionsvertrag zwischen den Parteien Die Linke, SPD, Bündnis90/ Die Grünen. Erfurt (2014)
- [6] Fachhochschule Nordhausen; EKP GmbH (Hg.): Neue Energie für Thüringen. Ergebnisse der Potenzialanalyse, Erfurt (2011)
- [7] Palzer, H.: Energiesystem Deutschland 2050. Fraunhofer ISE, Freiburg (2013)

ESTIMATION OF EMISSIVITY FOR ROOFING PAPER IN RED COLOUR ON THE BASIS OF EXPERIMENTAL RESEARCH

Z. Zapałowicz* and A. Walterowicz

West Pomeranian University of Technology Szczecin, Department of Heat Engineering
al. Piastów 17, 70-310 Szczecin, Poland

* Kontakt: zbigniew.zapalowicz@zut.edu.pl

Keywords: red roofing paper, roof emissivity, energy balance for roof

Abstract

Technical data given by producers of roof covers do not generally refer to emissivity and reflectivity of roof covers' surfaces. Emissivity of outer roof cover is one of parameters with relevant effect on energy balance of the building. It is proposed in the present paper to apply a simplified calculations methodology for emissivity for roofing paper in red colour. The methodology requires measurements of characteristic temperatures of media to be made at the experimental stand. On grounds of these temperatures, value of emissivity can be estimated from the model of heat transfer for a roof cover.

1 Introduction

Effectivity of energy usage in economy is one of priorities in development of every country [1]. Technologies, transport and construction, are branches of economy where energy consumption is at highest. In building exploitation, one of decisive factors that affect energy consumption are energy losses through building's partitions [2]. Designers and producers of roof covers have noticed opportunities to diminish the above losses. Choice of right colour of roof cover affects heat transfer through roofing [3]. In summer, at daylight, rise of reflectivity of outer roofing layer causes that solar beams transporting energy are reflected from the surface to a greater degree and thus less energy is absorbed and transported through the roof cover. In this way, external gains for the building

diminish and surplus of energy is lower. The surplus is got rid of by means of local air-conditioning or ventilation systems. Consequently, the amount of energy indispensable for operating air-conditioning or ventilation systems is smaller. In turn, at winter night, emissivity of roof cover is decisive for heat transfer. In many countries, designers and producers of roof covers are conscious of the issue, and they established international associations the task of which is promotion of building materials with adequate emissivity and reflectivity [4]. Unfortunately, in many countries, producers of roof covers do not give these parameters that characterize outer layers of roofing. It is proposed in paper [5] to apply a simplified methodology to estimate emissivity for roof covers. The methodology is based on heat transfer model for roof covers elaborated by Author [6-7]. The proposed methodology requires in its initial phase a simple local research in order to measure characteristic air and roof temperatures as well as irradiance. Next, the analysis of obtained research results should be made, and values of emissivity should be determined by means of relations proposed by Author.

The aim of the present paper is presentation of research results on emissivity for red roofing paper determined by means of the above methodology. Initial elaboration of research results for this roofing paper is to be found in paper [8].

2 Working stand and research methodology

Detailed description of the working stand is given in papers [5,8]. The stand consists of a supporting structure made of steel, and its shape is of a "mini-house" with a flat roof (Fig.1). It has the following geometrical dimensions: height - 0,88 m, length - 1,14m, and width - 0,84 m. Walls and roof are made of plywood with thickness of 0,014 m. Inner sides of walls are insulated with 0,005m thick panels of mineral wool. In turn, roof of the "mini-house" is insulated with styrofoam boards with thickness of 0,1 m. The red roofing paper is fastened to the styrofoam, on its outer side. The stand is mounted on the south-west side of the roof of Department of Heat Engineering, West Pomeranian University of Technology, Szczecin (Fig. 1a). There is an insulating layer of styrofoam with thickness of 0,1 m between the roof of the building and the bottom of the working stand. In order to measure temperatures in characteristic points of the working stand, five Pt100 sensors have been applied. Sensors have been connected with data collector of type APAR206. Temperature sensors have been placed as follows:

- in the middle of roof cover (roofing paper),
- in the middle of styrofoam surface, on the side of the roofing paper,
- in the middle of styrofoam surface, on the side of the interior of the working stand,
- centrally in the inner space at distance of 0,09 m from the styrofoam layer,

A sensor to measure the ambient temperature has been additionally placed in a shelter behind the working stand.

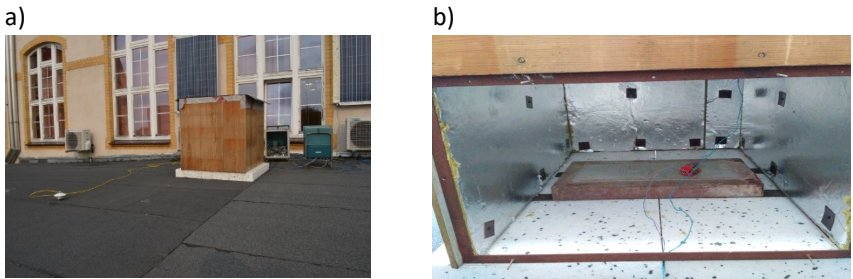


Fig.1. Working stand: a) view b) interior. Photo: A.Walterowicz [8]

Pyrometer with sensor of type CMP-3 have been applied to measure irradiance. In experiment, the data was registered by means of LB-900 gauge.

Temperatures of particular layers of roof cover, and atmospheric air temperatures, as well as air temperatures inside of the stand, and irradiance were measured every three minutes.

Next, runs for irradiance and temperatures distribution in function of time were drawn. According to the research methodology proposed in paper [5], days were chosen for which irradiance distribution was regular and symmetric. It could be expected that nights between such days would be cloudless. Searching for cloudless nights during the research was the next step in the analysis.

In the following step of the procedure, values of temperatures for chosen nights were substituted in patterns, and thus temperature of the sky, and emissivity for the roof paper under research, could be calculated:

$$T_H = 0,0553T_A^{1,5} \quad (1)$$

$$\varepsilon = \frac{h_{C-A}T_A + U_eT_R - (h_{C-A} + U_e)T_C}{\sigma(T_C^4 - T_H^4)} \quad (2)$$

Simplified Swinbank's relation [9], which is valid for cloudless sky, was applied to calculate the sky temperature. Besides, it was assumed for calculations that value of convective heat transfer coefficient between atmospheric air and roofing paper was known. For windless weather conditions, the coefficient equaled $h_{C-A} = 5,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ [5]. Equivalent overall heat transfer coefficient for the roof was also known. This parameter related heat conductivity in styrofoam and heat transfer between styrofoam and the air inside. The coefficient could be determined from the equation:

$$U_e = \frac{\lambda_S}{d_S} + h_{S-R} \quad (3)$$

It was assumed for calculations that equivalent overall heat transfer coefficient equaled $U_e = 0,18 \text{ W/m}^2\text{K}$ [5]. In order to make the analysis, it was also necessary to determine the beginning and the end of night time, that is, times of sunset and of sunrise. Times of sunrise and of sunset could also be determined from free access websites.

3 Results

Temperatures measurements of media and measurements of irradiance were made in the time from 6th to 17th of October 2017.

On the basis of carried out measurements, a chart of irradiance changes in the time of research (Fig.2) was made. Analysis of time distribution of this parameter shows that its highest value occurred at noon hours on the 6th of October and equaled ca 900 W/m^2 . However, this day, as well as the next two days, that is 7th and 8th of October were characterized with changeable cloudiness, which is confirmed by irregular shape of the run of irradiance distribution. First at night from 8th to 9th of October, regular shape of the irradiance run could be observed. That is why this night was chosen for further analysis. It can be observed exactly on the chart that the night was characterized with a violent weather change to worse. 15th to 16th of October was the third night when cloudless sky was expected.

Though the day of 15th of October was very cloudy, the morning of 16th of October was almost cloudless, which justified the choice for this day.

Fig. 3 shows the run of changes of characteristic temperatures of roofing layers, ambient air and inner air in function of time. In nights chosen for analysis,

temperatures of surrounding air had similar character of changes in time. Noon temperatures on 8th and 9th of October amounted ca 20°C, temperatures of roof cover equaled ca 47°C and 42°C, respectively. Whereas on 16th of October, temperature of ambient air at noon equaled 25°C, and temperature of roof cover amounted ca. 48°C.

It results from the carried out analysis of irradiance changes and of changes of characteristic temperatures of media, that choice of the night for which emissivity should be calculated is the most difficult task for the engineer.

Figs 4-9 show changes of characteristic media temperatures and calculated values of emissivity for red roofing paper, at nights chosen for analysis.

For night 8th to 9th of October 2017, ambient temperature changed in the 3K range (Fig.4). Drop of air temperature inside the working stand in function of time was nearly regular. In turn, temperature of roofing paper changed in the 5K range. Changes of this temperature were very irregular, which points at local cloudiness, or at variable wind power. Calculated values of emissivity for roofing paper changed and oscillated around the mean value of this parameter, that is 0,31 (Fig.5). It results from the analysis that rise of temperature of roof cover causes a relevant change of emissivity value. Temperature of roof cover rises as a result of temporary cloudiness, or as a result of smaller wind velocity.

In turn, analysis of research results for the night 9th to 10th of October 2017 allows to assume that the sky was cloudless only during the first hours of the night. Visible rise of temperature of roofing paper caused by cloudiness is to be observed after 2.30 a.m. The assumption is confirmed by irradiance distribution at daytime, on 10th of October (Fig.2). It can be assumed from the above fact that equation (1) stops to be valid. In this case, heat transfer by radiation between the outer layer of roof cover and clouds should be considered. Mean emissivity for roofing paper equals ca. 0,4.

Analysis of research results for the night 15th to 16th of October 2017 does not allow to state unambiguously if the sky was clouded (Figs 8 and 9). Figs 2 and 3 show that the day of 15th of October was cloudy and the 16th of October was sunny. Most probably, a radical weather change occurred at this night.

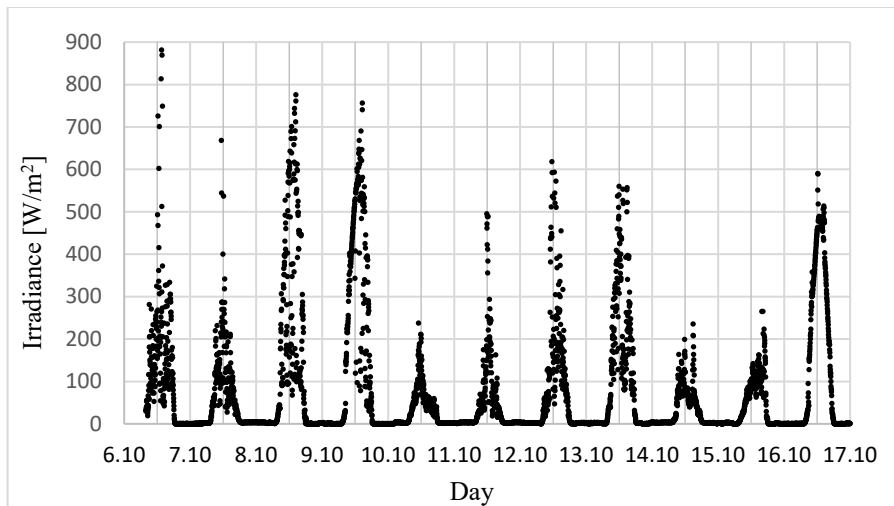


Fig.2. Irradiance in the time of research

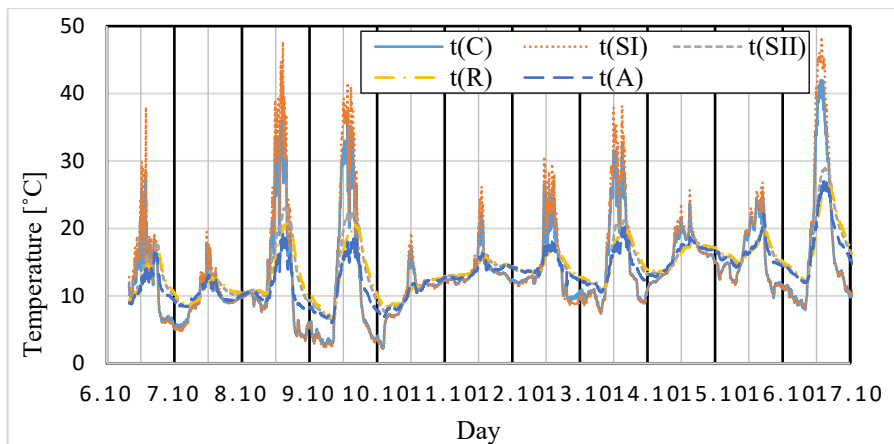


Fig.3. Changes of characteristic temperatures in the time of research

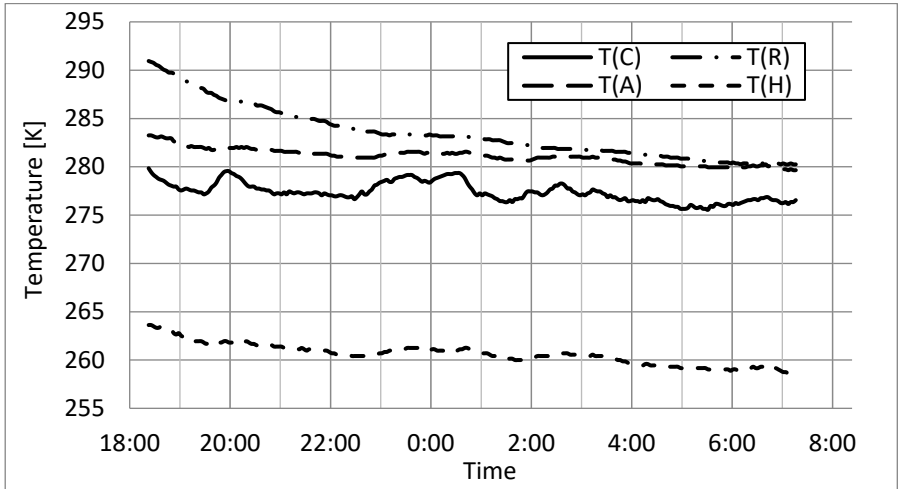


Fig.4. Distributions of characteristic absolute temperatures of media at the night 8th to 9th of October 2017

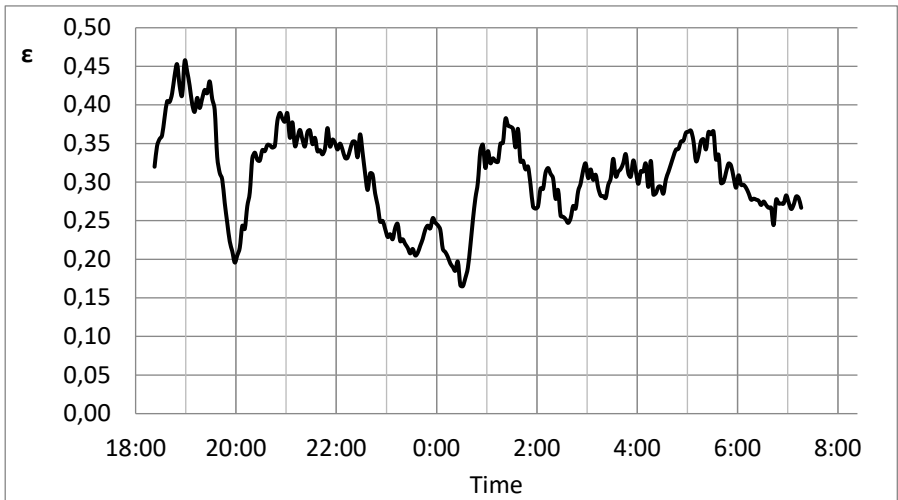


Fig.5. Emissivity for roofing paper – data for the night 8th to 9th of October 2017

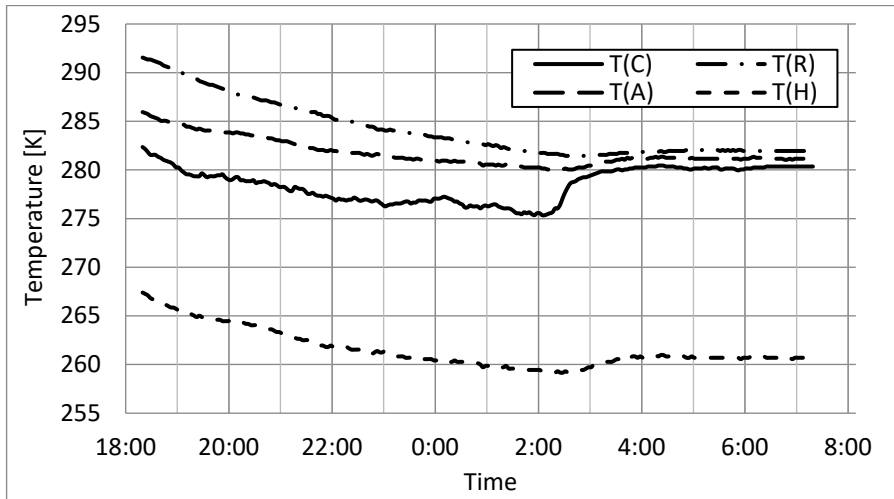


Fig.6. Distributions of characteristic absolute temperatures of media at the night 9th to 10th of October 2017

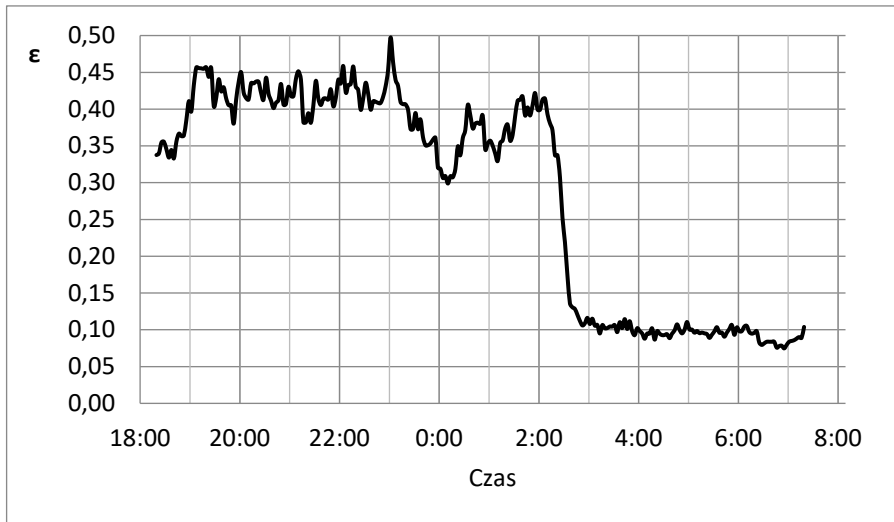


Fig.7. Emissivity for roofing paper – data for the night 9th to 10th of October 2017

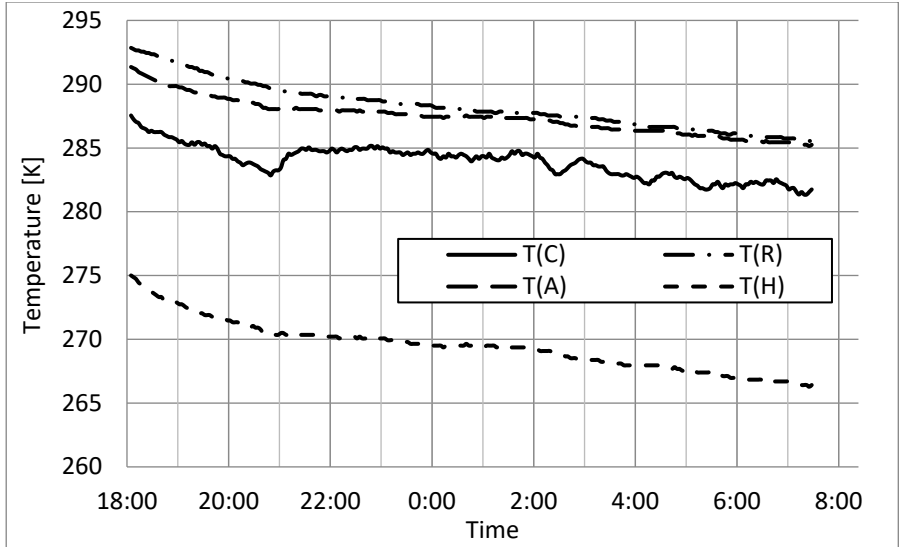


Fig.8. Distributions of characteristic absolute temperatures of media at the night 15th to 16th of October 2017

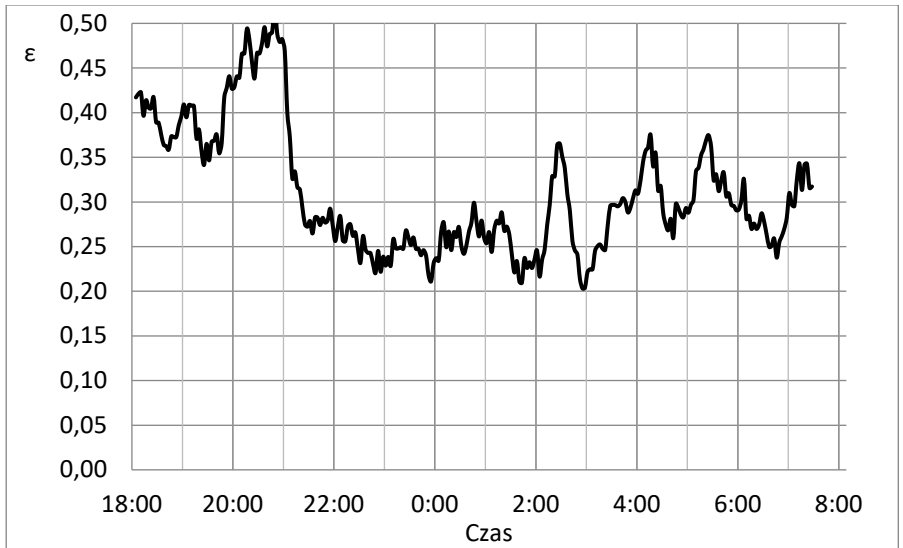


Fig.9. Emissivity for roofing paper – data for the night 15th to 16th of October 2017

4 Conclusions

On the basis of carried out research, it can be assumed that:

- proposed estimation method for emissivity of roofing paper is correct when measurements are made on cloudless nights,
- value of emissivity for roofing paper in red colour equals ca. 0,29.

References

- [1] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC, Official Journal of the European Union, L 315/1
- [2] Pérez-Lombard L., Ortiz J., Pout Ch.: A review on buildings energy consumption information. *Energy and Buildings*, 40, 394-398 (2008). doi: 10.1016/j.enbuild.2007.03.007
- [3] J. Šabíková, L. Krčmárová: Roof surface color and its influence on indoor temperatures. *J. Sustain. Construct. Mater. Technol.* 1(2) 60–63, (2016)
- [4] <http://coolroofs.org/>
- [5] Zapałowicz Z.: Simplified methodology to estimate the emissivity for roof covers. *Book of Abstracts of International Conference Heat Transfer and Renewable Energy Sources, HTRSE-2018*
- [6] Zapałowicz Z.: Influence of irradiance and ambient temperature on roof cover temperature and heat flux transferred to interior of building. *Journal of Mechanical and Energy Engineering Vol.1 1(41) 107-112, (2017),*
- [7] Zapałowicz Z.: Influence roof cover material on the heat flux transferred to the interior of building. *24 Symposium Nutzung Regenerative Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 9. – 11.11.2017, 167-176, (2017)*
- [8] Walterowicz A.: Influence of roof cover color on the energy flux transferred to the building. *Lic. Work, West Pomeranian University of Technology, Szczecin (in Polish), (2018)*
- [9] Chwieduk D.: *Energetyka słoneczna budynku*. Ed. Arkady, Warszawa 2011

Nomenclature

- d* – thickness, m
G – irradiance, W/m²,
h – convective heat transfer coefficient, W/(m²K),
t – temperature, °C,
T – absolute temperature, K,
U – overall heat transfer coefficient, W/(m²K),

Greek symbols

- ε – emissivity,
 λ – thermal conductivity, W/(mK),
 σ – Stephan-Boltzmann constant ($\sigma = 5,76 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$)

Indexes

- A* – environment,
C – roof cover (roofing paper),
e – equivalent,
H – sky (horizon),
R – interior,
S – styrofoam.

POSSIBILITIES OF SUPPLYING ELECTRICAL RAILWAY TRACTION BY APPLICATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

M. Zeńczak

West Pomeranian University of Technology Szczecin, Gen. Sikorskiego 37 str. PI 70-313
Szczecin, Kontakt: michal.zenczak@zut.edu.pl

Keywords: electrical railway traction, contact systems, contact line, power system, wind power plant, photovoltaic power plant.

Abstract

Electrical railway traction is one of the most environmental friendly conveyances, because such the electrical vehicles do not cause chemical pollution. Besides these vehicles can be supplied from power plants using renewable energy sources. The paper contains the analysis of possibilities of supplying electrical railway traction by application of renewable energy sources. The analysis is done for different systems of supplying of electrical railway traction: 1.5 kV DC, 3 kV DC, 15 kV AC 16.7 Hz and 25 kV AC 50 Hz.

1 Introduction

Electrical railway traction is one of the most environmental friendly conveyances. Of course feeding system is the source of electromagnetic fields (especially magnetic fields). Besides rail-vehicles are additionally the sources of noise. But generally such the electrical vehicles do not cause chemical pollution.

The main problem is the source of electrical energy for supplying electrical railway traction: if this energy is generated in conventional heat power plants or in power plants using renewable energy sources. Water power plant is very good solution but in countries with high mountains. In countries with flat area there are other possibilities: photovoltaic and wind power stations.

The paper contains the analysis of possibilities of supplying electrical railway traction by application of renewable energy sources. The analysis is done for different typical systems of supplying of electrical railway traction used in Europe.

2 Systems of supplying electrical railway traction

The following typical systems are used in Europe: 1.5 kV DC, 3 kV DC, 15 kV AC 16.7 Hz and 25 kV AC 50 Hz. There are others systems of supplying using in other continents: for example, in USA (11 kV or 22 kV AC 25 Hz) or in Japan (25 kV 60 Hz). Besides special industrial railways, cable railways, monorail, underground railways, mine railways and suburban railways are supplied by different voltages and frequencies and sometimes using third rail. Table 1 contains the countries in Europe with their main systems of supplying electrical railway traction.

Table 1. The main systems of supplying electrical railway traction in Europe

System	Country
1.5 kV DC	Holland, France, Italy
3 kV DC	Poland, Belgium, Spain, Italy, Bohemia, Slovakia , Slovenia, Croatia, Latvia, Estonia, Russia
15 kV AC 16.7 Hz	Germany, Austria, Switzerland, Norway, Sweden
25 kV AC 50 Hz	Bulgaria, Bohemia, Slovakia, Denmark, Finland, France, Great Britain, Belarus, Hungary, Romania, Serbia, Montenegro, Croatia, Bosnia, Italy Luxemburg, Ukraine, Lithuania, Russia, Portugal, Spain, Greece, Turkey

All of these systems have their advantages and disadvantages. Nowadays in point of view of locomotives there are possibilities of exploitation multi-systems locomotives. But the stage of complication and price is higher for multi-system locomotives than for the mono-system locomotives. In point of view of exploitation of power system and contact system there are many other problems. The points A, B, C, D and E in the figure 1, 2, 3 are the possibilities of supplying the railway traction system by renewable energy sources.

2.1 5 kV and 3 kV DC

The contact line is supplied from traction substations. Traction substation is supplied mainly by MV line 15 kV or 20 kV AC 50 Hz. The next step is transformation 15 kV/2.56 kV in traction transformers. Sometimes the substations are supplied by 110 kV and the transformers 110/2.56 kV are used. The distances between substations are about 20-25 km. The rectifiers are supplied by 2.56 kV and DC current with the nominal voltage 3.3 kV flies through the reactor and filters to the contact line. Besides the voltage 15 kV is used for supplying nontraction needs. Figure 1 presents the simplified scheme of the 3 kV DC system.

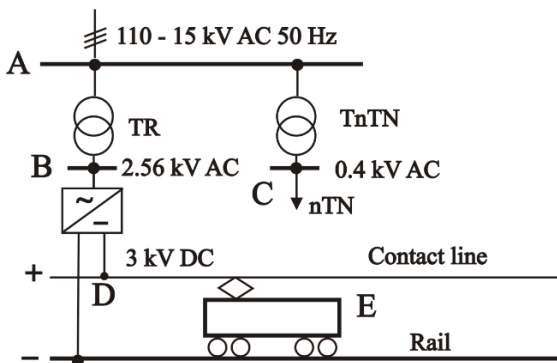


Fig. 1. The simplified scheme of the 3 kV DC system

The 1.5 kV DC system is similar to 3 kV DC, but the currents are higher. Therefore, the cross-sections of wires must be higher and the distances between substations must be lowe

2.2. 15 kV AC 16.7 Hz

There are two kinds of traction substations [1]. The first one is supplied from the public power system with the voltage 30-110 kV AC 50 Hz. The transformation on 15 kV AC 16.7 Hz is done in transformer and motor – generator set or in power electronic static frequency converter. The second kind is supplied by 110 kV AC 16.7 Hz from electric power station, where there are special dedicated generators. Figure 2 presents the simplified scheme of the 15 kV AC 16.7 Hz system.

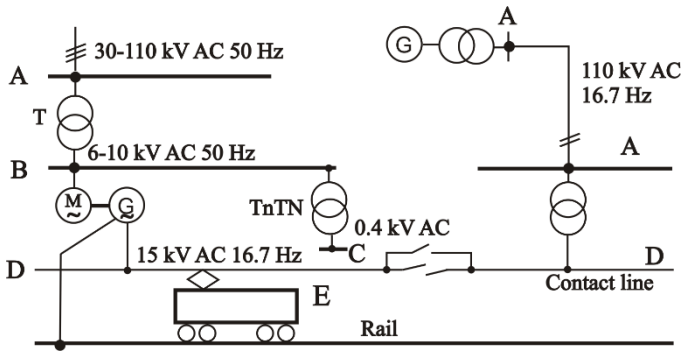


Fig. 2. The simplified scheme of the 15 kV AC 16.7 Hz system

The distances between substations are 20-40 km.

2.2 25 kV AC 50 Hz

Substations are supplied from the public power system with the voltage 110 kV AC 50 Hz. The transformation on 25 kV AC 50 Hz is done in transformer. There are three kinds of supplying contact line [2, 3]. The first one uses contact line, rails and additionally return and safety wire. The second one uses contact line, rails, return and safety wire with booster transformers. The third one uses contact line, rails, return wire and the feeder, safety wire and autotransformers. This system works practically with the voltage 2×25 kV AC 50 Hz. In point of view of possibilities of supplying this system by application of renewable energy sources all of these kinds of systems are similar, but the third one is the newest solution. Therefore figure 3 presents the simplified scheme of the newest 2×25 kV AC 50 Hz system.

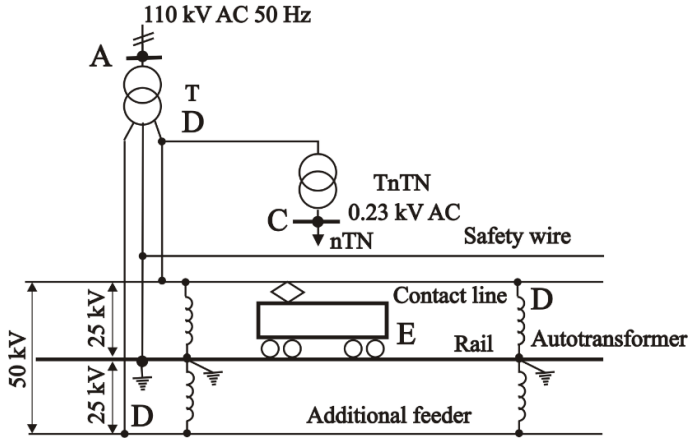


Fig.3. The simplified scheme of the newest 25 kV AC 50 Hz system

The distances between substations can be above 60 km.

2.3 Comparison of systems

Table 2 contains comparison of the systems taking into consideration their advantages and disadvantages.

Table 2. Comparison of the systems of supplying electrical railway traction

System	advantages	disadvantages	Points
1.5 kV, 3 kV DC	Cheap electrical energy conversion, low EM interferences, symmetry in power system.	High currents, big cross section of wires, low distances between substations, high power losses.	A, B, C, D, E
15 kV AC 16.7 Hz	Low power losses, easy control of rotation speed, lower currents, low voltage drop, lower cross sections of wires, higher distances between substations, symmetry in power system.	Low cos(fi), complicated electrical energy conversion, existing of new power system with strange frequency,	A, B, C, D, E

System	advantages	disadvantages	Points
		higher EM interferences.	
25 kV AC 50 Hz	Cheap electrical energy conversion, cheap exploitation of vehicles, low cross sections of wires, there is no need of special substations, higher distances between substations.	Higher EM interferences, expensive electrical equipment, problems with symmetry in power system, parallel work impossible.	A, C, D, E

3 How to connect renewable energy sources to electrical railway traction system?

The choice of the point (A, B, C, D and E) of possible connection of renewable energy sources for supplying electrical railway traction should take into consideration many items. The points (A, B, C, D and E) do not occur in each system.

Point A is the point of supplying railway substation from external electric power line. This point can work with the voltage 15 kV-110 kV AC 50 Hz or 110 kV AC 16.7 Hz. Because of high voltage there is possibility for supplying electrical railway traction systems from big water power station (WPS), wind power farm (WPF) and photovoltaic power plant (PVPP). The distance between traction substation and these sources may be quite high (a few or anywhere from ten to twenty kilometers). The untypical equipment must be used for AC 16.7 Hz, while typical equipment can be used for 50 Hz.

Point B is the point after the first step of transformation. This point occurs in 1,5 kV and 3 kV DC (voltage 2.56 kV), and in 15 kV AC 16.7 Hz (voltage 6-10 kV), if the system is supplied from the public power system with the voltage 30-110 kV AC 50 Hz. This point does not occur in system 25 kV AC 50 Hz and in 15 kV AC 16.7 Hz, if the system is supplied by 110 kV AC 16.7 Hz from electric power station. Because of medium value of voltage, the sources should be direct by traction substation. The typical equipment may be used.

Point C is the point of connection of nontraction needs. Some of them are in traction substation. But there are nontraction needs in other points: stations, railway crossings and section cabs. There are many nontraction needs: illumination, heating, ventilation, air-condition, signalization, control, protections, protection of railway traffic, telecommunication, drives (crossovers, turnouts, railway crossings, circuits breakers). The voltage is 0.4/0.23 kV 50 Hz or DC. First of all, the point C can be used only for supplying nontraction needs, because the nominal power of transformer (TnTN) is too low (hundreds kVA) for supplying rail-vehicles (at least a few MW). Therefore, the busbars in nTN substation can be connected to a source of electrical energy cooperating with the remaining part of traction substation and external power system. If the source together with energy storage system has sufficient nominal power and amount of accumulated energy, then the islanding can be permitted.

Point D is the point of supplying contact line. Therefore, the voltage is the same like the voltage of systems: 1.5 kV DC, 3 kV DC, 15 kV AC 16.7 Hz and 25 kV AC 50 Hz. The typical equipment can be used only in system 25 kV AC 50 Hz. Because of medium value of voltage, the sources should be direct by traction substation.

Point E is the point inside rail-vehicle (locomotives, trains, electric multiple units). On one hand side the voltage is the same like the voltage of systems. On other hand the voltage may be different and frequency too, because there are many possible points inside rail-vehicles for example in multi-systems locomotives with different voltage and frequency.

Table 3 contains the typical data for points A, B, D, E.

Table 3. Typical data for points A, B, D and E in particular systems

System	A	B	D	E
3 kV DC	110 – 15 kV AC 50 Hz	2.56 kV AC 50 Hz	3 kV DC	3 kV DC or other
15 kV AC 16.7 Hz	110 – 30 kV AC 50 Hz	6 – 10 kV AC 50 Hz	15 kV AC	15 kV AC 16.7 Hz
	110 kV AC 16.7 Hz	Do not exist	16.7 Hz	or other
25 kV AC 50 Hz	110 kV AC 50 Hz	Do not exist	25 kV AC 50 Hz	25 kV AC 50 Hz or other

If the renewable energy sources are used for supplying rail-vehicles then points A, B, D and E can be used. If the renewable energy sources are planned as the significant part of energy used by rail-vehicles the level of nominal power and level of generation of energy of the sources should be compared with the power and consumption of energy by rail-vehicles.

Traction substation (rail-vehicles) is very unquiet load. The level of power can change in very big range from a few kW to 40 MW. Table 4 contains values of power in particular systems [4].

Table 4. Values of power in particular systems

System	Typical power	Maximum power	Maximum current
1.5 kV DC	4 MW	7.5 MW	5000 A
3 kV DC	6 MW	12 MW	4000 A
15 kV AC 16.7 Hz	10 MW	22.5 MW	1500 A
25 kV AC 50 Hz	13 MW	37.5 MW	1500 A

The maximum currents are related to maximum voltage drop. The minimum currents are connected with absence of rail-vehicles consuming electrical energy. The rail-vehicles can stay disconnected from contact system (current equal to 0), stay connected to contact system (current very low only for nontraction needs), start and accelerate (very high currents with irregular changes), run with constant speed (constant currents) or brake with recuperation or without recuperation.

Very often a few rail-vehicles can be on one section in different states. Possibilities of occurring different states create special requirements for feeding systems using renewable sources of energy.

4 Conclusions

There are many possibilities connection of sources using renewable energy in particular points A, B, D and E. But not all of them are rational.

First of all, the best solutions are connection of big WPS, WPF and PVPP to **point A**. Such the solution is typical, because there are many experiences in exploitation of power system cooperating with WPS, WPF and PVPP.

In **point B** the typical equipment can be used but the cooperation with existing supplying may create the problems. **Point C** is rather only for nontraction needs.

Point D only for 25 kV AC 50 Hz uses the typical equipment but the problems with cooperation with power system may occur.

Point E has the same features like D, but additional point is inside rail-vehicles. Usage of point E inside common rail-vehicles is connected with the necessity of location additional heavy equipment (sources, converters) inside them. The nominal power of locomotives ($P_n = 6 \text{ MW}$) or electric multiple units ($P_n=12 \text{ MW}$) is too high comparing with the possibilities of PVPP. 1 MWp needs area in STC about 10000 – 20000 m², while the area of the roof of locomotive is about 45 m².

The big areas of liquidated railway infrastructures which belong still to railway companies create some good perspectives for WPF and PVPP.

5 References

- [1] P. Schmidt, Energieversorgung elektrischer Bahnen, transpress, VEB Verlag für Verkehrswesen, Berlin 1988.
- [2] Szeląg, L. Mierzejewski, Systemy zasilania linii kolejowych dużych prędkości jazdy, tts 5-6/2005, pp. 80-90.
- [3] W. Rostkowski, System zasilania trakcji elektrycznej prądu przemiennego 15 kV 16,7 Hz, tts 3/2006, pp. 53-56.
- [4] Rojek, Tabor i trakcja kolejowa, PKP Polskie Linie Kolejowe.

Sector coupling for stable grids Research and education at Stralsund university

B. Steffenhagen, R. Soliman, J. Gulden und T. Luschtinetz

University of Applied Sciences Stralsund / Institute of Renewable Energy Systems, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

Kontakt: Birgit.Steffenhagen@hochschule-stralsund.de, Thomas.Luschtinetz@hochschule-stralsund.de, Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de, Ramy.Soliman@hochschule-stralsund.de

Keywords: PtX technologies, sector coupling, smart grids, energy storage, LOHC, wind-hydrogen-chain, hydrogen storage and use, fuel cell applications, stability of power grid, education

Abstract

To achieve the climate protection targets, the energy transition requires the worldwide reduction of fossil CO₂ emissions to negligible volumes by 2050 at the latest. As a result, only the largely volatile regenerative energies are available for all energy sectors, which are mobility, the chemical industry, the heat sector including air-conditioning, and of course the electricity demand. The Power-to-Gas technology plays a key role with the first process step power-to-hydrogen using electrolyzers in the GW range, which are currently being planned as highly dynamic loads. These will take over essential functions for balancing electrical grids and will supplement the instantaneous, second and minute reserves. In addition, intelligent power converters and battery storages are needed in future grids. For the planning and operation of these key systems dominated by the hydrogen technology, the Stralsund University has been involved for more than twenty years in the combination of practice-oriented degree programs with industrial research and laboratory training at industrial size installations. The multiple use of these systems combined with the knowledge and motivation of the employees offer a wide field of experience with regard to an illustrative and cost-effective education in the area of PtX technologies and their contribution to grid stability. The Stralsund University of Applied Sciences, with its wind-PV hydrogen chain, not only initiated the early

PtGas projects in Germany 25 years ago, but currently developed the best European hydrogen light race car with a consumption of only 11.5 g hydrogen per 100 km. In this article we would like to report on some of these activities in Stralsund University.

1 Introduction

By 2050, the world's population is estimated to be around 10 billion people. A sustainable, environmentally and resource-efficient, economically and energy-efficient CO₂-free energy supply has to be the basis for the future, to ensure the survival and development of our human civilization. Persistent climate change is forcing a rethink. Awareness of CO₂ emissions and finite fossil resources have created an unforeseen development of renewable energy technologies. The grid infrastructure that has been built up over an abundant century on the basis of conventional centralized power generation must meet this challenge. The use of state-of-the-art IT technologies enables smart grids for transnational and local energy supply, integrating beyond intelligent communication structures, modern storage solutions and sector coupling technologies.

2 Sector coupling and Ptx technologies

Due to the volatility of the ever more extensively growing renewable energy producers and the replacement of CO₂-based energy in the heat and mobility sector, a massive overbuilding of wind and solar parks is expected. For Germany, this means that in 2050 an expected electricity production will amount to 1700 TWh in order to secure the total energy demand reduced from approx. 2600 TWh (2010) to 1300 TWh. For the consumption of then 500 TWh electricity in the balanced power grid, so additional 250% electricity for the other sectors has to be managed by the electric grid.

Consequently, the future intelligent grids rarely have to halt the electricity production or shut down suitable consumers if the regenerative supply is too low. Rather, they have to manage the "surplus" in the electric grid in order to serve the energy needs in the heating sector, the mobility sector and material requirements in the chemical industry sector and industrial production sector. This is called sector

coupling. All this has to be done without carbon dioxide emissions and at minimal cost.

The used PtX technologies, which based on regenerative power (P), convert the electrical energy into the required energy forms (X), some of which are easier to store than the “green” volatile electricity (see Fig. 1).

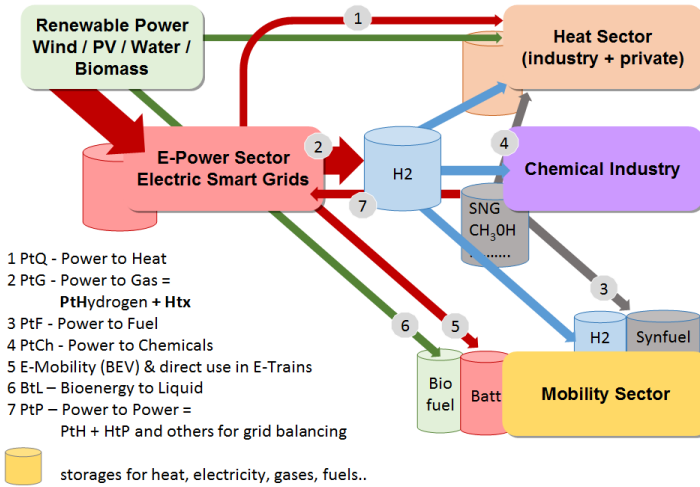


Figure1: PtX technologies for sector coupling and some storage options

For the conversion chains, highly energy efficient and cost-effective paths have been preferred in order to avoid a future increase of energy costs. With respect to this, the existing infrastructures should be checked for their application, especially in the transition phase to avoid energetic system short circuits.

Therefore, power-to-heat (see path 1 in Fig. 1) with direct heat generation (E-steel furnaces, heat pumps, electric boilers in heating networks etc.), direct electrical power supply, and charging of battery vehicles is often connected with less conversion losses than the power-to-gas technology (see path 2 in Fig.1).

However, PtG elegantly solves the storage problem by generating hydrogen as a storable energy carrier in a first step (PtH = Power to Hydrogen) by splitting water in electrolyzers. Hydrogen can be used directly and highly efficiently in fuel cell vehicles (cars, trains, ships, etc.), for decentralized power supplies, etc. (see Chapter 3). However, the first step in hydrogen production can also be used with the combination of CO₂ for the production of synthetic methane, methanol and

other hydrocarbons (PtF, PtCh in Fig. 1), whereby only biogenic CO₂ sources should be used for sustainable conversion chains.

The Power-to-Power path includes short-term electric storages like batteries together with intelligent power electronics for network services and balancing the power grid by new types of instantaneous, second and minute reserves. Furthermore, long-term chemical storage is addressed via hydrogen (PtH + HtP), synthetic methane, methanol or others. Here the problem of the PtX technologies becomes clear. PtP in the long-term range only works with efficiencies up to 30% and therefore PtP has to be kept to a minimum by the intelligence of the management in the smart grids. [1]

3 PtH as core technology

The harvested renewable energy is mostly electricity from: photovoltaic, wind, water power, and CSP in certain regions. Further technologies are in development and do not play a significant role in the energy production. In case of feed in of varying power into the grid new solutions for the grid balance are needed, because the synchronous generators and most of the electric motors with their direct connection to the grid will not be available in the future. Today frequency converters for the connection of renewable energy sources and for the consuming electric motors in pumps, drives, and others are used.

That's why, there is first the need of highly dynamic power electronic solutions, including grid services into the grid-connection of generating and consuming units (see section 5.3).

In a second step the most sustainable, efficient and economic PtX technologies for sector coupling have to be identified. With the view to the resources on our blue planet where huge amounts of water are accessible inside the oceans, the splitting of water by electrolysis delivers hydrogen after only one step as a clean energy carrier for most applications. The efficiency is limited to 85%, calculated with the higher heating value (HHV) of hydrogen as an energy carrier. Additional steps are possible to produce synthetic methane, methanol and a wide range of hydrocarbons. The additional losses of these conversions however reduce the stored energy amount, but may be essential to replace fossil energy carriers in production processes for example in the chemical industry sector. Another argument might be the energy density. Synthetic natural gas (SNG), which is just methane has a three times higher volumetric energy density compared to hydrogen. Therefore, three hydrogen caverns are needed where today only one is sufficient for natural gas. Looking to the overall costs from renewable electric

power over storage installations to the energy consumption inside the sectors, it is advisable to concentrate to one PtX technology.

Since most PtX technologies start with PtH, hydrogen technology is at the moment the centerpiece of the energy transition. The production of hydrogen as PtH is possible from laboratory scale, over the 150 MW class in combination to big water power stations (for the conventional production chain hydrogen → ammonia → fertilizer), and up to the GW volume today. Hydrogen is storable in several ways: pressurized up to 700 bars (energy need about 10%...30%), liquefied (-252°C), insides of metal hydride alloys (3-6 weight%), or as a partner of chemical compounds like in Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) with promising 7 weight%. These characteristics and the fact, that hydrogen and water reactions are building a circuit as the main feature of sustainability, are making the gas to a material of universal interest for the future economy. [2]

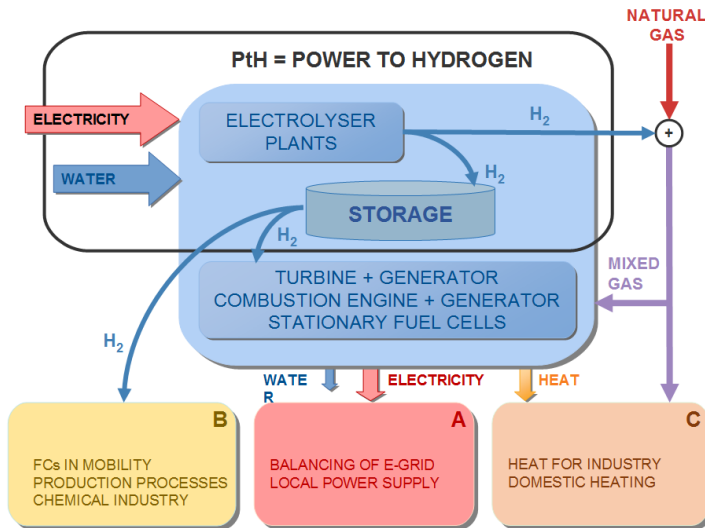


Figure2: Power to Hydrogen and its position in future energy supply [3]

The core technology of PtH is the production of hydrogen in electrolyser plants using renewable electric power sources (Fig. 2) in GW scale. These plants with modules from 20 up to 100 MW can work in a broad dynamic range and support directly grid balance. For local power supply and for short periods (in dark calms...) the reconversion of hydrogen to electric power by gas turbines etc. is possible (A).

Preferred is the direct use of hydrogen in mobility through the use of fuel cells (with doubled efficiency values compared to internal combustion engines (ICE)) for

cars, trains, and ships, in the chemical industry (change from fossil hydrogen to green one) and for other production processes (see application box B in Fig. 2). This offers zero emission mobility, because the low temperature reactions of hydrogen in fuel cells produces only water as humidity in exhaust air. The series production of more than 1000 FC midsize cars per year started at Hyundai and Toyota in 2014 parallel with the erection of a H2 filling station grid in Europe, Japan, South Korea and the US.

Another application is the possible use of hydrogen in burners for high temperature heating processes in industry and for domestic heating in combined heat and power plants (CHP) or in systems, based on fuel cells (C).

A lot of countries use natural gas (NG) grids, these can store the energy in Germany over some months. The use of this infrastructure is plausible by adding hydrogen or a complete change to pure hydrogen. NG suppliers as well as the boiler and burner producer in Germany are in discussion for first local projects.

4 Training in PtX technologies in a smart grid environment

4.1 Modernization of the Laboratory for Integrated Energy Systems to a SMART-GRID-LAB

The University of Stralsund has a long tradition of research and education in the field of renewable energies and in the management of hybrid power plants. Already in 1993, the Laboratory for Integrated Energy Systems (KAE) was founded as a multidisciplinary laboratory with state-of-the-art industrial facilities for renewable energy research [4]. Another milestone in 2009 was the foundation of the Institute for Renewable Energy Systems (IRES) by 30 professors and scientific staff members. In the meantime, the IRES with the associated KAE has developed into a recognized competence center in northeastern Germany.

The plant technology of the KAE was continuously extended. A wind-PV hydrogen chain with grid-connected reconversion, which has existed since 1996 (first system worldwide with components from 10 to 100 kW), serves as a research and experimental platform for hybrid energy and storage solutions. Furthermore, it is used for the application in the CHP sector (mixed gas operation with natural gas and hydrogen) and for testing and development of PEM and SOFC fuel cell systems and their components. [5]

Today the KAE-laboratory (Fig. 3) has in use a Stirling engine [50 kWth and 10 kWel], a hydrogen condensing boiler [21 kW], a wood gasification boiler [50 kWth] as well as an adsorption chiller [10 kW] with a solar thermal system [40 kW].

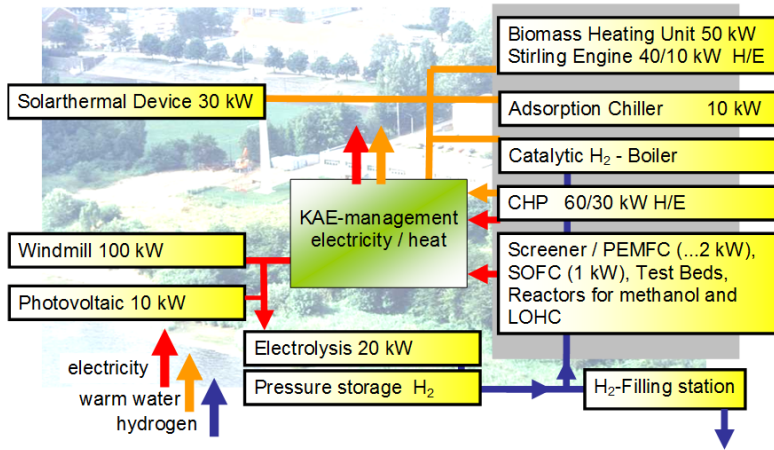


Figure 3: Structure of the IRES-Laboratory of Integrated Energy Systems (KAE) at Stralsund University

The currently available switchgear technology of the Laboratory of Integrated Energy Systems of the IRES with the automation components contained therein was put into operation 1995 with the emergence of the laboratory. Since then, the switchgear has always been adapted and optimized with a limited budget to the requirements of the laboratory. The individual devices as well as the associated measuring and safety technology of the laboratory were adapted and expanded permanently to the corresponding state of development.

Based on this current situation, the idea arose, to equip the future IRES research and training laboratory consisting of different generator and storage technologies as well as different consumers with SMART-GRID functionality. The SMART-GRID-LAB of the Stralsund University of Applied Sciences will enable the realistic upscaling in the simulation area as an intelligent and open link between producers, storage, and consumption. With the SMART LAB, the other specialist laboratories of the university, starting with the automation laboratory, are also connected to form a comprehensive platform.

The new switchgear will investigate the interaction of the renewable feeders with storage facilities and energy consumers also in the course of a comprehensive sector coupling. Thus, the SMART-GRID-LAB can directly and well support the creation of regional SMART-GRID solutions by the grid operators, but also enable research and training in the area of PtX technologies in a smart grid environment.

With the networking of the KAE laboratory, the laboratory for automation and, in the future, further specialist laboratories of Stralsund University into a SMART-LAB, students have the opportunity to directly access the plant technology of the KAE laboratory via the communication interfaces. This includes the configuration of hybrid power supply solutions, their parameterization, the experimental design / process control and the associated data evaluation.

As part of the later expansion of the lab, data interfaces to the cooperating energy suppliers will significantly increase the consistency in the processing of highly up-to-date tasks of industrial partners. Furthermore, a storage component is provided as an extension, which complements the whole system with the current battery storage problems. For this reason, a first cooperation was agreed with local energy provider WEMAG AG in Schwerin.

For the investigation of the interaction of the systems and components within a SMART-GRID a very good performance of the control and logging is absolutely necessary. The selected system configuration will contain the following specifications [6]:

- Performance at local bus level with update times of 1 μ s per I/O module (transmission of fast sampling values in accordance with standard IEC 61850-9-2)
- Real-time capability according to IEC 61850
- PROFINET at the level of programmable logic controller according to IEC 61850
- Modbus TCP and Modbus RTU at the communication level to the lab equipment and facilities
- Use of industry standard components to ensure the expected high operating hours, compatibility of the individual components

With the new modular automation system, it is possible to enable comprehensive data collection and thus to lay the foundation for future-oriented research and training

Thus, the research laboratory is state of the art and has the prerequisites to implement the intended functionality of the SMART-GRID as a laboratory platform (Fig. 4). Due to the modular structure, a supplement by new components is possible at any time.

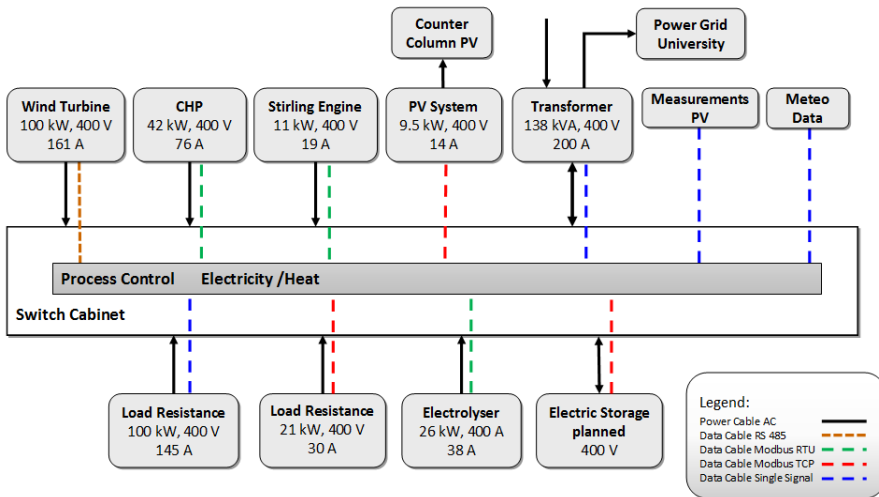


Figure 4: Overview Laboratory for Integrated Energy Systems - Electricity

4.2 Overview of education programs

In order to meet the growing demand for engineers in energy technology, Stralsund University has developed various education formats, such as the Bachelor Program Renewable Energy (German language), the Master Program Electrical Engineering (German/ English) and since 2018 a Master Program Renewable Energy and E-Mobility in English. This master program forms the basis for international cooperation.

For shorter study stays of international students, a postgraduate study course in renewable energy and hydrogen technology (English, 5 months in winter semester) and an international spring school for students from partner universities (2 weeks) are available.

In the training the motivation of the students as well as a high practical orientation plays a very important role. Through interdisciplinary student projects, such as the ThaiGer-H2 Racing Team, a practice-oriented education of students is to be ensured [7].

In order to introduce pupils and high school students to the new technologies in the energy sector too, IRES together with the Faculty for Electrical Engineering and Computer Science organize project days and supports pupils from 7th till 12th class in teams dealing with hydrogen remote control trucks, drones and light weight battery race cars.

4.3 Intensive Programmes since 1993

Since 1992, the "Spring School" is organized at the Stralsund University. This is an international study seminar on renewable energy and storage technologies. Each year, the participants can expect a varied program with many experiments and exciting excursions. Until 2014, the program was supported by the Erasmus Program of the European Union. In 2008 International Stralsund Spring School was among the top ten ERASMUS Intensive Programs of more than 200 in Europe and got the European Award [8].

Because the use of hydrogen as an energy storage in combination with renewable energy sources was still a strange idea 20 years ago and far from the actual applications, scientists from Sweden, Argentina, Poland and Norway were invited to bring young and enthusiastic students together with scientists. Today we can look back on a development from scientific fiction to reality.

During the years we adapted the content to the current knowledge and have included the researchers and lecturers of our partner universities. The latest FUSES+ (FUTURE Sustainable Energy Supply based on renewables and hydrogen technology) is a combination of intensified introduction in hydrogen, fuel cells and system automation extended by current developments in renewable energy sources, grid quality and electromobility. In April 2018 the XXV. SpringSchool took place in Stralsund with lecturers and 38 students from Finland, Norway, Russia, Brazil, Thailand, Estonia, Lithuania and Poland (Figure 5), thus spreading our knowledge to an international audience.



Figure 5: Participants of the Stralsund Spring School FUSES+ 2018

4.4 Postgradual international course renewable energy

The study course was established in winter semester 1997. At this time, we had only a limited number of renewable energy modules in specialization of the study program in electrical engineering. That's why we implemented the idea of an international offer to study renewable energy in combination with hydrogen technology in an intensive one-semester course as a possible second step after the intensive two-week program (see section 4.3). This study course brings together students from many nations. So far, students from the European Erasmus exchange program, students from South America sponsored by the DAAD and students from bilateral cooperation with other universities and companies as well as postgraduates have successfully participated in this course. Often followed by a second semester research work in our IRES institute or special trainee programs in their own countries up to PhD degree.

Within the framework of theoretical lectures and seminars, practical work, excursions to visits and production as well as examinations, the University of Stralsund awards approximately 30 ECTS credits for the certification of the results. This semester is often used as a sandwich semester in Master's or PhD study programs of foreign students.

4.5 Modules in the Ba-/Ma-programs

Parallel to the installation of the equipment in the KAE laboratory and the research work together with companies of the region and the international partners, training modules were initially developed for the diploma course and later for the bachelor's degree in electrical engineering. In 2009 we started the Bachelor study program "Renewable Energy" with two specializations in electrical and thermal energy systems.

This development has also been continued in the Master education. Since 2007 we have in our Master program Electrical Engineering a specialization on renewable energy. Initially, we started with modules of the international course renewable energy like Solar Systems, Wind Power, Electrochemistry, Fuel Cell Systems, Hydrogen Technology, CHP Systems, Bioenergy and others. Most of the modules also include laboratory work in the KAE lab.

4.6 Master program Renewable energy and E-Mobility (since 2018)

The offer of this Master program in English language is based on more than twenty years of international study offers in renewable energy at Stralsund University. The faculty has a number of cooperative relations with foreign universities, which can be deepened by means of this master program through double-degree agreements in future. In addition to the use of renewable energy sources there is an emphasis on the development of electric vehicles. The sustainable and emission free electrification of mobility can be a major step towards avoiding the consequences of climate change and at the same time a major step towards the future competitiveness of the automotive industry. The new study program is designed to address these future topics and help to meet the growing need for engineers. There is no equivalent offer in the north of Germany.

The study-program is aimed at students who have a bachelor's degree in electrical engineering, mechanical engineering and related degrees up to physics. The Master program is offered in a three- and four-semester version because foreign students often arrive with a 180 ECTS bachelor's degree. The four-semester variant includes either additional practical or semester study. The students have to choose from a range of modules in renewable energy or e-mobility as well as free elective modules, in order to acquire interdisciplinary or in-depth knowledge in electrical engineering. The students are able to include other master courses like of the Master program Simulation and System Design. In the last semester the students work on their master thesis.

4.7 ThaiGer – a fuel efficient light weight race car project

With the international ThaiGer-H2-Racing Team we have a lot of experience in motivating students of all study programs. At the beginning of the project, the team was even more international and consisted of students from Thailand, Spain, Poland and Stralsund students, hence the name ThaiGer (Thailand + Germany). Participants of the Course Renewable Energy joined the team and participated in the European races. The construction and driving of the race car reinforces the multicultural idea of the study program.

Currently, the team consists of about 30 students from the Stralsund University from all faculties. The motivating target is the construction of the most efficient hydrogen-powered vehicle for the Shell Eco-marathon. The team has participated in the Shell Eco-marathon every year since 2008, in the category of low-weight

hydrogen FC prototype race cars. The aim of the competition is a minimum fuel consumption, whereby the car must drive the race laps with a minimum average speed of 25 km / h within 39:00 minutes. The European competitions have taken place in recent years in London. The team from HOST increased from year to year over 6th, 4th to second place in 2016. In 2017, the team reached the first place with a new very light racing car (see Figure 6) with a total weight of 22 kg only. This first victory in 2017, the hydrogen consumption was 17.8 liters, which corresponds to 880.5 km with one cubic meter of hydrogen or a range of more than 2600 km with one liter of gasoline equivalent. This year 2018 the team became European champion in front of the team of Turin (supported by Ferrari and Fiat) again with the improved ThaiGer VI.



Figure 6: ThaiGer VI during the Shell Eco-marathon 2017 in London

Figure 7 shows the results of the ThaiGer team and the development in recent years. It is noteworthy that the vehicle weight of the current racing car was reduced to about one third of the 2013 ThaiGer III. The ThaiGer VI is already 7 kg lighter than the PacCar II vehicle from the team from Switzerland, which set a world record on a flat circuit under calm conditions in 2005 [10]. The results are not directly comparable to actual races, because the track in London, among other things, contains a strong slope.

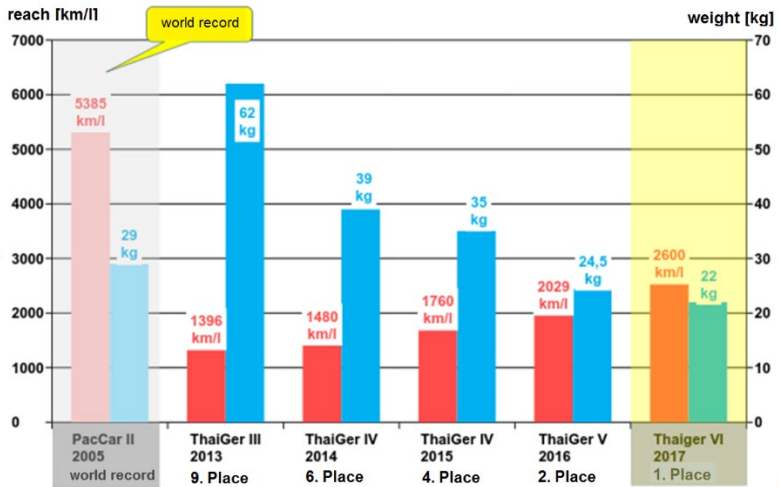


Figure 7: Development and results of the ThaiGer-H2-Racing Team in the last years [9]

During the development of the new race car in 2017, new ideas for methodical weight reduction on the vehicle such as the metal-free monocoque frame as well as the realization of the power train were implemented.

The ThaiGer V/VI race cars have a metal-free monocoque frame and a weight of 22kg only. They are powered by a very efficient permanent magnet DC motor from Maxon Motor. During the race, the motor is coupled with the help of a model servo directly to the rear wheel. This is done only during acceleration to reduce friction losses.

So far, commercial fuel cell stacks with self-developed ultra-low-power controllers have been used. Once the limits have been explored in terms of lightweight construction, the greatest potential for optimization now lies in the fuel cell system and power train.

The first prototype of a self-developed hub motor drove the battery prototype in ThaiGer V (Team GreenDrive) to fourth place in 2018 and will be used in hydrogen racing cars in the future. With a fuel cell stack with a larger active area, a system efficiency of up to 70% is conceivable. With metallic bipolar plates and a supercap battery weighing only 300 g, even a vehicle weighing less than 20 kg is possible. [9]

5 Research projects at IRES

5.1 MethaCycle – Green production and use of methanol for storage systems

The Stralsund University of Applied Sciences has done intensive research in the integration of volatile renewable feed into the grid since the foundation of the Laboratory for Integrated Energy Systems in 1993. Already in 1996, an early PtH/PtP project as described in the Chapters 2 and 3 was implemented with the commissioning of the first wind-hydrogen chain with reconversion into the power grid. For the necessary long-term storage in power grids, Germany currently forecasts 7.5 TWh at 18 GW power for reconversion in 2030. The storage of these large amounts of energy using the hydrogen generated in the first step is problematic in this dimension because of the low volumetric energy densities. One promising alternative are liquid high-energy chemical storage systems. With storage of solar energy in the form of carbohydrates, nature is a good example for using suitable substances to take over this storage in an alternative material and energy cycle based on regenerative hydrogen. In addition to the PtP long-term storage mentioned, a comprehensive and therefore economical use of the necessary PtCh / HtQ and PtL technologies is foreseeable.

Particularly suitable for this purpose is methanol, accessible by hydrogenation of carbon dioxide. As part of the "MethaCycle" project funded by the Federal Government, the potential of this technology is explored in a joint project of German universities and research institutes in cooperation with Stralsund University (2016 - 2018) (Fig. 8)

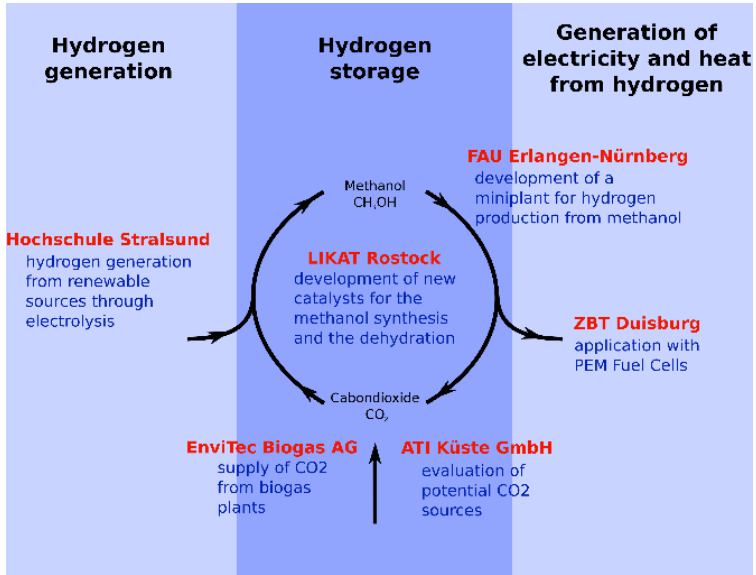


Figure 8: Schematic of the concept and the partners in the Methacycle project [11]

The methanol produced is converted to demand-oriented electrical energy in the sense of a temporal and / or interregional energy exchange via the stage of a low-temperature hydrogen release in a fuel cell. The feasibility of the storage technology according to Figure 8, which also shows the responsibilities in the project consortium, is shown through pilot plants. For the first time, already established technologies such as wind power utilization, electrolysis, CO₂-based methanol synthesis, will be combined with the new processes low-temperature reforming of aqueous methanol and direct use of the resulting hydrogen-carbon dioxide gas mixture in a fuel cell.

First a wind turbine with an electrolyzer and direct dynamic conversion of the hydrogen to methanol is coupled in a conventional synthesis reactor in Stralsund. After storage and transport in a complementary pilot plant at the Erlangen site, the methanol obtained here is converted back into hydrogen and carbon dioxide in a low-temperature process and used directly with a connected PEM fuel cell, including heat extraction, to generate electricity. Various CO₂ sources are being evaluated for their suitability for methanol synthesis, and biogas-based carbon dioxide is used as an example.

The aim of the project is a modular simulation of the entire system including the methanol production as well as the reconversion into electrical energy, based on the experiences with the real prototype reactors and materials. For the final step a methanol reactor is under construction in Stralsund to demonstrate an efficiency optimized methanol cycle process.

5.2 LOHC application for storage purposes in maritime sector

Another promising technology to store hydrogen are liquid organic hydrogen carriers (LOHC). LOHCs are high-boiling organic molecules, which can be easily and reversibly hydrogenated and dehydrogenated in catalytic processes. The most promising candidate is the technical dibenzyltoluene, which is already industrially used as a heat transfer fluid. Dibenzyltoluene can be hydrogenated over supported Ruthenium (Ru) catalysts to perhydro-dibenzyltoluene (H18- MSH). In this process, 9 mol H₂ per one mol MSH are added to the MSH starting material, yielding a hydrogen storage capacity of 6.2 wt% in H18-MSH. This LOHC is, in a number of practically relevant physicochemical properties (vapor pressure, flammability, viscosity), similar to today's commonly used diesel fuel and can be stored for extended periods of time without energy losses. Consequently, the infrastructure for liquid fuels (such as for example, storage tanks, tank ships, filling stations) can be used for storage, transport, and distribution of LOHCs and thus present an alternative to the established energy storage and distribution solutions. Dehydrogenation of H18-MSH is typically catalyzed by supported Platinum (Pt) or Palladium (Pd) catalysts. The dehydrogenated LOHC can be rehydrogenated in a sustainable, cyclic process allowing its application as recyclable hydrogen carrier.

The behaviour of fuel cells in operation has been examined in several projects at the University of Applied Sciences Stralsund and in a novel experiment with released hydrogen from LOHC in a common research project (2014 – 2016) too. [12] To investigate and understand the chemical and physical processes during the dehydration of hydrogen from LOHC (marlotherm) an experimental setup of a small dehydrogenation reactor has been established for the tests. First results showed degradation of the fuel cell that was significantly above the expected values. This was ascribed to the occurrence of carbon monoxide, a known fuel cell poison. The sources and possible solutions to this problem are part of additional research projects.

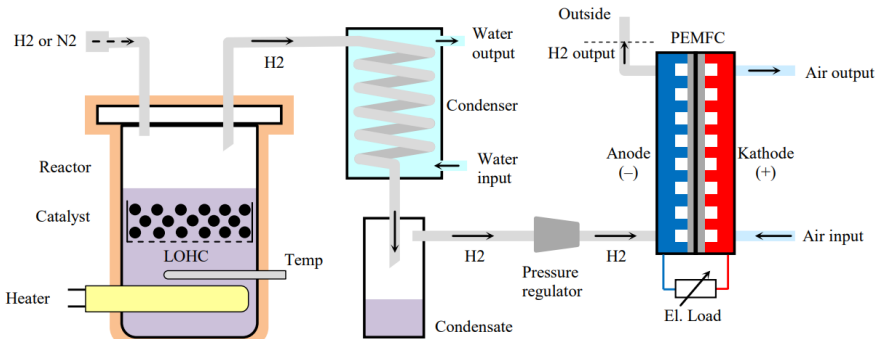


Figure 9: Schematic drawing of the experimental setup of a dehydrogenation Reactor with PEM fuel cell

5.3 Research network “Netz-stabil” (stable power grid)

The research association "Netz-stabil", consisting of research groups from the University of Rostock, the Stralsund University and the University of Greifswald, is being funded with around five million Euros in the context of the excellence research program of the federal state of Mecklenburg-Vorpommern in the current funding period 2014-2020. The excellence research program aims to support young scientist and build fundamental knowledge in cutting edge research. [13]

The focus of this research network is on solving problems related to the energy transition. The technological transition from conventional power plants to renewable energies leads to a variety of issues. One of them is the volatile nature of renewable energy sources according to chapter 2. It causes instability in the electricity power grid and therefore threatens the balance between produced and consumed energy. Another problem to bear in mind, is the increasing application of inverter coupled drives. This leads to the decoupling of grid frequency and power consumption and thus to a decreasing self-regulating effect of the grid. Other topics such as legal and ethical aspects are the subject of research. [14]

Within this project, the research group of the University of Stralsund is to conduct research on suitable storage technologies, storage management including the possible PtX technologies for the needs in the mobility and heat sector and to build a hybrid energy storage system (HESS). This storage system will combine lithium ion batteries with ultracapacitors. The main focus is to counteract short

term volatility introduced by renewable energy sources in the range of milliseconds to hours.

The lithium-ion batteries provide high energy density for longer power fluctuations, but low lifetime and slow response times. Therefore, the combination with ultracapacitors, which offer a high power density, a long cycle time and a very fast response time, can compensate for the disadvantages of the battery. In addition, they reduce stress on the battery and extend the service life span by handling fast current changes. [15]

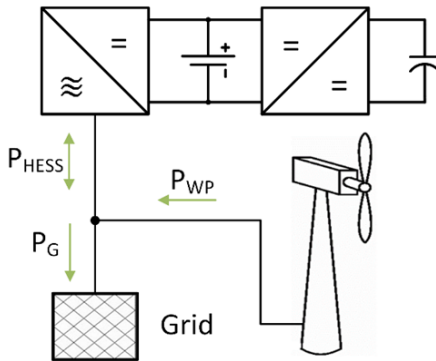


Figure 10: Hybrid Energy Storage System

The HESS will be combined with a test bench to simulate volatile energy sources such as wind and solar power plants. On this basis, new control algorithms are to be developed, tested and compared. In addition, grid-conductive functions such as ancillary services, active harmonic filters, reactive power factor correction, virtual inertia, black start and isolated operation capability are to be implemented and tested.

Figure 10 shows the basic structure of a possible application in which the HESS is combined with a wind turbine to compensate for power fluctuations. The prototype will have a capacity of around 25 kWh and a peak output of around 150 kW.

The work on the project is funded by the European Social Fund as part of the Excellence Initiative of the state of Mecklenburg-Vorpommern.



6 Summary and view to future

Teaching PtX technologies, smart grids and e-mobility is only in a small part a question of experts and laboratories installations – it's more a question of motivated interaction of all players in the team. The teaching, research, and public engagement should be developed as a common sustainable process. Using in the teaching process all installations available from public research founding down to own prototypes and small test beds helps to minimize costs and contributes additional experiences for next research steps.

Starting with PtH- and PtP-technology in research and study programs at Stralsund University more than 20 years ago, gave a lot of impulses to the taught students and the industrial use of PtX technologies for future stable electric grids.

7 References

- [1] Gamallo, F.; Lehmann, J.; Luschtinetz, O. u. T.; Miede, A.; Sponholz, C.: Hydrogen Production as a Suitable Alternative for Grid-balancing. Proc. 6th World Wind Energy Conference, Mar del Plata, Argentina, Oct. 2007.
- [2] Lehmann, J.; Luschtinetz, T.: Some Remarks on the Energy Change in Germany. Proc. of the 15th HTRSE, Miedzysdroje, Polen, Sept. 2014, S. 307 - 311. ISBN 978-83-7663-183-7
- [3] Lehmann, J.; Luschtinetz, T.; Gulden, J.: Power to X - Green hydrogen for electrical energy and fuel, for production an products. Proc. of the 17th HTRSE, Miedzysdroje, Polen, Sept. 2018.
- [4] F. Menzl, M. Wenske, J. Lehmann: Hydrogen Production by a Windmill Powered Electrolyser, XII WHEC'98, Buenos Aires, Proceedings S. 757-765
- [5] J. Gulden, C. Sponholz et al: Seit 1996 Wind-Wasserstoff an der FH Stralsund. 20th REGWA-Symp., FH Stralsund, 7.11.2013.
- [6] Meier, J.; Voss, L.: Die Vision vom SMART-GRID-LAB. 24. REGWA-Symp., Stralsund, Nov. 2017, S. 212 – 218, ISBN 978-3-9817740-3-0.
- [7] Luschtinetz, T.; Bauch, H.-F.; Krause, S., Lehmann, J.: Sustainable, comprehensive and motivating education in the pioneering hydrogen technology, 19th World Hydrogen Energy Conference (WHEC), Toronto, 3.-7. Juni 2012
- [8] Bauch, H.-F.; Luschtinetz, T. u.a.: FUSES – Future Sustainable European Energy Supply –19th International SpringSchool at FH Stralsund, Nov. 2011.
- [9] Gulden, J.; Sklarow, A.; Luschtinetz, T.: Mit dem leichtesten Fahrzeug zum Europameister - Titel, 24. REGWA-Symp., Stralsund, Nov. 2017, S. 219 – 228, ISBN 978-3-9817740-3-0.
- [10] J.J. Santin, C.H. Onder et al: The world's most fuel efficient vehicle: Design and development of PAC-Car II. vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zurich, 2007.

-
- [11] Sklarow, A.; Gulden, J.; Luschtinetz, T.: The Methanol Cycle - an alternative for storing renewable energy; 22nd World Hydrogen Energy Conf., Rio de Janeiro, 17.- 22.6.2018.
- [12] Gulden, J.; Sklarow, A.; Luschtinetz, T.: Degradations effects on a PEM fuel cell supplied with hydrogen from a LOHC, 21st World Hydrogen Energy Conf. (WHEC), Zaragoza, June 2016
- [13] Ministerium für Bildung, Wissenschaft und Kultur: „Exzellenzforschung“ – vgl. <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/bm/Wissenschaft/Forschung/F%C3%B6rderung-von-Forschungsvorhaben/> [27.07.2018]
- [14] Netz-Stabil Projekthomepage (2017): „Verbundforschung der Hochschule Stralsund, Ernst-Moritz-Arndt-Universität Greifswald und Universität Rostock zur Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten“ unter: <https://www.netz-stabil.uni-rostock.de/> [27.07.2018]
- [15] Choi, M.E.; Kim, S.W.; Seo, S.W.: Energy management optimization in a battery/supercapacitor hybrid energy storage system. IEEE Trans. Smart Grid 2012, 3, 463–472. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6046111/>

Autorenverzeichnis

Adamkiewicz, A.	12	Łuszczryński, D.	12
Buchner, M.	42	Mäkelä, M.	115
Büttner, S.	22	Mücke, J. M.	50
Chatchai, S.	182	Müller, H.	128
Clemens, W.	75	Münter, S.	64
Dengel, A. J.	42	Ooms, K.	102
Findeisen, F.	50	Platzer, B.	50
Fönings, K.	60	Rafoth, A.	137
Gerstenberg, L.	64	Rathje, R. M.	149
Groß, B.	75	Risse, H.	102
Gulden, J.	248	Senge, C.	149
Henseler, F.	42	Soliman, R.	248
Heuer, M.	85	Steffenhagen, B.	248
Hörnlein, S.	22	Stolzenburg, K.	169
Hubner, B.	22	Sukruedee, S.	182
Immonen, S.	115	Urbanek, T.	50
Jentsch, M.	22	Valentin, F.	212
Klumpp, F.	214	Voswinckel, S.	64
Köln, K.-W.	79	Wenske, M.	85
Kongrit, M.	182	Winkler, T.	50
Kroll, U.	50	Wesselak, V.	64, 214
Kühne, P.	85	Wolter, M.	85
Lenis, A.	102	Wolterowicz, A.	227
Link, T.	149	Zapałowicz, Z.	227
Luschtinetz, T.	248	Zeńczak, M.	238
		Zeńczak, W.	12

