

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2016**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



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

23. Symposium

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 3. - 5. November 2016

Veranstalter: Fachhochschule Stralsund
Wasserstofftechnologie-Initiative M-V e.V.

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

© 2016 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Digitaldruck Kruse Stralsund

ISBN 978-3-9817740-1-6

Komitee der Konferenz:

Jürgen Garche, Ulm; Viktor Hacker Graz; Wladyslaw Nowak, Szczecin;
Erico Spinadel, Buenos Aires; Reinhold Wurster, Ottobrunn;
sowie Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz, Stralsund

Kontakt:

Fachhochschule Stralsund
Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
Frau Noster
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund
Tel./Fax: 03831 / 45 67 13 / 45711713
E-mail: Ilona.Noster@fh-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
Grußwort	6
Vorwort	7
<i>Matthias Ahlhaus</i> Betriebserfahrungen mit einem Mikro-Brennstoffzellen-Heizgerät im Feldtest	8
<i>Matthias Ahlhaus</i> Analyse und Charakterisierung von festen Biobrennstoffen aus klimatisch unterschiedlichen Regionen	13
<i>Arne Berend</i> Langzeiterfahrung in PEM Technologien	16
<i>Alexander Berhardt, Stephan Schulte, Bodo Groß, Daniel Hegele, Thomas Uhle</i> EFC Filterbox 50 & 100:Elektrostatischer Filter für kleine Biomassekessel bis 160 kWth – Eine Entwicklung von IZES und Hoval	18
<i>Volker Brüser</i> Plasmagestützte Verfahren zur Erzeugung katalytisch aktiver Oberflächen für Brennstoffzellen und solare Anwendungen	23
<i>Andreas Dengel</i> Potenzial zur Flexibilisierung des Stromnetzes durch Umwandlung von überschüssigem Strom in Wärme für die Fernwärmeschiene Saar	26
<i>Konstantin Dinkler</i> Biogasproduktion aus landwirtschaftlichen Rückständen – Bananenabfälle in Costa Rica	35
<i>Kristoffer Genzowsky, Maximilian Loderhose, Jens Schneider, Markus Rützel</i> Integration von dezentralen durch KWK-Anlagen und erneuerbare Energien gespeisten Wärmeverbundsystemen in bestehende Infrastrukturen	40
<i>Norbert Grösch, Lukas Reis, Mirko Barz</i> Technologie- und Wirtschaftlichkeitsstudie zur Implementierung einer dezentralen Biogasanlage für eine Bananenverpackungsfabrik in Costa Rica	52
<i>Bodo Groß, Jana Heuer, Michael Sommer, Guillem Tänzer</i> Abwärmeatlas: Industrielle Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf	57
<i>Johannes Haller, Thomas Link</i> Entwicklung eines effizienten emissionsfreien H ₂ -O ₂ -Verbrennungsmotors zur stationären Anwendung	62
<i>Vollrath Hopp</i> Nutzenergie – Wasser – Kohlenstoffdioxid und Acker, ihr Zusammenwirken als die Voraussetzungen für eine gesunde Ernährung	71

<i>Jessica Hudde, Maik Orth</i> Biogaserzeugung aus Rest- und Abfallstoffen von Kreuzfahrtschiffen	75
<i>Martin Kopp, Christoph Stiller, Klaus Scheffer, Jonas Aichinger, David Coleman, Birgit Scheppat</i> Energiepark Mainz: Erste Betriebserfahrungen und wirtschaftliche Analyse der weltweiten größten Power-to-Gas Anlage mit der PEM-Technologie	80
<i>Stefanie Kreft, Alonso Rosas, Pamela G. Alsabeh, Annette-Erica Surkus, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Production of Sun Fuels by photo- and electro-catalytic Carbon Dioxide Reduction	85
<i>Hannah Manns, Alexander Berhardt, Bodo Groß</i> EmMA - EmissionsMonitorKleinfeuerungsanlagen Analyse, Bewertung und Optimierung des Umgangs mit Rückständen aus sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen (SEMM) am Beispiel von Kleinfeuerungsanlagen	90
<i>Thomas Nietsch, Patric Wöhrle</i> Räumliche Analyse des Fernleitungsnetzes Erdgas zur Identifikation integrativer Standorte für die Einspeisung von Grünem Wasserstoff	94
<i>Jens Heinrich Prause, Moritz Hübel, Conrad Gierow, Jürgen Nocke, Egon Hassel</i> Analyse des Betriebsverhaltens von thermischen Kraftwerken mittels dynamischer Kraftwerkssimulation	96
<i>Axel Rafoth</i> Entwicklung von Modellen zur Simulation von (FU) Frequenzumrichter- Ableitströmen in IT Netzen	101
<i>Mathias Safarik, Marcus Honke, Bodo Burandt, Christoph Steffan</i> Gewässer als Wärmequelle für Wärmepumpen großer Leistung durch Anwendung der Vakuum-Flüssigeis-Technologie	109
<i>Christoph Schmidt, Horst Altgeld, Bodo Groß</i> Einsatz von außenliegender Wandtemperierung bei der Gebäudesanierung – Demonstrationsobjekt mit LowEx-Temperierungssystem	115
<i>Nirendra Lal Shrestha, Thorsten Urbaneck, Verena Rudolf, Noah Pflugradt, Bernd Platzer, Jaume Salom, Eduard Oró, Albert Garcia, Òscar Càmarà, Angel Carrera, Mieke Timmerman, Hans Trapman</i> Evaluation of energy efficiency measures and use of renewable energy technologies for data centre	118
<i>Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz</i> Der ThaiGer-V ein Fahrzeug an der Grenze der Effizienz	123
<i>Klaus Stolzenburg</i> Brennstoffzellenbusse und Wasserstofftankstellen im täglichen Einsatz: Erfahrungen aus dem Projekt „Clean Hydrogen in European Cities“ (CHIC)	129

<i>Sukruedee Sukchai</i> The Development of Smart Grid in Thailand and SERT Smart Grid	135
<i>Prapita Thanarak, Sukruedee Sukchai, Nipon Ketjoy, Chatchai Sirisamphanwong, Kongrit Mansiri, Yodthong Mensin</i> SERT's Low Carbon Scenario 2030: Mitigation Options for Carbon Dioxide Emission	142
<i>André Voigt, Ulrich R. Fischer, Daniel Tannert</i> Standortevaluierung und Systempfadanalyse im Forschungsprojekt WESpe - „Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff - Energiespeichern“	143
<i>Sebastian Voswinckel, Viktor Wesselak, Christoph Schmidt, Sven Münter</i> Charakterisierung von bifacialen Photovoltaikmodulen	148
<i>Viktor Wesselak</i> Wie misst man die Energiewende?	154
<i>Zbigniew Zapalowicz, Anna Opiela</i> Effectivity of air-condition system that cooperates with ground heat exchanger and PV installation	159
<i>Michał Zeńczak</i> The choice of the best place for connection of wind power farms to electric power system	165
<i>Wojciech Zeńczak, Andrzej Adamkiewicz</i> Methanol as an Ecological Fuel for Sea-Going Vessels	170
<i>Christian Ziems, Ulrich R. Fischer, Hans Joachim Krautz</i> Project presentation - Novel 3D porous electrode materials for more efficient alkaline water electrolysis - AEL3D	175
<i>Timo Zippler</i> Konzentrierende Solartechnologie für Prozesswärmeanwendungen	182
<i>Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz, Johannes Gulden</i> Entwicklungen in der Energiewirtschaft	187

Grußwort

Die Energiewende ist eines der zentralen Zukunftsprojekte in Deutschland. Künftig soll unsere Energieversorgung vorwiegend auf erneuerbaren Quellen aufbauen und die Stromerzeugung aus Atomenergie schrittweise bis 2022 beendet werden. Unsere Energieversorgung soll dadurch sicherer und sauberer werden.

Mecklenburg-Vorpommern ist auf einem guten Weg. Als erstes Bundesland können wir beispielsweise unseren Strombedarf bereits seit dem Jahr 2013 rechnerisch aus Erneuerbaren Energien decken. Jedoch reicht es nicht, Strom nur zu produzieren. Um uns in der Zukunft ausschließlich oder doch zumindest maßgeblich mit volatilen Energieträgern zu versorgen, benötigen wir Speichertechnologien. Die Energiewende erfordert also eine Transformation des gesamten Systems.

Hier gilt es, komplexe Aufgaben zu lösen. Und dafür ist eine gute Grundlagenforschung von Nöten. Deshalb hat das Ministerium für Bildung, Wissenschaft und Kultur in diesem Frühjahr der Fachhochschule Stralsund Mittel in Höhe von 750.000 Euro zur Verfügung gestellt. Mit dieser Anschubfinanzierung wird in Stralsund eine zusätzliche Professur „Regenerative Energietechnik“ besetzt. Darüber hinaus ist die Forschung rund um Speicher und Systemstabilität ein fester Bestandteil der millionenschweren Landes-Exzellenz-Initiative aus ESF-Mitteln. Wir streben eine standortübergreifende Clusterbildung an, von der sowohl Forschung als auch Lehre profitieren sollen.

Für das Gelingen der Energiewende ist eine enge Zusammenarbeit aller Beteiligten erforderlich: der Energieverbraucher, der Wirtschaft, der Politik, der Verbände und nicht zuletzt der Experten aus Forschung und Entwicklung. Das Fundament dafür ist der permanente Austausch über die richtigen Mittel und Wege.

Mit dem 23. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ schafft die Fachhochschule Stralsund einen Raum für den konstruktiven Dialog. An drei Tagen diskutieren hier Vertreter aus den unterschiedlichsten Bereichen verschiedene Themen rund um die Nutzung erneuerbarer Energien und Wasserstoff.

Mit ihrem Symposium trägt die FH Stralsund seit Jahren konsequent und erfolgreich dazu bei, dass Innovationen entstehen und diese in wissenschaftlichen Netzwerken und in Kooperation mit nichtakademischen Institutionen weiterentwickelt werden.

Bei dieser wichtigen Aufgabe wünsche ich allen Beteiligten viel Erfolg!

Herzlichst
Ihr
Christian Pegel

Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Die Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Claudia Kemfert, ist bekannt für klare Worte über die Ergebnisse ihrer Beobachtung des Verlaufs der Energiewende. Anfang dieses Jahres äußerte sie sich zur „Gespensterdebatte um Kosten der Energiewende“. Im Wesentlichen trägt sie drei Argumente vor und kritisiert damit den Kurs des Bundeswirtschaftsministeriums, der anscheinend von der Lobby der Gegner der erneuerbaren Energien gesteuert werde:

In Berlin – so schein es – verwechsle man Investition in die Zukunft mit Subvention offenbar deshalb, weil bei den Regenerativen der Investaufwand erstmals auf den Strompreis umgelegt und damit transparent würde.

Kohle- und Kernenergie wurden und werden in stärkerem Maße aus Steuermitteln subventioniert, was geflissentlich vergessen werde. Dabei seien die Kosten von Rückbau und Endlagerung in dem aufgelaufenen dreistelligen Milliardenbetrag noch gar nicht enthalten.

Gänzlich unerwähnt bliebe zudem, dass dank der Wende weniger fossile Energien importiert würden. Allein dadurch wären 2015 die Energiekosten um fünfzehn Milliarden gesenkt worden.

(Eine detailliertere Darstellung der Äußerungen von C.K. einschließlich der web-Adresse des vollen Wortlauts liegt beim Tagungsempfang aus.)

Verkürzt formuliert: Der Rückschritt wird subventioniert, Investitionen in Zukunft und Umwelt aber auf den Energiepreis geschlagen. Um des Erfolges der Energiewende willen sollte diese Schieflage korrigiert werden. Ob dazu die Änderungen am EEG von Sommer 2016 hilfreich sind, darf bezweifelt werden. Nicht zuletzt die Landtagswahl in Mecklenburg-Vorpommern hat gezeigt, dass das Erreichen richtiger und wichtiger Ziele für den Wohlstand künftiger Generationen vage und verzögert wird, wenn die Bürger dabei nicht mitgenommen werden. Jemanden aber auf einem guten Weg mitzunehmen bedeutet nichts anderes, als dass er sich von der Notwendigkeit ihn einzuschlagen überzeugen konnte. Genau an dieser Stelle hat, so sehen es die Veranstalter, unser Symposium eine seiner Aufgaben und wir hoffen, dass wir diesem Anspruch in der Vergangenheit gerecht werden konnten. Auch diesmal wurden Programm und Tagungsband so zusammengestellt, um in dieser Richtung wirken zu können.

Die Veranstalter wünschen allen Teilnehmern eine interessante und erfolgreiche Tagung!
Herzlichen Dank für die Vorträge, Poster und die Beiträge zum Tagungsband! Wir wünschen eine rege Diskussion wie auch gute Gespräche nebenbei!

Vielen Dank den Sponsoren, den Organisatoren und allen, die zum Gelingen beigetragen haben!

Die Herausgeber

Betriebserfahrungen mit einem Mikro-Brennstoffzellen-Heizgerät im Feldtest

Matthias Ahlhaus

Institut für Energie und Umwelt e.V. Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund
matthias.ahlhaus@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Brennstoffzellenheizgerät, stromerzeugende Heizung, Feldtest, Eigennutzung, Autarkiegrad

Zusammenfassung: Seit Dezember 2015 wird in einer Stralsunder Villa eine stromerzeugende Heizung der Fa. Vaillant auf Basis einer SOFC-Brennstoffzelle mit einer el. Leistung von 1 kW in der Grundlast der Wärmeversorgung in Kombination mit einem Gas-Brennwertheizgerät betrieben. Im Rahmen des Feldtests ene.field erfasst Vaillant online Betriebsdaten, die jedoch nicht zugänglich sind. Zusätzliche Daten wurden vom Betreiber erfasst und ausgewertet. Diese Betriebserfahrungen aus dem ersten Winter- und Sommerbetrieb werden hier vorgestellt.

Versorgungsobjekt:

Die innovative Heizanlage versorgt eine Stadtvilla in Stralsund, die 1912 errichtet wurde. Das Wohngebäude ist voll unterkellert, verfügt über eine Wohnfläche von 250 m² und wird von 6 Nutzern bewohnt.

Anlagentechnik:

Im Rahmen des Projektes „Innoheiz“ wird eine innovative Brennstoffzellen-Heizanlage der 5. Generation des Herstellers Vaillant auf Basis einer SOFC mit einer elektrischen Leistung von 800 Watt als stromerzeugende Heizung betrieben. Die Anlage arbeitet wärmegeführt, wobei die Abwärme der Brennstoffzelle der Grundlastversorgung dient. Höherer Wärmebedarf wird durch das gekoppelte Brennwertheizgerät mit einer Heizleistung von 26 kW gedeckt. Beide Wärmeerzeuger werden mit Erdgas betrieben und sind über einen Pufferspeicher mit einem Volumen von 500 Litern verbunden. Aus diesem Heizungspufferspeicher wird auch über ein Wärmeauskopplungsmodul das Trinkwasser für die Hauptwohnung erwärmt; in der Dachwohnung erfolgt die Trinkwassererwärmung über einen el. Durchlauferhitzer.

Die von der BZ in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte el. Arbeit kann in beiden Wohneinheiten genutzt oder in das Netz eingespeist werden. Erhöhter Strombedarf wird über das Netz bezogen.

Datenerfassung:

Die vom Anlagenhersteller Vaillant online erhobenen Daten unterliegen der Geheimhaltung. Der Betreiber hat jedoch die Möglichkeit eigene Daten zu erheben:

Als Momentanwerte werden die Temperaturen am Außenfühler sowie im Speicher unten, in der Mitte und oben erfasst; außerdem die im Display angezeigte elektrische Leistung der Brennstoffzelle. Als Integralwerte werden an den Messzählern die Summenwerte erfasst für den Gesamt-Gasverbrauch und den anteiligen Gasverbrauch der BZ sowie deren Stromerzeugung und die Stromeinspeisung und Strombezug.

Differentialwerte als Differenz zwischen zwei Integralwerten werden berechnet für stündliche Verbrauchswerte bzw. stündliche Einspeisung sowie als Leistungswerte und Wirkungsgrad.

Datenauswertung:

Um Unterschiede bei Schaltjahren auszugleichen wurde die Zeitachse normiert und die Jahresstunden in Prozentwerte umgerechnet und dargestellt.

Der separat erfasste Gasverbrauch der Brennstoffzelle stieg seit Inbetriebnahme der Anlage im Dezember 2015 (entspricht -7% der Jahresstunden 2016) kontinuierlich an. Der aus den Messpunkten berechnete stündliche Gasverbrauch war zunächst mit etwa $0,25 \text{ m}^3/\text{h}$ konstant, bis bei Punkt A und im Bereich C (ab 26%) der Gasverbrauch auf etwa $2/3$ kurzzeitig abfiel (Abbildung 1).

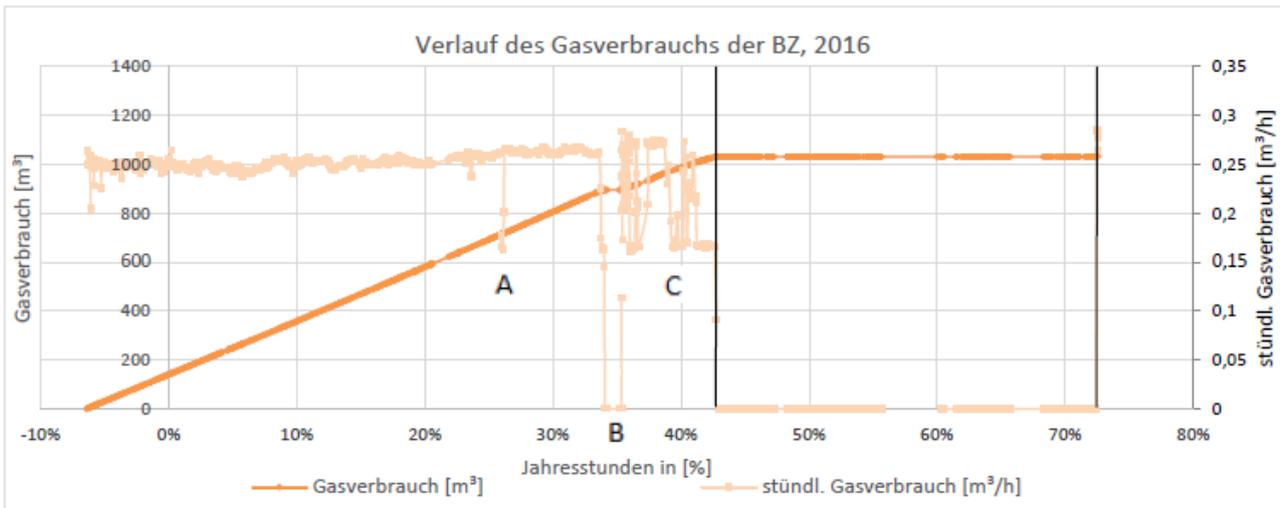


Abb.1: Absoluter und stündlicher Gasverbrauch der Brennstoffzelle

Der Übergang der Brennstoffzelle vom Volllast- in den Teillastbetrieb im Bereich C ist darauf zurück zu führen, dass der Wärmebedarf wegen steigender Außentemperaturen zurückging und die Speichertemperaturen soweit angestiegen sind, dass die Brennstoffzelle erstmals den Wärmebedarf vollständig decken konnte und daher der anteilige Gasverbrauch der Brennstoffzelle 100% erreicht hat (Abbildung 2).

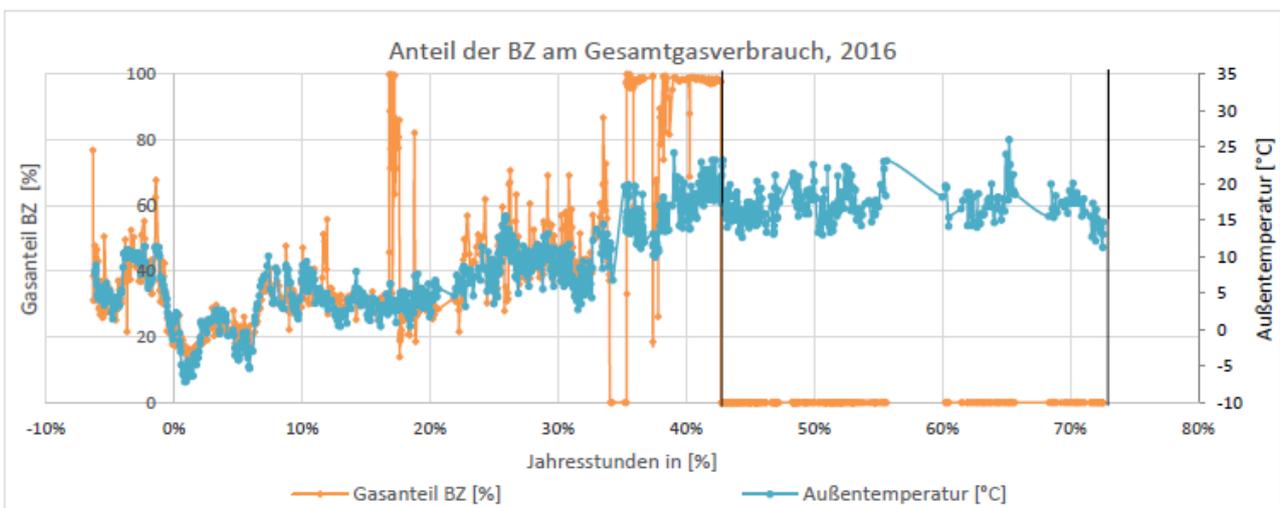


Abb.2: Anteiliger Gasverbrauch der Brennstoffzelle

Diese Übergangsphase endet bei 42%, wo die BZ ganz ausgeschaltet wurde, da im Speicher die obere Schalttemperatur von 70°C erreicht wurde; dies wird als Beginn des Sommerbetriebs definiert.

In der Übergangsphase wurde bei Punkte B (34%) die Brennstoffzelle vom Hersteller mehrere Tage abgeschaltet, um eine neue Reglersoftware zu installieren.

Analoge Kurvenverläufe ergeben sich auch für die in Abbildung 3 dargestellte erzeugte elektrische Arbeit und daraus berechnete Leistung der Brennstoffzelle, die im Volllastbetrieb bei knapp 800 Watt liegt.

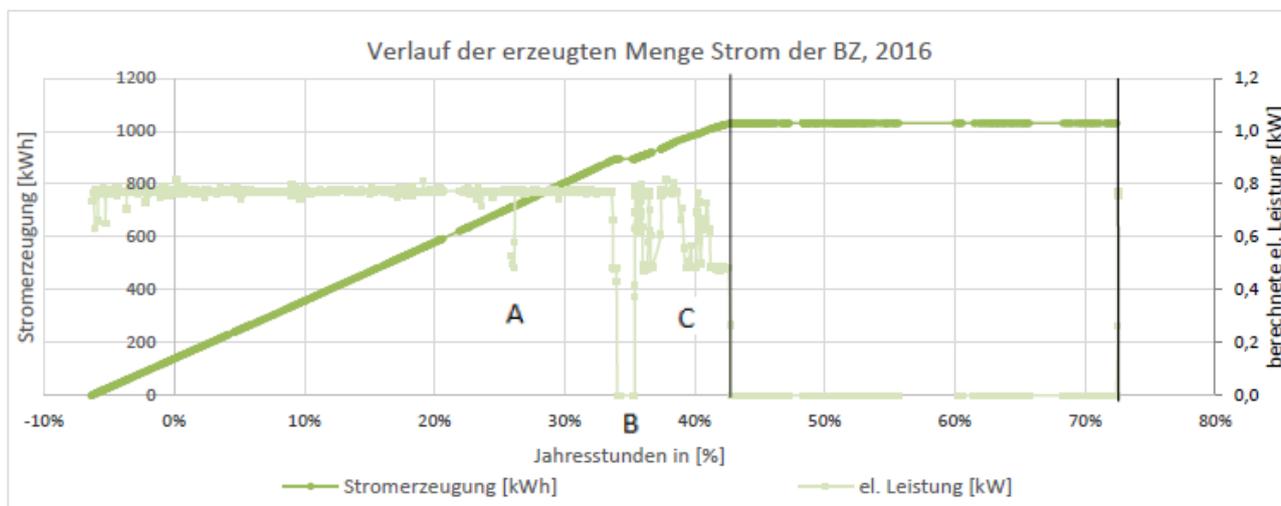


Abb.3: Elektrische Arbeit und Leistung der Brennstoffzelle

Aus dem zwischen den Ablesintervallen ermittelten Gasverbrauch und der gleichzeitig erzeugten elektrischen Arbeit kann der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle berechnet werden, der im Volllastbetrieb bei knapp 30% liegt, aber bis zum Ende des Winterbetriebs auf ca. 27% kontinuierlich leicht abgefallen ist (Abbildung 4).

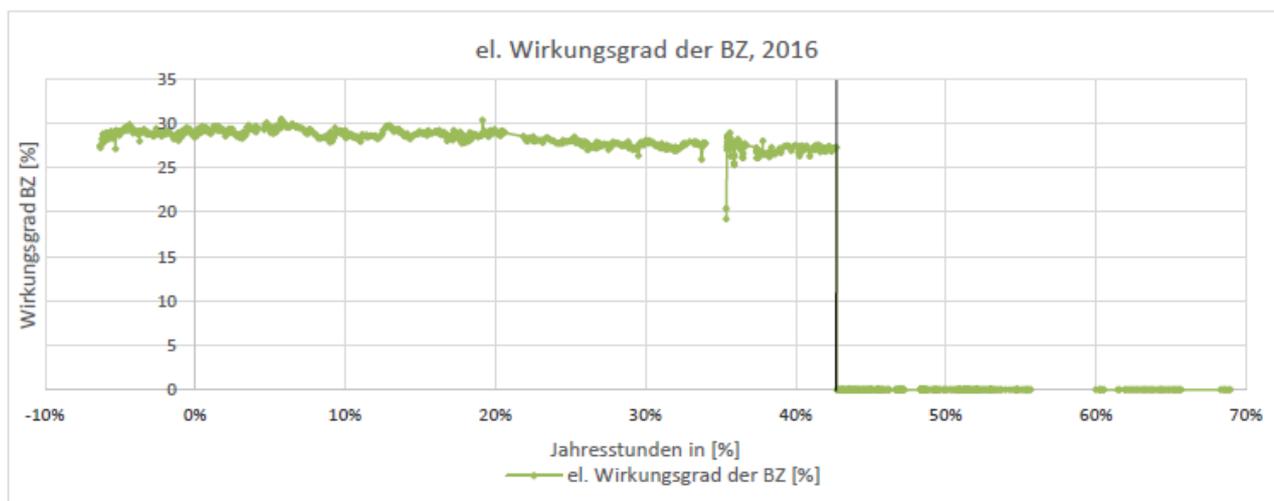


Abb.4: Elektrischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle (vorläufige Werte!)

Dazu ist jedoch anzumerken, dass hier zunächst von einem konstanten Brennwert und einer konstanten Gaszustandszahl ausgegangen wurde, was jedoch nicht der Realität entsprechen muss, so

dass diese Aussagen erst noch im weiteren Betrieb in Zusammenarbeit mit dem Gasversorger überprüft werden müssen! Außerdem liegen die so berechneten Werte des Wirkungsgrades etwa 1% unter den Werten, die sich ergeben, wenn die um ca. 30 Watt höheren ablesbaren Momentanwerte der elektrischen Leistung berücksichtigt werden; in diesem Punkt muss mit dem Anlagenhersteller noch geklärt werden, ob die angezeigten Momentanwerte Brutto- oder Nettowerte sind.

Für die insgesamt von der Brennstoffzelle bis zum Ende des Sommerbetriebs (bei 72%) in 4033 Vollastbetriebsstunden erzeugte el. Arbeit von 3106 kWh ergab sich ein Eigenverbrauchsanteil von 49% der von der Brennstoffzelle erzeugten elektrischen Arbeit (Abbildung 5). Die restlichen 51% wurden als KWK-Strom in das öffentliche Netz eingespeist.

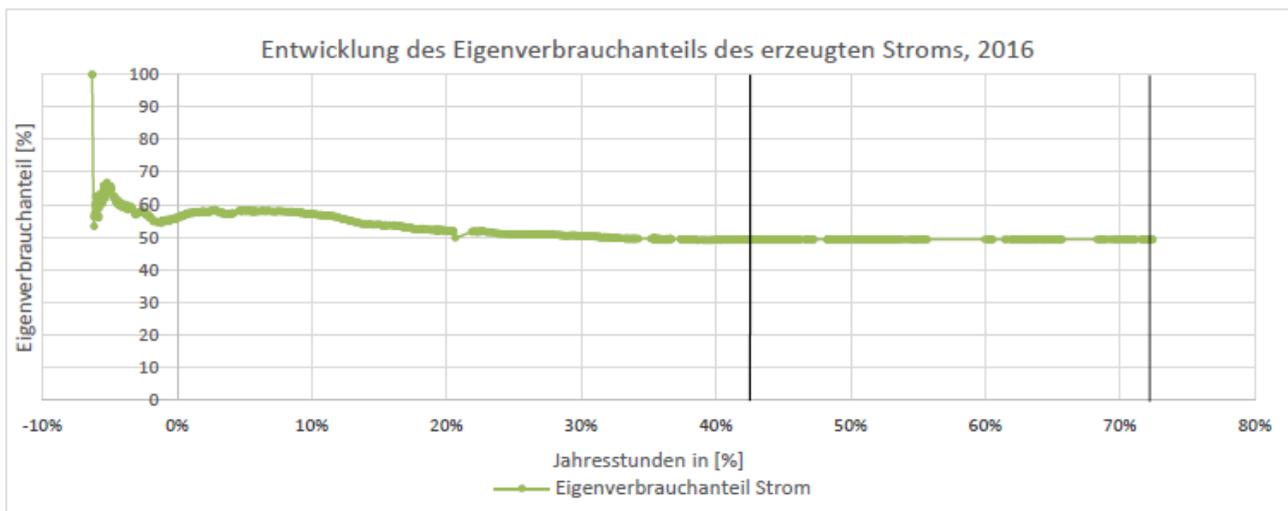


Abb.5: Eigenverbrauchsanteil der erzeugten elektrischen Arbeit

Der reale Autarkiegrad ergibt sich, wenn der Eigenverbrauch auf den Gesamtverbrauch bezogen wird, und ergab sich bis zum Ende des Winterbetriebs zu 42%. Durch die fehlende Stromerzeugung im Sommerbetrieb ist der Autarkiegrad dann auf 29% abgefallen. Dies bedeutet, dass bis dahin nur noch 71% der benötigten el. Arbeit aus dem Netz bezogen werden mussten (Abbildung 6).

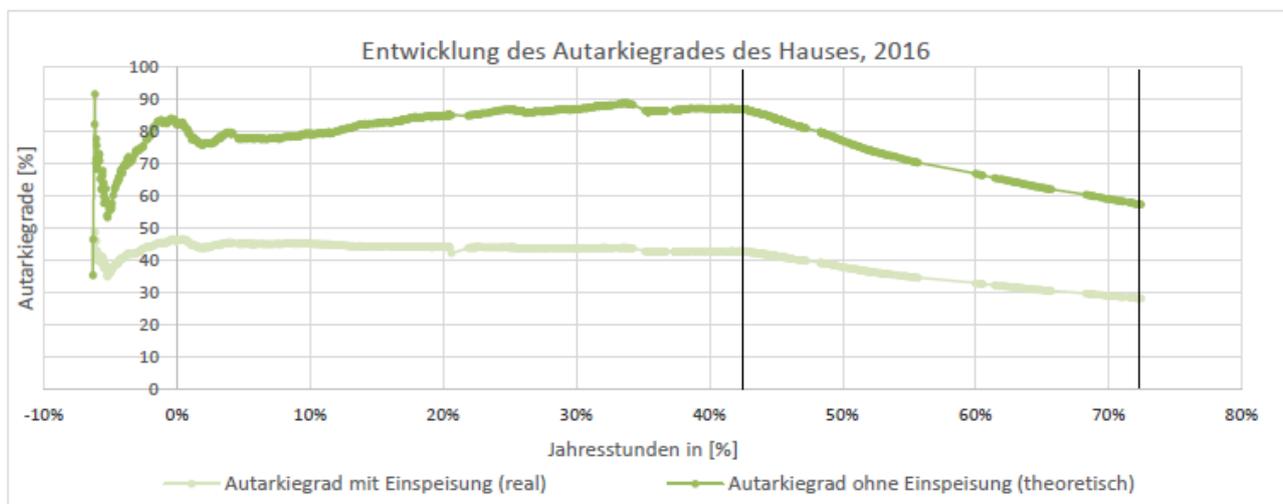


Abb.6: Autarkiegrad real und theoretisch

Der theoretische Autarkiegrad würde sich ergeben, wenn über einen zusätzlichen Stromspeicher die gesamt erzeugte el. Arbeit so lange zwischengespeichert werden könnte, bis sie vollständig genutzt wird. Dieser theoretischen Autarkiegrad liegt am Ende des Winterbetriebs bei 88% und fällt bis zum Ende des Sommerbetriebs auf 58% ab.

Diese Werte können zur Beurteilung der Dimensionierung der el. Leistung der Brennstoffzelle im Verhältnis zum Stromverbrauch genutzt werden, da der wirtschaftliche Betrieb mehr durch den Eigenverbrauch als durch die Einspeisung des KWK-Stroms begünstigt wird: demnach kann die hier gegebene Dimensionierung als sehr gut bezeichnet werden, da der theoretische Autarkiegrad zu keinem Zeitpunkt über 100% lag. Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit schließen sich mit Abschluss des ersten Betriebsjahres an und werden nachfolgend präsentiert.

Fazit der bisherigen Betriebsauswertung:

Die Aufstellung der Anlage erfordert deutlich mehr Platz als eine reine Brennwerttherme.

Der Brennstoffzellenbetrieb ist allerdings mit einer deutlich höheren und als unangenehmer empfundenen Geräuscentwicklung als vom Zusatzheizgerät verbunden.

Das Temperaturniveau im Heizungskeller ist beim Brennstoffzellenbetrieb hoch und deutet auf thermische Verluste hin – Untersuchungen dazu stehen noch aus.

Der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzellenheizanlage liegt mit knapp 30% als vorläufigem Wert auch nur im gleichen Bereich wie bei einem Motor-BHKW.

Die Dimensionierung der Brennstoffzelle ist für das Versorgungsobjekt geeignet, da der theoretische Autarkiegrad für die elektrische Arbeit nie über 100% lag und die Anlage in 2016 bis zum Ende des Winterbetriebs schon 3475 Vollastbetriebsstunden erreicht hat.

Der administrative Aufwand für Anmeldung der Anlage, Beantragung der Erstattungen von Energiesteuer und KWK-Zuschlag und die steuerliche Handhabung ist hoch.

Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs stehen noch aus.

Quellen:

Reiser, Jens: Untersuchung einer Brennstoffzellen-Heizanlage im Winter- und Sommerbetrieb; Bachelor-Thesis, FH Stralsund, 2016

„Analyse und Charakterisierung von festen Biobrennstoffen aus klimatisch unterschiedlichen Regionen“

Matthias Ahlhaus

Institut für Energie und Umwelt e.V. Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund
matthias.ahlhaus@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Birke, Aschegehalt, Flüchtige Bestandteile, Brennwert

Zusammenfassung: Birke wird entlang des 50. Nördlichen Breitengrades als Brennholz oftmals in ineffizienten Kleinanlagen mit hohem Schadstoffausstoß verwendet. Brennstoffproben wurden gesammelt, aufbereitet und analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass trotz deutlicher Unterschiede der klimatischen Wachstumsbedingungen keine signifikanten Unterschiede brennstoffrelevanter Kennwerte vorliegen. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine Verbesserung der Umweltsituation kann durch den Einsatz effizienter Anlagentechnik erreicht werden, die nicht auf die regionale Brennstoffcharakteristik optimiert sein muss und daher in großen Stückzahlen gefertigt und kostengünstig angeboten werden kann.

Zielstellung:

Um den 50. Nördlichen Breitengrad befinden sich Siedlungsräume und Vegetationszonen, die durch stark unterschiedliche Klimabedingungen geprägt sind: diese erstrecken sich von Kaltregionen in Alaska und Canada über gemäßigte Zonen in Europa zu Warmzonen in Zentralasien und wieder zu gemäßigten und Kaltzonen in Ostasien bis Kamtschatka. Wegen der stark unterschiedlichen klimatischen Bedingungen bestehen Unterschiede sowohl im Heizungsbedarf als auch in den Wachstumsbedingungen für Hölzer, die oftmals als Brennstoff in händisch beschiekten Kleinf Feuerungsanlagen als Hauptbrennstoff Verwendung finden. Birke wächst trotz dieser klimatischen Unterschiede auf dem gesamten 50. Breitengrad und kann auch ohne lange Trocknungsphase als regional verfügbares Scheitholz verwendet werden. Abbildung 1 zeigt die Herkunft der untersuchten Birkenproben.

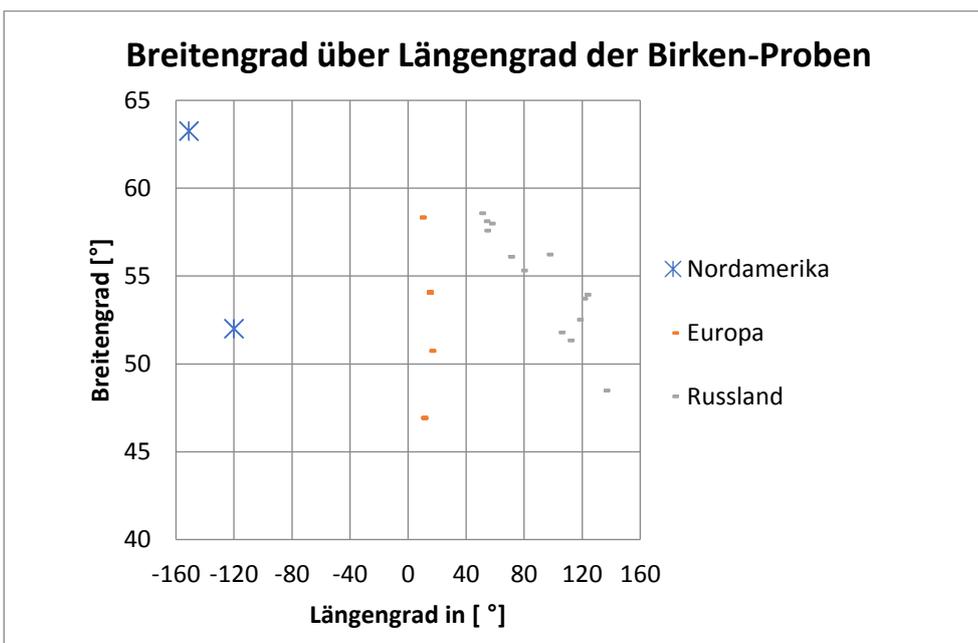


Abb. 1: Geographische Charakterisierung der Brennholzproben

Im Rahmen mehrjähriger Untersuchungen wurden Birkenproben gesammelt, aufbereitet und charakterisiert um zu analysieren, ob signifikanten Abhängigkeiten der charakteristischen Brennstoffeigenschaften vom Längengrad bzw. Klimabedingungen bestehen, die bei der Optimierung von Heizanlagen berücksichtigt werden können, um einen hohen feuerungstechnischen Wirkungsgrad mit geringen Schadstoffemissionen zu gewährleisten.

Ergebnisse

Die Brennstoffproben wurden im Zeitraum 2007 bis 2015 gesammelt und nach einer Lagerungszeit von maximal einem Jahr aufbereitet und analysiert. Exemplarisch werden hier in den Abbildung 2 bis 4 die Ergebnisse der Analysen zum Aschegehalt, den Flüchtigen Bestandteilen und zum Brennwert vorgestellt:

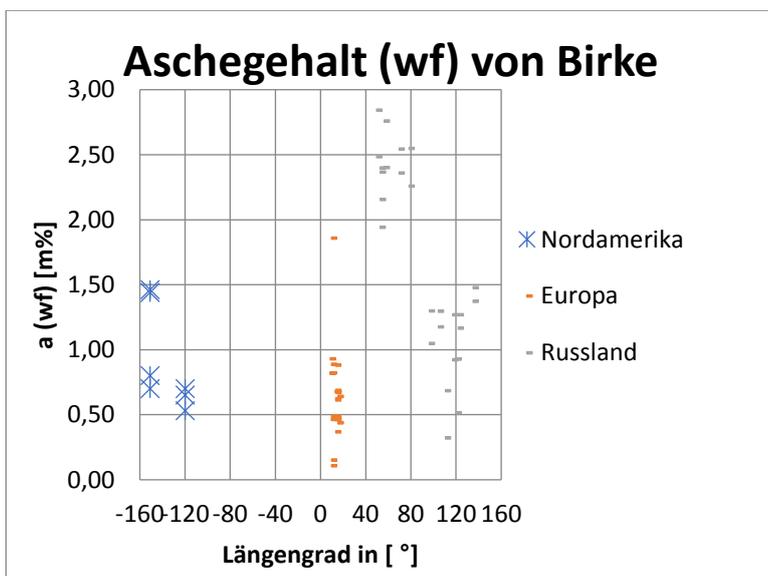


Abb.2: Aschegehalt (wf)

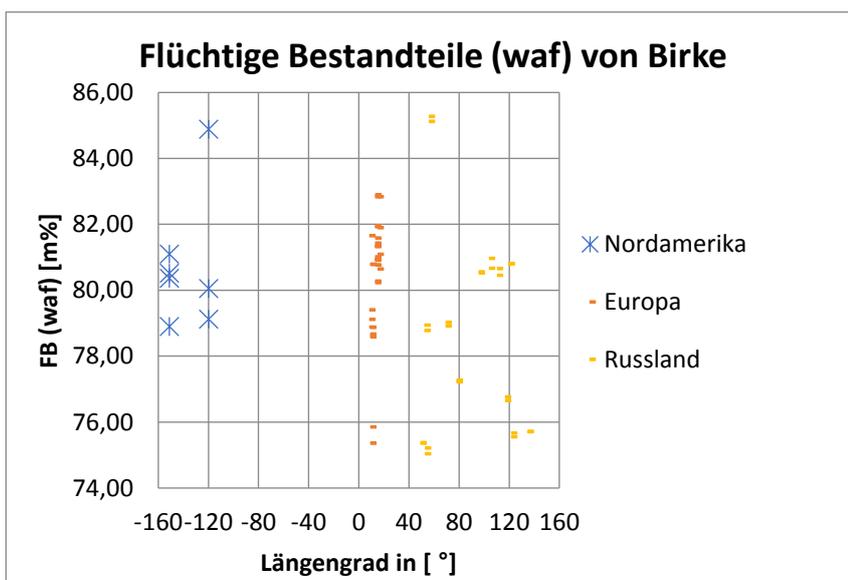


Abb. 3: Flüchtige Bestandteile (waf)

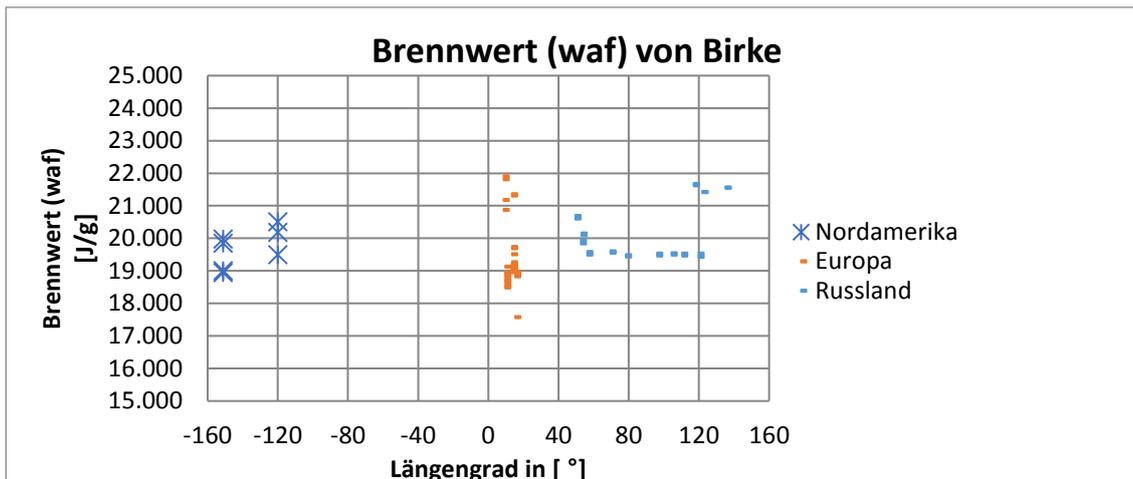


Abb. 4: Brennwert (waf)

Die Analysenergebnisse zeigen zwar die typische Bandbreite von holzartigen Biobrennstoffen, aber eine Abhängigkeit vom Längengrad ist nicht erkennbar. Vielmehr sind die Unterschiede der Analyseergebnisse auf folgende Aspekte zurück zu führen:

- 1.) Probennahme: oftmals konnte nur dünnes Astmaterial mit einem relativ hohen Rindenanteil beschafft werden.
- 2.) Lagerung: Die Proben wurden bis zur Aufbereitung unterschiedlich lange gelagert, wobei ein Masseverlust durch biologischen Abbau nicht ausgeschlossen werden kann.
- 3.) Aufbereitung: die Proben wurden im Rahmen von studentischen Laborübungen mit unterschiedlichen Rindenanteilen aufbereitet und das Mahlen hat zu ungleicher Korngrößenverteilung geführt; daher kam es auch zu Unterschieden in der Homogenität der Proben.
- 4.) Analysen: die Apparaturen zur Analyse mussten innerhalb des langen Untersuchungszeitraums teilweise ausgetauscht bzw. verändert werden.

Die dadurch verursachten Unterschiede der Analyseergebnisse überdecken einen möglichen Einfluss des Klimas auf die Brennstoffeigenschaften. Dennoch geben die Analysen insgesamt einen guten Eindruck über die schwankenden Qualitätsbedingungen von Brennholz im realen Einsatz!

Schlussfolgerung:

In den westlichen und dichter besiedelten Regionen um den 50. Nördlichen Breitengrad in Nordamerika und Europa werden schon häufig qualitativ hochwertige Kleinstfeuerungsanlagen mit gutem bis sehr gutem Wirkungsgrad und geringen Emissionen verwendet, da hier höhere Einkommen und bestehende Vorschriften bzw. Mindeststandards einen Absatzmarkt für entsprechende Anlagen und Brennstoffe mit Mindestqualitätsanforderungen ermöglichen. In den dünn besiedelten Regionen Asiens/Sibiriens erfolgt die Brennholzbeschaffung überwiegend in Eigenwerbung und bei geringen Einkommen spielen hier die Investitionskosten in die Feuerungstechnik eine dominierende Rolle.

Daraus kann abgeleitet werden, dass Brennholz weiterhin eine wichtige Rolle als Heizstoff haben wird und eine effiziente und umweltfreundliche Nutzung eine qualitativ verbesserte Feuerungstechnik braucht, die jedoch nicht auf regionale Brennstoffeigenschaften optimiert sein muss, sondern sich insbesondere durch geringe Investitionskosten auszeichnen sollte.

Langzeiterfahrung in PEM Technologien

Arne Berend
balticFuelCells GmbH
Hagenower Str. 73
D-19061 Schwerin
info@balticfuelcells.de

Im Zuge der weltweiten Ressourcenverknappung und insbesondere der Energierohstoffe kommt einer ökologisch orientierten Energiegewinnung zukünftig eine immer bedeutendere Rolle zu. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll z.B. in Mecklenburg-Vorpommern deshalb bis zum Jahre 2020 verfünffacht werden. Dabei ist neben einer modernen ökologischen Gestaltung der Stromversorgung auch der Einsparung und der Verbesserung der Energieeffizienz eine besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wachsen wetterbedingte Schwankungen bei der Stromeinspeisung. Dies wird künftig weiter zunehmen und muss durch ein modernes flexibles Stromnetz, ein intelligentes Erzeugungs- und Lastmanagement und leistungsfähige Speicher ausgeglichen werden. Leistungsfähige Energiespeicher sind der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende. Sie können dazu beitragen, erneuerbare Energien besser in das Energieversorgungssystem zu integrieren; sie gewährleisten langfristig die Versorgungssicherheit mit Energie.

Wasserstoff (H₂) wird bei der Speicherung der EE eine zentrale Rolle einnehmen. Nur durch die Überführung von EE-Strom hin zu speicherfähigem Wasserstoffgas werden die enormen Anforderungen eines jährlichen Speicherbedarfs von über 20 TWh erfüllt. Mittel- und langfristig wird Wasserstoff die Mobilität mit notwendigen Reichweiten versorgen und auch zunehmend für die stationäre Rückverstromung in kleinen Brennstoffzellenaggregaten Verwendung finden.



Die balticFuelCells GmbH vertreibt seit 2012 das wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Subsystem SuSy300 mit einer elektrischen Leistung von 300 Watt. Durch Kopplung mehrerer Module kann die Leistung auf bis zu einem Kilowatt gesteigert werden. Das Subsystem ist so konzipiert, dass ein möglichst breites Anwendungsspektrum bedient werden kann. Die Prämisse ist ein Produkt, viele Lösungen. Die häufigsten Anwendungsgebiete der SuSy300 liegen in der leichten Elektromobilität, in der Notstromversorgung aber auch in der stationären Energieerzeugung in Verbindung mit der Erzeugung regenerativer Energie. Es gibt durchaus noch weitere technisch und ökonomisch sinnvolle Anwendungsmöglichkeiten für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellensysteme.

Dem großen Interesse an Brennstoffzellenlösungen stehen erhebliche Hürden einer weitreichenden Markteinführung gegenüber. Derzeit sind die Preise für Brennstoffzellenstacks nach wie vor sehr hoch. Hauptsächlich sind die bislang zu geringen Stückzahlen dafür verantwortlich. Die

balticFuelCells GmbH startet gerade eine Entwicklung, um den Materialpreis der Stacks spürbar zu reduzieren. Eine Antwort auf die Frage, warum Brennstoffzellensysteme bisher nur in geringen Stückzahlen gebaut werden, liefert ein Blick auf die Wasserstoffinfrastruktur.

Die vorhandenen Möglichkeiten in diesem Bereich stellen viele Interessenten nicht zufrieden. Gerade im mittleren Leistungsbereich von 100 bis 1.000 Watt kann das hohe Marktpotenzial nicht ausgeschöpft werden. Diese Überlegungen zeigen, dass es sinnvoll ist, wenn sich diese bisher nicht berücksichtigten Lösungen auf Basis Wasserstoff und Brennstoffzelle an die ohnehin im Aufbau befindliche Infrastruktur für Fahrzeuge anschließen. Dies ist jedoch aufgrund von geltenden Regeln und Vorschriften für die Betankung höchst problematisch. Aktuell ist lediglich eine Betankung von fest in Fahrzeugen installierten Wasserstoffspeichern vorgesehen. Für jede andere Betankung muss der Betreiber im Einzelfall entscheiden und gegebenenfalls eine Sondergenehmigung ausstellen.

Diese technischen und bürokratischen Herausforderungen können sicher abgestellt werden. Dies würde für Brennstoffzellen-Systeme entscheidende Märkte öffnen und so die Akzeptanz und das Interesse für Wasserstoff als Energieträger erheblich steigern.

EFC Filterbox 50 & 100:Elektrostatischer Filter für kleine Biomassekessel bis 160 kW_{th} – Eine Entwicklung von IZES und Hoval

Alexander Berhardt¹, Stephan Schulte¹, Bodo Groß¹, Daniel Hegele², Thomas Uhle²

¹IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17,A1, D-66115 Saarbrücken

²Hoval GmbH, Humboldt Str. 30, D – 85609 Aschheim-Dornach

Korrespondierender Autor: Alexander Berhardt, berhardt@izes.de, Tel: +49 681 9762 861

Schlüsselwörter:Elektrostatischer Feinstaubabscheider, Biomassekessel, Feldtests

Zusammenfassung

In enger Zusammenarbeit entwickeln die Hoval GmbH und die IZES gGmbH seit Herbst 2011 ein elektrostatisches Feinstaubabscheidesystem für den Einsatz an kleinen und mittleren Biomassekesseln. Innerhalb des Projekts IntEleKt – Integrierter Elektrofilter im Kleinserientest – wird die gemeinsame Entwicklung erstmals in einer Kleinserie im Feld unter realen Bedingungen getestet und soll am Ende der Laufzeit des Vorhabens als marktfähiges Produkt zur Verfügung stehen.

1. Hintergrunddes Projekts IntEleKt

Hintergrund bzw. Motivation der Entwicklung des Elektrofilters ist die Novellierung der 1. BImSchV vom 22. März 2010. Hier wurden für den Betrieb von Biomassefeuerungen bis 1 MW Nennwärmeleistung neue und strengere Grenzwerte, unter anderem bezüglich der zugelassenen Staubemissionen, eingeführt. Hierunter fallen sowohl Heizkesselanlagen (Pellet-, Stückholz- und Holzhackschnitzelkessel), als auch Einzelraumfeuerungen. Neuanlagen dürfen bereits seit Januar 2015 maximale Staubemissionen von 20 mg/m³ nicht überschreiten, ausgenommen hierbei sind Stückholzkessel, welche diesem Grenzwert erst ab Januar 2017 unterliegen. Bestandsanlagen müssen sukzessive und spätestens bis 2025 (für die Baujahre 2010 und jünger) die gültigen Grenzwerte einhalten. Im Unterschied zu Einzelraumfeuerungen müssen Kesselsysteme die Einhaltung der Grenzwerte alle zwei Jahre in einer wiederkehrenden Prüfung nachweisen.

Neben elektrostatisch arbeitenden Systemen (Elektrofilter), können zur Staubabscheidung aus Abgasen auch mechanisch oder katalytisch arbeitende Abscheider verwendet werden. Die klaren Vorteile von elektrostatisch arbeitenden Systemen sind der mögliche sehr hohe Abscheidegrad, der geringe Druckverlust, die wenig aufwendige Wartung sowie die relativ einfach zu realisierende Konstruktion. Elektrofilter arbeiten mit hohen elektrischen Spannungen von bis zu 100 kV, welche zwischen zwei gegensätzlich gepolten Elektroden ein starkes elektrisches Feld erzeugen. Aufgrund der sehr hohen Intensität des elektrischen Feldes entsteht rund um die Sprühelektrode, welche häufig als Draht oder zackiger Stab ausgelegt ist, eine sogenannte Koronaentladung. Hierbei werden Ladungsträger freigesetzt, welche wiederum die im Abgas befindlichen Gasmoleküle und Staubpartikel in einer Kettenreaktion ionisieren und elektrisch aufladen. Aufgrund des elektrischen Feldes und der Coulombkraft erfahren die nun nicht mehr elektrisch neutralen Partikel eine Beschleunigung zur gegensätzlich geladenen Elektrode. An der Abscheideelektrode angekommen, werden die Partikel dort aufgrund von Haftkräften gebunden und können anschließend abgereinigt bzw. dem System entnommen werden. Elektrofilter werden im großindustriellen Bereich bereits seit mehreren Jahrzehnten eingesetzt. Im Bereich kleiner, häuslicher Heizkessel wurden Elektrofilter bisher nicht zur Rauchgasentstaubung verwendet. Die Entwicklung vom großindustriellen Maßstab hin zum kosteneffizienten, platzsparenden, sicheren und dennoch verlässlichen System stellt somit besondere Herausforderungen dar.

2. Ansatz

Ziel ist die Entwicklung eines kosteneffizienten und vermarktbareren Produkts, das sowohl als integrativer Bestandteil an den Kessel angeflanscht sowie als kesselunabhängige Komponente in den Abgasweg installiert werden kann. Im Falle des integrativen Anbaus, werden Abgassensorik und Saugzuggebläse am Kaminstutzen des Elektrofilters installiert, womit der Elektrofilter Bestandteil des Gesamtsystems wird. Der Elektrofilter kann in Stückholz-, Pellet-, und Holzhackschnitzelkessel mit Nennwärmeleistungen von bis zu 160 kW eingesetzt werden. Eine Besonderheit neben der prozesstechnischen Integration des Elektrofilters in das Gesamtsystem „Heizkessel“ ist die Einsetzbarkeit auch für alternative Brennstoffe wie zum Beispiel Trester-/Miscanthus- oder Baumwoll-Briketts).

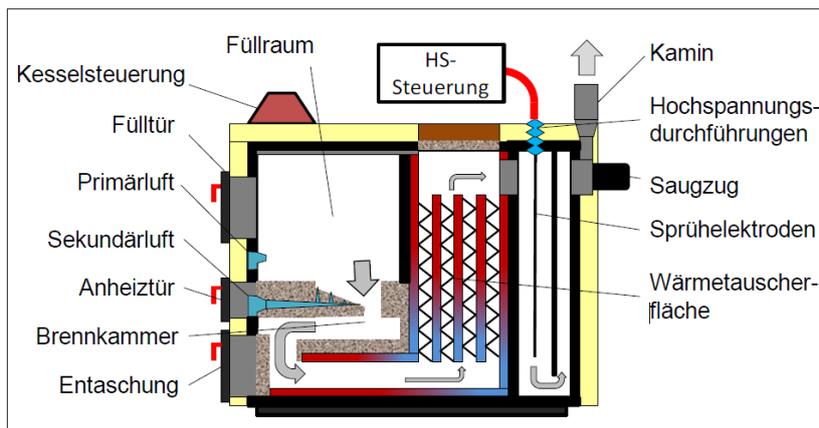


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines 50 kW_{th} Hoval AgroLyt Stückholzkessels mit angeflanschter Filterbox. Die Filterbox ermöglicht den Einbau des Saugzuggebläses, der Abgassensorik (Lambdasonde, Temperatur) und des Kaminstuzens. In diesem Fall wird der Elektrofilter aus prozesstechnischer Sicht ein integrativer Bestandteil des Kessels.

3. EFC Filterbox 50 & 100

Der Elektrofilter „EFC Filterbox“ besteht grundlegend aus zwei Hauptkomponenten: Der Filterbox, welche Sprüh- und Abscheideelektroden, Isolatoren, Ascheausstragung, Abgasführung, ggf. Abgassensorik und Saugzuggebläse beinhaltet, sowie dem Elektrostatischen Filter Controller (EFC), welcher die Aufgaben der Betriebsführung, der netzwerkbasierteren Nah- und Fernfeldkommunikation, der Hochspannungsversorgung, der Auswertung der Sensordaten und der Aktorensteuerung übernimmt.

Der Elektrofilter ist derzeit in zwei verschiedenen Größen, je nach Kesselnennwärmeleistung, im Einsatz: Die EFC Filterbox wurde für Kessel mit einer Nennwärmeleistung von maximal 50 kW entwickelt. Die Filterbox 50 lässt den Betrieb des Elektrofilters als Einkammer- oder Zweikammersystem zu, indem entweder nur eine oder beide Kammern mit einer Sprühelektrode bestückt werden. Die Anzahl der Elektroden richtet sich hierbei nach dem Abgasvolumenstrom des Kessels. Insgesamt können acht Abgasstutzen zum Anschluss des Kamins, der Elektroden, der Steuereinheit oder des Saugzuggebläses variabel genutzt werden. Somit kann der Elektrofilter auch herstellerunabhängig an Kesselsystemen mit wenig Platzverfügbarkeit eingesetzt werden. Für Kesselsysteme mit einer Nennwärmeleistung von bis zu 100 kW wurde die EFC Filterbox 100 entwickelt. In diesem Mehrkammersystem wird der Elektrofilter mit zwei Sprühelektroden bestückt. Die Montage des Kamins bzw. des Saugzuggebläses wird auf der Rückseite der Filterbox realisiert. Das Abgassystem des Kessels wird an der Oberseite angeschlossen, da hier der Impuls des einströmenden Abgases hilft die nebenan liegenden Isolatoren staubfrei zu halten. Bei beiden Filterboxen kann die Asche über die jeweiligen Ascheklappen am unteren Ende der Boxen ausgekehrt werden. Derzeit befindet sich die letzte Ausbaustufe der Filterbox, welche für Kessel mit einer maximalen Nennwärmeleistung von 160 kW geeignet ist, in der Vorentwicklung.



Abbildung 2: Links: EFC Filterbox 100 für Kessel mit einer Nennwärmeleistung bis 100 kW (Abbildung ohne Wärmeisolation); Rechts: EFC Filterbox 50 für Kessel mit einer Nennwärmeleistung bis 50 kW

4. Feldtests

Insgesamt werden deutschlandweit bis zu 16 unterschiedliche Feldtestanlagen für die Weiterentwicklung des Elektrofiltersystems betrieben. Die Testkessel unterscheiden sich dabei in Größe, Hersteller und vor allem im Brennstoff.



Abbildung 3: Links: 50 kW_{th} Stückholzkessel mit EFC Filterbox 50 am Standort Saarbrücken I; Mitte: 13 kW_{th} Pelletkessel mit EFC Filterbox 50 am Standort Ensdorf; Rechts: 36 kW_{th} Pelletkessel mit EFC Filterbox 50 am Standort Vaduz

Abbildung 3 zeigt drei bereits ausgerüstete Feldtestanlagen. Zum Einsatz kam hierbei immer die Filterbox 50. An allen Testanlagen werden abwechselnd Messungen zur Überprüfung der Funktionstüchtigkeit des Elektrofilters durchgeführt. Hierbei wird insbesondere der Staubgehalt im Abgas mit und ohne eingeschaltetem Elektrofilter gemessen. Aus der Differenz kann dann der Abscheidegrad des Elektrofilters als zentrale Größe zur Bewertung der Elektrofilterperformance bestimmt werden.

5. Testbeispiele und Abscheidegrad

Während der Feldtests werden insbesondere die einzelnen Elektrofilterkomponenten wie beispielsweise Isolatoren, Ascheaustragung, Sprühelektroden und Parameter der Betriebsführung getestet. Zur kontinuierlichen Onlinemessung des Staubgehalts wurden gravimetrisch und optisch arbeitende Systeme, die nach DIN VDI 4206 zur Durchführung der nach der 1. BImSchV vorgegebenen Messungen zugelassen sind, genutzt. Zur Bestimmung des Abscheidegrads wurde weiterhin eine DIN VDI 2066 konforme gravimetrische Messeinrichtung verwendet. Ein Schwerpunkt der Entwicklung war die Verfügbarkeit des Elektrofilters auch für alternative Brennstoffe. Abbildung 4 zeigt dazu ein Beispiel einer 15 Minutenmessung am Feldteststandort Saarbrücken I. Nach Einschalten des Elektro-

filters (im Diagramm bei Minute 2:30 zu erkennen) variiert der Regelungsalgorithmus die Höhe der Spannung entsprechend des aktuellen Betriebszustandes. Im Foto rechts ist jedoch auch eine Verschlackung des Rostes aufgrund von zu niedrigen Ascheschmelzpunkten des Brennstoffs zu sehen.

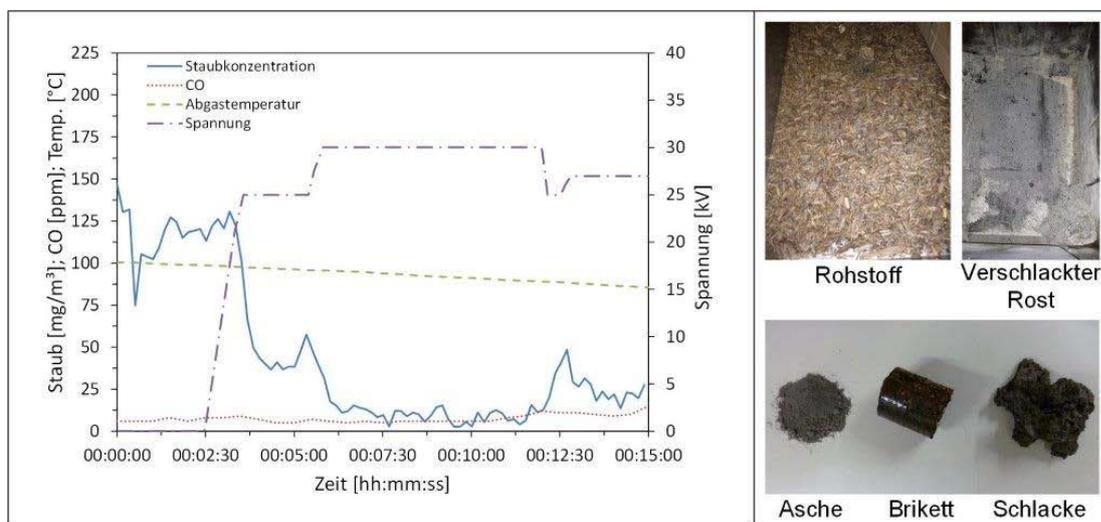


Abbildung 4: Beispiel eines 15-Minuten Tests am Teststandort Saarbrücken I mit einem 50 kW_{th} Stückholzkessel. Der dargestellte Staubwert ist auf 13% O₂ bezogen. Als Brennstoff wurden Trester /Miscanthus-Briketts mit einer Restfeuchte von f<10% genutzt. Zur Messung des Staubgehalts wurde das Messgerät Wöhler SM 500 verwendet.

Bei alternativen Brennstoffen konnte ein mittlerer Abscheidegrad von 90% ermittelt werden. Mit dem derzeitigen Entwicklungsstand der EFC Filterbox 50 & 100 werden bei herkömmlichen Brennstoffen (naturbelassenes Holz) Abscheidegrade zwischen 60% und 80% erreicht. In Abbildung 5 sind zusammenfassend die Ergebnisse der Heizperiode 2015/2016 für den Teststandort Vaduz und die Ergebnisse der VDI 2066 Messung dieses Jahres am Teststandort Saarbrücken I dargestellt.

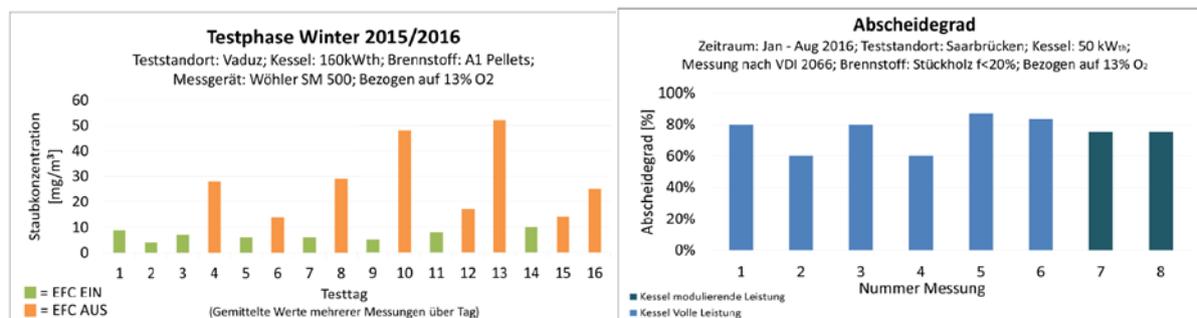


Abbildung 5: Rechts: Zusammenfassung der Testergebnisse am Standort „Vaduz“ für die Heizperiode 2015/2016, die als Tagesmittel dargestellt sind; Links: VDI 2066 Messergebnisse von Januar - August 2016 am Teststandort Saarbrücken I

Die erreichten Abscheidegrade für herkömmliche und alternative Brennstoffe deuten auf eine gute Elektrofilterperformance hin. Auch für alternative Brennstoffe mit hohen Rohgas-Staubbelastungen konnte der Grenzwert von 20 mg/m³ durch die Nutzung des Elektrofilters eingehalten werden. Die in Abbildung 4 dargestellten Probleme der Ascheerweichung und Verschlackung des Brennraums bedeuten jedoch eine notwendige Weiterentwicklung der Kessel- und Verbrennungstechnik, sollte die Nutzung alternativer Brennstoffe in Zukunft weiter forciert werden. Die Weiterentwicklung des Elektrofilters soll bis Projektende – Anfang 2018 – eine mittlere/durchschnittliche Abscheiderate von 80% über den gesamten Betriebsbereich des Elektrofilters auch kessel- bzw. brennstoffunabhängig ermöglichen.

Das Vorhaben wird von der IZES gGmbH (Projektkoordinator) in enger Zusammenarbeit mit der Hoval GmbH durchgeführt, innerhalb des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter

FKZ 03KB095A/B durch den Projektträger Jülich betreut und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Plasmagestützte Verfahren zur Erzeugung katalytisch aktiver Oberflächen für Brennstoffzellen und solare Anwendungen

V. Brüser

*Leibniz-Institute für Plasmaforschung und Technologie e.V., Felix-Hausdorff-Str. 2, D-17489 Greifswald,
brueser@inp-greifswald.de*

Die Plasmatechnik besitzt ein großes Potenzial bei der Erzeugung von katalytisch aktiven Materialien. Speziell für die Ausrüstung von Komponenten für Systeme zur Nutzung regenerativer Energiequellen mit Katalysatorschichten sind geeignete Technologien notwendig, um Breitenanwendungen zu realisieren. Hier bietet die Plasmatechnik eine Vielzahl von Ansatzpunkten. Die elektrochemische Umwandlung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser sowie ihre Umkehrreaktion gehören im Moment zu den größten wissenschaftlichen Herausforderungen für eine effiziente und nachhaltige Erzeugung und Speicherung von Energie. Technologien wie die Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (PEMFC) stellen hocheffiziente und umweltfreundliche Energieumwandlungsverfahren dar. Die Optimierung der Nanostruktur von Edelmetallkatalysatoren für die Kathodenseite der Brennstoffzellen und die Erhöhung deren Langzeitstabilität liefern einen wesentlichen Beitrag zur Effizienz der Elektroenergiegewinnung aus Wasserstoff. Von besonderem Interesse sind hier die Synthese von Katalysatoren für Brennstoffzellen, die photochemische Wasserspaltung, die Anbindung von Photosensitizern oder Katalysatoren an elektrisch leitende Schichten, die Erzeugung von Halbleitermaterialien und photosensitiver Schichten für die Photovoltaik.

Die Wasserstoffherzeugung aus Wasser und Sonnenlicht mit Hilfe von photokatalytisch aktiven Halbleitermaterialien steht in vielen Forschungsvorhaben im Mittelpunkt des Interesses. Ein wesentliches Forschungsziel ist die Entwicklung von korrosionsstabilen Materialien, die einen möglichst großen Teil sichtbares Licht im Sonnenspektrum ausnutzen. Hierfür werden zwei Hauptansätze verfolgt: die Entwicklung von lichtempfindlichen Halbleitern und die Sensibilisierung von Halbleitern für den sichtbaren Bereich des Sonnenlichtes [1].

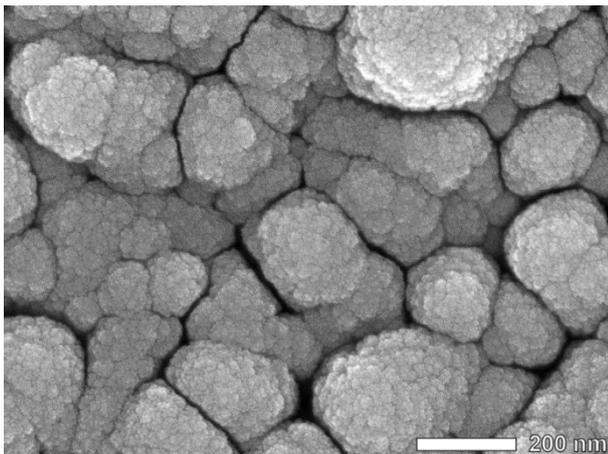


Abb. 1 REM-Aufnahme einer gesputterten TiO_2 -Halbleiter-Schicht (Anatas) auf TCO-Glas

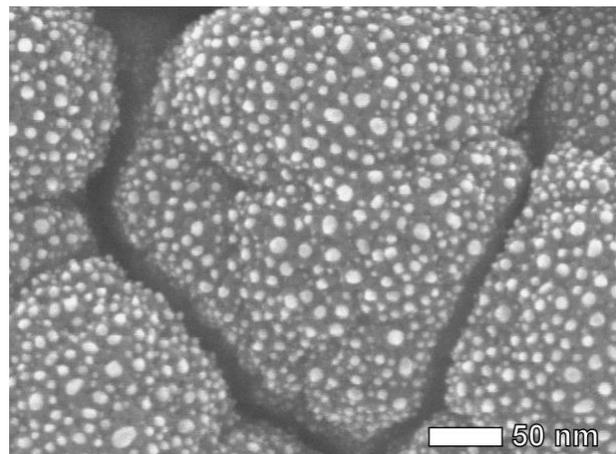


Abb. 2 Goldpartikel auf TiO_2 zur Verstärkung der Absorption von sichtbarem Licht unter Ausnutzung des Plasmonenresonanz-Effektes

In der Materialsynthese spielen zunehmend plasmagestützte Oberflächenmodifikationen und Schichtabscheidungsverfahren eine Rolle. Diese basieren auf dem Vorhandensein von Nicht-Gleichgewichtszuständen von reaktiven Spezies in einer Plasmaumgebung. Sie sind in der Lage Limitierungen herkömmlicher Katalysator-Syntheseverfahren zu überwinden und neue Reaktionswege zu ermöglichen, um somit einzigartige Eigenschaften von Nanomaterialien zu erzeugen.

Für einen Einsatz von Brennstoffzellensystemen werden weiterhin Kostenreduktionen angestrebt, was im Wesentlichen durch Reduktion des Platingehaltes erreicht werden soll. Für praktische Anwendungen sind eine Minimumlebensdauer von 5.000h notwendig, für einen Einsatz in stationärer Energieversorgung soll die Lebensdauer sogar 40.000h überschreiten. Um die Herausforderungen angesichts der Kosten und der Lebensdauer von PEM Brennstoffzellen zu adressieren, sind die derzeitigen internationalen Forschungsaktivitäten zum einen auf die Reduzierung des Edelmetallgehaltes und zum anderen auf die Entwicklung von alternativen Kohlenstoffträgern gerichtet. In zahlreichen Ansätzen werden bimetallische Katalysatorkonzepte, z.B. Legierungen des Platins mit unedlen und billigeren Metallen wie Ni, Co oder Cr untersucht, auch Metalloxide, z.B. V_2O_5 , TiO_2 oder WO_3 , werden in Kombination mit Pt als Kats angewendet. Insbesondere bei der Verwendung von WO_3 wurden attraktive Ergebnisse hinsichtlich der katalytischen Aktivität gefunden, aber auch der Stabilität gemessen, obwohl dies häufig auf die verbesserte Nanostruktur des Platins in der Metalloxidmatrix zurückzuführen war [2, 3].

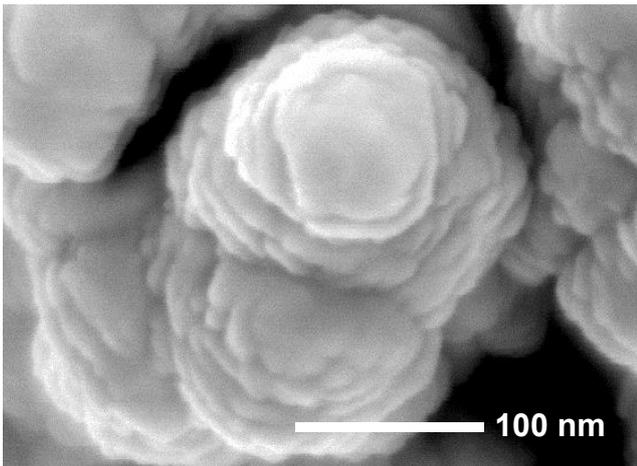


Abb. 3 REM-Aufnahme einer gesputterten Platin-Schicht auf MPL

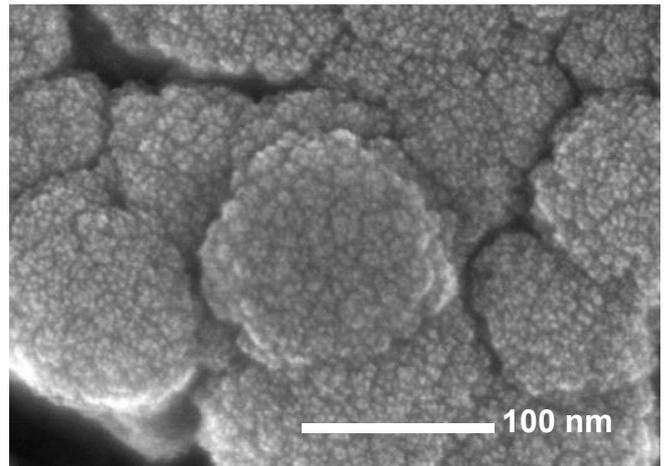


Abb. 4 REM-Aufnahme einer Platin-Kohlenstoff-Schicht auf MPL für BZ-Anwendungen, die Nanostrukturierung wurde durch eine Co-Sputtering-Prozess erreicht

Verschiedene Plasmaverfahren wurden bereits für die Brennstoffzellen-Katalysatorsynthese [3] entwickelt. Im Vordergrund stehen dabei Aspekte wie Korrosionsbeständigkeit der Katalysatorträger, der Gehalt an Platin oder edelmetallfreie Katalysatoren.

In dieser Arbeit, werden plasmaunterstützte PVD und PECVD-Verfahren zur Erzeugung von Schichten aus Nanomaterialien mit katalytischen Eigenschaften vorgestellt. Spezielle Prozessrouten einschließlich der Oberflächenmodifikation umfassen, (i) Abscheidung von photoaktiven

Halbleiterschichten mit nanostrukturierte Oberflächen auf TCO durch ein DC-Magnetron-Sputter-Verfahren, (ii) Mikrowellen induzierte plasmaverstärkte CVD-Verfahren zur Synthese von funktionellen Polymer-Verkapselungen für Ru- oder Ir- Farbstoffe, (iii) RF-Magnetron-Sputtern von Gold-Nanopartikeln für die Oberflächenplasmonanregung und (iv) Magnetron-Sputtern von Platin auf einem graphitischen Träger (v) Co/Fe:N:C Komposite als Platinersatz für die Sauerstoffreduktion in Brennstoffzellen.

Referenzen

- [1] K. Maeda, J. Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Review, Vol. 12, issue 4 (2011), pp. 237-268
- [2] K.-W. Park, K.-S. Ahn, J.-H. Choi, Y.-C. Nah, Appl. Phys. Letters (2003) 82, 7
- [3] E. Antonelini, E.R. Gonzalez, Appl. Catal. B: Environmental 96 (2010) 245
- [3] W. Li, M. Waje, Z. Chen, P. Larsen, Y. Yan, Carbon, 2010; 48:995-1003

„Potenzial zur Flexibilisierung des Stromnetzes durch Umwandlung von überschüssigem Strom in Wärme für die Fernwärmeschiene Saar“

A. Dengel¹,

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

Schlüsselwörter

Fernwärmeschiene, Power-to-Heat, Flexibilisierung, Wirtschaftlichkeit

Zusammenfassung

Aufgrund der in den letzten Jahren stetig zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, rückt das Power-to-Heat-Verfahren als flexible Verbrauchstechnologie für Überschussstrom immer mehr in den Fokus der Energieversorgungsunternehmen. Im Zuge einer Masterthesis wurde am konkreten Beispiel der Fernwärmeschiene Saar das Potenzial für den Einsatz der Power-to-Heat-Technologie untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Fremdstrombezug im Gegensatz zur Versorgung mit eigenerzeugtem Strom die vollständigen Netzentgelte, Umlagen und Steuern vom Power-to-Heat-Betreiber zu entrichten sind. Auf dieser Basis wurden für zwei Standorte konkrete Umsetzungskonzepte für eine Power-to-Heat-Anlage zur Vermarktung von negativer Sekundärregelleistung in Bezug zum Wärmebedarf der Fernwärmeschiene und der Kostenstruktur der jeweils angeschlossenen Erzeuger ausgearbeitet und bewertet. Die Resultate zeigen, dass aufgrund der geringeren spezifischen Investitionskosten sowie der höheren elektrischen Anschlussleistung der Betrieb einer Power-to-Heat-Anlage am Kraftwerkstandort Fenne mittels Eigenstromversorgung das größte wirtschaftliche Potenzial aufweist.

Einleitung

Bis zum Jahr 2050 sollen mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Aufgrund der immer stärker werdenden zeitlichen Volatilität der Stromerzeugung ergeben sich zahlreiche Herausforderungen für den Elektrizitätsmarkt.

Um auch in Zukunft wettbewerbsfähig am Strommarkt agieren zu können, suchen Versorgungsunternehmen wie STEAG New Energies daher nach Möglichkeiten, die Flexibilität ihrer Anlagenparks weiter zu erhöhen und auf diese Weise besser auf das zunehmend dynamische Verhalten des Strommarktes reagieren zu können. Neben dem vermehrten Einsatz von Speichertechnologien und weiteren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung von konventionellen Erzeugungsanlagen im Teillastbetrieb, rücken dabei Konzepte mit einem flexiblen Verbrauchsverhalten immer mehr in den Fokus. Eines dieser Konzepte ist Power-to-Heat (PtH). Diese Technologie basiert auf der Idee, in Zeiten hoher Einspeisemengen von Erneuerbarer Energie und einer gleichzeitig geringen Stromnachfrage, überschüssigen Strom in Nutzwärme umzuwandeln. Diese Nutzwärme kann zu Heizzwecken verwendet werden und somit zur Verdrängung von fossilen Energieträgern führen. Ein Schwerpunkt der Betrachtung war die technische und wirtschaftliche Einbindung der Technologie in den Betrieb der Fernwärmeschiene Saar.

Potenzielle Einsatzfelder

Grundsätzlich ist das Betreiben einer PtH-Anlage nur dann möglich, wenn zeitgleich zum stromseitigen Betriebspotenzial der Absatz der erzeugten Wärme in einer angeschlossenen Wärmesenke gewährleistet ist. Es ist deshalb angebracht, zur Bewertung des Einsatzpotenzials von Power-to-Heat sowohl die Gegebenheiten auf dem Wärme- als auch auf dem Strommarkt zu analysieren.

Im Allgemeinen gibt es die drei potenziellen Einsatzfelder - Vermeidung der Abregelung, Vermarktung von Regelleistung und Flexibilisierung von Stromerzeugungsanlagen, die generell angestrebt wird - in denen sich durch die Umwandlung von Strom in Wärme ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen ergeben kann.

Funktionsweise und Anlagenkonzepte

Aufgrund der Tatsache, dass die Betriebsstrategie einer PtH-Anlage ausschließlich auf das Auftreten von Angebotsüberschüssen aus erneuerbaren Energien ausgelegt ist, muss der Wärmebedarf der versorgten Wärmesenke in der überwiegenden Zeit durch andere Wärmelieferanten, wie es auch bei der Fernwärmeschiene Saar der Fall ist, gedeckt werden. Als Instrumente der PtH-Anlage wurden Widerstandsheizter und Elektrodenkessel, näher betrachtet. Elektrodenkessel sind mit Strom betriebene Großraumwasserkessel zur Erzeugung von Heißwasser oder Prozessdampf.

Widerstandsheizter bestehen aus einem Druckbehälter und einem in ihm eingeschobenen Heizelement (Abb. 1).

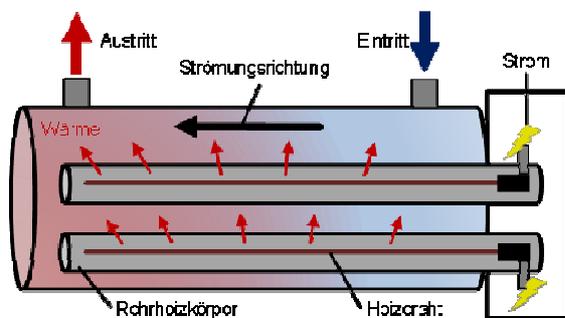


Abb. 1: Funktionsprinzip des Widerstandsheizters

Sie sind konzipiert, um große Wassermengen im Durchlaufprinzip zu erhitzen. Das Wasser wird dabei indirekt über eine Vielzahl elektrischer Rohrheizkörper erwärmt. Im Inneren der Rohrheizkörper wird die elektrische Energie nach dem Prinzip des Heizwiderstandes in Wärme umgewandelt. Das erzeugte Heißwasser kann direkt in die Zuleitungen für ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Der thermische Leistungsbereich von Elektrodenkesseln erstreckt sich von 0,15 bis 10 MW. Beim Bedarf von größeren Leistungen kann ein modularer Aufbau aus mehreren Modulen verwendet werden. Die elektrische Anbindung erfolgt auf Niederspannungsebene. Die Leistungsregelung erfolgt über die Ansteuerung einzelner Heizgruppen. Unter Verwendung einer Thyristorsteuerung kann diese auch stufenlos durchgeführt werden. Dem relativ hohen Regelaufwand steht eine hohe Redundanz gegenüber.

Elektrodenkessel bestehen aus einem zylindrischen, nicht elektrisch leitfähigen Behälter, der mit Wasser gefüllt ist (Abb. 2).

Das Funktionsprinzip beruht darauf, Strom direkt durch das Wasser zu leiten und dieses dadurch zu erhitzen. Der Stromfluss entsteht dabei zwischen Elektroden, über die elektrische Leistung in das Wasser eingebracht wird, und den entsprechenden Gegenelektroden. Normalerweise kommt es im Zuge der Elektrolysereaktion zur chemischen Zersetzung des Wassers, sobald es mit elektrischer Spannung beaufschlagt wird. Indem der Elektrodenkessel jedoch nicht mit Gleich-, sondern mit Wechselspannung betrieben wird, lässt sich dieser Effekt nahezu vollständig unterdrücken. Im Kessel stellt sich eine reine Widerstandsbeheizung des Wassers ein. Die Wärmeleistung des Kessels

wird über die Höhe des Wasserstandes reguliert. Je geringer die Benetzung der Elektrode mit Wasser, desto weniger elektrische Leistung wird ans Wasser übertragen.

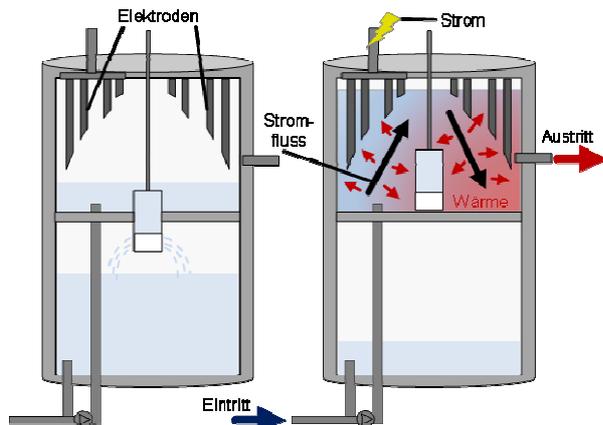


Abb. 2: Funktionsprinzip des Elektrodenkessels

Elektrodenkessel sind für einen Leistungsbereich von 5 bis 50 MW erhältlich und können mit Mittelspannung betrieben werden. Zur Sicherstellung einer hohen Verfügbarkeit und Lebensdauer des Elektrodenkessels muss die elektrische Leitfähigkeit des Wassers durch eine Aufbereitung entsprechend der Kesselanforderungen angepasst werden. Bedingt durch die erforderliche Wasseraufbereitung muss die erzeugte Wärme mittels eines Zweikreissystems über einen Wärmetauscher an die Verbraucherseite übertragen werden. Die zusätzlich benötigten Aggregate sorgen im Vergleich zum Widerstandsheizer für einen ungefähr doppelt so großen Platzbedarf. Zudem erfordert der Betrieb eines Elektrodenkessels zur Aufnahme der maximalen elektrischen Leistung eine Warmhaltung.

Gesetzliche Rahmenbedingungen

Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Kosten für den Bezug von Strom, die vom Betreiber einer PtH-Anlage zu tragen sind. Der Strompreis setzt sich neben den Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb aus Netzentgelten, Umlagen sowie Steuern zusammen. Heutzutage machen diese gesetzlichen Bestandteile sowohl bei Privat- als auch bei Industrie- und Gewerbetunden den Großteil der Stromkosten aus. Der folgenden Grafik ist zu entnehmen, dass er im Falle von Haushaltskunden mehr als 70 Prozent des gesamten Strompreises beträgt (Abb. 3).

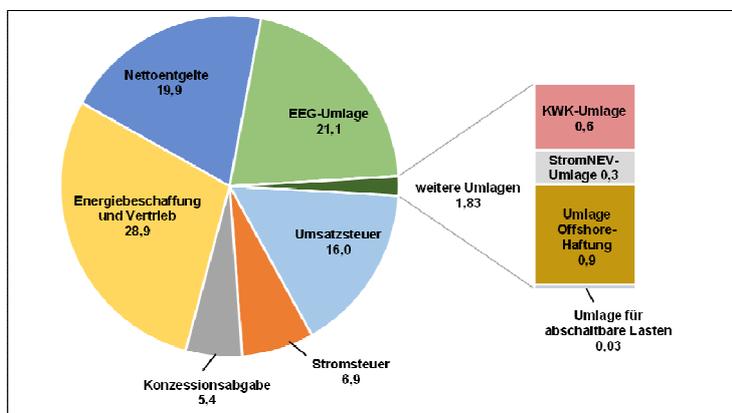


Abb. 3: Aufteilung der einzelnen Strompreisbestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2014 (BNA)

Wenn ein Versorgungsunternehmen eine PtH-Anlage einsetzt und den hierzu benötigten Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht (Fremdstrombezug), fallen im Grundsatz alle staatlich induzierten Entgelte, Umlagen und Steuern in der jeweiligen Regelhöhe an. Eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte kann sich jedoch bei atypischer Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ergeben. Dies gilt insbesondere bei der Vermarktung der PtH-Anlage im Regelleistungsmarkt. Zudem kann sich aus § 9b StromStG eine Verringerung des Stromsteuersatzes ergeben, sofern die erzeugte Wärme ausschließlich von Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt werden.

Nach den Neuregelungen im EEG 2014 ist bei der Eigenversorgung einer PtH-Anlage über eine Stromerzeugungsanlage die EEG-Umlage im vollen Umfang zu entrichten. Wird der Strom aus einer EEG-Anlage oder einer hocheffizienten KWK-Anlage bezogen, verringert sich der Umlagesatz entsprechend § 61 Abs. 1 S. 1 Nr. 1-3 EEG. Sofern zur Versorgung der PtH-Anlage eine Bestandsanlage gemäß § 61 Abs. 3 EEG eingesetzt wird, ist der Eigenbedarf von der EEG-Umlage befreit. Erfolgt die Eigenversorgung ohne Nutzung der Netze der allgemeinen Versorgung, ist der Betrieb einer PtH-Anlage von der Zahlung der Netznutzungsentgelte sowie der netzbezogenen Umlagen ausgenommen. Die Stromsteuer ist hingegen vollständig zu zahlen.

Insgesamt sind in der Abbildung 4 die vier wahrscheinlichsten Fälle des Strombezuges aufgeführt. Dabei setzen sich die Säulen aus den jeweiligen Kostensätzen der Strompreisbestandteile zusammen. Hinsichtlich Umlagen und Stromsteuer wurden die für das Jahr 2015 geltenden Kostensätze veranschlagt. Die Konzessionsabgabe ist mit dem Mittelwert aus gesetzlicher Mindest- und Maximalhöhe berücksichtigt worden. Zur Darstellung der Netznutzungsentgelte sind die durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte für Gewerbekunden mit einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 1000 Stunden für das Jahr 2014 in Höhe von 5,65 ct/kWh herangezogen worden.

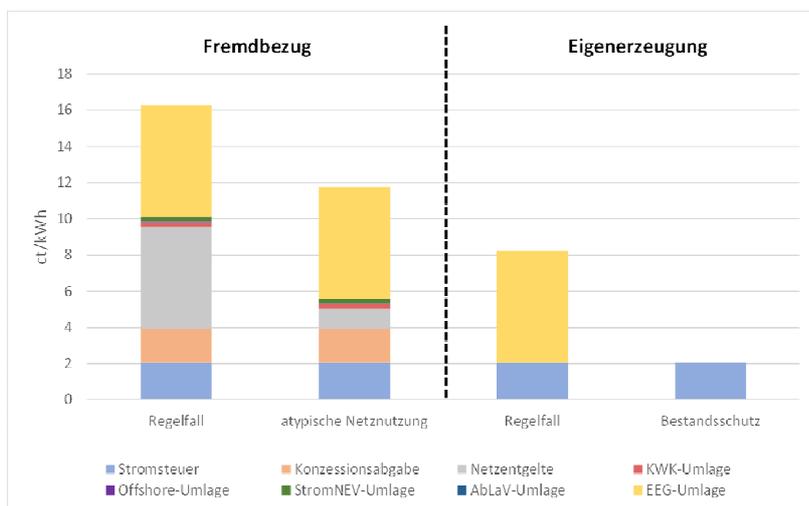


Abb. 4: Anfallende Strompreisbestandteile beim Einsatz einer PtH-Anlage unter Berücksichtigung verschiedener Strombezugskonzepte

Die erste Säule stellt die Situation im Falle des Fremdstrombezuges ohne Ausnahmeregelung dar. Der Gesamtkostensatz beläuft sich auf 16,27 ct/kWh. Die zweite Säule berücksichtigt die Reduzierung der Netznutzungsentgelte infolge der atypischen Netznutzung, wobei an dieser Stelle die ma-

ximale Entlastung von 80 Prozent angenommen wurde. Die spezifischen Kosten verringern sich dadurch auf 11,75 ct/kWh. Die dritte Säule veranschaulicht den Umfang der Strombezugskosten im Regelfall des Eigenverbrauchs. Die Höhe des Gesamtkostensatzes beträgt mit 8,22 ct/kWh rund die Hälfte des Regelsatzes beim Fremdstrombezug. Die vierte Säule verdeutlicht die Situation bei Eigenversorgung durch eine Erzeugungsanlage, die dem Bestandsschutz unterliegt. Verglichen mit dem Regelfall bei Fremdstrombezug ergibt sich in diesem Fall eine Verringerung der spezifischen Kosten von mehr als 87 Prozent.

Durch den Einsatz von PtH-Anlagen innerhalb der drei aufgeführten Einsatzfelder – Vermeidung der Abregelung, Vermarktung von Regelleistung und Flexibilisierung von Stromerzeugungsanlagen ergibt sich ein volkswirtschaftlicher Nutzen. Trotzdem kommt die Technologie bisher in Deutschland nur vereinzelt zur Anwendung. Der Grund dafür liegt in der mangelnden wirtschaftlichen Rentabilität der Anlagen. Für Energieversorgungsunternehmen wird Power-to-Heat erst in dem Moment interessant, indem die Strombezugskosten geringer sind als die Wärmeentstehungskosten fossiler Energieträger.

Da momentan der Preis für eine Kilowattstunde Strom höher ist als der Preis für fossile Energieträger zur Erzeugung von einer Kilowattstunde Wärme, stellt sich diese Situation allerdings nur selten ein. Die Kosten für Erzeugung und Transport machen nur einen geringen Anteil des Strompreises aus. Der Großteil der Strombezugskosten ist auf die gesetzlich induzierten Strompreisbestandteile zurückzuführen. Insbesondere die volle Kostenbelastung beim in den meisten Fällen zur Anwendung kommenden Fremdstrombezug, wirkt als wirtschaftliches Hemmnis für den Einsatz von PtH-Anlagen.

Bei den momentanen gesetzlichen Rahmenbedingungen stellt die Vermarktung von negativer Regelleistung aus Sicht der Betreiber von PtH-Anlagen das einzige wirtschaftliche Einsatzfeld dar. Durch den erwarteten Rückgang der Preise an den Regelleistungsmärkten werden die Erlöse zukünftig geringer ausfallen und die Rentabilität der Anlagen gefährdet sein. Deshalb sollten neben Anreizen auch eine Reduzierung des Ausschreibungszeitraums für Sekundärregelung angestrebt werden, sodass ein kurzfristiger Wechsel einer PtH-Anlage zwischen verschiedenen Einsatzfeldern ermöglicht wird.

Power-to-Heat an der Fernwärmeschiene Saar

Entlang der Fernwärmeschiene Saar sind zahlreiche Standorte zu finden, an denen sich die Installation einer PtH-Anlage anbietet. Als grundlegendes Kriterium bei der Standortsuche ist die Minimierung der überschlägig ermittelten Investitionskosten herangezogen worden. Demzufolge sind vornehmlich Standorte in Betracht gezogen worden, bei denen die voraussichtlichen Kosten für den Anschluss an das elektrische Netz sowie an das Fernwärmenetz gering ausfallen. Im Wesentlichen handelt es sich daher um Standorte, an denen entweder ein elektrischer Netzanschluss besteht oder die Entfernung zum nächsten Fernwärmeanschlusspunkt gering ist. Im Zuge einer Vorauswahl haben sich zwei potenzielle Standorte als besonders vorteilhaft erwiesen. Zum einen ist dies ein Gelände in unmittelbarer Nähe zum Wärmespeicher in Dillingen und zum anderen der Kraftwerksstandort Fenne.

Wärmespeicher Dillingen

Die Leistungsgröße der Power-to-Heat-Anlage ist aufgrund der Leitungsreserve des Versorgungsnetzes auf 5 MW limitiert. Angesichts der im Verhältnis zur erzeugten Wärmemenge der PtH-Anlage um ein Vielfaches größeren Speicherkapazität des Wärmespeichers, besteht keine Einschränkung bezogen auf die Wärmeaufnahmekapazität.

Hinsichtlich der großen baulichen Abmessungen des Elektrodenkessels sowie der gleichzeitig mangelnden Freiflächen kann bei der Umsetzung eines PtH-Konzeptes am Standort des Wärmespeichers lediglich ein Widerstandsheizter zum Einsatz kommen. Die Aufteilung der Investitionskosten auf die jeweiligen Einzelpositionen sieht wie folgt aus: Mit 42 Prozent bildet die Position der Elektro- und Leittechnik den größten Anteil an den Gesamtkosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine neue elektrische Infrastruktur am Standort installiert werden muss. Insgesamt belaufen sich die Anschaffungskosten für die PtH-Anlage am Wärmespeicherstandort auf rund 1.215.000 €.

Aufgrund der Limitierung der Leistungsgröße ergibt sich eine geringe elektrische und thermische Arbeit pro Abruf. Obwohl infolge des Fremdstrombezuges die Pflicht zur Zahlung der vollständigen Strompreisbestandteile besteht, fällt die Prognose für die Anzahl der jährlichen Abrufe mit 482 sowie die Betriebsdauer von 80,33 Stunden verhältnismäßig hoch aus. Dies ist auf die unbeschränkte Einspeisemöglichkeit der erzeugten Wärme zurückzuführen.

Insgesamt resultiert eine thermische Jahresarbeit von 398 MWh, welche zur Verdrängung teurer Wärmeerzeuger eingesetzt werden kann.

Der Großteil der Erlöse von rund 356.000 € wird über die Vorhaltung von Regelleistung erwirtschaftet. Der Anteil an den Gesamterlösen beträgt 80 Prozent. Der geringe Erlösanteil aus den Zahlungen für die Arbeitspreise ist auf die Kombination von eingeschränkter Leistungsgröße und der jährlichen Betriebsdauer zurückzuführen.

Infolge des Fremdstrombezuges besteht die Pflicht zur Zahlung aller Kostenpositionen. Die jährlichen Gesamtkosten belaufen sich auf insgesamt 41.600 €. Mit einem Anteil von fast 60 Prozent stellt die EEG-Umlage den größten Kostenfaktor dar. Es folgen die Stromsteuer mit annähernd 20 Prozent sowie die Konzessionsabgabe mit rund 18 Prozent.

Kumulierte Wärmeerzeugung für die Fernwärmeschiene Saar: Die erzeugte PtH-Wärme hat nur einen sehr geringen Anteil an der Gesamterzeugung. Zu 75 Prozent wird Kraftwerksleistung substituiert. Der prognostizierte Erlös aus dem Wärmeverkauf beläuft sich auf 4.630 € und ist damit im Vergleich zu den Erlösen aus der Vermarktung von Regelleistung vernachlässigbar klein.

In Abb. 5 ist die Lastkennlinie der Fernwärmeschiene Saar mit den verschiedenen Wärmeerzeugern dargestellt.

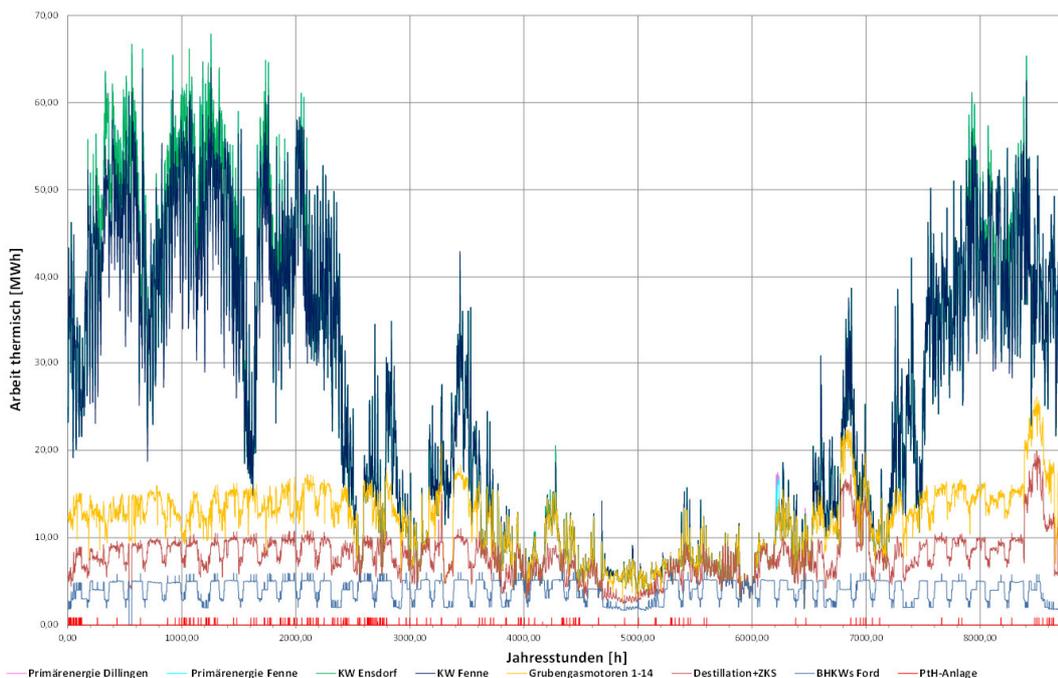


Abb. 5: Lastkennlinie und Erzeuger für das Jahr 2014

Kraftwerk Fenne

Bei der Ermittlung der optimalen Leistungsgröße sind zwei gegenläufige Einflüsse zu berücksichtigen. Während sich auf der einen Seite die Regelleistungsgewinne durch die Vermarktung einer größeren Kesselleistung erhöhen, kommt es auf der anderen Seite vermehrt zu Situationen, in denen die Wärmeleistung der PtH-Anlage die Aufnahmekapazität des Fernwärmesystems übersteigt. In den Kalenderwochen, in denen es mindestens einmal zu der Situation kommt, dass die Wärmeleistung, die vom Wasserstrom aufgenommen werden kann, kleiner ist als die ausgewählte thermische Leistung des Elektrokessels, wird die Regelleistungsvermarktung ausgesetzt. Insgesamt besteht somit in Hinblick auf die Vergrößerung der Leistungsgröße einer PtH-Anlage ein Trade-off zwischen den erhöhten Gewinnen aus der Regelleistungsvermarktung und den entgangenen Gewinnen aufgrund der Reduzierung der Vermarktungsdauer.

Untersucht wurden die Kostenpositionen für die Errichtung eines Widerstandsheizers mit der thermischen Leistung von 16 MW. Infolge der benötigten Nieder- und Mittelspannungsverteilung stellt die Elektro- und Leittechnik den größten Kostenanteil dar. Bei Verwendung eines Elektrodenkessels wird ersichtlich, dass die Maschinenteknik mit 55 Prozent den Großteil der Kosten darstellt, wohingegen die Anschaffungen für Elektro- und Leittechnik relativ gering ausfallen. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass der Elektrodenkessel direkt an die Mittelspannungsversorgung angeschlossen wird und somit keine Spannungsverteilung notwendig ist. Da die Kosten für den Widerstandsheizer mit rund 1.500.000 € beinahe 500.000 € unter denen des Elektrodenkessels lagen, fiel die Entscheidung auf den Widerstandsheizer.

Verglichen mit dem Standort am Wärmespeicher wird ersichtlich, dass die Anzahl der Abrufe sowie die Betriebsdauer geringer ausfallen. Die Tatsache ist auf die Einschränkung des Vermarktungszeitraums infolge der geringeren Wärmeaufnahmekapazität der Fernwärmeschiene zurückzuführen. Trotz dieses Umstandes ergibt sich, bedingt durch die größere Kesselleistung, eine um mehr als 40 Prozent höhere thermische Jahresarbeit.

Da hier der Fall der Eigenversorgung vorliegt, sind deutliche Unterschiede zur Situation bei Fremdstrombezug festzustellen. Zunächst ist anzumerken, dass die PtH-Anlage im Falle der Eigenversorgung fast doppelt so häufig abgerufen wird, wie bei Fremdstrombezug. Mit rund 114 Stunden weist der Elektrokessel in diesem Fall die höchste Betriebsdauer der drei untersuchten Umsetzungsfälle auf. Der Grund für die höheren Werte ist die Privilegierung der Verwendung von eigenerzeugtem Strom. Infolge der geringeren Strombezugskosten kann die Regelleistung zu geringen Arbeitspreisen am Markt angeboten werden, was sich in einer höheren Abrufwahrscheinlichkeit auswirkt. Mit einer thermischen Jahresarbeit von 1.770 MWh kann zudem ein nennenswerter Wärmebeitrag innerhalb der Fernwärmeschiene geleistet werden.

Der Vergütungsanteil auf Basis der Leistungspreise bei der Regelenergievermarktung macht mit 84 Prozent den größten Anteil aus. Der geringe Erlös aus den Arbeitspreisen ist auf die niedrige Anzahl der Abrufe zurückzuführen. Dennoch ist der Gesamterlös mit fast 800.000 € mehr als doppelt so groß wie derjenige, der am Wärmespeicherstandort erwirtschaftet wird. Der Grund dafür liegt in der größeren vermarkteten Kesselleistung.

Im Fall der Eigenversorgung steigt der Erlösanteil auf Grundlage der Arbeitspreise auf rund 180.000 €. Dies ist auf die höhere Anzahl der Abrufe zurückzuführen. Insgesamt belaufen sich damit die Regelleistungserlöse der PtH-Anlage bei Eigenversorgung auf rund 833.000 €, was einem Anstieg von 5 Prozent gegenüber dem Fremdstrombezug entspricht.

Die Netzentgelte bei Fremdstrombezug belaufen sich insgesamt auf etwa 144.000 €. Die Netznutzungsentgelte, die auf Grundlage der Leistungspreise ermittelt werden, stellen dabei den größten Anteil der Kosten dar. Lediglich 13 Prozent der gesamten Netzentgelte sind auf den Stromver-

brauch zurückzuführen. Die Ursache dafür ist die geringe Betriebsdauer der PtH-Anlage bei Fremdstrombezug. Bei Eigenversorgung entfällt die Pflicht zur Zahlung der Netzentgelte.

Aufgrund der Entnahme des Stroms aus dem öffentlichen Netz sind alle Umlagen sowie die Stromsteuer zu entrichten. Die jährlichen Gesamtkosten belaufen sich auf 99.000 €. Die EEG-Umlage stellt dabei mit rund 60 Prozent die größte Kostenposition dar. Im Falle der Versorgung der PtH-Anlage mit eigenerzeugtem Strom muss lediglich die Stromsteuer gezahlt werden. Diese beträgt rund 37.000 €. Allerdings sind in diesem Fall die Entstehungskosten des verbrauchten Stroms zu berücksichtigen. Bei einer elektrischen Jahresarbeit von 1.788 MWh ergibt sich auf Basis der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten für das Kraftwerk Fenne ein Wert von rund 100.000 €. Insgesamt führt dies somit zu beinahe 45 Prozent verringerten Strombezugskosten.

Kumulierte Wärmeerzeugung für die Fernwärmeschiene Saar: Zu 70 Prozent wird Kraftwerkswärme, zu fast 17 Prozent Grubengaswärme und zu rund 10 Prozent Abwärme aus der Zentralkokerei Saar substituiert. Der Erlös aus dem Verkauf dieser erzeugten PtH-Wärme wird mit 10.500 € beziffert. Bei Eigenversorgung ergibt sich eine ähnliche anteilmäßige Aufteilung der verdrängten Wärmemengen auf die einzelnen Erzeuger, wie bei Fremdstrombezug. Insgesamt werden allerdings 1770 MWh Wärme verdrängt, wodurch sich der Erlös um fast das Doppelte erhöht.

Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass bei Fremdstrombezug alle staatlich induzierten Entgelte, Umlagen und Steuern vom Power-to-Heat Betreiber zu entrichten sind. Bei Versorgung mit eigenerzeugtem Strom, kann hingegen von einer Privilegierung profitiert werden und die Strombezugskosten fallen um zirka 50 Prozent geringer aus. Infolge der erzielbaren Erlöse, mit denen die anfallenden Strombezugskosten kompensiert werden können, ist das Geschäftsmodell zur Vermarktung der PtH-Anlage am Sekundärregelleistungsmarkt wirtschaftlich am attraktivsten.

Insgesamt zeigen die Resultate, dass die Vergütung aus der Vorhaltung der Regelleistung den größten Anteil an den Erlösen einer PtH-Anlage ausmacht. Im Schnitt liegt dieser Anteil bei allen drei Konzepten bei zirka 80 Prozent. Zudem erweisen sich die Erlöse aus der erzeugten Wärme, im Verhältnis zu jenen aus der Vermarktung von Regelleistung, als vernachlässigbar klein.

Eine Investitionskostenrechnung auf Basis der Ergebnisse hat gezeigt, dass der Einsatz einer PtH-Anlage in allen drei Umsetzungsfällen wirtschaftlich rentabel ist. Das Umsetzungskonzept am Kraftwerksstandort Fenne bei Eigenversorgung stellt die vielversprechendste Alternative dar. Die Vorteilhaftigkeit dieses Falls ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Zum einen kann am Kraftwerksstandort auf die bestehende wärme- und elektrotechnische Infrastruktur zurückgegriffen werden, wodurch die spezifischen Investitionskosten der PtH-Anlage pro Megawatt installierter Leistung gering ausfallen. Zum anderen kann am Kraftwerksstandort eine höhere elektrische Anschlussleistung bereitgestellt werden, was die Installation eines leistungsstärkeren Elektrokessels ermöglicht. Infolge der direkten Proportionalität zwischen der Leistungsgröße einer PtH-Anlage und den Erlösen aus der Vermarktung von Regelleistung, kann auch in diesem Fall ein höherer Gewinn erwirtschaftet werden.

Darüber hinaus fallen bei Eigenversorgung am Kraftwerk zirka 45 Prozent geringere Strombezugskosten an. Diese Kostenreduktion ermöglicht dem PtH-Betreiber, die Regelleistung mit geringeren Arbeitspreisen anzubieten, was sich in einer höheren Abrufwahrscheinlichkeit der Anlage niederschlägt. Die daraus resultierende höhere Betriebszeit führt zu höheren Erlösen auf Basis des Arbeitspreises sowie aus dem Verkauf der erzeugten Wärme.

Eine PtH-Anlage zur Vermarktung von negativer Regelleistung erzielt aufgrund der derzeit hohen erzielbaren Erlöse eine wirtschaftlich attraktive Erweiterung des Anlagenparks eines Energieversorgungsunternehmens. Wie die Ergebnisse der Kalkulation allerdings verdeutlichen, hängen die

Erlöse einer PtH-Anlage entscheidend von den gezahlten Leistungspreisen ab. Für die Refinanzierung der anfallenden Investitionskosten ist daher entscheidend, wie sich die Preise am Sekundärregelmarkt in Zukunft verändern werden.

Die Entwicklungen am Markt innerhalb der letzten Jahre sprechen dafür, dass sich die Reduzierung der durchschnittlichen Leistungspreise weiter fortsetzen wird, bis sich auf langfristige Sicht eine Marktsättigung einstellt.

In Zukunft werden in diesem Zusammenhang alternative Einsatzfelder für eine PtH-Anlage abseits des Regelleistungsmarktes, wie zum Beispiel die Flexibilisierung von Energieerzeugungsanlagen, zunehmend an Bedeutung gewinnen. Bei der aktuell geltenden Gesetzeslage ist der wirtschaftliche Betrieb einer PtH-Anlage in einem der anderen Einsatzfelder nahezu ausgeschlossen. Es wird daher interessant zu beobachten sein, inwieweit die Bundesregierung ihre Vorhaben umsetzt und durch die Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen die großflächige Nutzung von Überschussstrom möglich macht. Für den Einsatz von PtH-Anlagen sind in diesem Zusammenhang insbesondere Gesetzesanpassungen in Bezug auf die Verringerung der Ausschreibungsdauer am Sekundärregelmarkt, das Ermöglichen des Verkaufs von Strom, der infolge von Netzengpässen abgeregelt werden würde und die Reduzierung der Strombezugskosten in Zeiten von negativen Strompreisen relevant.

Diese Ausarbeitung entstand bei Steag New Energies im Rahmen einer Masterarbeit durch Herrn Kai Kowallik.

Biogasproduktion aus landwirtschaftlichen Rückständen –Bananenabfälle in Costa Rica

Konstantin Dinkler

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Treskowallee 8, 10318 Berlin, k.dinkler@outlook.com

Schlüsselwörter: Rückstände, Bananen, Rachis, Gasproduktion, Methangehalt, FOSTAC

Zusammenfassung:

In vorliegender Studie wurde die Möglichkeit Rückstände aus der Bananenproduktion in fünf kontinuierlich betriebenen mesophilen CSTR Reaktoren für die Biogasproduktion zu nutzen untersucht. Die Rückstände beinhalten grüne unreife Bananen sowie die Stämme aus der Mitte der Bananenbündel, genannt Rachis. Zur Untersuchung der Prozessstabilität wurde alle vier Tage der FOSTAC gemessen und die tägliche Gasquantität und -qualität hinsichtlich des Methangehalts registriert. Von Reaktor 1 bis 4 wurde eine prozentuale Steigerung des Bananenanteils vorgenommen und Reaktor 5 zusätzlich Molke zugeführt wurde. Bei einer Faulraumbelastung von $2 \text{ kgoTS}/(\text{m}^3\text{d})$ zeigte sich Reaktor 1 mit 100% Rachis als instabil, wobei sich bei einer Faulraumbelastung von $1 \text{ kgoTS}/(\text{m}^3\text{d})$ eine konstante Produktion von 8 l/d mit 49% CH_4 einstellte. Die Co-Fermentation von Banane und Rachis war stabiler, sodass bei einer Faulraumbelastung von $2-2,5 \text{ kgoTS}/(\text{m}^3\text{d})$ ein tägliches Volumen von $15 - 18 \text{ l/d}$ mit einer CH_4 -Konzentration von 55% produziert wurde. Als stabilstes System erwies sich Reaktor 5 mit einer Faulraumbelastung von $2,5 \text{ kgoTS}/(\text{m}^3\text{d})$ und einer Gasproduktion von im Schnitt 17 l/d und 55% CH_4 . [1]

Abstract:

In this study the possibility of using residues of a banana packing plant for biogas production was tested in five mesophilic CSTR Reactors. The residues include green unripe bananas and the stems of the banana bunches called rachis. Next to daily measurements of gas production and methane concentration, the FOSTAC was measured every four days. In the case of solely digesting rachis, the process showed low stability with an organic loading rate of $2 \text{ kgVS}/(\text{m}^3\text{d})$ but produced a stable 7 l of gas per day at an organic loading rate of $1 \text{ kgVS}/(\text{m}^3\text{d})$ with a methane content of 49%. The best combination of rachis and banana was a ratio of 2:1. This produced $15 - 18 \text{ l/d}$ with an organic loading rate of $2-2.5 \text{ kgVS}/(\text{m}^3\text{d})$ and a methane content of 55%. The most stable system over the whole experimental period of 102 days was the reactor with additional whey. Here 18 l/d with a methane concentration of 57% were produced at an organic loading rate of $2.5 \text{ kgVS}/(\text{m}^3\text{d})$. [1]

1. Einleitung

Costa Rica ist einer der weltweit führenden Bananenproduzenten. Noch vor der Kaffee- und Ananasproduktion ist es das wichtigste landwirtschaftliche Erzeugnis. Allerdings fallen innerhalb der Produktionskette der Bananen große Mengen an organischen Abfällen an, die zunehmend zu Umweltproblemen führen. Zum einen der faserige, überwiegend aus komplexen Strukturen wie Lignin und Cellulose bestehende Rachis, also der Stamm aus der Mitte eines Bananenbündels, von dem sich die sog. Hände abzweigen und zum anderen Bananen, die die Qualitätskontrolle nicht bestehen. Dabei ist anzumerken, dass grundsätzlich alle geernteten Bananen unreif sind, sodass die Früchte chemisch gesehen noch zum großen Teil aus Stärke und anderen komplexen Zuckern bestehen. Bananen haben für die Nutzung im Biogasprozess einen Vorteil, weil sie weniger Säuren enthalten als andere tropische Früchte, wodurch sich ein nur leicht saurer pH-Wert der Früchte von 5-6 ergibt. Als Hauptabfall ist jedoch die Rachis zu werten, da dieser auch für anderen Anwendungen wie z.B. die Tierfütterung keine guten Eigenschaften aufweist. Die Früchte hingegen haben einen hohen Nährwert.

2. Vorgehensweise

Die Bananen, Rachis sowie die Molke wurde zunächst auf ihre chemische Zusammensetzung untersucht. Dabei wurden Proben von verschiedenen Laboren ausgewertet und die Ergebnisse miteinander verglichen. Zusätzlich wurden der Trockensubstanzgehalt (TS) und organische Trockensubstanzgehalt (oTS) Gehalt der Substrate bestimmt indem das Substrat zunächst bei 105 °C getrocknet und anschließend bei 550 °C verbrannt wurde. Aus diesen Ergebnissen und ausgehend von einer angestrebten Faulraumbelastung von 2-2,5 kgoTS/(m³d) sowie der gewünschten Substratzusammensetzung aus Tabelle 1 wurde festgelegt, wie sich die Fütterung der fünf Reaktoren mengenmäßig zusammensetzt. Durch tägliche Messungen der Gasqualität und -quantität sowie der Messung des FOSTAC, d.h. dem Verhältnis der flüchtigen organischen Säuren (FOS) und des totalen anorganischen Carbonats (TAC), alle vier Tage wurde die Stabilität des Prozesses überwacht. Der FOSTAC wurde dabei indirekt mit dem Verfahren von Ulrich Lossie et al. gemessen, indem über eine Zweipunkttitration die FOS und TAC bestimmt und anschließend der Quotient gebildet wurde [3]. Aufgrund der Länge dieses Artikels wird sich im Weiteren auf die Betrachtung von Reaktoren 1,3 und 5 beschränkt.

Tabelle 1: Verhältnis der Substratkomponenten in den Reaktoren [2]

	1	3	5
Rachis in %	100	33	50
Banane in %		66	25
Molke in %			25

3. Ergebnisse der Substratanalysen

Die Ergebnisse der TS-oTS-Analyse sind in Tabelle 2 zusammengetragen. Auffällig ist dabei der sehr geringe TS-Gehalt der Rachis, der sogar unterhalb des Trockengehalts der Molke liegt. Dies hat weitreichende Folgen für den Prozess, da dieses Substrat aufgrund seiner komplexen Struktur eine hohe Verweilzeit benötigt, welche jedoch durch den niedrigen TS Gehalt und den ebenfalls verhältnismäßig geringen oTS Gehalt nur durch eine sehr geringe und damit technisch nicht sinnvolle Faulraumbelastung erreicht werden kann. Im Gegensatz dazu zeigt der TS Gehalt der Banane einen hohen Wert (Faustregel: Pumpfähigkeit bis 15 %). Zudem ist der Feststoffanteil der Banane nahezu vollständig organisch und kann somit im Prozess abgebaut werden. Molke hat einen zu erwartenden niedrigen TS Gehalt, welcher jedoch zum größten Teil aus organischen Substanzen besteht.

Tabelle 2. TS-oTS Analyseergebnisse [2]

	Rachis	Banane	Molke
TS in %	5.9	19.6	6.7
oTS in %	74.5	95.4	90.3

Der auffallend hohe Anteil an Kalium im Rachis (Tabelle 3) bestätigt den niedrigen Anteil an organischer Substanz im TS Anteil der Rachis. Außerdem ist das schlechte C:N-Verhältnis in Banane(54:1) auffällig, welches zu einem Mangel an Makronährstoffen für die Mikroorganismen im Reaktor führen kann. Dieses Verhältnis ist in Rachis deutlich besser (27:1), wodurch eine Co-Fermentierung zumindest rechnerisch von Vorteil ist. Die Zugabe von Molke könnte das Problem der Mangelerscheinung ebenfalls lösen, da der Stickstoffanteil (in Form von NO₃) zwar gering ist, aber dieser bereits in gelöster Form vorliegt, sodass er für die Mikroorganismen leichter aufzunehmen ist [1].

Ein weiterer problematischer Faktor ist der Schwefelgehalt. Dieser ist mit 0.37 % in Rachiszwarnicht sehr hoch, allerdings etwa doppelt so stark vertreten wie Phosphor, wobei das Verhältnis P:Slaut J. Friehe 5:3, also mehr Schwefel, sein sollte [4].

Table 3. Chemische Zusammensetzung [2]

	C	N	P	K	Ca	Mg	S	Fe	Cu	Zn	Mn	B
	%							ppm				
Banane ^{*1}	39.3	0.73	0.08	1.67	0.03	0.08	0.05	234	6	9	22	9
Rachis ^{*1}	36.41	1.34	0.19	13.35	0.35	0.16	0.37	806	11	39	46	27
^{*2}	37.5 (0.88)	1.776 (0.044)	**	7.272 (0.56)	0.331 (0.025)	0.128 (0.008)	0.209 (0.009)	**	**	**	**	**
^{*3}	**	**	**	14.3 (0.12)	0.36 (0.014)	**	**	**	**	**	**	**
								ppm				
Molke ^{*1}	**	1542 (NO ₃)	362.2	1542	*	64.41	*	*	0.039	*	*	**

*1 ... Probe an der EARTH University analysiert

*2 ... Probe an der TU Berlin (experimental standarddeviation) analysiert

*3 ... Probe an der TU Hamburg Harburg (experimental standarddeviation) analysiert

Hinweis: *analysiert aber nicht messbar; ** nicht analysiert

4. Gasproduktion und Degradationsverhalten

Die Gasproduktion wurde täglich gemessen und das Gas auf seine Bestandteile analysiert. In Abbildung 1 sind die Gasqualität und -quantität über die 102 Tage des Experiments dargestellt. Der auffällige Einbruch aller Reaktoren an Tag 36 hängt mit einer Systemüberhitzung durch Versagen der Reaktorsteuerung zusammen. Wie das Gesamtbild deutlich zeigt, produzierte Reaktor 1, welcher lediglich mit Rachis beschickt wurde deutlich weniger Gas als die anderen hier dargestellten Reaktoren. Der Reaktor produzierte im Schnitt 8 l/d, wobei die Systemparameter im experimentellen Verlauf verändert werden mussten um den Prozess stabil zu halten. Dieses Vorgehen wird in Kürze beschrieben. Reaktor 3 und Reaktor 5 hatten eine ähnliche durchschnittliche Gasproduktion von 17 l/d wobei Reaktor 3 von Tag 64 bis 84 mit einigen Ausnahmen ca. 1-2 l mehr produzierte als Reaktor 5, was sich jedoch in der finalen Phase des Experiments mit einem deutlichen Nachlass der Produktion in Reaktor 3 auf zwischenzeitig lediglich 8 l (Tag 88) und einem Anstieg in Reaktor 5 auf knapp 20 l/d, umkehrte. [1]

Abbildung 1: Graphische Darstellung der täglichen Gasquantität und -qualität (vgl. [2])

Im Zusammenhang mit der Gasmenge wurde auch die Gasqualität evaluiert. Bei der Gegenüberstellung der drei Reaktoren wird deutlich, dass Reaktor 1 das mit Abstand am schlechtesten konstituierte Gas mit einer durchschnittlichen Methankonzentration von ca. 50% produzierte. Reaktor 3 wies hochwertigeres Gas mit im Schnitt 58% Methan auf, wobei der Methangehalt über die gesamte Experimentierphase zwischen 55% und 62% schwankte. Im Gegensatz dazu zeigte Reaktor 5 ein stabiles Verhalten mit moderater Fluktuation zwischen 52% und 58%. Die deutlich höheren Methangehalte in den ersten 40 Tagen sind auf das Inokulum zurück zu führen. Nach der ersten hydraulischen Verweilzeit sanken die Methanwerte auf die eigentlichen, zu den jeweiligen Substraten gehörigen Werten. [1]

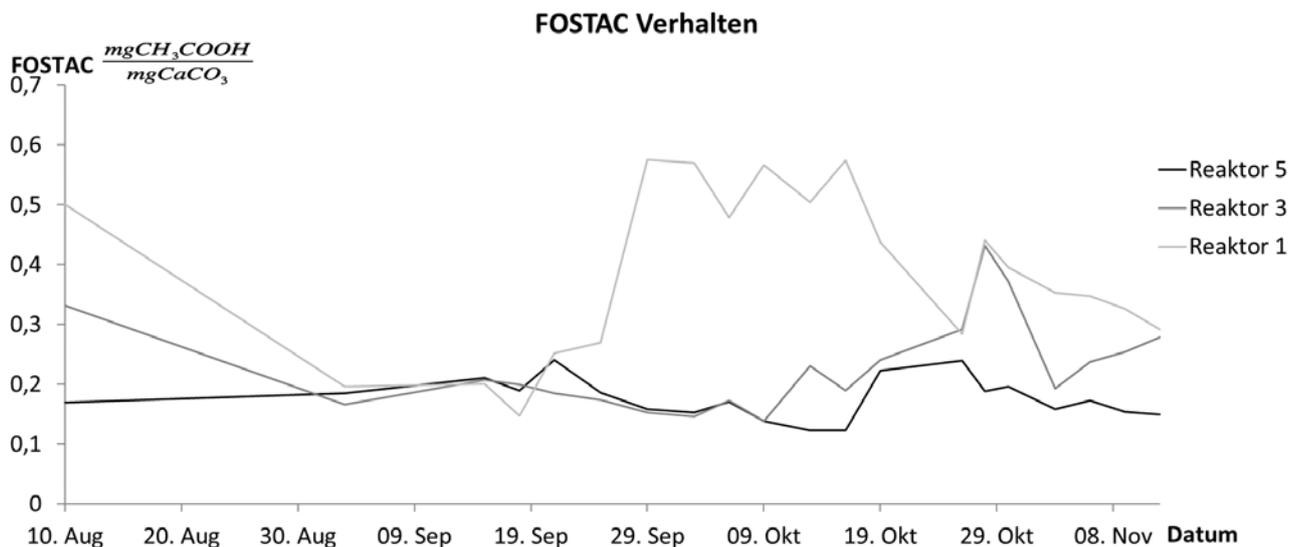


Abbildung 2: Graphische Gegenüberstellung des FOSTAC - Verhaltens der drei Reaktoren (vgl. [1])

Neben der Gasproduktion wurde das Degradationsverhalten der Substrate untersucht. Zu diesem Zweck wurde alle vier Tage der FOSTAC, d.h. das Verhältnis aus flüchtigen organischen Säuren und totalem anorganischen Carbonat über eine zwei Punkt Titration gemessen. Bei der Gegenüberstellung des FOSTAC – Verhaltens der Reaktoren in Abbildung 2 wird deutlich, dass der FOSTAC umso früher aus dem gewünschten Bereich von 0,3 und 0,4 mgCH₃COOH/mgCaCO₃ ausbrach, umso mehr Rachis sein Substrat enthielt.

Reaktor 1 mit 100 % Raachis bekam bereits nach 42 Tage Laufzeit am 19. September massive Probleme mit Säureakkumulation, was dazu führte, dass der FOSTAC von 0,15 auf über 0,5 mgCH₃COOH/mgCaCO₃ anstieg. Daraufhin wurde die Faulraumbelastung von 2 kgoTS/(m³d) auf 1 kgoTS/(m³d) verringert. Der Reaktor stagnierte allerdings weiterhin auf einem hohen FOSTAC Niveau ohne nennenswerten Säureabbau, was auf eine bereits eingetretene Inhibition der methanogenen Mikroorganismen hinwies. Dieser Effekt wird auch aus Abbildung 1 an dem zu diesem Zeitpunkt niedrigen Methangehalt in Reaktor 1 ersichtlich. Aufgrund der 17 tägigen Stagnierung wurde die Beschickung des Reaktors für 7 Tage unterbrochen, woraufhin sich der FOSTAC normalisierte. Nach erneutem Einsetzen der Fütterung mit einer Faulraumbelastung von 1 kgoTS/(m³d) stieg der FOSTAC ein weiteres Mal für kurze Zeit an, sank aber wieder auf ein normales Niveau.

Reaktor 3, der mit einem deutlich geringen Anteil an Rachis beschickt wurde, blieb über 67 Tage stabil und zeigte erst am 9. Oktober erste Anzeichen einer Übersäuerung, welches sich in einem leichten Anstieg des FOSTAC äußerte. Dieser Trend setzte sich fort und gipfelte in einem FOSTAC von 0,43 mgCH₃COOH/mgCaCO₃, woraufhin die Faulraumbelastung von 2,5 kgoTS/(m³d) auf 1,5

kgoTS/(m³d) verringert wurde. Die gewünschte Senkung des FOSTAC trat zeitnah ein und die Fütterung konnte wieder auf 2 kgoTS/(m³d) erhöht werden.

Als einziger Reaktor mit Molke im Substrat und auch als einziger stabiler Reaktor über die gesamten 102 Tage des Experiments stach Reaktor 5 heraus. Neben seiner konstanten und hochwertigen Gasproduktion (Abbildung 1) erwies sich sein FOSTAC - Verhalten mit Werten die sich stets unterhalb von 0,3 mgCH₃COOH/mgCaCO₃ bewegten als äußerst stabil (Abbildung 2). [1]

5. Schlussfolgerung

Das Experiment hat gezeigt, dass sich aus den Abfällen, die bei der Bananenproduktion anfallen quantitativ und qualitativ zufriedenstellend Gas mit einer Methankonzentration von 50-58 % produzieren lässt. Allerdings spielt die Substratzusammensetzung eine entscheidende Rolle, da der niedrige TS und oTSGehalt der Rachis zu niedrigen Verweilzeiten führt, die morphologische Struktur des Substrats allerdings lange Zeiten verlangt.

Hinzu kommt, dass die chemische Zusammensetzung des Substrats, insbesondere das schlechte C:N:S:P – Verhältnis, zu Problemen im Reaktor führen kann. Das stabile Verhalten von Reaktor 5 zeigt, dass eine Zufuhr von leicht abbaubarem bzw. bereits gelöstem Stickstoff durch Zugabe von Molke Abhilfe schaffen kann.

Es fiel zudem auf, dass der Prozess umso unstabiler war, desto mehr Rachis sich im zugeführten Substrat befand. Reaktor 3 stellte dabei mit 66 % Bananenanteil das stabilste System ohne andere Substratzusätze (wie Molke in Reaktor 5) dar. Es bedarf allerdings weiteren Untersuchungen um das optimale Verhältnis Rachis:Banane zu erörtern. Bei den Folgeuntersuchungen ist darauf zu achten, dass die Bananen das gleiche Reifestadium sprich frisch geerntete grüne, unreife Bananen aufweisen, da fertig gereifte, gelbe Früchte einfachere Zuckerstrukturen aufweisen.

6. Acknowledgement

The presented research results are part of the collaborative R&D project “Sustainable Rural Energy Supply Solutions for Costa Rica - Agro-waste as Energy Source for Biogas Production”, financially supported by a grant from the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF). The aim is to improve the coordination of scientific and technological cooperation as well as development cooperation in order to strengthen education and research in developing countries and improve scientific cooperation with emerging scientific and economic centers. Furthermore, we thank the Center for Research and Development in Renewable Energies (CIDER) and the banana producer “Varidades del Tropicó húmido” at EARTH University Costa Rica for the support and allowing us to carrying out the research work at their labs.[2]

7. Quellen

[1] Dinkler, Konstantin ; Barz, Mirko : Agricultural residues as an energy source - a case study with banana residues. In: Technical and Economic Aspects of Renewable Energies - Know-How Transfer as Development Opportunity for Southern Europe, S. 166-172, Mensch und BuchVerlag, Berlin, 2016, ISBN 9783863877217

[2] Barz, Mirko; Dinkler, Konstantin; Kami Delivand, Mitra ;Kohlmann, Bert ; Linkimer Abarca, Mildred ; Alabi, Mario ; Neubauer, York: Biogas Production from Wastes from Banana Production Process - a Case Study in Costa Rica. In: Biogas as a sustainable energy solution for developing countries, S. 27-34, Mensch und BuchVerlag, Berlin, 2016, ISBN 978-3-863-87693-7

[3]Lossie, Ulrich ;Plütz, Petra . 2001. Targeted Control of biogas plants with the help of FOS/TAC

[4] Friehe, J.; Schattauer,A.; Weiland P.. Grundlagen der anaeroben Fermentation. In: Leitfaden Biogas 6. Edition 2013

Integration von dezentralen durch KWK-Anlagen und erneuerbare Energien gespeisten Wärmeverbundsystemen in bestehende Infrastrukturen

K. Genzowsky, M. Loderhose, J. Schneider und M. Rützel

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

Schlüsselwörter: dezentrale Wärmeversorgung, KWK, Erneuerbare Wärmequellen, Solarthermie, dynamische Simulation

Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes werden dezentrale regenerative Nahwärmeverbundsysteme anhand der örtlichen Gegebenheiten entwickelt und mögliche Synergien genutzt. Hierzu wird zunächst mittels eines Geoinformationssystems der Wärmebedarf des Projektgebietes ausgewertet. Ziel ist hierbei, Gebiete mit räumlicher Nähe und hohem spezifischen Wärmebedarf zu identifizieren. Für diese Gebiete könne dann eine Trassierung sowie die Zusammenstellung möglicher Wärmequellen (KWK, gewerbliche Abwärme, natürliche Wärme, Solarthermie) sowie Speichertechnologien erfolgen. Im Rahmen einer dynamischen Simulation werden alle Komponenten des Zielgebietes unter möglichst optimalen wirtschaftlichen und ggf. weiteren Randbedingungen feinitert und dimensioniert.

Abstract

Within the scope of the project decentralized regenerative local heating systems are developed, in consideration of local conditions and possible synergies. The first step in this process will be to analyze the heat demand of the whole project area by using a geo-information system. The aim is the identification of areas with high specific heat demand. For these areas possible heat networks can be developed as well as the identification of possible heat sources (CHP, commercial waste heat, natural heat, solar thermal energy) and storage technologies. Within the framework of a dynamic simulation, a fine-sizing and dimensioning of all components of the target area is carried out regarding optimal economic conditions.

1 Einleitung

Damit die breite Umsetzung der Energiewende in der Basis gelingen kann, sind Regionen übergreifende Strategien, soziale wie technische Innovationen als auch neue Kooperations- und Vermarktungsmodelle notwendig. Das vom BMBF geförderte Projekt „render“ (Regionaler Dialog Energiewende) entwickelt in diesem Zusammenhang mit einer Vielzahl von Akteuren neue Perspektiven. Im Rahmen dieses Projektes befasst sich ein Pilotvorhaben ebenfalls mit dem Thema der zukünftigen Wärmeinfrastruktur.

Die bisherige Planung der urbanen Energieversorgung mittels Fernwärme erfolgt aktuell über eine statische Dimensionierung des Netzes. Bedingt durch die bekannten Parameter des regionalen Wärmebedarfs und der Wärmebereitstellungskapazität sowie der bekannten Fluktuation über den jahreszeitlichen Verlauf kann hierdurch eine hinreichende Genauigkeit der Systemauslegung erzielt werden. Diese Auslegung wird jedoch, aufgrund der hohen Volatilität, in einem zunehmend regenerativ gespeisten Wärmenetz problematisch. Die Diskrepanzen zwischen Wärmebedarf- und Wärmebereitstellung aus diffusen Einspeisequellen müssen über Speicher ausgeglichen werden, welches die Dynamik des Wärmenetzes deutlich erhöht.

Anhand dieser gesteigerten Dynamik ergibt sich die Notwendigkeit dezentrale regenerative Nahwärmeverbundsysteme anhand der örtlichen Gegebenheiten zu entwickeln und dynamisch zu kalibrieren. Mittels einer dynamischen Simulation kann z. B. das zeitabhängige (Tages- und Jahreszeit) Einspeiseverhalten dezentraler Quellen (KWK, Solarthermie) sowie der Verbraucher betrachtet werden. Unter Berücksichtigung der Auslegung von Wärmespeichern mit entsprechenden Lade- und Entladezeiträumen sind die Ergebnisse der Simulation wichtige Einflussgrößen für die Bemessung.

Mit rechnergestützten dynamischen Simulationen lassen sich zeitlich veränderliche und komplexe Systeme untersuchen. Zudem ist es damit möglich, Regler simulationsgestützt zu entwerfen und das Systemverhalten des Wärmenetzes abzuschätzen. Die Simulation dient somit in der Planungsphase vor allem zur Erstellung einer technisch – wirtschaftlichen optimalen Dimensionierung und Planung des Wärmenetzes einschließlich der Speicherung. Ziel ist hierbei auf Basis der entwickelten Konzepte die reale Umsetzung von innovativen Wärmeinselkonzepten in der Projektregion.

2 Identifikation dezentraler Wärmeinseln

Im Rahmen des Projektes wird die „Aachener Städteregion“ mit 560.000 Einwohnern auf einer Fläche von 700 km² untersucht. Die raumbezogene Auswertung der Wärmesenken erfolgt hierbei durch eine GIS(Geoinformationssystem)-gestützten Analyse. Ein bestehendes Wärmekataster wird hinsichtlich geeigneter Wärmeverbünde und sinnvoller Restriktionen untersucht. Die Restriktionen müssen sowohl aus technischer als auch wirtschaftlicher Umsetzbarkeit sinnvoll gewählt sein.

Aus der GIS-basierten Grobplanung lassen sich Trassierungen für den Wärmeverbund herleiten, ein Zielgebiet identifizieren und genauer untersuchen. Für dieses Zielgebiet gilt es, Handlungsempfehlungen bezogen auf die Wärmeversorgungsstruktur zu verfassen.

Die Grundlage für das Wärmekataster bilden hierbei die georeferenzierten Gebäude mit ihrer jeweiligen Nutzungsart [1]. Ergänzt werden diese Daten über ein flugzeuggestütztes Laser Scanning (Airborne Laser Scanning, ALS). Dieses erfasst die genauen Gebäudeabmessungen [2], sodass ein Gebäudemodell entsteht. Wird für ein Gebäude die Form eines Quaders angesetzt und das Baujahr berücksichtigt, kann anhand dieser Informationen der Jahreswärmebedarf jedes Gebäudes näherungsweise abgeschätzt werden.

$$Q = f\left(\frac{A}{V}\right) \cdot EBF \cdot Q_h \quad \text{Gl.(2-1)}$$

mit: Q: Wärmebedarf des Gebäudes [kWh/a]

f(A/V): Korrekturfaktor in Abhängigkeit zum Oberfläche zu Volumen-Verhältnis des Gebäudes [-]

EBF: Energiebezugsfläche des Gebäudes [m²]

Q_h: Baujahrabhängiger Heizenergiebedarf des Gebäudes bezogen auf die EBF [kWh/m²/a]

Anhand dieser Daten kann der rechnerische Wärmebedarf jedes Gebäudes in einem Zielgebiet ermittelt und dargestellt werden (**Bild 2-1**).



Bild 2-1: Ausschnitt der Grundkarte der Städteregion Aachen

Da sich die Bildung eines Wärmeverbundes insbesondere auf lokalen Gebieten mit einer hohen Wärmedichte wirtschaftlich lohnt, wird aus dem Wärmekataster eine Wärmedichtekarte erstellt. Hierzu wird die Summe der Gebäude auf den Flurstücken durch die Fläche des Flurstückes dividiert.

$$q = \frac{\sum_i^n Q_i}{A} \quad \text{Gl.(2-2)}$$

mit: q: Wärmedichte des Flurstücks [kWh/m²/a]

Q_i: Wärmebedarf des Gebäudes i [kWh/a]

A: Fläche des Flurstücks [m²]

Anhand dieser können nun Regionen im Projektgebiet ermittelt werden, welche aufgrund der räumlichen Lage sowie des Wärmebedarfs für eine Erschließung als Nahwärmeinsel interessant erscheinen (**Bild 2-2**).



Bild 2-2: Wärmedichtekarte einer Wärmeinsel

Ist anhand der Wärmedichte ein potenzielles Wärmeverbundsystem identifiziert worden, erfolgt eine Grobtrassierung des Gebietes (**Bild 2-3**). Hierbei wird anhand der bestehenden Infrastruktur sowie der ausgewählten Flurstücke eine mögliche Trassenführung durch das Netz gelegt.



Bild 2-3: Geoinformatiosgestützte Trassierung einer Nahwärmeleitung

3 Dimensionierung dezentraler Wärmekonzepte

Auf Basis der ermittelten Wärmebedarfsleistung muss untersucht werden, welche bestehenden und neuen Wärmequellen in das Wärmeversorgungskonzept integriert werden können. Als Bestandsanlagen eignen sich insbesondere ggf. bestehende Anlagen (Blockheizkraftwerk und Brennwertkessel). Die Leistung der Bestandskessel kann zur Deckung der Spitzenlast zur Verfügung gestellt werden.

Als erneuerbare Wärmequelle können die Dachflächen hinsichtlich der Installierbarkeit von Solarthermie-Kollektoren betrachtet werden. Eine Belegung der Dachflächen erfolgt mittels des Solarpotenzialkatasters [3]. Im Konzept wird die verfügbare Kollektorfläche zu 50 % mit Solarthermiemodulen belegt, um Freiflächen für mögliche Photovoltaikmodule zu erhalten.

Weiterhin kann mittels Power-to-Heat-Anlagen überschüssige Energie aus dem Stromnetz in Wärme umgewandelt werden. Diese Überschusszeiten sind jedoch zeitlich sehr begrenzt, sodass im Entwurf mit einer 1 MW Anlage und 100 Betriebsstunden gerechnet wird. Diese Energiequelle kann synergetisch sinnvoll als Durchlauferhitzer in ein Wärmespeicherkonzept als Speichererhitzer integriert werden.

Zur Deckung der Grundlast können die bestehenden BHKW-Kapazitäten weiter ausgebaut werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass Bedarf und Volllastbetriebsstunden für eine wirtschaftliche Aggregatauslastung hinreichend groß sind.

Weiterhin steht als Erweiterungsoption die Einbindung von Abwärmestandorten, wie z. B. des BHKW einer Kläranlage oder von abwärmeintensiven Industrieprozessen sowie die Integration einer Wärmepumpe im Ablauf der Kläranlage zur Option und werden im Rahmen dieses Vorhabens geprüft.

4 Dynamische Simulation dezentraler Wärmeinseln

Zur dynamischen Berechnung eines Nahwärmenetzes wird ein Regelungsalgorithmus entwickelt, welcher die Verschaltung der einzelnen Wärmequellen und –senken beschreibt. Wird zugrunde gelegt, dass das Netz durch einen Vorlauf sowie Rücklauf mit korrespondierenden Temperaturen und Massenströmen beschrieben werden kann, kann Folgendes angenommen werden:

- Solange die Rücklauftemperatur unter der Vorlauftemperatur liegt, kann die vorhandene solarthermische Energie genutzt werden, um die Rücklauftemperatur zu erhöhen.
- Ein zentraler Wärmespeicher wird über fluktuierende Wärmequellen (Solarthermie, Power-to-Heat) gespeist. Hierdurch erhöht sich das Temperaturniveau des Speichers. Liegt das Temperaturniveau über der Rücklauftemperatur, findet eine Rücklauferwärmung über den Speicher statt.
- Die Rücklauftemperatur des Netzes wird durch Zuschaltung der BHKW und in der Spitze durch einen Brennwertkessel erhöht, bis die benötigte Vorlauftemperatur erreicht ist.

Anhand des beschriebenen Regelungskonzeptes wird ein numerisches Simulationsmodell aufgebaut. Die erste Modellebene beschreibt hierbei den Wärmebedarf der Gebäude. Zunächst geben die Gebäudeabbildenden Modellbausteine einen außentemperaturabhängigen Vor- und Rücklauf aus, welche über einen Massenstrom \dot{m} sowie eine Temperatur T gekennzeichnet werden können (**Bild 4-1**). Der Wärmebedarf kann hierbei über das Attribut des Transmissionswertes beschrieben werden, wobei die Gradzahl den Toleranzbereich des ΔT zwischen Innen- und Außentemperatur ohne Zuschaltung der Heizung angibt.

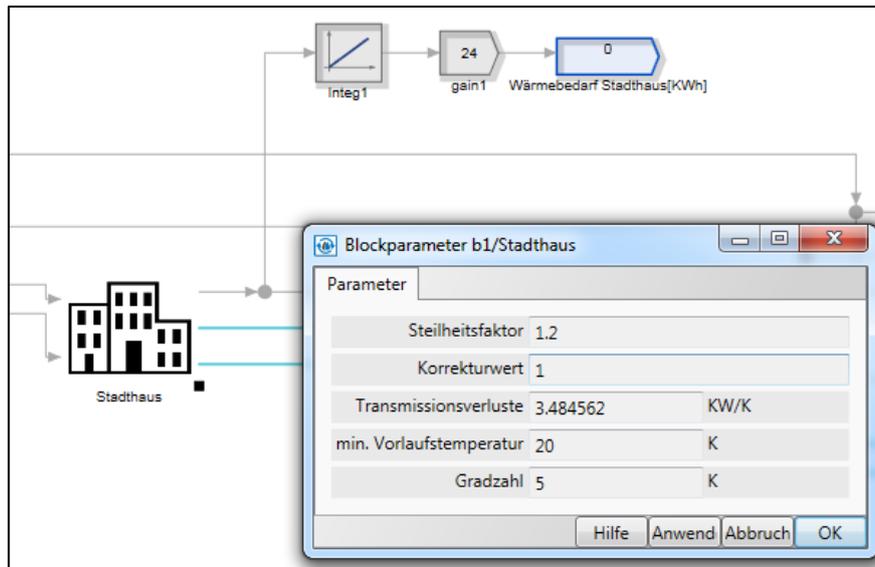


Bild 4-1: Simulation Wärmebedarf Gebäude

Der Vorlauf aller Gebäude wird zu einem Gesamtvorlauf addiert. Anschließend wird geprüft, ob die Mindestnetztemperatur (hier 70 °C) bzw. der Mindestdurchfluss (hier 7,8 kg/s) eingehalten wurden; bei Bedarf werden diese erhöht. Der resultierende Rücklauf ergibt sich aus der Leistungsaufnahme der Gebäude sowie den Verlusten im Netz (hier 10 %). Anschließend wird die Rücklauftemperatur mittels der Solarthermieanlage wiederum angehoben.

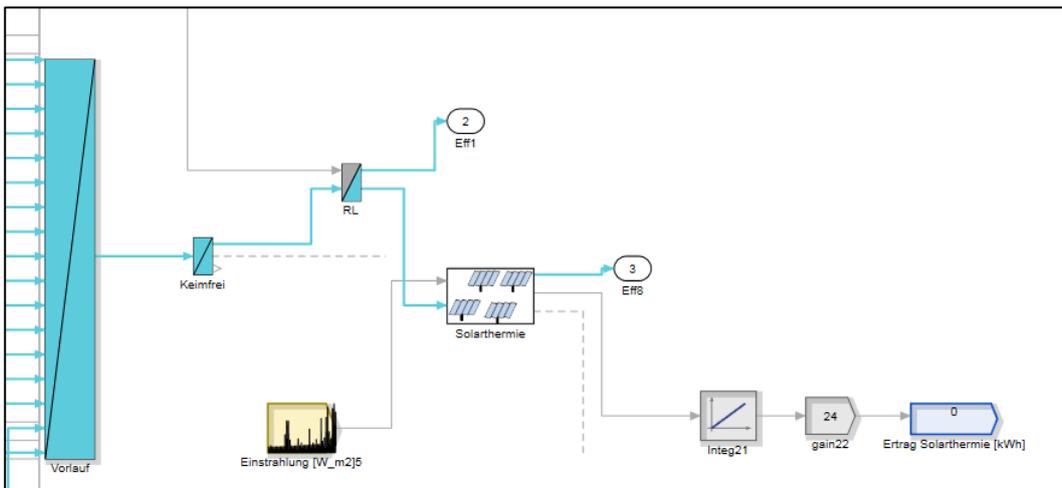


Bild 4-2: Ermittlung des Gesamtvor- und -rücklaufes des Wärmenetzes

Der so ermittelte Vor- und Rücklauf ist Eingangsparemeter für die Verschaltung der Wärmequellen. Der Wärmespeicher wird hierbei über die Power-to-Heat-Anlage (Speichererhitzer) sowie eine Abwasserwärmepumpe als auch ein Biogas-BHKW gespeist. Solange die Speichertemperatur über der Rücklaufstemperatur liegt, erfolgt eine Rücklaufstemperaturerhöhung durch den Speicher. Zur Spitzenlastzeiten erfolgt eine gestaffelte Zuschaltung von BHKW und Kesselanlagen bis der Wärmebedarf gedeckt ist.

Anhand des beschriebenen Modells wird Wärmebedarf und -bereitstellung aller Quellen und Senken über ein Jahr dynamisch simuliert. Zur Veranschaulichung sind die Ergebnisanalysen dargestellt. Zunächst einmal wurde der thermische Leistungsbedarf für die angesetzten Gebäude und separat für ein Schwimmbad ermittelt (**Bild 4-3**).

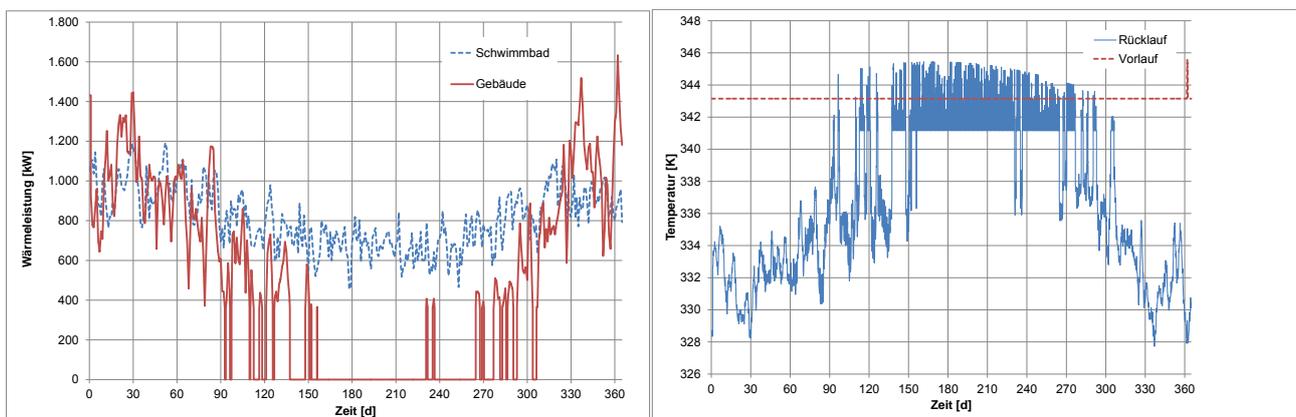


Bild 4-3: Wärmeleistungsbedarf der Gebäude sowie des Schwimmbades (links) – simulierte Vor- und Rücklaufstemperatur des Netzes (rechts)

Wie beschrieben, ergibt sich die Vor- und Rücklaufstemperatur aus den gewählten Restriktionen, sowie der Temperaturerhöhung durch die Solarthermieanlage. Diese Ganglinien sind ebenfalls exemplarisch in **Bild 4-3** dargestellt. Berücksichtigt ist hierbei die Leistungsentnahme durch die Gebäude, die Wärmeverluste sowie die Einspeisung durch die Solarthermieanlage. Zu erkennen ist, dass insbesondere in den Sommermonaten ein nutzbarer Wärmeüberschuss entsteht.

Analog wurde die Leistungsbereitstellung der Wärmequellen ermittelt. **Bild 4-4** zeigt hierbei exemplarisch die Leistungsganglinien. Deutlich wird, dass das BHKW1 als Grundlast-BHKW theoretisch kontinuierlich laufen kann, während das weitere BHKW in den Wintermonaten auf Vollast und in den Sommermonaten auf Teillast fährt. An kalten Tagen springen ebenfalls die Spitzenlastkessel an, während die Wärme aus dem Speicher immer bei Bedarf entnommen wird.

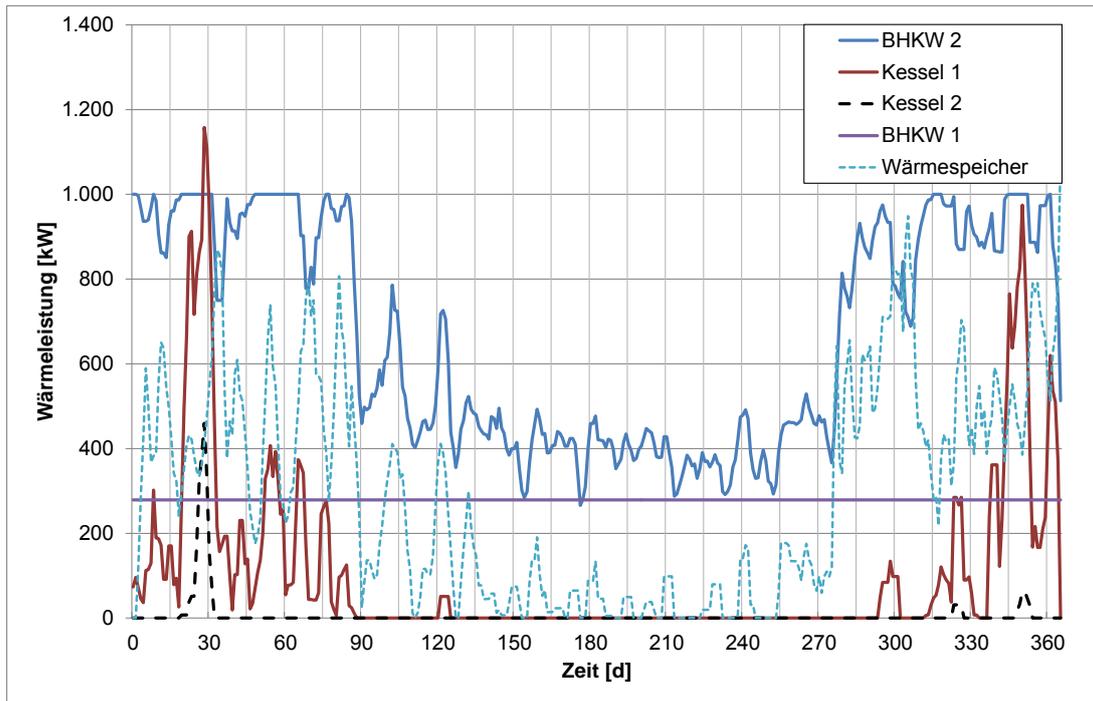


Bild 4-4: Leistungsbereitstellung der verschiedenen Wärmequellen

Zur grundsätzlichen wirtschaftlichen Bewertung werden die ermittelten Leistungskurven über die Zeit integriert. Hierdurch können Aufnahme und Bereitstellung der Arbeit je Aggregat berechnet werden. In der Summe decken die BHKW des Nahwärmenetzes zusammen mit der Überschusswärme der Kläranlage 80 % des grundlegenden Wärmebedarfs. Weiterhin kann ca. 7 % des gesamten Wärmebedarfs über die Solarthermieanlagen gewonnen werden. Die Spitzenlastkessel müssen etwa 11 % des Wärmebedarfs decken.

5 Wirtschaftlichkeitsaspekte

Nach derzeitiger Wahrnehmung ist einer der wesentlichen Entscheidungsfaktoren zur Etablierung eines Nahwärmenetzes dessen Wirtschaftlichkeit, wobei sich diese zumeist an konventionellen, dezentralen und heizkesselbasierten Systemen messen lassen muss.

Die dabei oftmals herangezogene Vergleichsgröße zur Quantifizierung ist der spezifische Wärmepreis. Dieser beschreibt die durch die Abnehmer zu zahlenden Nettowärmepreise und errechnet sich entsprechend der nachstehenden Gleichung:

$$P_{spez.} = \frac{\sum K - \sum(E + F)}{Q} \quad \text{Gl.(5-1)}$$

- mit: $P_{spez.}$: spezifischer Wärmepreis [€/kWh]
 K: jährliche Kosten (u. a. Kapitel-, Betriebs-, Instandhaltungs-, & Energiekosten) [€/a]
 E: jährliche Erlöse (Stromeinspeisung, negativer Regelenergie etc.) [€/a]
 F: Förderung (von u.a. KWK-Anlagen, Wärme- & Kältenetzen etc.) [€/a]
 Q: Jahreswärmebedarf [kWh/a]

Wärmeverbundsysteme und deren Komponenten weisen, wie viele Infrastrukturbauwerke, Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten auf [4], [5]. Eine nachhaltige Entscheidung bezüglich der Umsetzung eines solchen Systems sollte daher zukünftige Entwicklungen mit berücksichtigen.

Die bisherige Erfahrung bei der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeverbundsystemen zeigt, dass sich sowohl der Wärmebedarf und die Kapitalkosten als auch die Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Vertrieb über diese langen Zeiträume relativ gut abschätzen lassen. Dies gilt auch für die Einflüsse potentieller Fördermöglichkeiten, sofern sich diese, wie beispielsweise das nordrheinwestfälische Förderprogramm *progres.nrw* [6] im Rahmen einer einmaligen Investitionsförderung bewegen.

Demgegenüber sind belastbare Prognosen der durch globale Entwicklungen, politische Entscheidungen und der stetigen Novellierung der Energiegesetze beeinflussten Brennstoffkosten als auch der Erlöse aus einer Stromeinspeisung schwierig.

Aufgrund der langen Nutzungsdauer überwiegen kostenseitig die Aufwendungen für den Brennstoffeinkauf. Einnahmenseitig ist insbesondere bei KWKW-Anlagen der Stromeinspeiserlös wesentliche Einflussgröße zur Reduzierung des spezifischen Wärmepreises. Diese hohe Relevanz und gleichzeitig schwierige Prognostizierbarkeit der zuvor aufgeführten Faktoren maximiert die Unsicherheiten in Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit eines Wärmeverbundsystems.

Um eine nachhaltig opportune Entscheidung über die Systemwahl der Wärmeversorgung treffen zu können, scheint daher eine auf rein monetären Kriterien beschränkte Beurteilung nicht sinnvoll. Es besteht Bedarf an weiteren Bewertungskriterien, die Entscheidungsträgern als unterstützende Werkzeuge an die Hand gegeben werden können.

Um auf die zuvor beschriebenen möglichen Variationen des Brennstoffeinkaufs als auch des Stromverkaufs reagieren zu können, spielt die Flexibilität eines Verbundsystems eine entscheidende Rolle und kann daher ein weiteres Bewertungskriterium sein.

Ein durch KWK-Anlagen und erneuerbare Energien gespeistes System bietet durch die divergente Erzeugerstruktur und die Kopplung verschiedener Energieträger (Erdgas, Solarstrahlung, Strom etc.) diese Flexibi-

lität in einem höheren Maße, als ein auf Erdgas restringiertes System. Eine Wärmeversorgung durch variierende Energiequellen ermöglicht nicht nur eine erhöhte Unabhängigkeit von Preissteigerungen einzelner Energieträger, sondern erhöht zudem auch die zukünftige Versorgungssicherheit bei knapper werdenden fossilen Ressourcen.

Die Flexibilität eines Wärmeversorgungssystems lässt sich durch Sensitivitätsanalysen ermitteln. Bei diesen Analysen wird die Änderung des spezifischen Wärmepreises in Abhängigkeit variierender Kosten für z. B. Brennstoffe ermittelt. Je geringer dabei die Preissteigerung als Quotient aus dem Brennstoffpreis und dem spezifischen Wärmepreis ist, desto geringer ist die Abhängigkeit des Systems von einer Veränderung des untersuchten Kostenfaktors. In **Bild 5-1** sind exemplarisch die Ergebnisse einer solchen Sensitivitätsanalyse für ein Schwimmbad dargestellt. Der Vergleich einer konventionellen Wärmeversorgung (Heizkessel und BHKW) mit einer auf KWK, Solarthermie und Power-to-Heat basierenden Wärmeversorgung in einem Verbundsystem zeigt, dass durch die divergente und zum Teil auf erneuerbaren Energieträgern basierende Wärmeerzeugung des Wärmeverbundes eine Entkopplung von steigenden Gaspreisen möglich wird.

Auch weitere Flexibilisierungsmöglichkeiten wie beispielsweise eine Eigenstromnutzung, eine veränderte Wichtung der Wärmequellen oder ähnliches lassen sich durch erneute dynamische Simulation in Verbindung mit einer Sensitivitätsanalyse untersuchen.

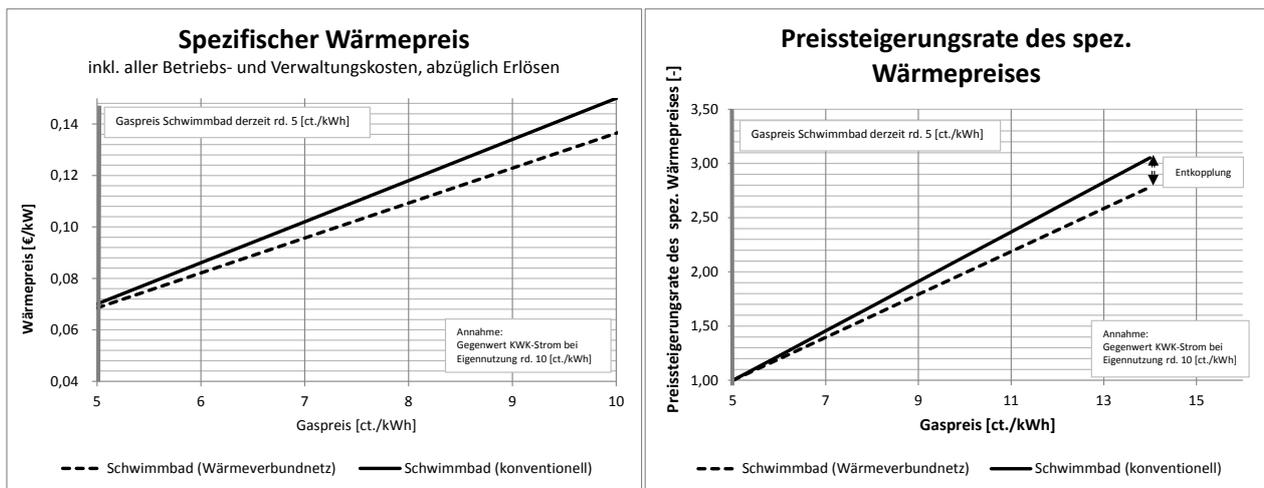


Bild 5-1: Sensitivitätsanalyse des spez. Wärmepreises eines Schwimmbades bei variierendem Erdgaspreis – Vergleich der Wärmeversorgung durch ein konventionelles und ein Wärmeverbundbasiertes System

Im Zuge der seit längerem anhaltenden Diskussion um die Triebhausgasemissionen, könnten auch diese als ergänzendes Bewertungskriterium fungieren. Ein Maß für die Gesamtheit der bei der Wärmebereitstellung emittierten Treibhausgase sind die äquivalenten CO₂-Emissionen. Diese lassen sich durch Multiplikation der für die Wärmeerzeugung und -verteilung benötigten Sekundärenergienmenge (Erdgas, Strom etc.) und zu wählender spezifischer CO₂-Äquivalenzfaktoren errechnen. Den so bestimmten Kohlenstoffdioxidemissio-

nen sind, entsprechend der Wärme-Restwert-Methode [7] Emissionen in Höhe der durch KWK-Strom substituierten Strommenge des deutschen Strommixes gutzuschreiben.

Auch wenn diese Berechnungsmethode aufgrund der zu wählenden Äquivalenzfaktoren und der Verrechnung mit dem deutschen Strommix keine exakten Aussagen über den tatsächlichen Kohlenstoffdioxidausstoß gibt, stellt diese eine einfache Möglichkeit dar, die veränderten Emissionen einer neu strukturierten Wärmeversorgung zumindest tendenziell zu quantifizieren.

Neben den hier vorgestellten Bewertungskriterien sind weitere denkbar. Diese können die rein monetäre Betrachtung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung ergänzen. Sie bieten die Möglichkeit, die Prognoseunsicherheiten der Wirtschaftlichkeitsberechnung auszugleichen und liefern Entscheidungsträgern unter der Prämisse einer nachhaltigen Entscheidungsfindung ergänzende Möglichkeiten der Bewertung.

6 Ausblick

Die Energiewende macht die Sicherung der Energieversorgung zu einem Unterfangen, bei dem alle Regionen gefordert sind, ihre historisch gewachsene Energieversorgung nicht nur einfach anzupassen, sondern grundlegend zu restrukturieren. Die Umsetzung der regionalen Energiewende wird in ganz West- und Zentraleuropa mit einer erheblichen Zunahme der Inanspruchnahme von Land und der Verschärfung von Landnutzungskonkurrenzen verbunden sein. Der Biomasseanbau, der Ausbau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, aber auch Wasserkraftwerken sowie der Ausbau von Netzinfrastrukturen und Speichersystemen sind aufgrund ihres Flächenbedarfes als „landnutzungsbedeutsam“ einzustufen. Hierbei ergibt sich die Bedeutsamkeit des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien-Erzeugung für eine nachhaltige Landnutzung nicht nur durch den Bau zahlreicher Anlagen inklusive der notwendigen Infrastrukturen. Aber nicht nur der Ausbau der Hochspannungstrassen spielt eine wichtige Rolle, sondern auch der Ausbau der vielfältigen Netze (Strom, Wärme, IuK-Technologien) in den bewohnten Regionen.

Zur Bewältigung der von der Bundesregierung verfolgten Energiewende wird es auch nicht „die eine zentrale Lösung“ geben, mit der alle Energiebedarfe in einem Land abgedeckt werden kann. Viel mehr wird es auf das Zusammenspiel von mehreren dezentralen Maßnahmen im ganzen Land ankommen, wobei der verstärkte Ausbau der KWK-Technologie in den urbanen Regionen einen wichtigen Beitrag leisten kann. Ein Ausbau der KWK-Technologie führt durch die „Doppelnutzung“ von Strom und Wärme zu einem verbesserten Systemwirkungsgrad und somit zu einem geringeren Primärenergiebedarf.

Der erneuerbare Energien-Ausbau kann auch die Standortentscheidungen von Privathaushalten und Gewerbe in vielfältiger Weise beeinflussen. Eine regional abgestimmte, also „geplante“ Umsetzung der Energiewende „vor Ort“ kann einen signifikanten Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten. Dafür sind regionsübergreifend Strategien, (soziale) Innovationen, Kooperations- und Vermarktungsmodelle und Angebote zu entwickeln, die den Menschen in der Region nicht nur die Mitgestaltung und den Schutz ihrer Umwelt ermöglichen, sondern ihnen auch Beteiligungen an der regionalen Wertschöpfung anbieten. Dies ist auch im

Falle des KWK-Ausbaus notwendig. Dazu müssen vor Ort Kooperationsmodelle und -angebote entwickelt werden, die helfen, die richtigen Anreize zu setzen und gleichzeitig dafür sorgen, dass Investoren und Bürger in die Umsetzung der regionalen Energiewende investieren.

Literatur

- [1] Geobasis NRW (2014): *Liegenschaftskataster*, Bezirksregierung Köln, Online: http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/geobasis/liegenschaftskataster/index.html am 05.09.2016.
- [2] Geobasis NRW (2015): *Digitale Höhenmodelle*, Bezirksregierung Köln, Online: http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/geobasis/hoehenmodelle/index.html am 02.09.2016.
- [3] Aachen, S. (2016): *Solarpotenzialkataster der Städteregion Aachen*, Dezernat IV für Bauen, Umwelt und Verbraucherschutz, Online: <http://www.solare-stadt.de/staedteregion-aachen/Solarpotenzialkataster> am 03.06.2016.
- [4] LAWA (2005): *Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen (KVR-Leitlinien)*, Berlin.
- [5] VDI (2000): *VDI 2067 - Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen*
- [6] MKULNV (2016): *Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem "Programm Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) - Programmbereich Wärme- und Kältenetze"*
- [7] BKWK (2005): *Hinweise und Empfehlungen zur Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen von aus KWK-Anlagen eingespeistem Strom im Rahmen der Stromkennzeichnungspflicht*
Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

“Technologie- und Wirtschaftlichkeitsstudie zur Implementierung einer dezentralen Biogasanlage für eine Bananenverpackungsfabrik in Costa Rica“

N. Grösch¹, L. Reis², M. Barz
HTW Berlin, Treskowallee 8, 10318 Berlin
¹norbert.groesch1992@yahoo.de, ²lukas-reis@gmx.de

Schlüsselwörter: Biogas, Costa Rica, Bananenrückstände,

Zusammenfassung: In vorliegender Studie wird die Möglichkeit der dezentralen Biogaserzeugung aus biogenen Reststoffen einer Bananenverpackungsanlage (aussortierten grünen Bananen und der Strunk des Fruchtstandes) in einem Lagunensystem mit kinetischem Rührsystem, einem „Red-Mud“-PVC Tube Fermenter sowie einem herkömmlichen CSTR-System hinsichtlich Produktivität und Wirtschaftlichkeit untersucht. Grundlage für die Betrachtung ist der jährlich aus der Bananenproduktion der Plantagen der EARTH University zu erwartende nutzbare Substratanfall (1785 Tonnen Bananen und 357 Tonnen Bananenstrunk) und eine experimentell bestimmte Biogasausbeute von ca. 600 Liter Biogas/kgTS mit einem durchschnittlichen Methangehalt von 55%. Unter Berücksichtigung von technologiebedingten Ertragsreduzierungen kann für die Nutzung des erzeugten Biogases ein BHKW Modul mit einer nominalen elektrischen Leistung von ca. 30 kW eingesetzt werden. Der betrachtete Lagunen Fermenter mit kinetischem Rührsystem schneidet hierbei im Vergleich der Wirtschaftlichkeit mit einer Amortisationszeit von ca. 5 Jahren am günstigsten ab. Die Ergebnisse der Studie dienen der Konzeptentwicklung für die Planung einer Pilotanlage an der EARTH University in Costa Rica.

Abstract:

This paper compares the possibility of using biogenic waste from a banana packing plant (green bananas and rachis) in different reactor types (a lagoon system with kinetic stirring system, a "Red Mud" PVC Tube fermenter and a conventional CSTR system) for decentralised biogas production in terms of productivity and profitability. Basis for the consideration are the expected wastes from the annual banana production of the plantations of EARTH University (1785 tons of bananas and 357 tons of bananas rachis) and an experimentally determined biogas yield of about 600 liters of biogas / kgTS with an average methane content of 55%. Based on the calculations and considering technology specific biogas yield reductions a CHP plant with a nominal electrical capacity of about 30 kW can be used for the produced biogas to supply a part of the electricity demand of the banana packing plant. The lagoon fermenter seems the most promising option with a payback period of approximately 5 years. The results of the study will be used for the design of a pilot plant at the EARTH University in Costa Rica.

1 Einleitung

Costa Rica betreibt eine aktive Klimapolitik und übernimmt mit seinen Bemühungen zum Erhalt von Umwelt und Natur eine Vorreiterrolle innerhalb Lateinamerikas. Günstige klimatische und geologische Gegebenheiten machen z. B. eine intensive Nutzung von Wasserkraft möglich, welche bis zu drei Viertel des Stromverbrauchs Landes deckt [1]. Im Jahr 2015 erzeugte das Land 99 % seines gesamten Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen [2]. Trotz des bereits hohen Anteils erneuerbarer Energien hat die costa-ricanische Regierung sich dazu verpflichtet, weitere Maßnahmen zur Einsparung von Treibhausgasen und einen weiteren Ausbau bei der Nutzung erneuerbarer Energien durchzuführen [3]. Ein großes, bisher ungenutztes Energiepotential resultiert aus der intensiven Agrarwirtschaft des Landes. Durch den Anbau von Agrarprodukten entsteht ein beachtliches Aufkommen biogener Rückstände, welches für die Energieerzeugung zur Verfügung steht. Nach Angaben des staatlichen Energieversorgers Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

könnte die Erzeugung von Biogas aus Agrarrückständen mit 91 Megawatt zur Stromversorgung des Landes beitragen. Aktuell entspricht die installierte Leistung an Biogas 2,2 Megawatt, wodurch das noch vorhandene Potential der Biogasnutzung aus landwirtschaftlichen Reststoffen deutlich wird [4]. Die wichtigsten Erzeugnisse der einheimischen Landwirtschaft sind Kaffee, Palmöl, Zuckerrohr, Bananen und Ananas, wobei den Rückständen aus der Ananas-Produktion vom ICE das größte Biogaspotential zugesprochen wird [4]. Große Mengen an organischen Produktionsausschüssen fallen auch bei der Bananenverarbeitung an. Die bei diesem Prozess aussortierten nicht exportfähigen grünen Bananen minderer Qualität, sowie die Strünke des Fruchtstandes bilden ein geeignetes Substrat zur Biogaserzeugung

2 Zielsetzung

Das Ziel vorliegender Studie war es, für ein Pilotvorhaben an der EARTH University Costa Rica einen technologischen und wirtschaftlichen Vergleich von drei Anlagenvarianten mit unterschiedlichen Fermentertypen zur dezentralen Energieerzeugung einer Bananenverarbeitungs- und Verpackungsanlage zu erstellen. Dabei wird jede Anlagenvariante nach der Deckung des Energiebedarfes der Verpackungsanlage, der Amortisationszeit und der gesamten Energiekosteneinsparung bewertet.

Die für eine mögliche Umsetzung des Projektes im Rahmen einer Pilotanlage zu vergleichenden Technologien sind ein Lagunen-Fermenter mit kinetischem Rührsystem, ein „Red-Mud“ PVC Tube Fermenter und ein CSTR-Reaktor.

Basierend auf einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist eine grundlegende Aussage abzuleiten, ob sich die Implementierung einer Biogasanlage für eine Bananenverarbeitungsfabrik rentiert und die herkömmliche Verwertung der organischen Reststoffe in einer Kompostierungsanlage ersetzt. Als konkretes Anwendungsbeispiel und möglichen Standort für die Umsetzung eines Pilotvorhabens wird die Bananenplantage der EARTH University mit zugehöriger Bananenverarbeitungs- und Verpackungsanlage betrachtet.

3 Vorgehensweise

Abbildung 1 zeigt schematisch den grundsätzlichen Aufbau der geplanten Pilotanlage zur Biogaserzeugung aus Bananenrückständen. Das mathematische Modell zur Berechnung des Biogasbildungspotentials und der Wirtschaftlichkeit der drei Anlagenvarianten basiert auf experimentellen Arbeiten, Annahmen und Erfahrungswerten, welche folgend näher erläutert werden.

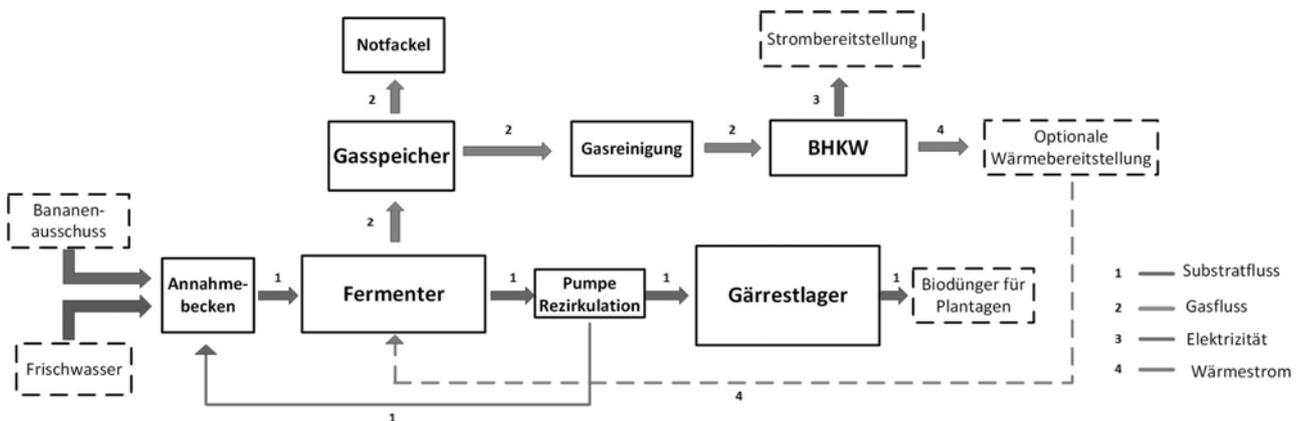


Abbildung 1: Flussbild des Biogasprozesses

Substratverfügbarkeit und -charakterisierung

Die in Costa Rica produzierten Bananen (insgesamt mehr als 2 Mio. t/Jahr) sind überwiegend für den Export vorgesehen und nur ein sehr geringer Teil kann auf lokalen Märkten abgesetzt werden. Nach der Ernte wird der Bananen-Fruchtstand in der Bananenverpackungsanlage für den Export verarbeitet. Während des Prozesses fällt ein beträchtliches Aufkommen an minderwertigen, nicht für den Export geeigneten, grünen Bananen an (bis zu 20 % der Ernte), welcher für die Biogasproduktion berücksichtigt wird. Zusätzlich stehen die aus dem Verarbeitungsprozess ausgesonderten Strünke der Fruchtstände als Substrat zur Verfügung. In der für den Standort einer Pilotanlage an der EARTH University vorgesehenen Bananenverpackungsanlage werden täglich 4890 kg minderwertiger Bananen aussortiert und mit den zusätzlich anfallenden 978 kg Bananenstrunk einer Kompostierung zugeführt. Das Mengenverhältnis von grünen Bananen zum Bananenstrunk beträgt fünf zu eins. Insgesamt stehen damit jährlich 1785 Tonnen Bananen und 357 Tonnen Bananenstrunk als Substrat für die Biogasproduktion zur Verfügung.

Der TS- und oTS- Gehalt, sowie die Nährstoffzusammensetzung der beiden Substrate ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Ergebnistabelle der Substratanalysen an der EARTH University

	TS	oTS	C	N	P	S	K	Fe
	% FM	% TS						ppm
Grüne Banane	19,2	94,17	40	2,4	0,1	0	1,9	122
Strunk	5,37	71,76	37,2	2,4	0,3	0,3	13,8	951,2

Zur Ermittlung der maximalen Biogasausbeute wurden Batch- Tests gemäß der VDI 4630 durchgeführt. Zusätzlich wurden kontinuierliche Versuche in CSTR-Reaktoren im Labormaßstab (ca. 20 Liter Fermentervolumen) mit einem Substratmischungsverhältnis Bananen/Bananenstrunk von 5/1 entsprechend des anfallenden Substratmixes durchgeführt.

Anlagenauslegung

Grundlage der Auslegung aller betrachteten Anlagenvarianten war die jährlich anfallende Substratmenge und ein kontinuierlicher ganzjähriger Anlagenbetrieb. Um bei der Überführung der Laborwerte in technische Anlagen zu erwartende Ertragseinbußen (beispielsweise durch die Bildung von Sink- und Schwimmschichten, Fermentertotzonen, Gasschlupfverluste etc.) der jeweiligen Technologien zu berücksichtigen, wurden die experimentell unter Laborbedingungen erzielten Biogasausbeuten mit Hilfe von Korrekturfaktoren (-20% für CSTR, -25% für Lagunenfermenter, -40 % für für den Tube Fermenter) berichtigt. Die Annahmebecken sind für eine Substratverweilzeit von drei Tagen dimensioniert. In diesen wird das bereits vorbehandelte Substrat eingebracht und durchmischt. Des Weiteren wird im Annahmebecken Wasser zugeführt, um die für die Fermentertypen relevanten TS-Gehalte zu erreichen, wobei die Hälfte des zugeführten Wassers aus dem Fermenterausfluss rezirkuliert wird.

Die TS-Gehalte betragen jeweils 6,5 % für den CSTR- und Lagunen-Fermenter und 5 % für den Tube Fermenter. Die Substratverweildauer in den Fermentern wurde mit vierzig Tagen für die Lagunen- und Tube Fermenter, und mit dreißig Tagen für den CSTR-Reaktor festgelegt. Alle Biogasanlagen verfügen über einen verbrauchsoptimierten Gasspeicher. Im CSTR-Reaktor wird ein zentrales Rührwerk und im Lagunen-Fermenter ein kintisches Rührwerk integriert. Beide Fermentertypen werden beheizt. Für den Tube Fermenter wurden keine Heizung und Rührwerk berücksichtigt.

Die Gaswäsche erfolgt bei allen drei Technologien durch eine nachgeschaltete Kolonne. Die Strom- und Wärmeerzeugung erfolgen bei allen drei Varianten durch ein verbrauchoptimiertes BHKW.

Wirtschaftlichkeitsrechnung

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden Kostenaufstellungen für vergleichbare Projekte, aufgeteilt in Investitionskosten und laufende Kosten herangezogen. Die Laufzeit der Anlage beträgt fünfzehn Jahre, wobei ein Tausch des BHKWs nach sieben Jahren, beziehungsweise ein Tausch der Pumpen, Rührwerke und weiterer technischer Komponenten nach zehn Jahren miteinberechnet wurden. Für die Finanzierung der Anlage wurde in Abstimmung mit dem Betreiber der Bananenverarbeitungsanlage ein Kapitaleinsatz von hundert Prozent Eigenkapital angesetzt. Der für die Kostenrechnung angenommene Anstieg des Strompreises wurde mit 3,5 % festgelegt [5].

Auf Grundlage dieser Kostenaufstellungen und jährlichen Stromeinsparungen wurden für alle drei Anlagentypen die in Tabelle 3 dargestellten finanziellen Amortisationszeiten und die prozentualen Energiekosteneinsparungen über die Anlagenlaufzeit berechnet.

4 Ergebnisse

Aus den Batchversuchen ergab sich eine Biogasausbeute von 612 l_N/kg_{oTS} für die grünen Bananen und 531 l_N/kg_{oTS} für die Strünke des Fruchtstandes. Aus dem kontinuierlichen Experiment ergab sich bei einem stabilen Prozessverlauf eine Ausbeute von 599 l_N/kg_{oTS} bei einer 5:1 Mischung aus grünen Bananen zu Strünken. Die Biogasproduktionsrate des kontinuierlichen Experiments betrug 1,71 l_N/l_{Fermenter}*d. Der durchschnittliche Methangehalt des Biogases beträgt 55 %.

Tabelle 2: Produktionsparameter der Anlagentypen

		Lagune	Tube ^a	CSTR
Biogasproduktion	m ³ _N /d	400,00	303,50 - 357,00	426,40
Methanproduktion		220,00	167,00 - 196,40	234,50
Elektrische Leistung ^b		549,00	416,70 - 490,00	585,10
Elektr. Eigenverbrauch	kWh/d	76,75	22,95	135,15
Verfügbare elektr. Leistung		472,25	393,75 - 467,05	449,95
elektr. Deckungsgrad ^c	%	47,88	43,62 ^d	45,62
Wärme Leistung ^b		768,50	583,30 - 686,00	819,10
Wärme Eigenverbrauch	kWh/d	215,20	0,00	163,80
Verfügbare Wärme		553,30	583,30 - 686,00	655,30

^a Gasproduktion bezogen auf Regen- und Trockenperiode

^b Erzeugte Elektrische- und Wärmeleistung aus dem BHKW

^c Jährlicher Deckungsgrad von erzeugter zu benötigter elektr. Leistung in der Plantage

^d Gemittelte Gasproduktionsrate über je 182,5 Tage Regen- und Trockenperiode

Die in Tabelle 3 dargestellten Werte zeigen die Investitionskosten und die jährlichen laufenden Kosten (Wartung/Instandhaltung, Personal und Betriebsmittel) der geplanten Anlagen. Darüber hinaus sind die erwarteten Amortisationszeiten und die Stromkosteneinsparungen aufgeführt.

Tabelle 3: Übersicht der Kosten, Amortisationszeiten und Einsparungen

		Lagune	Tube	CSTR
Investitionskosten ^a	US\$	171610,4	161895,7	230911,4
Jährliche laufende Kosten ^b	US\$/a	12356,4	11987,6	12654,8
Amortisationsjahr	a	5	6	7
Kosteneinsparung ^c	%	27,3	23,5	20,8

^a Gesamtinvestitionen einschließlich Anlagenkomponenten, Importkosten und Anlagenbau

^b Laufende Kosten einschließlich Arbeitsleistungs- und Wartungskosten

^c Prozentuale Kosteneinsparung bezogen auf die Gesamtstromkosten über die gesamte Laufzeit

5 Diskussion

Aus dem Vergleich der drei gewählten Anlagenvarianten resultiert, dass die Lagune mit kinetischem Rührwerk und integrierter Beheizung als Fermentertyp den größten Betrag der Stromkosteneinsparung ergibt, den größten elektrischen Deckungsgrad und die kürzeste Amortisationsdauer aufweist.

Die CSTR-Anlagenvariante weist zwar eine höhere Biogas- und Methanproduktion auf, dieser Vorteil wird jedoch durch den höheren Eigenstrombedarf und die deutlich höheren Investitionskosten dieses Anlagentyps aufgehoben. Der Tube-Fermenter erzeugt über das Jahr die geringste Biogasmenge, zeichnet sich durch einen niedrigen Eigenstrombedarf und geringe Investitionskosten aus. Allerdings werden derartige Anlagen üblicherweise als Kleinstanlagen errichtet und Erfahrungen im kontinuierlichen und zuverlässigen Betrieb von solchen Anlagen im großtechnischen Maßstab liegen nicht vor. Bei allen Anlagenkonzepten ergibt sich ein Wärmeüberschuss.

6 Ausblick

Die Nutzung des Wärme-Überschusses des BHKWs ist beispielsweise durch die Integration einer Absorptionskältemaschine zur Kältebereitstellung der Reiferäume für die Bananenverarbeitungsanlage interessant und kann zur weiteren Erhöhung des elektrischen Deckungsgrades und damit zu weiteren Kosteneinsparungen beitragen.

7 Quellenverzeichnis

- [1] AFP, „Costa Rica boasts 99% renewable energy in 2015“, Omicron Technology Limited, 12 2015. unter: <http://phys.org/news/2015-12-costa-rica-renewable-energy.html>. (abgerufen am 13 09 2016).
- [2] M. Treacy, „Costa Rica achieved 99% renewable energy this year“, Narrative Content Group, 12 2015. unter: <http://www.treehugger.com/renewable-energy/costa-rica-achieved-99-renewable-energy-year.html>. (abgerufen am 13 09 2016).
- [3] Ministry of Environment and Energy, „Costa Rica’s Intended Nationally Determined Contribution“, San José, Costa Rica, 2015.
- [4] Instituto Costarricense de Electricidad, „Encuesta Nacional de Biogás“, Costa Rica, 2013.
- [5] Comisión Económica para América Latina y el Caribe, „Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico 2013“, Mexiko, 2013.

Abwärmeatlas: Industrielle Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf

Bodo Groß, Jana Heuer, Michael Sommer und Guillem Tänzer

*IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken
Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM, Heidenhofstr. 8, D-79110 Freiburg
Institut für Demoskopie Allensbach, Radolfzeller Straße 8, D-78476 Allensbach*

Schlüsselwörter: Branchenanalyse, Datenerhebung, Abwärmepotentiale, Abwärmenutzung

Zusammenfassung

Das Forschungsvorhaben „Abwärmeatlas“ soll den strategischen Rahmen erarbeiten, um in Deutschland mittels einer koordinierten Systemforschung zur Nutzung von Abwärme starten zu können. Zu diesem Zweck werden relevante Daten zu Abwärmequellen in der Industrie sowie zu Technologien zur Abwärmenutzung erfasst, aktualisiert und bewertet und in einen Gesamtzusammenhang gesetzt. Nach erfolgter Branchenanalyse werden in den ausgesuchten Branchen Daten im Zusammenhang mit Abwärmepotentialen, getrennt nach Medium und Temperaturniveau, mittels eines Fragebogens erfasst. Inhalt des Beitrags ist die Branchenanalyse sowie die Ergebnisse der Auswertung der Fragebögen.

1. Einleitung

Ziel des Vorhabens ist die Erarbeitung einer belastbaren quantitativen und qualitativen Grundlage zum Thema industrielle Abwärmepotentiale im nationalen Kontext. Die erste Herausforderung hierbei ist die Schaffung einer Datengrundlage, mit der entsprechende Potentiale zuverlässig ermittelt werden können. Aktuelle statistische Erhebungen wie beispielsweise von Seiten des Statistischen Bundesamtes sowie von Seiten der AG der Energiebilanzen zeigen, dass zu diesem Thema belastbare Fakten bisher fehlen. Mit Hilfe dieser rein statistischen Daten hat IZES im Jahr 2011 bereits ein theoretisches Potential von rund 226 TWh pro Jahr nutzbarer Abwärme ermittelt. Das entsprach zu diesem Zeitpunkt rund 36% des gesamten Endenergieanteils des verarbeitenden Gewerbes bzw. einem theoretisch daraus mit Hilfe heute verfügbarer Abwärmetechnologien generierbaren Potential von rund 37 TWh Strom.

Im Rahmen des Vorhabens „Abwärmeatlas“ wurde daher zu Beginn ein Fragebogen entwickelt, mit dem Unternehmen der energieintensivsten Branchen - aufgrund einer diesbezüglichen Voruntersuchung - zu ihren ungenutzten industriellen Wärmequellen befragt werden konnten. Die Daten dieser bundesweiten repräsentativen Befragung dienen als Grundlage für eine national skalierbare Potentialabschätzung. Zur Plausibilisierung der erhobenen Daten werden zusätzlich messtechnische Vor-Ort Untersuchungen in ausgesuchten Betrieben durchgeführt.

Das Forschungsprojekt soll zudem dazu dienen, Abwärmotechnologien vorzustellen und deren Potentiale, auch im Kontext mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu beziffern. Vor allem kurz- und mittelfristig einsetzbare Technologien sowie einfach zu implementierende Systeme zur Abwärmenutzung werden nach deren Relevanz charakterisiert.

2. Branchenanalyse

Auf der Grundlage statistischer Daten wurde in enger Abstimmung des Projektkonsortiums, unterstützt durch DESTATIS und DIW, eine Methodik zur Identifizierung relevanter energieintensiver Branchen erarbeitet und mittels sogenannten „Scatterplots“ dargestellt. Anhand der verfügbaren Daten erschienen diejenigen Branchen vielversprechend zu sein die

- einen hohen absoluten Energieverbrauch haben (u.a. abhängig von der durchschnittlichen Unternehmensgröße) sowie
- einen hohen Anteil der Energiekosten an den Herstellungskosten haben (v.a. um auch solche Branchen zu erfassen, die u.U. durch eine tendenziell kleinere Unternehmensgröße gekennzeichnet sind).

Diese Werte wurden sowohl für 2- als auch für die 4-Steller Branchen in einen Scatterplot übertragen, um daraus die für das Vorhaben relevanten Branchen zu identifizieren. Dabei wurden hinsichtlich verfügbarer Abwärmepotentiale alle diejenigen Branchen als vielversprechend gewertet, welche über einer frei definierten Grenze liegen.

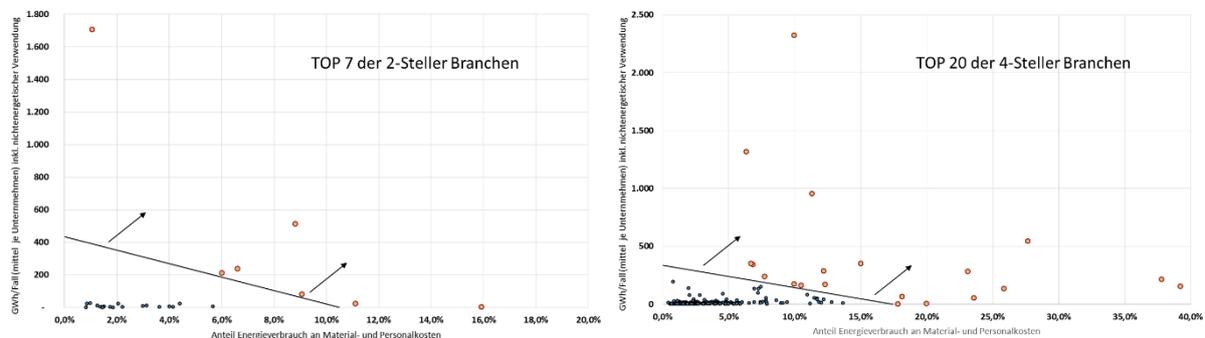


Abbildung 1: Scatterplot als zentrales Auswahlkriterium der zu untersuchenden 2-Steller (links) und 4-Steller Branchen (rechts) (Quelle: IZES gGmbH)

Mit Hilfe einer Geraden wurden so die relevanten Branchen, welche die Kriterien hoher absoluter Energieverbrauch und hoher Energieverbrauch an den Herstellungskosten besonders erfüllen, für die 2- und 4-Steller identifiziert. Mit Hilfe einer Kreuzung der 4-Steller Branchen und 2-Steller Branchen, gepaart mit einer Untersuchung der 4-Steller Branchen bezüglich ihrer eingesetzten Produktionsprozesse– zur Bewertung potentiell vorhandener Abwärmequellen – wurden die in der nachfolgenden Tabelle sowie der nachfolgenden Abbildung genannten Branchen definiert.

Ausgewählte Top 5 Branchen der 2-Steller

10 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln

17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus

20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen

23 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden

24 Metallherzeugung und -bearbeitung

Tabelle 1: Ausgewählte 2-Steller Branchen

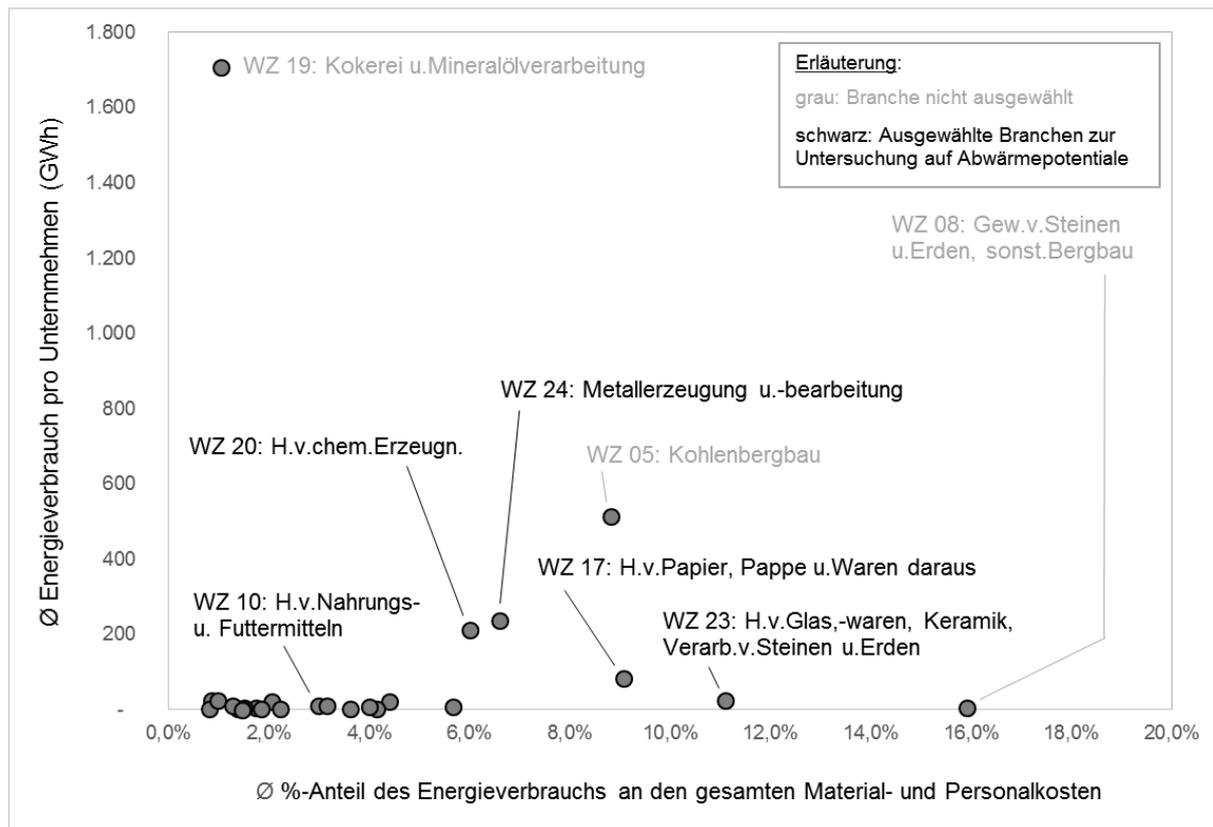


Abbildung 2: Ausgewählte 2-Steller Branchen nach erfolgter Auswertung der Daten für 2- und 4-Steller Branchen. (Quelle: IZES gGmbH)

Die Auswahl der 2-Steller Branche 10: Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln ergab sich aus der Auswertung der Kreuzung der 2- und 4-Steller Branchen. Die Nichtberücksichtigung der Branchen 05, 08 und 19 ergab sich aus der Erkenntnis, dass diese Branchen zwar einen sehr hohen Energiebedarf, jedoch in der Regel nur ein sehr geringes Abwärmepotential haben.

3. Vorgehen und erste Ergebnisse der Unternehmensbefragung

Die Grundgesamtheit der relevanten Unternehmen kann aufgrund der getroffenen Branchenauswahl auf rund 7.400 Betriebe beziffert werden. Dabei wurden Unternehmen mit einer Mitarbeiterzahl von kleiner zehn Beschäftigten aus der Grundgesamtheit ausgeschlossen. Im Zuge der Unternehmensbefragung wurden alle Unternehmen der definierten Grundgesamtheit angeschrieben. Die Befragung wurde in einem mehrstufigen Verfahren durchgeführt. Im

ersten Schritt wurde den Unternehmen ein Motivationsschreiben zugesandt, welches den Hintergrund des Vorhabens dargestellt und das weitere Vorgehen erläutert hat. Im zweiten Schritt kam es zur telefonischen Kontaktaufnahme, insbesondere um die richtige Zielperson im Unternehmen sowie die Teilnahmebereitschaft an der Studie zu ermitteln. Im dritten Schritt wurden insgesamt rund 3.000 Fragebögen an die Unternehmen versendet. Am Ende lag der Rücklauf der Fragebögen bei rund 20%.

Die ausgefüllten Fragebögen verteilten sich relativ gleichmäßig über die verschiedenen betrachteten Branchen und Größenklassen. Etwas überproportional vertreten sind Unternehmen aus der Branche der Metallherzeugung und -bearbeitung sowie Unternehmen mittlerer Größe. Insgesamt lassen sich somit in der Analyse aussagekräftige Ergebnisse für die *Gesamtheit* und *differenziert für die betrachteten Branchen und Größenklassen* der befragten Unternehmen treffen. Die folgende Tabelle zeigt die Aufteilung der zurückgesendeten Fragebögen nach Branche und Betriebsgröße.

WZ	Branche	Größenklassen			Summe
		< 50	51-200	201+	
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	39	36	30	105
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	33	47	21	101
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	30	59	35	124
23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	27	47	23	97
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	33	56	54	143
		162	245	163	570

Tabelle 2: Aufteilung der zurück gesendeten Fragebögen nach Branche und Betriebsgröße (Quelle: IfD Allensbach)

Beispielhaft sollen an dieser Stelle noch zwei zentrale Ergebnisse der Unternehmensbefragung dargestellt werden.

Auf die Frage: „Während des Produktionsprozesses oder beim Betrieb von Gebäuden entsteht Abwärme, die durch bestimmte Verfahren energieeffizient in den Produktionsprozess zurückgeführt bzw. für den Gebäudebetrieb genutzt werden kann. Gibt es in Ihrem Betrieb Untersuchungen zur Abwärmenutzung?“ antworteten rund zwei Drittel mit Ja. Die Verteilung auf die untersuchten Branchen und die Betriebsgröße ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

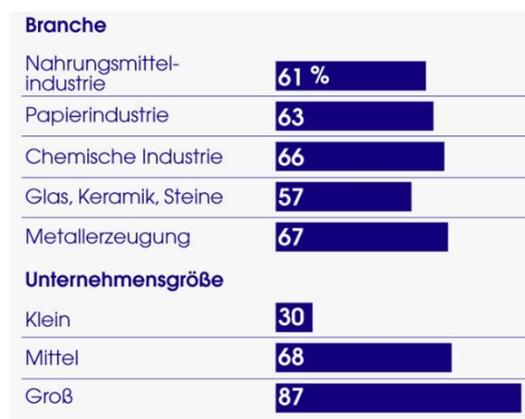


Abbildung 3: Positive Antworten auf die Frage, ob es im befragten Betrieb Untersuchungen zur Abwärmenutzung gibt. (Bildquelle: Allensbacher Archiv, IfD Umfrage 7215)

Insgesamt nutzen schon etwa 50% der befragten Betriebe Abwärme. Interessanterweise sind aber nur etwas über 10% der befragten Betriebe in der Lage, das gesamte Abwärmepotential des Betriebs zu beziffern.

Auf die Frage „Erzeugen Sie selbst Strom?“ antworteten drei Viertel der befragten Betriebe mit Nein. Eine Korrelation mit der Betriebsgröße und der bereits etablierten Abwärmenutzung steht noch aus. Eine weitere Frage war: „Wenn Sie daran denken, was der Staat tun kann, um Unternehmen bei der Abwärmenutzung zu unterstützen: Ist das aus Ihrer Sicht ausreichend oder nicht ausreichend?“. Nur rund 25% der befragten Unternehmen sind der Meinung, dass von staatlicher Seite genügend Unterstützung bezüglich des Themas Abwärmenutzung geleistet wird. Auch hier steht die Korrelation zur Betriebsgröße und der bereits etablierten Abwärmenutzung noch aus.

4. Ausblick

Die Datensätze der ausgefüllten Fragebögen werden derzeit auf Plausibilität und Vollständigkeit hin überprüft. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Angaben zu verfügbaren Abwärmepotentialen, -quellen, und -medien sowie der angegebenen Mengen.

Die Angaben zu vorhandenen Potentialen werden zusätzlich durch Vor-Ort-Untersuchungen validiert. Aus den geprüften und validierten Daten soll dann auf das Gesamtpotential vorhandener Abwärmepotentiale in der Bundesrepublik hochgerechnet werden. Aus diesem Potential wird anschließend der theoretisch verwertbare Anteil abgeschätzt. Mittels der gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse aus den Vor-Ort-Untersuchungen soll abschließend das praktisch nutzbare und gleichzeitig wirtschaftlich sinnvolle Potential, speziell unter Berücksichtigung der erfolgten Technologiebetrachtung, abgeschätzt werden.

Das Projektkonsortium besteht aus dem Fraunhofer Institut für Physikalische Messtechnik (Fraunhofer IPM, Verbundkoordinator) in Freiburg, dem Institut für Demoskopie Allensbach (IfD Allensbach) sowie der IZES gGmbH und wird vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS) unterstützt. Das Vorhaben wird von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter der FKZ 03ET1208C gefördert und durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet.

Entwicklung eines effizienten emissionsfreien H₂-O₂-Verbrennungsmotors zur stationären Anwendung

J. Haller, T. Link

*Fachhochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET),
Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen, haller@fh-nordhausen.de*

Schlüsselwörter: *Wasserstoffverbrennung, Wasserstoffmotor, Nullemissionsmotor, Verbrennungssimulation, Gas- und Dampfprozess, H₂-BHKW*

Zusammenfassung:

Die Energiewende führt aufgrund der steigenden Anteile volatiler Einspeisung zu einem steigenden Bedarf an Stromspeichern und Regelenergiekraftwerken. Bei der Langzeitspeicherung von Strom ist in Deutschland die Nutzung von Wasserstoff eine der vielversprechendsten Optionen. Die Rückverstromung von Wasserstoff kann prinzipiell mit Brennstoffzellen, Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren geschehen, wobei ein aktueller Kostenvergleich zeigt, dass Verbrennungsmotoren im mittleren Leistungsbereich derzeit eine kostengünstige und technologisch etablierte Möglichkeit der Rückverstromung darstellen. Ein am Institut für Regenerative Energietechnik der Hochschule Nordhausen entwickelter Verbrennungs- und Dampfprozess für einen stationären Verbrennungsmotor ermöglicht die Rückverstromung ohne die sonst bei Wasserstoffmotoren üblicherweise auftretenden Stickoxide. Der entworfene Prozess basiert auf der Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff, welcher bei der Elektrolyse anfällt, und ermöglicht Wirkungsgrade und Leistungsdichten oberhalb derer üblicher Wasserstoffmotoren mit Direkteinspritzung. Eine thermodynamische Modellierung des Prozesses als Vergleichsprozess liefert bei vereinfachter Berücksichtigung von Reibungsverlusten einen maximalen inneren Wirkungsgrad zwischen 54% und 60% im Vergleich zu maximal 45% in ausgeführten Wasserstoffmotoren. Neben thermodynamischen Modellen kommen bei der Untersuchung auch numerische Methoden in Form von 3-D-CFD-Simulationen zum Einsatz, um die Einflüsse von Geometrie, Steuerzeiten, Gemischbildungsstrategie und Zündzeitpunkt zu untersuchen und zu optimieren.

Abstract:

Due to the rising share of electricity from renewable energy sources, long-term storage options and control energy power plants will be needed to balance load and volatile supply in the future. The most promising option for the long-term storage of surplus electricity in Germany is the production of hydrogen from water and its reconversion to electricity. This reconversion can be done by Fuel Cells, Gas Turbines and Internal Combustion Engines, whereas a comparison of costs shows, that Internal Combustion Engines are a cost-effective and technologically established way of reconversion in the medium power range. The Institute for Renewable Energy Technologies at the University of Applied Sciences Nordhausen is developing a two-stage combustion and steam process for stationary Internal Combustion Engines, which allows a reconversion without the usually in Hydrogen Engines occurring nitrogen oxides. The designed process is based on the combustion of hydrogen with pure oxygen that arises during electrolysis. It allows efficiencies and power densities above those of conventional Hydrogen combustion engines with direct injection. A thermodynamic modeling of the process as a standard cycle with a simplified consideration of friction and wall heat losses results in maximum indicated efficiencies between 54% and 60% in comparison to 45% in implemented hydrogen engines. Besides thermodynamic models, 3-D-CFD simulations are employed to investigate the effects of geometry, valve timing, mixture formation strategies and ignition timing.

1. Hintergrund

Um einen signifikanten Rückgang der globalen Treibhausgasemissionen zu erreichen, ist ein Übergang zu einem hauptsächlich auf Erneuerbaren Energien (EE) basierenden Energiesystem unausweichlich. Aufgrund der fortschreitenden Energiewende wird die Stromnachfrage in Deutschland in Zukunft hauptsächlich aus fluktuierenden Quellen gedeckt werden, allen voran aus Windkraft- und PV-Anlagen. Für das Jahr 2050 prognostiziert die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit beauftragte Leitstudie zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland aus dem Jahr 2011 im mittleren Szenario einen Anteil von 85% der Strombereitstellung aus erneuerbaren Quellen, davon etwa 70% aus Wind- und PV-Energie [1]. Um die großen Fluktuationen vor allem bei der Bereitstellung von Strom aus PV- und Windenergie sowohl kurz- als auch mittelfristig zu puffern, sind zukünftig Speicher- und Flexibilitätsoptionen für große Energiemengen und Zeiträume notwendig. Neben anderen Optionen werden Langzeitspeicher (über Tage und Wochen) spätestens ab einem EE-Anteil von 60-80% am Strommix notwendig sein [1][2][3]. Die Prognosen für den zukünftigen Speicherbedarf im Stromsektor reichen von 7 TWh notwendige Kapazität für einen EE-Anteil von 80% am Strommix [2] bis zu 85 TWh für einen EE-Anteil von 100% [4]. Dieser Bedarf kann voraussichtlich nur durch Power-to-Gas-Systeme oder eine massive Erschließung der skandinavischen Wasserkraft gedeckt werden [3]. In Deutschland liegt das nachhaltige ökologische Potential für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff in Kavernen bei etwa 60 TWh_{el} [5]. In kleineren Leistungsbereichen kann Wasserstoff auch über kürzere Zeiträume oberirdisch in Drucktanks gespeichert werden, um bei Bedarf einer Rückverstromung zugeführt zu werden, wie beispielsweise in den Hybridkraftwerken von WIND-Project und Enertrag [6].

Wird Wasserstoff als chemischer „Stromspeicher“ genutzt, sollte die verwendete Technologie zur Rückverstromung möglichst effizient und kostengünstig sein. Für die stationäre Verstromung von gespeichertem Wasserstoff kommen prinzipiell verschiedene Brennstoffzellentechnologien, Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren in Betracht. Tabelle 1 zeigt einen kurzen Vergleich von aktuell kommerziell verfügbaren Technologien zur Rückverstromung von Wasserstoff im niedrigen industriellen Leistungsbereich um 300kW_{el}. Da Daten für den Betrieb mit Wasserstoff nur für Brennstoffzellen vorliegen, wurden die Eigenschaften der anderen Systeme für den Betrieb mit Erdgas bzw. Biogas (welches Wasserstoff enthält) angegeben. Der Betrieb mit Wasserstoff würde hier aufgrund der besseren Verbrennungseigenschaften zu höheren Wirkungsgraden und vermutlich zu ähnlichen Lebensdauern führen. Vergleicht man den elektrischen Wirkungsgrad, die Lebensdauer und die spezifischen Kosten dieser Systeme, zeigt sich, dass Brennstoffzellen den höchsten elektrischen Wirkungsgrad besitzen, jedoch sind die spezifischen Investitionskosten bis zu neunmal höher als bei anderen Technologien. Die durchschnittliche Lebensdauer der verfügbaren Brennstoffzellensysteme variiert stark, manche liegen im Bereich der Lebensdauern von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren (SOFC), manche darüber (PAFC) und manche darunter (MCFC). Die spezifischen Wartungs- und Betriebskosten (O&M) werden häufig als Argument zugunsten von Brennstoffzellensystemen verwendet, denn der Wartungsaufwand ist wegen der wenigen bewegten Teile generell geringer als bei Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren. Jedoch zeigen Erfahrungsberichte von Brennstoffzellensystemen, die am US-amerikanischen Markt verfügbar sind, dass die O&M-Kosten aktuell noch wenig geringer sind als die von Verbrennungsmotoren. Der Grund dafür liegt in der weiter zu erforschenden Materialstabilität von Brennstoffzellen im Vergleich zur weit verbreiteten und etablierten Technologie der Verbrennungsmotoren [7].

In dem betrachteten Leistungsbereich stellen Motor-BHKWs momentan und vermutlich in naher Zukunft die kostengünstigste der verglichenen Technologien dar. Bei sehr großen Leistungen sind Gas- und Dampfkraftwerke kostengünstigster und große SOFC-Kraftwerke könnten in Zukunft konkurrenzfähig werden. Existierende Hybridkraftwerke zur Produktion, Speicherung und

Rückverstromung von Wasserstoff aus überschüssigem Windstrom, wie beispielsweise das Projekt RH₂-WKA in Werder/Kessin [15], das Hybridkraftwerk Prenzlau [16] und andere [7], nutzen Motor-BHKWs zur Rückverstromung.

Tabelle 1: Vergleich verschiedener marktgängiger Rückverstromungssysteme für Wasserstoff im Leistungsbereich um 300kW_{el}

Technologie (Brennstoff)	Brennstoffzellen-BHKW (Wasserstoff)	Gasturbinen-BHKW (Erdgas)	Motor-BHKW (Biogas)
Elektrischer Wirkungsgrad	42% (PAFC) [8] 47 % (MCFC) [8] 45 - 60% (SOFC) [8]	30 - 33% [9]	36 - 46% [10]
Mittlere Lebensdauer in 1000 Betriebsstunden	80 - 130 (PAFC) [8] ** 20 (MCFC) [8] ** 20 - 90 (SOFC) [8]	60 - 80 [11] ***	30 - 100 [12] ****
Spezifische Investitionskosten	3000 - 4500€/kW _{el} [8] *	2600€/kW _{el} [13] *	400 - 1100€/kW _{el} [10]
Spezifische O&M-Kosten	0.6 - 1.8ct/kWh _{el} [7] *	1.5 - 1.7ct/kWh _{el} [13] *	0.8 - 1.9ct/kWh _{el} [10]

- * Umgerechnet in Euro, nach aktuellem Wechselkurs zur Zeit der Veröffentlichung der Daten
- ** Umfasst eine Überholung des Brennstoffzellen-Stacks nach der Hälfte der Lebensdauer
- *** Umfasst eine Überholung und Instandsetzung der heißen Teile nach der Hälfte der Lebensdauer
- **** Umfasst eine Überholung des Motors nach der Hälfte der Lebensdauer

In dieser Arbeit wird ein Konzept für einen Motorprozess dargestellt, welcher einen höheren Wirkungsgrad verspricht, als die übliche Diesel- oder Otto-ähnliche Wasserstoffverbrennung, ohne dabei Schadstoffe zu emittieren. Ausgehend von einem modifizierten Stationärmotor kombiniert der Prozess die stöchiometrische Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff, der bei der Wasserstoffproduktion anfällt, mit einem Dampfkraftprozess. Das Ziel dieser Arbeit ist der Entwurf eines Nullemissions-Prozesses, der zu geringeren Kosten und mit vergleichbarem elektrischen Wirkungsgrad wie heutige Brennstoffzellensysteme umzusetzen ist.

2. Prozesskonzept

Der entwickelte motorische Prozess kombiniert in zwei Stufen die motorische Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff mit einem externen Dampfkraftprozess. Wegen der hohen Verbrennungstemperaturen von stöchiometrischen H₂-O₂-Gemischen wird das Verbrennungsgemisch durch Wasserdampf verdünnt, welcher aus dem Abgas gewonnen wird. Abbildung 1 zeigt das Prinzip des entworfenen Prozesses: Der Zylinder eines modifizierten Serien-Dieselmotors wird zunächst mit überhitztem Wasserdampf, gemischt mit Sauerstoff gefüllt, sodass dieser nun zum Teil mit Ballastgas (Wasserdampf) und Oxidationsmittel (Sauerstoff) unter hohem Druck gefüllt ist. Dadurch werden die sonst notwendigen Takte zum Ansaugen und Komprimieren des Gasegemischs eingespart. Die Kompression findet nicht durch den Kolben statt, sondern wie sich später zeigen wird, wesentlich effizienter durch eine Pumpe. Als nächstes wird gasförmiger Wasserstoff unter hohem Druck in den Zylinder eingeblasen, um eine geschichtete Gemischbildung für eine kontrollierte Verbrennung mit wenig Wandwärmeverlusten zu erreichen. Durch die Zündung und Verbrennung steigen Druck und Temperatur im Zylinder stark an und der Kolben bewegt sich nach unten und gibt Arbeit an die Kurbelwelle ab. Das einzige Reaktionsprodukt Wasserdampf wird nun durch den Kolben in einen externen Prozess ausgeschoben. Der erste Takt bildet damit sowohl Ansaug- als auch Arbeitstakt, der zweite Takt bildet den Ausschiettakt.

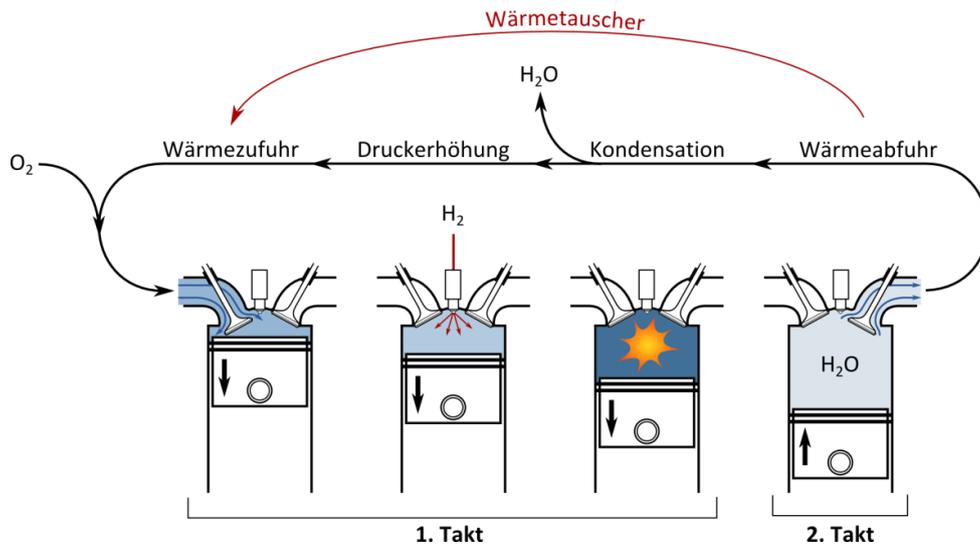


Abbildung 1: Prinzip des konzipierten kombinierten Prozesszyklus

Nachdem das Abgas Wasserdampf den Zylinder verlässt, wird dieser in einem Wärmetauscher gekühlt, auskondensiert und anschließend durch eine Pumpe auf einen höheren Druck gebracht. Danach wird die vorher entnommene Wärme wieder zugeführt und das flüssige Wasser verdampft und überhitzt. Dieser Dampf steht unter höherem Druck als das Abgas und kann nun wieder als Ballastgas mit Sauerstoff gemischt werden. Die Masse, die dem Prozess während der Sauerstoff- und Wasserstoff-Injektion hinzugefügt wird, verlässt den Prozess als flüssiges Wasser am Ende der Kondensation.

Neben dem Motor sind noch weitere Prozesskomponenten notwendig, um den externen Dampfprozess zu realisieren. Nach dem Verbrennungsprozess durchläuft das Abgas (reiner Wasserdampf) einen Wärmeübertrager, welcher ihm dort die sensible Wärme entzieht. Das kühle Abgas wird durch einen Kondensator verflüssigt und die latente Wärme wird an die Umgebung abgegeben. Der Druck des nun flüssigen Wassers wird durch eine Pumpe erhöht und anschließend strömt das Wasser im Gegenstrom zum Abgas wieder in den Wärmeübertrager, wo es verdampft und überhitzt wird. Der unter Druck stehende, überhitzte Wasserdampf wird in einem Dampfbehälter gepuffert und steht dann wieder dem Verbrennungsprozess zur Verfügung.

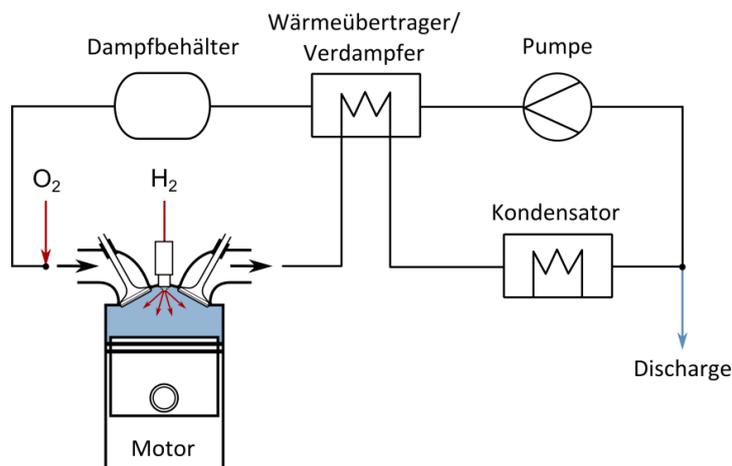


Abbildung 2: Anlagenschema des kombinierten Prozesszyklus

3. Thermodynamische Modellierung als Vergleichsprozess

Der erste Modellierungsansatz ist die Berechnung des entworfenen Prozesses in Form eines Vergleichsprozesses mit einfachen Zustandsänderungen. Abweichend vom einfachen Vergleichsprozess, basierend auf Idealgasannahmen wurde hier jedoch auf Realgasdaten zurückgegriffen. In Abbildung 3 sind die modellierten Zustandsänderungen des Verbrennungs- und Dampfprozesses in Druck-Volumen- und Temperatur-Entropie-Diagrammen dargestellt. Der modellierte Kreisprozess beginnt beim Verbrennungsprozess mit der Mischung von überhitztem Dampf mit Sauerstoff und Wasserstoff und dem Befüllen des Kompressionsvolumens mit der Mischung (1→2). In der nun stattfindenden Verbrennung wird die Verbrennungswärme als teilweise Gleichraumverbrennung (2→3) und teilweise Gleichdruckverbrennung (3→4) mit einem Verhältnis der zugeführten Wärme von 80% zu 20% modelliert. Nach der vollständigen Verbrennung entspannt das heiße Abgas (reiner Wasserdampf) mit einem angenommenen Isentropenwirkungsgrad (4→5), wobei ein bestimmter Anteil an Entropie gebildet wird (polytrop). Der Isentropenwirkungsgrad bildet in diesem Modell die Verluste durch Reibung und nicht-ideale Verbrennung ab. Im zweiten Takt des Motors öffnet das Auslassventil und das Abgas wird unter den Umgebungsdruck gedrosselt (der Druck wird vom Kondensator festgelegt) und dann in den externen Kreislauf ausgeschoben (5→6).

Im Dampfprozess wird zunächst die sensible Wärme durch den Wärmeübertrager abgeführt, bis der Zustand kurz über der Kondensationslinie des Nassdampfgebiets liegt (6→7). Nun wird bei gleichem Druck die latente Wärme durch den Kondensator in die Umgebung abgegeben (7→8). Unterhalb der Siedelinie erhöht dann eine Hochtemperaturpumpe den Druck des flüssigen Wassers (8→9). Das Druckniveau wird so angepasst, dass die Wärmemenge aus der vorherigen Abkühlung gerade ausreicht, um den Zustandspunkt 1 durch die nun folgende isobare Verdampfung und Überhitzung zu erreichen (9→1). Abbildung 4 gibt eine Übersicht über die Abfolge der Zustandsänderungen im gesamten Zyklus.

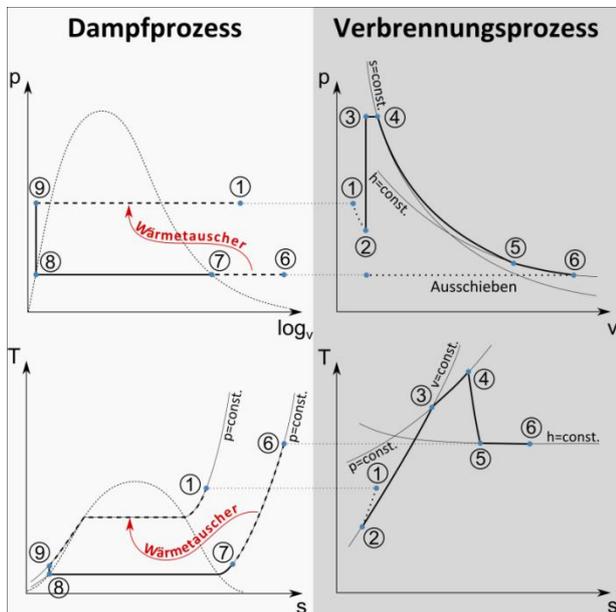


Abbildung 3: Vergleichsprozess des modellierten Prozesses in p-v- (oben) und T-s-Diagrammen (unten)

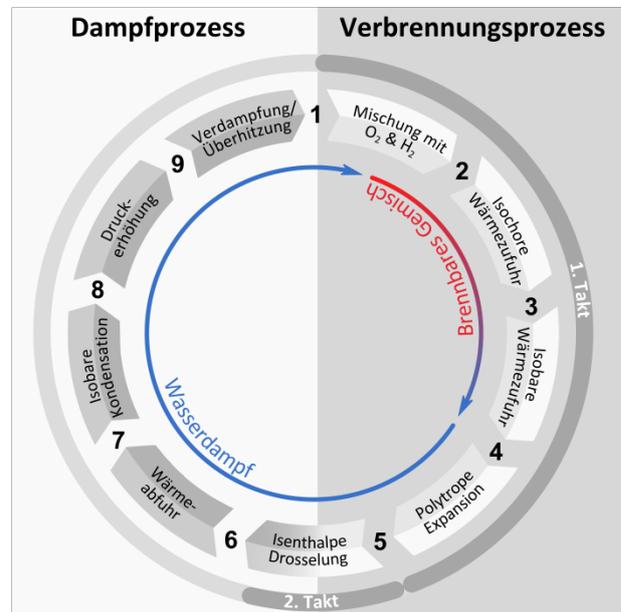


Abbildung 4: Ablauf der modellierten Zustandsänderungen

Die getroffenen Annahmen bei der Modellierung lehnen sich an die vereinfachenden Annahmen des Vollkommenen Motors der DIN 1940 [14] an. Anders als in der Norm wird allerdings die Ladungswechselarbeit berücksichtigt und Strömungsverluste werden mit dem Isentropenwirkungsgrad abgebildet. Der maximale Zylinderdruck wurde auf 120bar beschränkt,

wobei moderne Dieselmotoren Maximaldrücke von bis zu 200bar ermöglichen [15]. Hohe Verbrennungsdrücke zusammen mit hohen Temperaturen erhöhen das Risiko für ungewollte Verbrennungsphänomene wie Klopfen, Frühzünden oder Rückzünden. Bei der Verbrennung von Wasserstoff ist aufgrund von hohen laminaren Flammgeschwindigkeiten und geringen Zündenergien besonders auf eine Vermeidung solcher Phänomene zu achten. Eine späte Direkteinblasung von Wasserstoff und moderate Verbrennungstemperaturen können dieses Risiko jedoch signifikant verringern [16][17]. Die maximale Abgastemperatur ist durch die maximal zulässige Temperatur von verfügbaren Gas/Gas-Wärmeübertragern auf 1200°C beschränkt [18][19]. Der Kondensationsdruck wurde ähnlich wie bei Kondensationskraftwerken unterhalb des Umgebungsdrucks gewählt, hier zu 0.1 bar.

Um einen realistischen Isentropenwirkungsgrad und damit die Höhe der anzunehmenden Verluste bestimmen zu können, wurde zunächst ein Viertaktmotor, betrieben mit Wasserstoff und Luft mit ähnlichen Zustandsänderungen und denselben Annahmen wie der entworfene Prozess modelliert. In Abbildung 5 ist dieser Prozess in einem Druck-Volumen-Diagramm (Indikatordiagramm) mit isentroper Kompression (1→2), Wasserstoffinjektion (2→3), teilweiser Gleichraumverbrennung (3→4), teilweiser Gleichdruckverbrennung (4→5) und polytroper Expansion des Abgases (5→6) beispielhaft für ein bestimmtes Kompressionsverhältnis dargestellt. Für diesen Prozess wurde nun in einer Parameterstudie der indizierte Wirkungsgrad für verschiedene Werte des Isentropenwirkungsgrades bei Kompression und Expansion berechnet und mit Literaturdaten verglichen. In Abbildung 6 ist für eine Diesel-ähnliche Wasserstoffverbrennung der indizierte Wirkungsgrad bei variierendem Kompressionsverhältnis für mageren Betrieb bei einem Luftverhältnis von $\lambda_{air} = 2,5$ dargestellt. Die verschiedenen Kurven gelten für verschiedene Isentropenwirkungsgrade η_{is} und die Farbgebung gibt den maximalen Zylinderdruck an. Um den angenommenen Maximaldruck von 120 bar nicht zu überschreiten, darf das Kompressionsverhältnis nicht größer als 18 werden. In der Literatur finden sich Werte für den indizierten Wirkungsgrad von Diesel-ähnlicher Wasserstoffverbrennung mit Direkteinblasung und Funkenzündung zwischen 40% und 46% bei Kompressionsverhältnissen zwischen 11 und 18 [20][21][22]. Bei Annahme eines Isentropenwirkungsgrades von 85% ergibt die Modellierung in diesem Bereich indizierte Wirkungsgrade zwischen 42% und 46%. Diese Annahme spiegelt demnach in ausreichender Weise die Realität wider.

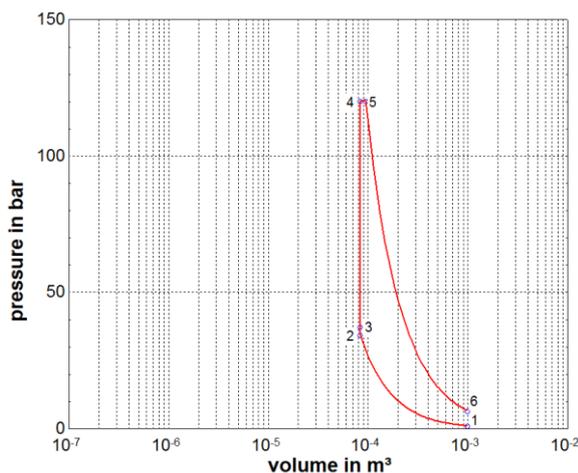


Abbildung 5: p-v-Diagramm des modellierten diesel-ähnlichen 4-Takt-Verbrennungsprozesses mit Luft

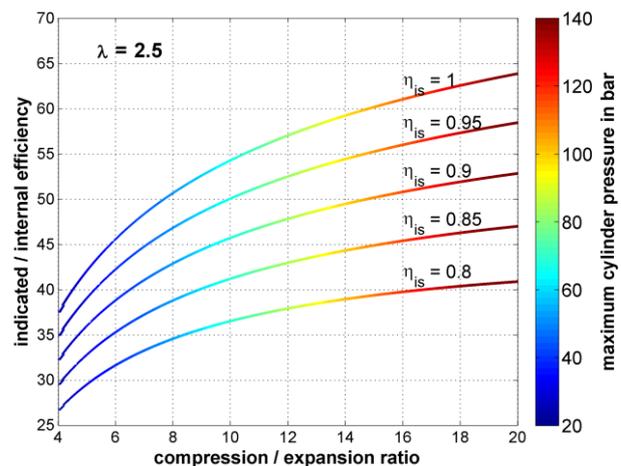


Abbildung 6: indizierter Wirkungsgrad der modellierten diesel-ähnlichen Wasserstoffverbrennung über dem Kompressionsverhältnis für verschiedene angenommene Isentropenwirkungsgrade

In Abbildung 7 ist das Indikatordiagramm für den modellierten kombinierten Prozess für einen angenommenen Isentropenwirkungsgrad von 85% und ein festes Kompressionsverhältnis zu erkennen. Der resultierende indizierte Wirkungsgrad des neu entworfenen Prozesses ist in Abbildung 8 für variierende Expansionsverhältnisse und verschiedene maximale Dampftemperaturen T_s zu Prozessbeginn (Zustand 1) dargestellt. Die Dampftemperatur wurde zwischen 500°C, wie in modernen Dampfmaschinen verwendet [23], und 900°C, wie in einem Dampfmaschinen-Prototypen der IAV getestet wurde [24], variiert. Die Färbung der Kurven gibt die maximal auftretende Zylindertemperatur (ohne Wandwärmeverluste) wieder und ist ein Anhaltspunkt für möglicherweise auftretende abnormale Verbrennungsphänomene. Da in dem entworfenen Prozess keinen Kompressionstakt existiert, hat das Expansionsverhältnis keinen Einfluss auf den Maximaldruck im Zylinder und beide Größen – Expansionsverhältnis und maximaler Zylinderdruck – können als freie Parameter variiert werden. Der Motorwirkungsgrad steigt mit größer werdendem maximalen Zylinderdruck und Expansionsverhältnis, also sollten beide Parameter so hoch wie möglich liegen. Jedoch ist der Bereich eines sinnvollen Expansionsverhältnisses nach oben begrenzt, da die Leistungsdichte dort immer weiter abnimmt und der Motor wegen Trägheitskräften langsamer laufen muss. Sinnvoll erscheint ein Expansionsverhältnis zwischen 25 und 35; in diesem Bereich liegt der Wirkungsgrad zwischen 53% für $T_s = 500^\circ\text{C}$ und 58,4% für $T_s = 700^\circ\text{C}$. Es zeigt sich, dass Dampftemperaturen oberhalb von 700°C in diesem Bereich zu Abgastemperaturen jenseits von 1200°C führen und damit ungeeignet sind. Rechnerisch entspricht die Leistungsdichte des entworfenen 2-Takt-Prozesses bei diesen hohen Expansionsverhältnissen etwa der Leistungsdichte eines luftansaugenden dieselähnlichen 4-Takt-Prozesses bei Verdichtungsverhältnissen zwischen 12 und 16.

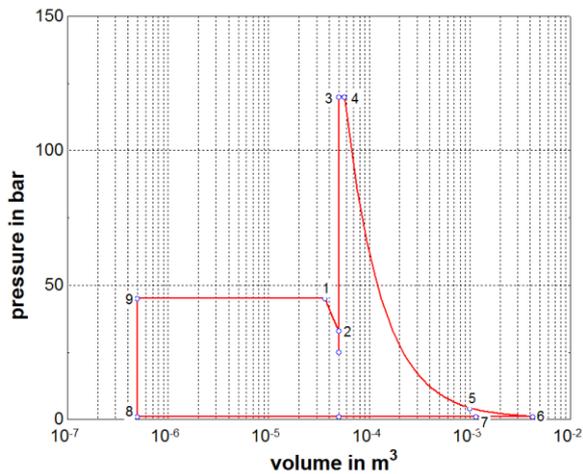


Abbildung 7: p-v-Diagramm des modellierten kombinierten Prozesses

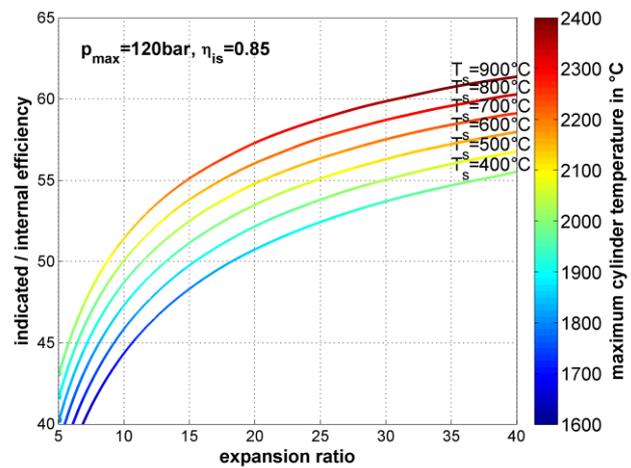


Abbildung 8: indizierter Wirkungsgrad des modellierten kombinierten Prozesses für einen Isentropenwirkungsgrad von 85% und einen maximalen Zylinderdruck von 120 bar

4. CFD-Untersuchung des Prozesses

Um die Komplexität der gekoppelten thermodynamischen, chemischen und strömungsmechanischen Teilprozesse des entworfenen Motorprozesses besser zu verstehen und den Ladungswechsel, die Gemischbildung, den Zündzeitpunkt und die Brennraumgeometrie optimieren zu können, wird der innerzylindrische Zyklus mittels 3-D-CFD numerisch abgebildet. Dazu wird auf Arbeiten des HyICE-Verbundforschungsprogramms der Europäischen Kommission zur Wasserstoffverbrennung in Motoren [25] aufgebaut und die in diesem Rahmen angepasste Software ANSYS CFX zur Simulation genutzt. Jedoch müssen auch hier die zahlreichen Modellannahmen zunächst anhand von Messdaten validiert werden, um ein verlässliches CFD-Modell zu erhalten. Daher wurde zunächst das Strömungsfeld eines an der TU Darmstadt optisch vermessenen

Einzylinder-Forschungsmotors auf dynamischen numerischen Gittern abgebildet. Ein exemplarisches Gitter der halben Zylindergeometrie bei einer Kolbenstellung nahe des oberen Totpunkts ist in Abbildung 9 zu links als Ansicht und rechts als Schnitt in der Ventilebene zu sehen.

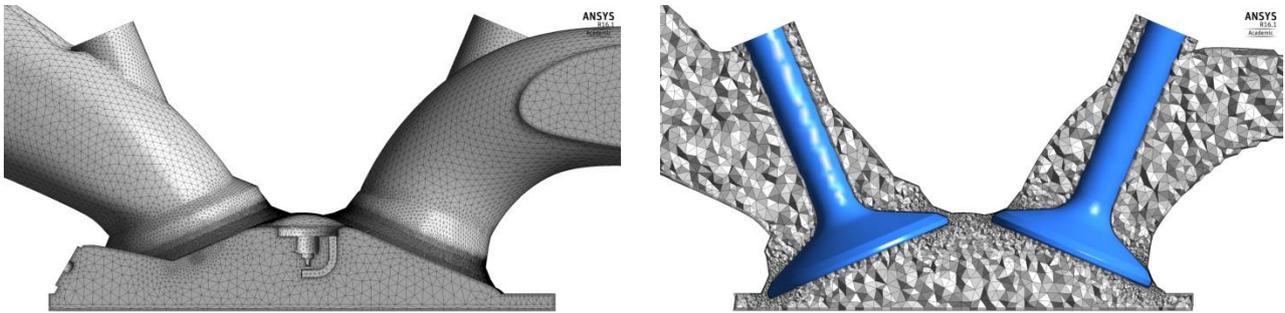


Abbildung 9: Numerisches Gitter der Validierungsberechnungen im CFD-Modell

Wie zu erkennen besteht das Gitter aus unstrukturierten Tetraedern mit Verfeinerungen an Stellen großer zu erwartender Gradienten. Die fluiddynamische Grenzschicht an Oberflächen wird durch sogenannte Prism-Layer abgebildet. Um das sich ändernde Zylindervolumen darzustellen, wird das Gitter entsprechend der Kolben- und Ventilbewegungen verformt, bis ein Qualitätskriterium unterschritten und ein neues Gitter generiert wird. Das bei bekannten Randbedingungen berechnete Strömungsfeld ist in Abbildung 10 für verschiedene Kolbenstellungen zu erkennen. Links sind jeweils die Messwerte der Strömungsgeschwindigkeit in der Symmetrieebene des Zylinders zu erkennen und rechts das berechnete Strömungsfeld. Diese Ergebnisse können durch Gitterverfeinerung und Wahl des Turbulenzmodells noch weiter optimiert werden. In weiteren Schritten wird das Einblasen von Wasserstoff in den Zylinder mit Daten eines Wasserstoff-Forschungsmotors der Sandia Labs validiert, bevor das chemische Reaktionsmodell anhand einer vermessenen Wasserstoff-Flamme überprüft und optimiert wird. Erst dann ist die Abbildung des neu entworfenen Prozesses durch das CFD-Modell zuverlässig möglich. Mithilfe eines validierten Modells kann der gesamte Prozess in einer Prototypengeometrie zuverlässig simuliert werden und Optimierungen der Geometrie, der Steuer- und Zündzeiten sowie der Form und des Zeitpunkts der Gasinjektion in den Zylinder zeitsparend und kostengünstig vorgenommen werden.

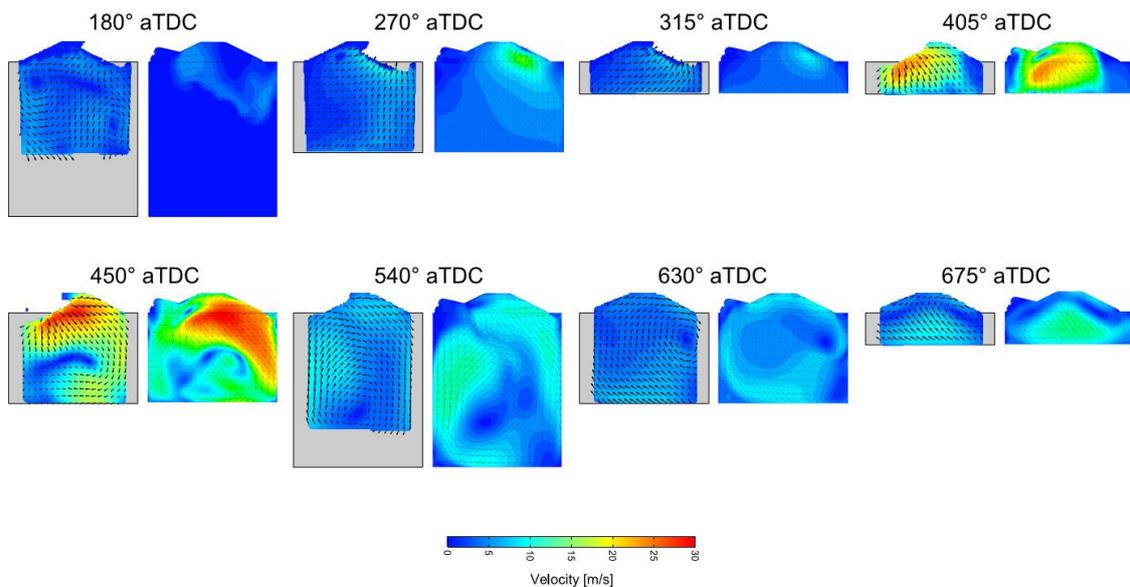


Abbildung 10: Mess- und Berechnungsergebnisse des Strömungsfeldes im Einzylinder-Forschungsmotor

Literatur

- [1] Michael Sterner and Ingo Stadler. *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag, 2014.
- [2] ETG Task Force Energiespeicherung. Energiespeicher für die Energiewende–Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. *VDE/ETG, Juni*, 2012.
- [3] M. Sterner, M. Thema, F. Eckert, T. Lenck, and P. Götz. Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. *Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg*, 2015.
- [4] Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, and Klaus Müschen. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. *Dessau: Umweltbundesamt*, 2010.
- [5] Michael Sterner, Mareike Jentsch, and Uwe Holzhammer. Energiewirtschaftliche und ökologische bewertung eines windgas-angebotes. *Gutachten für Greenpeace Energy, Fraunhofer IWES, Kassel*, 2011.
- [6] Gerda Gahleitner. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(5):2039–2061, 2013.
- [7] Ken Darrow, Rick Tidball, James Wang, and Anne Hampson. Catalog of CHP Technologies. *U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership*, 2015.
- [8] Paul E Dodds, Iain Staffell, Adam D Hawkes, Francis Li, Philipp Grünewald, Will McDowall, and Paul Ekins. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. *international journal of hydrogen energy*, 40(5):2065–2083, 2015.
- [9] Wolfgang Nowak. Gasturbinen-Kenndaten und -Referenzen. *Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch eV (ASUE)*, 2015.
- [10] C. Klein, K. Rozanski, M. Gailfuß, J. Kukuk, and T. Beck. BHKW-Kenndaten 2014, 2014.
- [11] Tobias Panne and Axel Widenhorn. Mikrogasturbine - Kraftwerk der Zukunft. *top agrar Energiemagazin*, 02/2010.
- [12] Wolfgang Nowak, Jochen Arthkamp, and K Weddeling. BHKW-Grundlagen. *Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch eV (ASUE)*, 2010.
- [13] Bruce Hedman, Eric Wong, Ken Darrow, and Anne Hampson. Combined heat and power: Policy analysis and 2011-2030 market assessment. *Consultant Report prepared for California Energy Comission*, 2012.
- [14] Verbrennungsmotoren - hubkolbenmotoren, begriffe, formelzeichen, einheiten, 1976.
- [15] Peter Eilts, Claude-Pascal Stoeber-Schmidt, and René Wolf. Investigation of extreme mean effective and maximum cylinder pressures in a passenger car diesel engine. Technical report, SAE Technical Paper, 2013.
- [16] CM White, RR Steeper, and AE Lutz. The hydrogen-fueled internal combustion engine: a technical review. *International journal of hydrogen energy*, 31(10):1292–1305, 2006.
- [17] HS Yi, K Min, and ES Kim. The optimised mixture formation for hydrogen fuelled engines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 25(7):685–690, 2000.
- [18] Heat Transfer International - High Temperature Ceramic Heat Exchangers. Accessed: 2016-05-24.
- [19] Triptiser Edelstahl Apparate- und Anlagenbau - Wärmetauscher. Accessed: 2016-05-24.
- [20] M Berckmüller, H Rottengruber, A Eder, N Brehm, G Elsässer, G Müller-Alander, and C Schwarz. Potentials of a charged SI-hydrogen engine. Technical report, SAE 2003–01-3210, 2003.
- [21] Techn Helmut Eichlseder, Dipl-Ing Christian Spuller, Dipl-Ing René Heindl, Dipl-Ing Falk Gerbig, and Dipl-Wirt-Ing FH Klaus Heller. Konzepte für die dieselähnliche wasserstoffverbrennung. *MTZ-Motortechnische Zeitschrift*, 71(1):60–66, 2010.
- [22] Hermann Rottengruber, Ulrich Wiebicke, Gerhard Woschni, and Klaus Zeilinger. Wasserstoff-Dieselmotor mit Direkteinspritzung, hoher Leistungsdichte und geringer Abgasemission. *MTZ-Motortechnische Zeitschrift*, 61(2):122–128, 2000.
- [23] Klaus Brinkmann. Moderne Dampfmaschinen. In *Sechstes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, page 95, 2001.
- [24] Gerhard Buschmann, T Haas, M Hoetger, and B Mayr. IAV’s Steam Engine A Unique Approach to Fulfill Emission Levels from SULEV to ZEV. Technical report, SAE Technical Paper, 2001.
- [25] EU Kommission: “HyICE™“ optimising hydrogen powered engines. Accessed: 2016-09-24.

Nutzenergie – Wasser – Kohlenstoffdioxid und Acker, ihr Zusammenwirken als die Voraussetzungen für eine gesunde Ernährung [E. useful energy – water – carbon dioxide and farmland, their combined effects as conditions for a healthy nutrition]

Prof Dr.-Ing. Vollrath Hopp

Ehrenmitglied der Universität Rostock, Odenwaldring 31, 63303 Dreieich, vollrath.hopp@gmx.de

Wasser, Kohlenstoffdioxid, Fotosynthese, Acker

Zusammenfassung

Die Fotosynthese ist die Brücke zwischen Wasser, Kohlenstoffdioxid und Kohlenhydraten (Stärke, Zellulose, Pektine). Zzt. werden ca. 4,6 Mrd. t Kohlenhydrate in Form von Getreide, Wurzelgemüse, Obst, Kartoffeln und Zucker fotosynthetisiert. Sie sind die Grundlage der Ernährung für 7,3 Mrd. Menschen und deren Haustiere in der Welt. Jährlich werden außerdem mehr als 100 Mrd. t Zellulose von Bäumen auf der Erde synthetisiert. Um die Sonnenenergie mittels der Fotosynthese in physiologische Energie umzuwandeln, dazu ist neben den Gewässern Ackerland nötig. Es ist im weitesten Sinne ein biologisches System mit einer hohen Regenerationsfähigkeit. Im Wesentlichen setzt es sich aus drei sich ergänzenden Bestandteilen zusammen: 1. aus der von der Natur vorgegebenen Erdschicht mit ihrem speziellen Ackerkrumenprofil; 2. aus Grundwasser, Sickerwasser, Oberflächenwasser und kapillaraktives Wasser; 3. aus einer Humusschicht mit einem System aus Mikroorganismen, Kleinjetier, organischen Restsubstanzen und der typischen Porenstruktur.

Photosynthesis is the bridge between water, carbon dioxide and carbohydrates (starch, cellulose, pectines). Actually agriculture produces more than 4.6 bn tons of carbohydrates in form von grain, root-vegetables, fruits, potatoes and saccharose. These products are the most important physiological energy sources for man and live stock. They are the base of the nourishment for 7.3 bn people and live stock in the world. Annually more than 100 bn tons of cellulose grow again in trees on Earth. Arable soil, waters or oceans are necessary to transform solar energy into physiological energy by the photosynthesis. Arable soil is in widest sense a biological system with a high ability of regeneration. Fertile farmland is consisting of three essential complex parts: 1. the natural composition of earth with its profils; 2. the water as groundwater, percolation water, capillary and surface water; 3. the humus layer with its microorganism systems, small earth creatures e.g. earth worms, insects, organic residual material and finally with its typical pore structure.

Energie (grch. *energeia*) ist die gespeicherte Arbeit. Die Urquelle aller Energieressourcen ist die Sonne. Sie vermag es, die Urmolküle Wasser und Kohlenstoffdioxid so miteinander zu verknüpfen, dass die Sonnenenergie als chemische Energie gespeichert wird. Nachfolgende Stoffumwandlungen haben die heute so wichtigen fossilen Energierohstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas entstehen lassen. Zweckmäßig ist es, zwischen der physiologischen Nutzenergie und der technischen Nutzenergie zu unterscheiden (Abb. 1)

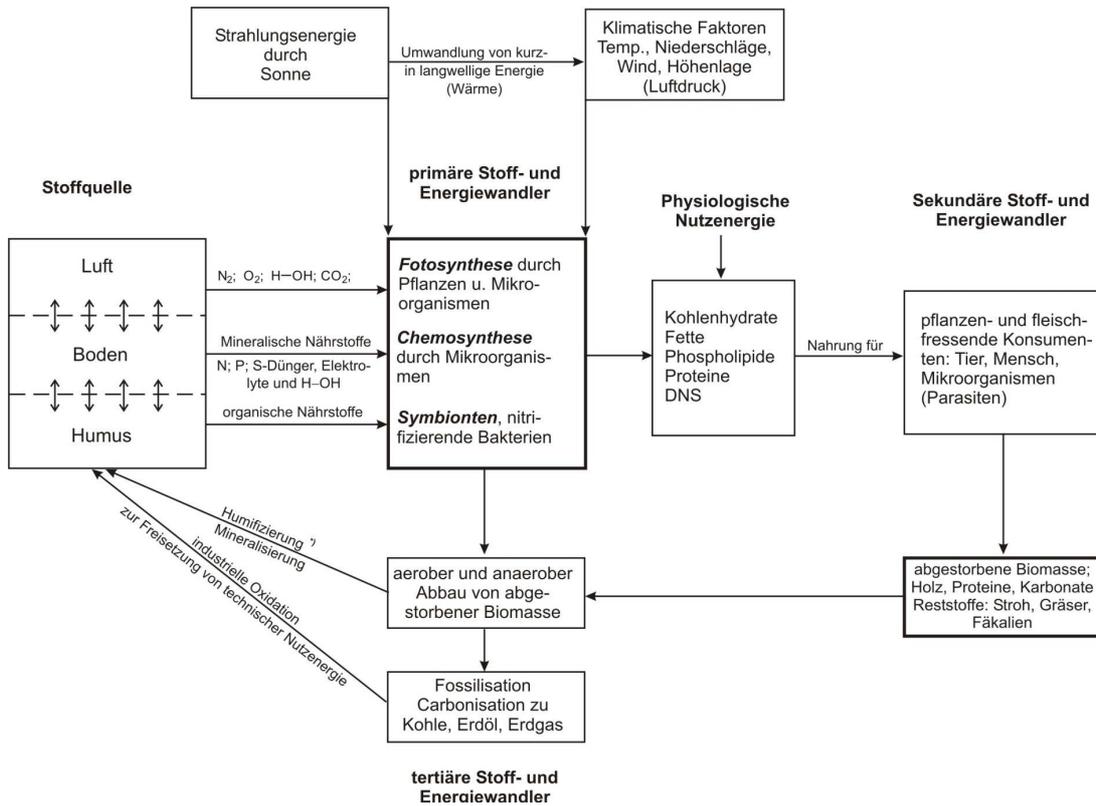


Abb. 1.: Das Fließgleichgewicht zwischen Ökosystemen Boden, Mikroorganismen, Pflanzen, Tieren und Menschen und fossilen Rohstoffen [E. flow equilibrium between the ecosystems soil, microorganisms, plants, animals, humans and fossile raw materials]

Die treibende Energie dieses Energie- und Stoffumwandlungssystems ist die Sonnenenergie über Fotosynthese und Redoxprozessen der Chemosynthese.

Zu der physiologischen Nutzenergie zählen alle Stoffe, die als Nahrungsmittel für den Menschen, z. B. Stärke, Zucker, Fette und Eiweiße, dienen. Auch die Futtermittel für die Tiere, z. B. Zellulose wie Stroh und Gras oder Sojaschrot u. a. gehören dazu.

Wasser ist ein Stoff mit vielfältigen Eigenschaften (Abb. 2). *Wasser* ist ein gewinkeltes Molekül mit Dipoleigenschaften und vollzieht daher viele unterschiedliche innermolekulare Schwingungen. Seine höchste Dichte hat es bei +4 °C. Das in den Fugen und Spalten von Gebirgen und Felsen befindliche Wasser dehnt sich beim Gefrieren aus und spaltet und sprengt ganze Gebirgszüge. Eis schwimmt immer oben. Fast 71 % der Erdoberfläche sind vom Wasser bedeckt. Doch dieses hat einen relativ hohen Salzgehalt von ca. 3 %, in einigen Regionen sogar höher. Dagegen ist Süßwasser mit 2,65 % Anteilen sehr gering und mit der zunehmenden Weltbevölkerung auf zurzeit 7,3 Mrd. Menschen knapp geworden. Die Landwirtschaft ist der größte Nutzer des Süßwasserangebots.

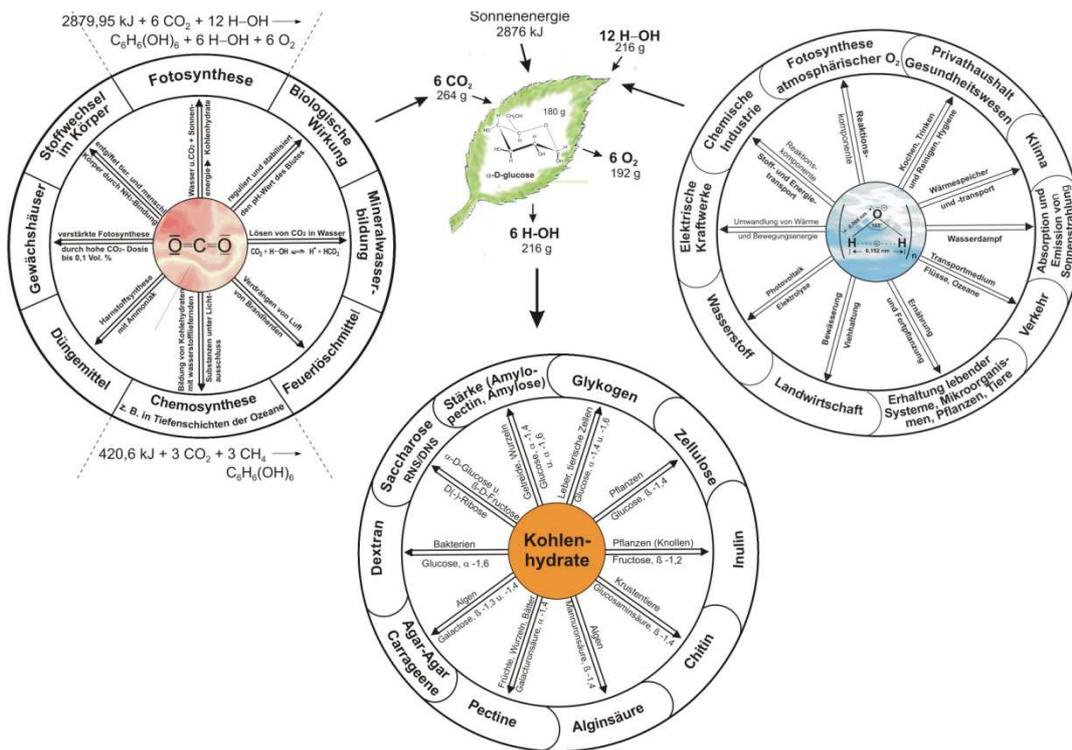


Abb. 2: Fotosynthetisierendes Blatt [E. photosynthesizing leaf]

Um die Sonnenenergie mittels der Fotosynthese (Abb. 2) in physiologische Nutzenergie umzusetzen, dazu ist Ackerland nötig. Ackerland ist im weitesten Sinne ein biologisches System, das über eine hohe Regenerationsfähigkeit verfügt. Diese muss gepflegt und erhalten bleiben, um die Bevölkerung eines Landes mit ausreichenden Nahrungsmitteln zu versorgen (Abb. 3).

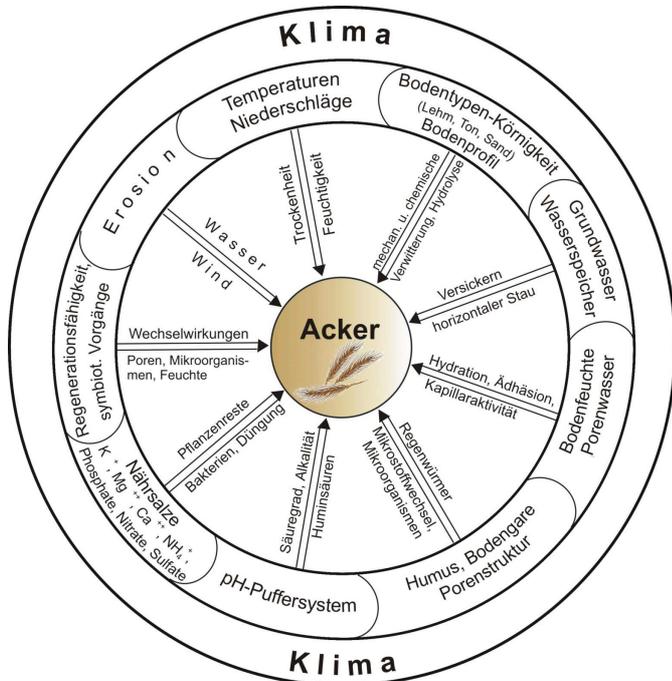


Abb. 3: Acker – ein biologisches Nanosystem [E. farmland – a biological nanosystem]

Unsachgemäße Bearbeitung der Äcker durch schwere Maschinen führt zur Schädigung ihrer Porenstruktur und damit zur Verarmung der Bodenfeuchte und Unfruchtbarkeit. Adhäsionskräfte und Kapillareffekte sind geschädigt. Bis zur Mitte des letzten Jahrhunderts bildeten Acker- und Viehwirtschaft in der Landwirtschaft noch eine Einheit und ergänzten sich (Abb. 4).

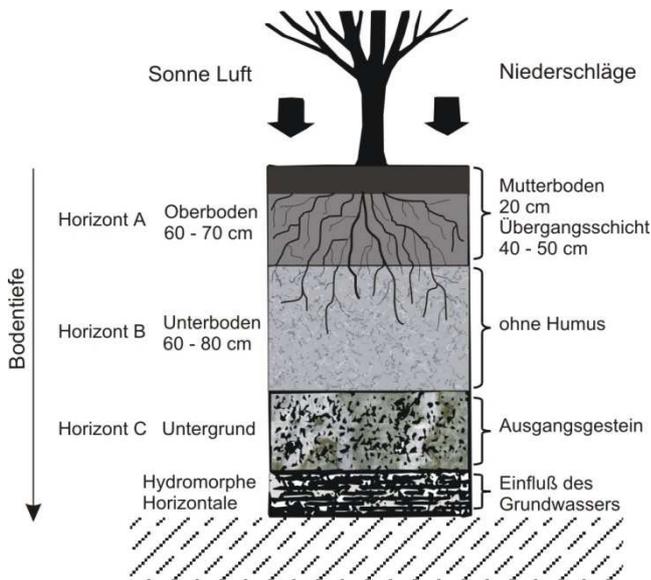


Abb. 4: Die Schichten des Ackerlandes [E. layers of arable land]

Die Landwirtschaft hat sich mit dem großflächigen Ackerbau und ihrer Massentierhaltung zu Mammutproduktionseinheiten entwickelt. Die Folgen zeigen sich in der Tierhaltung im hohen Bedarf von Antibiotika, die über die Gülle in die Abwässer oder auf die Äcker gelangen und zur Entwicklung von resistenten Bakterien beitragen. Die Ackerwirtschaft zeichnet sich gegenwärtig durch eine großflächige Pflanzenzucht aus. Die unterschiedliche Fruchtbarkeit der einzelnen Ackerflächen wird kaum berücksichtigt. Monokulturen herrschen vor. Getreidestroh wird abgefahren und gelangt nicht mehr als Dung auf die Äcker zurück. Eine zusätzliche Fehlentwicklung ist die Produktion von Bioalkohol als Kraftstoffzusatz. Alle diese Probleme sollten wissenschaftlich offen diskutiert werden, ohne Rücksicht auf polit-ideologische Vorgaben oder Profitmaximierung.

Lit.: Hopp, V. (2016), Wasser und Energie – ihre zukünftigen Krisen?, 2. Aufl. Springer Spektrum, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.

Biogaserzeugung aus Rest- und Abfallstoffen von Kreuzfahrtschiffen

J. Hudde und M. Orth

*Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V., Bützower Str. 1a, D-18239 Hohen Luckow,
www.biogas-maritim.ibz-hl.de*

Schlüsselwörter: Biogas, Anaerobtechnik, Schiffsabfall, Schiffsabwasser, Abwasserbehandlung, maritimer Umweltschutz, alternative Entsorgungstechnologien, Emissionsreduktion

Zusammenfassung: Das vom BMWI geförderte Netzwerk „Biogas Maritim¹“ zielt auf die Entwicklung technischer Lösungen zur energetischen Verwertung maritimer Abfälle ab. Potentielle Ressourcen dazu liegen vor allem in dem stark wachsenden Kreuzfahrtsektor. Moderne Schiffe erreichen heute Kapazitäten von über 5.000 Passagieren. Die anfallenden Abwasser- und Abfallmengen sind enorm und müssen umweltverträglich entsorgt werden – eine große Herausforderung für Reedereien. Beim IBZ Hohen Luckow e.V. arbeiten derzeit 12 Unternehmen und vier assoziierende Einrichtungen zusammen, um durch angepasste Biogastechnologien Schiffsabfälle zu verwerten und klimafreundlich unter Einhaltung rechtlicher Vorschriften zu entsorgen. Dadurch soll es gelingen, Emissionen zu reduzieren, Entsorgungskosten zu verringern und einen Beitrag zur umweltfreundlichen Energieversorgung zu leisten.

Summary: The technology network „Biogas Maritim“ is founded by the Federal Ministry of economy and technology and aims to the development of technological solutions for the energetic utilization of maritime wastes. Potential resources therefore are resulting in the rising cruise shipping sector. Today, modern cruise ships achieve capacities about 5.000 passengers. The accruing amount of food waste and waste water is enormous and should be disposed in an environmental friendly way - a big challenge for the cruise companies. Actual 12 companies and associated institutions are working together by the IBZ Hohen Luckow e.V. to utilize waste through adapted biogas technologies and dispose it in a climate friendly way in consideration of law regulations. Thus emissions should be reduced, disposing costs should be decreased and a contribution to the environment friendly energy supply should be given.

Motivation

Die Kreuzfahrtbranche erlebt derzeit ein starkes Wachstum. Gegenüber dem Jahr 2014 werden 2016 etwa 2 Millionen Passagiere mehr auf eine Kreuzfahrt gehen. Bei den Werften sind demnach viele Schiffsneubauten geordert, die in den kommenden Jahren gebaut und in Dienst gestellt werden sollen. Prognosen zur künftigen Branchenentwicklung sind tendenziell weiter steigend. Die wachsenden Passagierzahlen sind für den maritimen Wirtschaftssektor zwar positiv zu bewerten, führen aber auch zu steigenden Abwasser- und Abfallmengen an Bord der Schiffe, die umweltgerecht entsorgt werden müssen. Strenger werdende Umweltauflagen an Behandlungs- und Entsorgungsanlagen für diese Stoffe stellen Schiffsbetreiber vor große Herausforderungen. Zwar existieren praktikable Entsorgungsmöglichkeiten an Land und leistungsfähige Behandlungsanlagen an Bord, diese stoßen aufgrund strenger werdender Regularien allerdings allmählich an ihre Leistungsgrenzen, arbeiten aus energetischer Sicht z. T. ineffizient und sind kostenintensiv. Daher ist das Interesse an alternativen Entsorgungsmöglichkeiten seitens der Reedereien sehr groß.

Das IBZ Hohen Luckow e.V. (IBZ) beschäftigte sich in den vergangenen Jahren verstärkt mit der Verfahrens- und Produktentwicklung sowie der Prozessoptimierung im Bereich Biogas. Im Jahr

¹ FKZ: 16 KN052502

2012/2013 hat das IBZ gemeinsam mit der Kreuzfahrtreederei AIDA CRUISES eine Studie zum Biomassepotential an Bord eines Kreuzfahrtschiffes erarbeitet. Ziel war es den mengenmäßigen Biomasseanfall zu quantifizieren, dessen Energiegehalt zu ermitteln und geeignete Gasverwertungsmöglichkeiten aufzuzeigen. Das Ergebnis zeigt, dass das energetische Biomassepotential von einem Schiff mit einer Kapazität von etwa 2.500 Passagieren mit der Leistung einer mittleren landwirtschaftlichen Biogasanlage zu vergleichen ist. Das Energiepotential im Hinblick auf die gesamte Kreuzfahrtbranche scheint daher enorm hoch. Darüber hinaus eignen sich die Stoffeigenschaften der anfallenden Biomasse hervorragend für den Biogasprozess. Die Trockensubstanzgehalte liegen bei etwa 15 % und eignen sich somit optimal für den Betrieb mesophiler Biogasreaktoren. Als Multitalent konnten für die Verwertung des erzeugten Biogases unterschiedliche Möglichkeiten aufgezeigt werden.

Die Studie machte jedoch deutlich, dass für die energetische Verwertung der biogenen Reststoffe von Kreuzfahrtschiffen neue angepasste technologische Lösungen zu entwickeln sind. Dies führte im Jahr 2015 zur Gründung des Netzwerkes „Biogas Maritim“, in dem sich die Netzwerkpartner das Ziel gesetzt haben sich den verschiedenen Herausforderungen für die Umsetzung von geeigneten Biogastechnologien erfolgreich zu stellen.

Herausforderungen der Abfallentsorgung von biogenen Reststoffen auf Kreuzfahrtschiffen

Derzeit wird das an Bord anfallende Abwasser durch leistungsfähige Kläranlagen gereinigt, bevor das Permeat ins Meer geleitet und der Abwasserschlamm gemeinsam mit den Speiseresten gesammelt, entwässert, energieintensiv getrocknet und im Incinerator an Bord verbrannt wird. Allerdings existiert aufgrund der entstehenden Abgasemissionen in geschützten Fahrgebieten, wie z.B. der Ostsee, ein Müllverbrennungsverbot. Der Incinerator kann also in bestimmten Fahrgebieten gar nicht betrieben werden. Der sogenannte Dried BioSludge muss in diesem Fall an Bord gelagert und landseitig im Hafen übergeben werden. Die Trocknung und Lagerung der Abfälle an Bord ist zusätzlich mit Geruchsemissionen und einem Brandrisiko verbunden. Um dies zu vermeiden, werden Lagerräume teilweise sogar gekühlt. Die Übergabe des getrockneten Bioschlammes im Hafen erfolgt an der Kaikante parallel der Passagiere und ist kostenintensiv. Alternativ werden Speisereste unzerkleinert in die Meere geleitet.

Die Abgabe des getrockneten Bioschlammes im Hafen erfolgt entsprechend der EU Hygienevorschrift VO (EG) Nr. 1069/2009 [1]. Demnach werden Abfälle hinsichtlich ihres Risikos für die Gesundheit von Mensch und Tier eingestuft. Küchenabfälle aus internationalem Verkehr werden der Kategorie 1 zugeordnet, die bedenklichste Stufe mit besonders hohen Entsorgungsanforderungen. Die Verordnung schreibt weiterhin die Möglichkeiten zur Entsorgung der Materialien vor. Demnach können Kat-1-Abfälle nicht energetisch genutzt werden und müssen in einer zulässigen Anlage verbrannt bzw. in einer genehmigten Deponie vergraben werden. In Mecklenburg Vorpommer existiert mittlerweile nur noch eine zulässige Deponie. Alternative Verarbeitungsmethoden sind in der Durchführungsverordnung VO (EG) Nr. 142/2011 verankert. Hier ist auch ein spezielles Biogasverfahren mit erhöhten Hygienisierungsstufen aufgeführt. Aus energetischer Sicht wird dieses Verfahren allerdings nicht als wirtschaftlich umsetzbar bewertet, da trotz der notwendigen Verbrennung des Gärrestes eine aufwendige Drucksterilisation mit anschließender Hydrolyse vorab gefordert wird. Eine bestehende Anlage, die nach diesem Verfahren arbeitet konnte bislang auch mit Unterstützung des Landesamt für Landwirtschaft, Lebensmittelsicherheit und Fischerei MV (LALLF) als zulassende Behörde nicht ausfindig gemacht werden. Die Abholung und Beseitigung der Abfälle lassen sich die zuständigen Entsorger teuer bezahlen. In Mecklenburg Vorpommer gibt es nur ein Unternehmen, das für den Transport und die

Entsorgung zugelassen ist. Die Reedereien bezahlen demnach teuer für die Abgabe eines Rohstoffs, der energiereich ist und eigentlich einen monetären Wert besitzt.

Laut MARPOL ANNEX V² dürfen unzerkleinerte Speisereste außerhalb der 12 Seemeilenzone immer noch über Bord gegeben werden. Für die Reedereien ist dies die bislang kostengünstigste Möglichkeit, diese Stoffe zu entsorgen - demnach auch die Häufigste. Da sie ihren Schiffsbetrieb aber so umweltgerecht wie möglich gestalten wollen, besteht großes Interesse an alternativen wirtschaftlichen Technologien, um Nährstoffeinträge in die Meere weitestgehend zu vermeiden.

Auch die Entsorgung des Abwassers stellt die Kreuzfahrtunternehmen vor große Herausforderungen. Anfang des Jahres hat der Meeresumweltausschuss der internationalen Schifffahrtsorganisation IMO³ neue Regularien zum Einleiten des Schiffabwassers beschlossen. Zur Reduzierung der Nährstoffeinträge in die Ostsee enthalten die neuen Prüfvorschriften für Abwasseraufbereitungsanlagen (MEPC.227(64)) erstmals verbindliche Einleitgrenzwerte für Phosphor und Nitrat [4]. Schiffsneubauten müssen diese Grenzwerte ab 2019, Bestandsanlage ab 2023 einhalten [5]. Hinsichtlich der Einhaltung dieser Grenzwerte ist es erforderlich bestehende Anlagen an Bord weiter zu entwickeln, bzw. alternative Entsorgungspfade zu erschließen. Alternativ können Passagierschiffe ihr Abwasser künftig auch an so genannte Port Reception Facilities abgeben, spezielle Auffangeinrichtungen in den Häfen zur Übernahme des Schiffabwassers. Da hinsichtlich der Unsicherheiten über das mengenmäßige Aufkommen von Schiffabwasser in den einzelnen Häfen entsprechende Anlagen überhaupt noch nicht existieren, ist das Interesse an alternativen Behandlungs- und Entsorgungsmöglichkeiten seitens der Reedereien und Häfen sehr groß.

Strategien des Netzwerkes zur Umsetzung alternativer Entsorgungswege

Die Netzwerkpartner verfolgen verschiedene Strategien, um die maritimen Abfälle energetisch unter Nutzung der Biogaskonversion zu verwerten. Dabei handelt es sich zum einen um eine landseitige Lösung bei der möglichst wenig Modifizierungen an Bord notwendig sind und der Großteil der Behandlungs- und Entsorgungsstrecke an Land erfolgt. Zum anderen soll eine kombinierte Bordanlage entwickelt werden, die für Schiffsneubauten geeignet ist.

Die Entwicklung der technischen **Lösung an Land** erfolgt in Zusammenarbeit mit dem LALLF als zulassende Behörde. Dabei steht die Einhaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der EG (VO) Nr. 1069/2009 im Vordergrund. Inhalt ist die Erprobung eines Biogasverfahrens mit anschließender Verkohlung des Gärrestes. Schwerpunkt des Vorhabens liegt in der Nachweisführung der hygienischen Unbedenklichkeit. Nach erfolgreicher Umsetzung besteht das Ziel, das entwickelte Verfahren in die EG (VO) Nr. 142/2011 als alternative Verarbeitungsmethode aufzunehmen. Auf diese Weise kann die Genehmigung entsprechender Anlagen zur Verwertung von KAT-1-Material Eu-weit nach einem einheitlichen Verfahren erfolgen. Entsprechende Anlagen könnten beispielsweise in Nähe großer Kreuzfahrthäfen errichtet werden und die Abfälle mehrerer Schiffe entgegen nehmen. Eine Anforderung liegt hier aber in dem saisonalem Aufkommen der Abfälle. Dazu wird u. a. auch an einem Verfahren zur Überbrückung langer Hungerphasen während des Winterbetriebes mit geringem Biomasseaufkommen gearbeitet. Darauf aufbauend bieten diese Anlagen auch Chancen für die Abfallentsorgung von Flusskreuzfahrtschiffen, die den gleichen

² Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe

³ International Maritime Organisation

rechtlichen Einschränkungen unterliegen, sobald sie die Grenzen überfahren. Denkbar wären hier Biogasanlagen mit Standortnähe zu Knotenpunkten viel befahrener Kreuzfahrtrouten.

Zur Umsetzung einer **Lösung an Bord** arbeiten die Netzwerkpartner derzeit an einer modifizierten Abwasserbehandlungsanlage kombiniert mit einer Anaerobstufe. Diese soll gemeinsam Abwasserschlamm und Speisereste an Bord behandeln und könnte zur Reduzierung des Überschussschlammes führen, zur Einhaltung der geforderten Grenzwerte für das Einleiten von Abwasser in die Meere beitragen, das Einleiten von Speiseresten in die Meere verringern und so die Umwelt entlasten. Darüber hinaus soll ein Beitrag zur regenerativen Energieerzeugung und Verbesserung der Energieeffizienz und somit der Wirtschaftlichkeit betreffender Schiffsbetriebsanlagen geleistet werden. Der Biogasreaktor muss hierzu an die Anforderungen des Schiffsbetriebs angepasst und möglichst kompakt gestaltet sein sowie hoch effektiv arbeiten. Neben der Einbindung der Anlage in das bestehende Entsorgungskonzept sind vor allem Sicherheitsfragen für den Umgang mit Biogas an Bord zu klären.

Für die Übertragung der Technologien, v. a. zur Vernetzung wichtiger Akteure wie Häfen, Kreuzfahrtunternehmen und Werften, arbeiten die Netzwerkpartner darüber hinaus in einem EU-Projekt im Rahmen der EU-Strategie der Ostseeregionen (EUSBSR) zusammen.

Potentiale alternativer Entsorgungswege

Die Vorteile der Anaerobtechnik zur Behandlung und Entsorgung der Abfälle von Kreuzfahrtschiffen sind sehr vielfältig. So fallen beispielsweise auf einem Kreuzfahrtschiff mit 2.500 Passagieren täglich etwa 7 Tonnen Speisereste an [3]. Hinzu kommen weitere energiereiche Fraktionen wie Schlämme aus der Abwasserbehandlung oder verschiedene Fettfraktionen. Das energetische Potential wird auf etwa 400 kW Feuerungsleistung geschätzt. Allein auf der Ostsee finden jedes Jahr ca. 350 Kreuzfahrten mit 2.100 Hafenbesuchen statt. Das energetische Potential wird auf etwa 20.000 MWh je Jahr geschätzt. Hinzu kommen Potentiale zur Kosteneinsparung, die sich aus der Modifizierung des bestehenden Entsorgungskonzepts ergeben, wie die Energieeinsparung für die energieintensive Trocknung an Bord oder Kosten für die Entsorgung des getrockneten Bioschlammes an Land. Das Potential zur Kosteneinsparung je Schiff liegt bei etwa 160.000 €/je Jahr. Die Leistungsseite könnte durch die Verwertung des erzeugten Biogases etwa um weitere 190.000 €/je Jahr erhöht werden. Dabei wurde die Substitution von MDO⁴ als Kraftstoff durch Biogas sowie weitere Annahmen wie Kraftstoffpreise und Heizwerte zugrunde gelegt. Eine sinnvolle Verwertung des Biogases an Bord liegt in der Nutzung als thermische Hilfsenergie. Ersten Abschätzungen zu Folge könnten etwa 4-6 % der aktuellen Kesselleistung mit Biogas bereitgestellt werden. Auch die ökologischen Vorteile sind beachtlich. Die Umstellung auf das Biogasverfahren hätte die Einsparung von Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 925 t CO₂ je Jahr und Schiff zur Folge.

Ausblick

Das Netzwerk Biogas maritim besteht derzeit aus 12 Unternehmen. Darunter befindet sich auch das Kreuzfahrtunternehmen AIDA CRUISES, das als erstes Unternehmen Möglichkeiten zur Anwendung einer Bordbiogasanlage untersucht. Darüber hinaus wird das Netzwerk durch korrespondierende Einrichtungen, wie dem Fachverband Biogas oder der Hafen- und Entwicklungsgesellschaft Rostock unterstützt.

⁴ Marine Diesel Oil

Bis eine erste Pilotanlage an Bord eines Kreuzfahrtschiffes bzw. in einem Kreuzfahrthafen installiert werden kann, ist es nach Einschätzung der Netzwerkmanager noch ein weiter Weg. Die Realisierung wird erst in ein paar Jahren nach ersten erfolgreichen Untersuchungsergebnissen erfolgen. Zunächst gilt es die Voraussetzungen und angepassten Verfahren zu schaffen, um v. a. den rechtlichen Rahmenbedingungen aber auch den Anforderungen der Anlagen für den Betrieb an Bord und an Land gerecht zu werden.

Nach erfolgreicher Umsetzung stehen technische Lösungen zur Reduzierung von Schiffsemissionen, insbesondere der Reduzierung von Luftschadstoffen und Nährstoffeinträgen in die Meere, zur nachhaltigen Energieerzeugung und zur Effizienzsteigerung sowie Kosteneinsparung zur Verfügung.

Quellen

- [1] VO (EG) Nr. 1069/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte)
- [2] EG (VO) Nr. 142/2011 der Kommission vom 25. Februar 2011 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des europäischen Parlaments und des Rates mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte sowie zur Durchführung der Richtlinie 97/78/EG des Rates hinsichtlich bestimmter gemäß der genannten Richtlinie von Veterinärkontrollen an der Grenze befreiter Proben und Waren
- [3] Hudde, J., Orth, M.: Anaerobe Abwasser- und Abfallbehandlung an Bord eines Kreuzfahrtschiffes der Reederei AIDA CRUISES, Hohen Luckow 2012/2013
- [4] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Die Ostsee wird das erste Sondergebiet nach MARPOL Anlage IV, 2016
- [5] Helcom, 2015: Baltic Sea Sewage Port Reception Facilities, Helcom Overview 2014



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Kontakt:

IBZ Hohen Luckow e.V.
Bützower Str. 1a
18239 Hohen Luckow

www.ibz-hl.de
ibz@ibz-hl.de

Energiepark Mainz: Erste Betriebserfahrungen und wirtschaftliche Analyse der weltweiten größten Power-to-Gas Anlage mit der PEM-Technologie

Martin Kopp^{*1}, Christoph Stiller², Klaus Scheffer³, Jonas Aichinger⁴ David Coleman⁵ und Birgit Scheppat⁶

* martin.kopp@hs-rm.de

^{1,5,6} Hochschule RheinMain, Am Brückweg 26, 65428 Rüsselsheim

² Linde AG, Seitnerstr. 70, 82049 Pullach

² Siemens AG, Günther-Scharowsky-Str. 1, 91058 Erlangen

² Stadtwerke Mainz AG, Rheinallee 41, 55118 Mainz

Schlüsselwörter: Power-to-Gas, grüner Wasserstoff, PEM-Elektrolyse

Zusammenfassung

Das Forschungsprojekt "Energiepark Mainz" verfolgt das Ziel, durch eine 6 MW PEM-Elektrolyseanlage überschüssigen Strom in den chemischen Energieträger Wasserstoff umzuwandeln und durch diese Art der Energiespeicherung einen Beitrag für die Energiewende zu leisten. Der vorliegende Tagungsbeitrag stellt einen Bericht der Betriebserfahrungen des ersten Jahres dar und untergliedert sich in eine technische und eine wirtschaftliche Betrachtung. Während der Schwerpunkt im technischen Teil auf der Berechnung des Wirkungsgrades der Gesamtanlage liegt, analysiert die wirtschaftliche Betrachtung die verschiedenen Formen des Strombezugs für die Elektrolyse. Es werden dabei drei Optionen der Strombeschaffung untersucht: Einkauf an der Strombörse EPEX, Nutzung des Überschussstroms eines Direktvermarktungsunternehmens und die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Es hat sich gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit durch die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt (SRL) am meisten verbessert werden kann.

Abstract

The research facility "Energiepark Mainz" was built to test and explore the possibilities of the proton exchange membrane (PEM) electrolysis technology on a grid relevant scale to provide ancillary services for the power grid and storing fluctuating renewable energy, through the transformation into hydrogen. This contribution is an analysis of the operating experiences during the first year of running the Power-to-Gas (PtG) plant. It is divided into a technical and an economic section. The technical part contains the calculation of the efficiency of the PtG plant based on the total power consumption. The economic section evaluates the different options of electricity procurement for the electrolysis. The three options electricity purchase at the European power exchange, excess electricity from a direct marketing company, and participating in the control reserve market have been analyzed. It has been shown that economic feasibility can mainly be improved through participation in the secondary control reserve market.

Einleitung

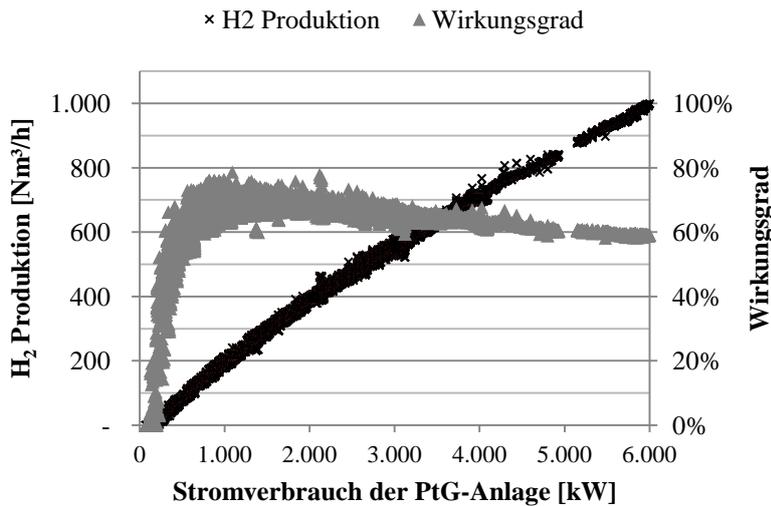
Die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien (EE) in das Stromnetz gilt als eine der zentralen Herausforderungen der kommenden Jahre. Ein geeigneter Ansatz hierfür stellt die Power-to-Gas (PtG) Technologie dar. Durch die Transformation von überschüssigem Strom in den chemischen Energieträger Wasserstoff (H_2), kann Energie in großem Maßstab gespeichert werden und auf diese Weise netzdienlich für das Stromnetz wirken.

Im Rahmen des Forschungsprojekts "Energiepark Mainz" wurde eine PtG-Anlage mit einer Spitzenlast von 6 MW_{el} installiert, um die Möglichkeiten der PEM-Elektrolyse im großskaligen Maßstab zu erforschen, zu testen und zu optimieren. Die installierte Leistung teilt sich auf drei

baugleiche Elektrolyseskizzen auf, welche mit einer Gesamterzeugung von rund 1.000 Nm³/h bzw. 89,8 kg/h Wasserstoff, die derzeit weltweit größte Anlage ihrer Art ist. Der produzierte Wasserstoff wird mittels eines ionischen Verdichters in zwei Stufen auf bis zu 225 bar komprimiert. Auf diese Weise kann der Wasserstoff verschiedenen Nutzungspfaden wie die Belieferung der chemischen Industrie und Wasserstofftankstellen oder der Einspeisung in das Erdgasnetz zugeführt werden.

Wirkungsgrad der PtG-Anlage

Die ersten Messdaten des Energiepark Mainz ergeben einen hohen Anlagenwirkungsgrad. Der



Vergleich der produzierten Wasserstoffmenge mit dem Stromverbrauch der Gesamtanlage zeigt, dass sich trotz einer steigenden Last der Wirkungsgrad nur geringfügig reduziert. Bei einer Nennlast von 4 MW_{el}, produziert die Anlage ca. 720 Nm³/h Wasserstoff. Bezogen auf den oberen Heizwert (3,54 kWh/Nm³) ergibt dies einen Wirkungsgrad in Höhe von 64 %. Bei einer Spitzenlast von 6 MW_{el} reduziert sich der Wirkungsgrad auf 59 %. Diese Spitzenlast kann die Anlage für 15 Minuten erbringen, ehe die Last in der Folgezeit reduziert werden muss, um eine

Abbildung 1: Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad in Abhängigkeit des gesamten Stromverbrauchs der PtG Anlage

Überhitzung der Elektrolysezellen zu vermeiden. In dem Lastbereich von 4 MW_{el} kann die Anlage kontinuierlich betrieben werden.

Die Berechnung des Wirkungsgrades umfasst den gesamten Stromverbrauch des Energiepark Mainz und beinhaltet somit sämtliche Hilfsprozesse der Elektrolyse, Umwandlungsverluste der Gleichrichter, den Stromverbrauch des ionischen Verdichters, Pumpen, Kühleinheiten und die gesamte Infrastruktur der Anlage.

Die Auswertung der produzierten Wasserstoffmenge und des Verbrauchs an elektrischer Energie im September 2015 ergibt einen Anlagennutzungsfaktor von ca. 60 %. Hierbei ist der gesamte Stromverbrauch der Anlage bei einem Ausgangsdruck des erzeugten Wasserstoffs in Höhe von 225 bar erfasst. Die Produktionsmenge des Wasserstoffs ist den Wiegescheinen der LKW-Trailer entnommen, sodass sämtliche Verluste entlang der Prozesskette der Wasserstoffaufbereitung bereits berücksichtigt sind.

Monat	Strombezug [MWh]	H ₂ -Produktion [Tonnen]	Energiegehalt H ₂ (H _s) [MWh]	Nutzungs-faktor	Betriebs-stunden
Sept. 2015	432,5	6,52	256,7	59,4%	146 h

Wirtschaftliche Bewertung

Als wichtiger Faktor für die wirtschaftliche Betrachtung von PtG-Anlagen gelten die Strombezugskosten für die Elektrolyse [1]. Es werden nachfolgend die Strombezugskosten der im Rahmen des Forschungsbetriebs getesteten Formen der Strombeschaffung analysiert. Im Einzelnen handelt es sich um (a) den Strombezug über die Strombörse EPEX, (b) PtG als flexible Last in der Bewirtschaftung eines EE-Bilanzkreises und (c) die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Strombezug über die Strombörse EPEX

Im September 2015 und im März 2016 wurde der Strom für die Elektrolyse über die Strombörse EPEX eingekauft. Hierbei wurde anhand einer Strompreisprognose der kommenden 14 Tage ein wirkungsgradoptimiertes Preisgebot für den Folgetag berechnet. Im Anschluss an die Preisfeststellung an der EPEX hat sich der tatsächliche Fahrplan der Anlage mit den Börsenstrompreisen ergeben. Auf diese Weise wurde im September 2015 ein durchschnittlicher Strompreis von 36,35 €/MWh erzielt. Es ist dabei zu beachten, dass in diesem Zeitraum aufgrund von Inbetriebnahmearbeiten die Anwesenheit von Personal während des Betriebs zwingend erforderlich gewesen ist und sich die Betriebszeit damit auf 8 Stunden je Werktag beschränkte.

	Strombezug September 2015	Strombezug März 2016
Strommenge	320 MWh	245 MWh
Ø Börsenstrompreis	36,35 €/MWh	20,48 €/MWh
H ₂ Produktion	5.525 kg	4.200 kg
Direkte Stromkosten pro kg H ₂ (EPEX)	2,11 €/kg	1,20 €/kg
Direkte Stromkosten pro kg H ₂ (EPEX + 70 €/MWh)	6,16 €/kg	5,29 €/kg

Im März 2016 dagegen, waren die Automatisierungsarbeiten bereits weiter fortgeschritten und ein Betrieb der Anlage war ohne Bedienpersonal rund um die Uhr möglich. Es konnte daher der Strom überwiegend in Zeiten mit niedrigen Strompreisen bezogen werden und die durchschnittlichen Stromkosten wurden auf 20,48 €/MWh reduziert.

Unter Berücksichtigung der produzierten Wasserstoffmenge haben sich die direkten Stromkosten von 2,11 €/kg_{H₂} auf 1,20 €/kg_{H₂} reduziert. Unter Berücksichtigung der Stromnebenkosten in Höhe von ca. 70 €/MWh, welche hauptsächlich für Umlagen (v.a. EEG-Umlage und KWK-Umlage) bezahlt werden müssen, erhöhen sich die direkten Stromkosten auf 5,29 €/kg_{H₂} für den Monat März 2016.

Power-to-Gas als flexible Last in der Bewirtschaftung eines EE-Bilanzkreises

Zwischen Januar 2016 und April 2016 wurde die PtG-Anlage dem Direktvermarktungsunternehmen Statkraft als Flexibilitätsoption für die Bewirtschaftung ihres EE-Bilanzkreises zur Verfügung gestellt. Statkraft verfolgte dabei das Ziel, die Höhe der Ausgleichsenergie zu reduzieren, wenn aufgrund einer gegenüber der Prognose erhöhten Windstromerzeugung eine Überspeisung des Bilanzkreises droht. Durch den Betrieb der PtG-Anlage in solchen Zeiten kann die notwendige Menge an Ausgleichsenergie reduziert werden. Alternativ könnte das Direktvermarktungsunternehmen die Überproduktion am kurzfristigen Intraday-Handel vermarkten. Allerdings sind Handelsgeschäfte hierbei nur bis zu 30 min vor Lieferbeginn möglich und die Börsenstrompreise sind aufgrund des kurzfristigen Überangebotes meistens sehr niedrig, zum Teil sogar negativ.

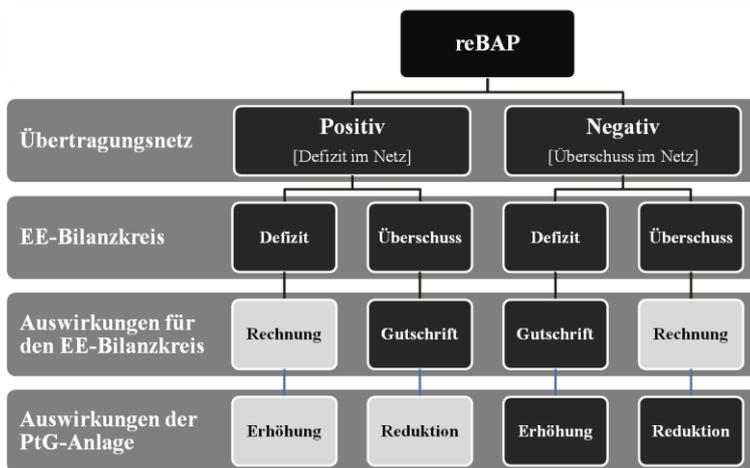


Abbildung 2: Schema der Ausgleichsenergiekompensation

Bilanzkreise eine Gutschrift, welche einen Überschuss in ihrer Leistungsbilanz haben und die Bilanzkreise mit einem Defizit, müssen den Ausgleichsenergiepreis bezahlen.

Die Berechnung und Höhe des Ausgleichsenergiepreises "reBAP" ("regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis") hängt von der jeweiligen Situation im Übertragungsnetz ab. In Zeiten mit einem Überschuss im gesamten Übertragungsnetz müssen die Bilanzkreise, welche ebenfalls einen Überschuss zu verzeichnen haben, für die Ausgleichsenergie bezahlen, während die Bilanzkreise mit einem Defizit eine Gutschrift erhalten. Im Falle eines Defizits im Übertragungsnetz, erhalten diejenigen

Effekt durch den Einsatz der PtG-Anlage	
Strombezug	297,8 MWh
H ₂ Produktion	4.883 kg
Erlöse am Intradaymarkt	- 2.580 € -8,66 €/MWh
Vermiedene Ausgleichsenergie	297,8 MWh
Einsparung von Ausgleichsenergiekosten	+ 6.074 € 20,40 €/MWh

In der Analyse des Einsatzes der PtG-Anlage zeigt sich, dass diese hauptsächlich für die oben erwähnten Ziele der Reduktion der Ausgleichsenergiemenge und der Vermeidung von negativen Preisen an der Strombörse eingesetzt wurde.

Die Vereinbarung zwischen Statkraft und dem Energiepark Mainz sah vor, dass der Strom für 0 €/MWh bezogen wird. Auf dieser Basis konnte im Testzeitraum ein Strombezug von 298 MWh erreicht werden und somit eine vermiedene Ausgleichsenergiemenge in derselben Größe. Die Strompreise am Intraday-Handel betragen während des Betriebs der PtG-Anlage im Durchschnitt -8,66 €/MWh,

was dazu führte, dass das Direktvermarktungsunternehmen diesen Betrag durch den Einsatz der PtG-Anlage einsparen konnte.

Teilnahme der PtG-Anlage im Regelleistungsmarkt

Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt gilt als weitere Möglichkeit zur Reduktion der Strombezugskosten von PtG-Anlagen [2]. Im Projekt Energiepark Mainz nahm die PtG-Anlage seit Anfang Mai daran teil und die folgenden Zahlen berücksichtigen den Zeitraum bis zum 15.06.2016. Um erste Erfahrungen zu sammeln, nahm die Anlage zunächst im Minutenreservemarkt (MRL) teil. Die bezogene Strommenge über den MRL-Markt ist mit 72,5 MWh relativ gering, da die von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte MRL-Menge sehr gering gewesen ist. Aufgrund der Vergütung der Leistungsvorhaltung für Regelleistung und hohen Arbeitspreisen konnte in dem genannten Zeitraum ein Erlös von 4.052 € erzielt werden. Bezogen auf die Wasserstoffproduktion in Höhe von 16,4 kg/MWh führt dies zu einem Erlös von 3,41 €/kg_{H2}. Werden die zusätzlichen Strombezugskosten in Höhe von 70 €/MWh addiert, führt dies zu direkten Stromkosten von 0,86 €/kg_{H2}. Eine Analyse des SRL-Marktes zeigt für diese Art der Regelleistung noch höhere Erlösmöglichkeiten auf. Die SRL Teilnahme ist im Energiepark Mainz für Mitte Oktober 2016 geplant. Für eine ausführlichere Analyse der Teilnahme der PtG-Anlage am Regelleistungsmarkt wird an dieser Stelle auf die Quellen [3], [2] verwiesen.

Vergleich der Möglichkeiten der Strombeschaffung und Ausblick

Abschließend wird in Abbildung 3 das wirtschaftliche Potenzial der drei betrachteten Formen der Strombeschaffung verglichen. Die Berechnungen zu der Teilnahme am Regelleistungsmarkt beziehen sich auf negative SRL, da diese sich als lukrativer als MRL herausgestellt hat [3]. Die Auswertung basiert auf den Daten von 2015 und berechnet die durchschnittlichen Stromkosten pro produziertem kg Wasserstoff. Beispielsweise betragen die Stromkosten bei einer hypothetischen Produktionsmenge von 100 Tonnen Wasserstoff pro Jahr durchschnittlich 3 €/kg_{H₂} bei einer Teilnahme am SRL-Markt und Stromnebenkosten in Höhe von 70 €/MWh. Es zeigt sich in der Abbildung, dass die Teilnahme am SRL-Markt am wirtschaftlichsten ist und die durchschnittlichen Stromkosten pro kg Wasserstoff hierbei am geringsten sind.

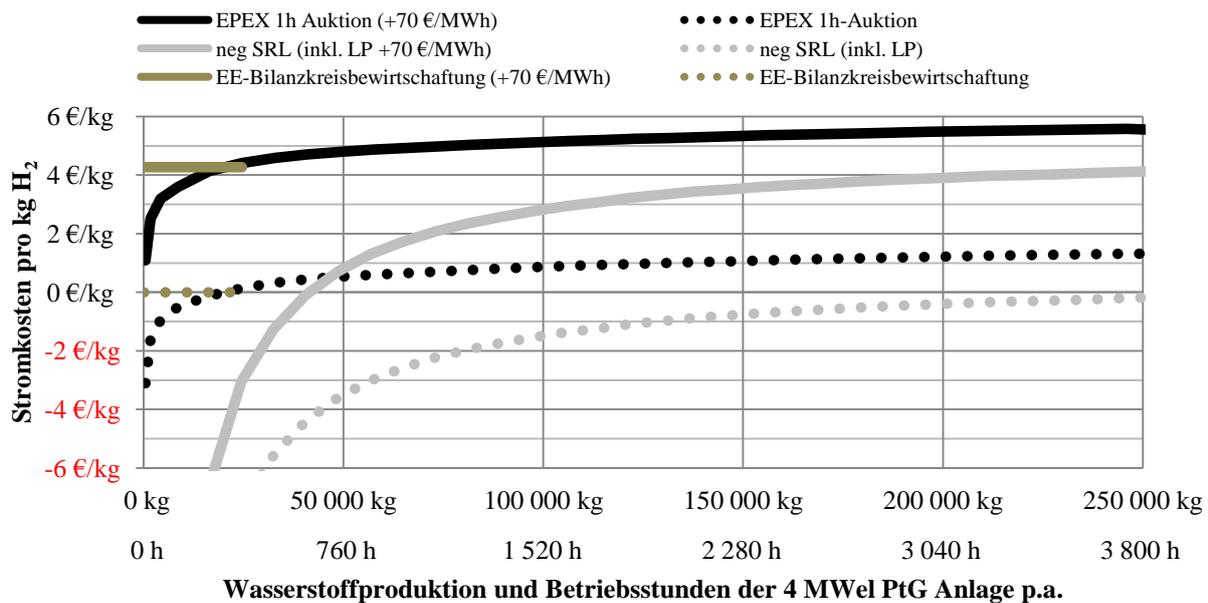


Abbildung 3: Stromkosten pro kg H₂ in Abhängigkeit der H₂ Produktion p.a. einer 4 MW PtG-Anlage

Eine Schlussfolgerung dieses Tagungsbeitrages ist, dass durch eine geeignete Form der Strombeschaffung eine PtG-Anlage wie der Energiepark Mainz positive Deckungsbeiträge aus dem laufenden Betrieb erzielen kann. Es spielen hierbei allerdings die regulatorischen Rahmenbedingungen, welche die Höhe der Stromnebenkosten beeinflussen, eine wichtige Rolle. Gegenwärtig ist es nicht möglich durch die Erlöse die gesamten fixen und variablen Kosten sowie Kapitalkosten einer PtG-Anlage zu decken. Ein entscheidender Faktor hierfür wäre neben der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten, Wasserstoff verstärkt im Mobilitätssektor einzusetzen, um dadurch höhere Erlöse erzielen zu können. Eine Umsetzung dieser Aspekte gilt als Voraussetzung, um PtG-Anlagen in der Zukunft wirtschaftlich betreiben zu können.

Literatur

- [1] Albrecht, U., et al. (2013). Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas, Bochum.
- [2] Michaelis, J., et al. (2013). Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. Zeitschrift für Energiewirtschaft **37/3**, 161–175.
- [3] Kopp, M., et al. (2016). Energiepark Mainz: Economical analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis. Presentation at the World Hydrogen Energy Conference 2016. Manuscript submitted for publication, Zaragoza.

Production of Sun Fuels by photo- and electro-catalytic Carbon Dioxide Reduction

S. Kreft, A. Rosas, P. G. Alsabeh, A.-E. Surkus, H. Junge, M. Beller

*Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock, Albert-Einstein-Str. 29a, D-18059 Rostock,
stefanie.kreft@catalysis.de*

Key words: CO₂ reduction, sun fuels, photochemistry, electrocatalysis.

Abstract: In the interest of ensuring a sustainable energy supply and an economical use of resources the photo- and electro-catalytic generation of sun fuels by reducing CO₂ constitute a promising approach to solve these problems. Thereby, the conversion of CO₂ leads to various valuable products (e.g. CO, CH₄, CH₃OH, HCOOH, C₂H₄), which can be further utilized for base materials in the chemical industry or used as energy sources. In this respect, we investigated Fe-based catalysts for photocatalytic CO₂ reduction together with light harvesting metal photosensitizers. The research presented herein includes the formation of carbon monoxide and syngas (CO/H₂) as products by application of visible light. In addition, these iron complexes are also able to act as appropriate electrocatalysts for CO₂ conversion. Besides iron also copper constitute viable catalysts for CO₂ reduction. This will be exemplarily demonstrated in case of a Cu/TiO₂ system. CO₂ is photocatalytically reduced to CO and H₂ in an aqueous NaHCO₃. Moreover, recycling of this catalyst leads to an increased selectivity towards CO.

Introduction

As a result of the continuous accumulation of carbon dioxide in the atmosphere and a depletion of fossil fuels reserves, there is a growing interest to ensure a sustainable energy supply and an economical use of resources. ^[1] In 2014 86 % of the total energy consumption in the world were produced by fossil fuels (oil, natural gas, coal), while renewable sources accounted for only 9 %. ^[2] Besides biomass, geothermal hydro-, wave- and wind power solar energy presents, because of its unlimited availability, a good alternative to increase the utilization of renewable energy sources. The amount of solar energy reaching earth within one hour is nearly corresponded to the annual global energy consumption. ^[3] Current dependency of fossil fuels and human activities lead to an enormous increase of CO₂ emission in the world. Solar fuels, like methanol or methane, which are generated by photocatalytic CO₂ reduction, can then combusted or used in fuel cells, thus releasing CO₂. In contrast to an external addition of CO₂ by using fossil fuels, that carbon cycle is closed and

no more CO₂ accrued. Another important effect is the high-density storage of solar energy in the form of chemical compounds. Furthermore, products of the CO₂ conversion can be used as basic materials for synthesis in the chemical industry. Figure 1 shows the various possible products of the CO₂ reduction and their applicability. The major carbon compounds, which were generated by photocatalytic processes, are CO, CH₄ and HCOOH. Depending on the reaction conditions and the catalyst material more useful products, like HCHO, alcohols and higher hydrocarbons, can be obtained by reducing CO₂ electrocatalytically, which is very important for further alternatives and applications.

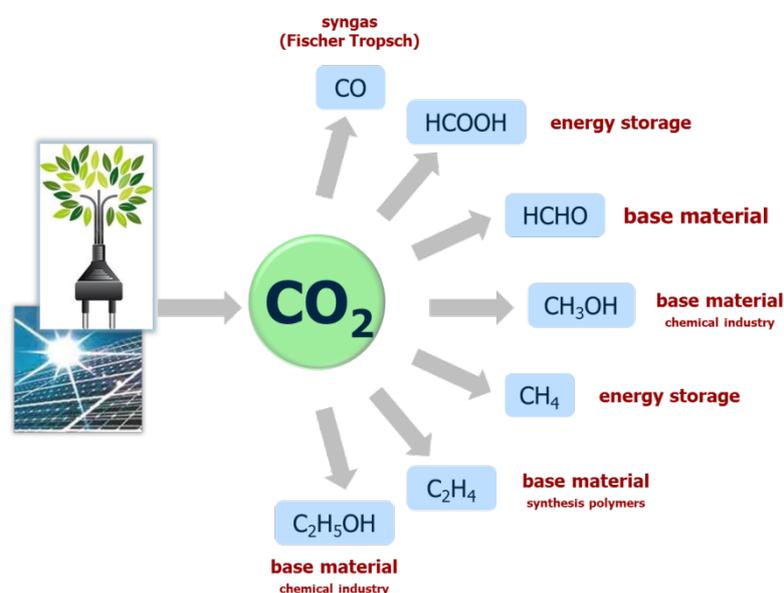


Figure 1. CO₂ reduction products and their most important application possibilities.

Photo- and electrocatalytic CO₂ reduction by homogeneous systems

Recently, we reported on highly active Fe-based catalysts for photocatalytic proton reduction together with noble or non-noble metal photosensitizers.^[4] The research presented herein extends the applications of iron catalysis to the photoreduction of CO₂ using visible light. In order to effectively reduce CO₂, various factors such as the kind of catalyst, the sources of protons and electrons, and the photosensitizer to harvest the light as well as to facilitate the transfer of electrons from the sacrificial reductant to the catalyst (figure 2) are important. Major products of the CO₂ reduction include useful base materials like carbon monoxide (CO)^[5] and/or formic acid (HCOOH)^[6]. Moreover, under the applied reaction conditions a 2-electron reduction of CO₂ could

be achieved using visible light to yield synthesis gas comprising varying ratios of CO and H₂ gases. [7]

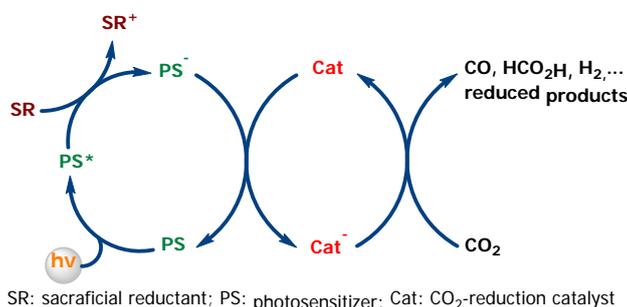


Figure 2. Scheme for the Photocatalytic CO₂ reduction in a molecular defined system.

In a further step, the application of the electron donor was avoided by an electrocatalytic system for CO₂ reduction. [8] Molecular defined iron complexes were used as selective and efficient catalysts, whereby a faradaic efficiency of 96 % to CO was achieved. In this process the electrocatalytic system provides a high catalytic current and a longer stability as well. In particular through the application of non-noble metal iron catalysts and in the absence of additives this research represents a great step towards sustainable electrocatalytic CO₂ reduction processes.

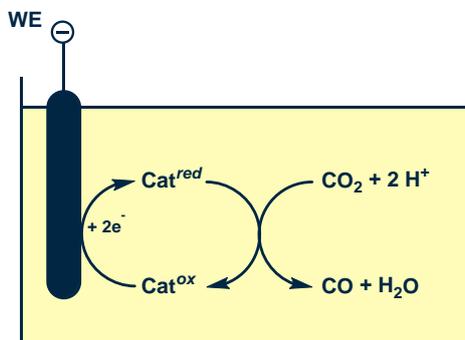


Figure 3. Electrocatalytic reaction at the working electrode in the homogeneous system.

Photo- and electrocatalytic CO₂ reduction by the heterogeneous system Cu/TiO₂

Many heterogeneous photocatalytic reactions are based on semiconductors, especially on TiO₂. [9] Thereby, this photocatalyst absorbs light, separates the charges, transports the generated electron-hole-pairs to the surface and provides active sites for the catalytic reaction (figure 4). We synthesized a TiO₂ aerogel, which is distinguished by extremely high porosity and consequently by a high active surface area. [10] To prevent the recombination of the electron-hole-pairs, the influence of using various non-noble metal co-catalysts is investigated. Initial studies with the Cu/TiO₂

aerogel have proven that CO₂ is photocatalytically reduced to CO and H₂ in an aqueous NaHCO₃ solution without using an additional electron source. [11] Furthermore, recycling of this catalyst leads to an increased selectivity towards CO. Therefore, this system allows for a sustainable, environmental, non-toxic and cheap alternative for reducing CO₂ with only using a non-noble metal catalyst in an aqueous media under light irradiation.

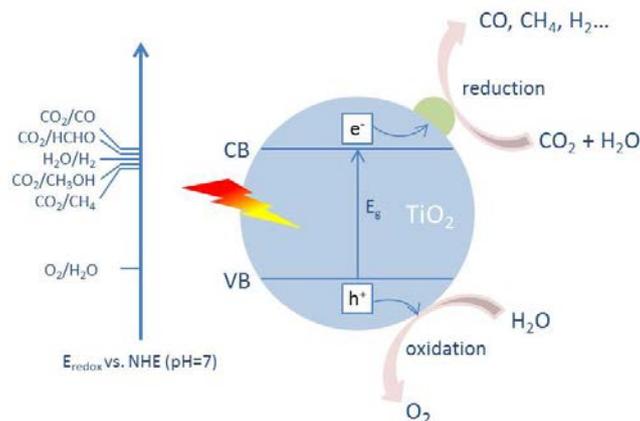


Figure 4. Photocatalytic CO₂ reduction on a semiconductor.

Considering of reaching a higher conversion of CO₂ and producing other relevant products a heterogeneous system for the electrocatalytic utilization will be developed.

Acknowledgements

The authors like to thank the BMBF for the support within the project “Kopernikus-P2X” and the European Union (European Social Funds, ESF) within the project “CADIAC”.

References

- [1] a) P. N. Pearson, M. R. Palmer, *Nature* **2000**, *406*, 695-699; b) M. Mikkelsen, M. Jorgensen, F. C. Krebs, *Energy & Environmental Science* **2010**, *3*, 43-81.
- [2] B. S. R. o. W. E. J. 2015.
- [3] N. S. Lewis, D. G. Nocera, *Proceedings of the National Academy of Sciences* **2006**, *103*, 15729-15735.
- [4] a) F. Gärtner, A. Boddien, E. Barsch, K. Fumino, S. Losse, H. Junge, D. Hollmann, A. Brückner, R. Ludwig, M. Beller, *Chemistry – A European Journal* **2011**, *17*, 6425-6436; b) S.-P. Luo, E. Mejía, A. Friedrich, A. Pazidis, H. Junge, A.-E. Surkus, R. Jackstell, S. Denurra, S. Gladiali, S. Lochbrunner, M. Beller, *Angewandte Chemie International Edition* **2013**, *52*, 419-423.
- [5] A. Rosas-Hernandez, P. G. Alsabeh, E. Barsch, H. Junge, R. Ludwig, M. Beller, *Chemical Communications* **2016**, *52*, 8393-8396.
- [6] A. Rosas-Hernández, H. Junge, M. Beller, *ChemCatChem* **2015**, *7*, 3316-3321.

- [7] P. G. Alsabeh, A. Rosas-Hernandez, E. Barsch, H. Junge, R. Ludwig, M. Beller, *Catalysis Science & Technology* **2016**, 6, 3623-3630.
- [8] A. Rosas-Hernandez, H. Junge, M. Beller, M. Roemelt, R. Francke, *to be submitted*.
- [9] S. N. Habisreutinger, L. Schmidt-Mende, J. K. Stolarczyk, *Angewandte Chemie International Edition* **2013**, 52, 7372-7408.
- [10] R. O. da Silva, F. J. Heiligtag, M. Karnahl, H. Junge, M. Niederberger, S. Wohlrab, *Catalysis Today* **2015**, 246, 101-107.
- [11] S. Kreft, R. O. da Silva, A.-E. Surkus, S. Wohlrab, H. Junge, M. Bauer, M. Beller, *to be submitted*.

EmMA - EmissionsMonitorKleinfeuerungsAnlagen

Analyse, Bewertung und Optimierung des Umgangs mit Rückständen aus sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen (SEMM) am Beispiel von Kleinfeuerungsanlagen

Hannah Manns, Alexander Berhardt, Bodo Groß

*IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17,A1, D-66115 Saarbrücken
Korrespondierender Autor: Hannah Manns, manns@izes.de, Tel: +49 681 9762 835*

Schlüsselwörter: Biomassefeuerung, Filterasche, sekundäre Emissionsminderungsmaßnahme

1. Hintergrund

Die Novellierung der 1.BImSchV vom 22.03.2010 sieht für Biomassefeuerungsanlagen im Bestand einen Emissionsgrenzwert von 100 mg/m³ (60 mg/m³ für Anlagen für Presslinge) vor. Neuanlagen (außer Stückholzverbrennungsanlagen) unterliegen seit Januar 2015 einem deutlich strengeren Grenzwert von 20 mg/m³ (ab Januar 2017 auch für Stückholzfeuerungen). Nach der sukzessiven Berücksichtigung der Bestandsanlagen müssen nach dem letzten Schritt auch Kesselsysteme mit Baujahr 2010 und jüngerab 2025 die Einhaltung der geforderten Grenzwerte nachweisen können.

Zu erwarten ist, dass die Grenzwerte für Staubemissionen aus Festbrennstoffverbrennungen durch viele der aktuell auf dem Markt befindlichen Biomasseheizkessel, hierbei insbesondere Stückholz- und Hackschnitzelkessel, nicht ohne weitere Emissionsminderungsmaßnahmen eingehalten werden können. Spätestens nach der Übergangsfrist müssen Anlagen, welche die Grenzwerte nicht einhalten, außer Betrieb genommen oder durch Emissionsminderungsmaßnahmen ergänzt werden. Daher sind Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen unerlässlich. Diese lassen sich in Primärmaßnahmen, welche direkt die Feuerung beeinflussen und Sekundärmaßnahmen, welche nachgeschaltet nach der Verbrennung eingesetzt werden, unterscheiden. Die durch sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen (SEMM) anfallenden Rückständeliegen anschließend in Form von Staub, Aerosolen und/oder Abwasser vor.

2. Problembeschreibung

Durch die Verpflichtung, die Grenzwerte der Kesselanlagen im Bestand wiederkehrend alle zwei Jahre zu messen und auch einzuhalten, findet die praktische Umsetzung bzw. die Überwachung der 1.BImSchV vornehmlich durch die Schornsteinfeger vor Ort statt. Neben dem Schornsteinfegerhandwerk ist der Akteur „Kunde“ bzw. „Heizungsbesitzer“ auf allen Ebenen anteilig direkt oder indirekt involviert. Somit kommen alle relevanten Akteure in Kontakt mit Emissionen der Feuerungsanlagen und Rückständen der SEMM. Zum anderen ist eine Vielzahl von Akteuren direkt oder indirekt betroffen, welche bislang nicht systematisch berücksichtigt wurden. Für die Akteursgruppen Nutzer, Hersteller, Schornsteinfeger, Fachhandwerker und Politik sollen daher verlässliche und möglichst einfach umzusetzende Handlungsleitfäden erarbeitet werden. Für eine breite gesellschaftliche Umsetzung und Akzeptanz der Biomassefeuerung bzw. der sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen bedarf es daher grundlegender Analysen und darauf aufbauend die Erstellung von Handlungsempfehlungen für die unterschiedlichen Akteursgruppen.

Aufgrund fehlender physikalisch/chemischer Analysen ist jedoch auch die Rückführung der Rückstände aus SEMM-Systemen in den Stoffkreislauf kaum thematisiert. Nach DüMV ist eine Verwendung von Filteraschen der letzten filternden Einheit zur Düngung landwirtschaftlich oder gärtnerisch genutzter Flächen nur nach vorherigen Analysen erlaubt. Auch die BioAbfV untersagt die Nutzung von Aschen als Dünger, da

diese unbekannte Schadstoffbelastungen haben und auch über Altlasten der Böden meist keine hinreichenden Informationen vorhanden sind. Demnach gilt für (Filter-)Aschen ohne vorherige Analyse der Abfallschlüssel 100118*, welcher diese als gefährlichen Abfall einstuft. Somit ist für (Filter-)Aschen keine Verwertung, sondern Beseitigung und demnach die Deponie vorgesehen.

Die beschriebene Problematik führt nach und nach zu einer teilweisen Verdrängung der Bioenergie aus dem Wärmesektor und verringert somit die Chance zur Reduzierung von THG-Emissionen über die Nutzung von regenerativen Energiequellen. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, müssen diese Themen transparent dargestellt werden. Nur wenn alle Vorteile der Bioenergie deutlich kommuniziert und alle möglichen Hemmnisse ausgeräumt werden können, ist eine konkurrenzfähige Integration und Ausgestaltung der Bioenergie im Wärmesektor möglich.

3. Ansatz und erste Ergebnisse

3.1 Lösungsansätze

Im Forschungsprojekt „EmMA“ sollen daher Analysen der in Abbildung 1 dargestellten anfallenden Rückstände aus SEMM-Anlagen durchgeführt werden. Auf Grundlage dieser Analysen werden systematische Handlungsempfehlungen zur Vorgehensweise bzw. zu einem geregelten Umgang mit diesen Filteraschen gegeben werden. Die Analysen werden Aufschluss über die stoffliche Zusammensetzung der (Filter-)Aschen geben und vor allem Bedenken und Hemmnisse gegenüber diesen aufklären und ausräumen. Aufbauend auf einer grundlegenden Beschreibung der SEMM-Systeme und sowohl chemischen als auch physikalischen Analyse der anfallenden Stoffe werden daher einerseits Optimierungsschritte hinsichtlich der SEMM-Anlagentechnik (Betriebsweise, Wartung) identifiziert und andererseits Handlungsleitfäden und Entsorgungskonzepte für die Rückstände entwickelt.

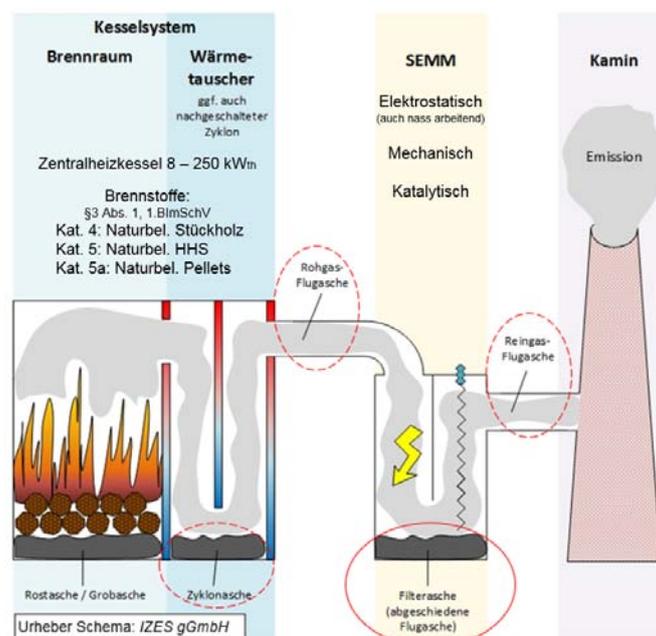


Abbildung 1: Begriffsbestimmung und Analyseschwerpunkte des Projekts EmMA

Durch die kontinuierliche Kooperation mit TERRAG, RHE (Rhein Hunsrück Entsorgung) und :metabolon Forschungsgemeinschaft (Bergischer Abfallwirtschaftsverband) können Experteninterviews, -workshops und Diskussionen zur Konzeptentwicklung stattfinden. Gemeinsam werden so Best-Practice-Beispiele entwickelt und dargestellt. Erste Ergebnisse aus den Workshops zeigen, dass der Umgang mit Filteraschen auch für

Entsorgungsunternehmen nicht hinreichend geregelt ist. Teilweise wurden Filteraschen dem restlichen Abfall in Müllverbrennungsanlagen zugeführt. Dieser Vorgang führt zwar zu keiner stofflichen Änderung der Aschen, führt aber zu einer Änderung in der Namensgebung, da nun keine Filterasche mehr vorliegt, sondern Verbrennungasche. Dadurch können diese wie Restmüll gelagert und deponiert werden. Da diese Vorgehensweise jedoch sehr kostenintensiv ist, werden die Aschen mittlerweile lediglich gelagert. Durch die erhöhte Notwendigkeit der Nutzung von SEMM-Systemen zur Staubabscheidung durch die Novellierung der 1. BImSchV ist zu erwarten, dass diese Tendenz in Zukunft steigen wird. Dies unterstreicht die Notwendigkeit detaillierter Analysen bezüglich der Wirkung verschiedener Staubabscheidesysteme auf die Flugaschen aus Verbrennungen, um Handlungsleitfäden und Entsorgungspfade zu entwickeln.

3.2 Physikalisch/Chemische Analysen

Die SEMM-Systeme werden wie in Abbildung 2 dargestellt in Feldversuchen hinter Zentralheizkessel mit Nennwärmeleistung von acht bis 250 kW nachgeschaltet und deren Filteraschen chemisch und physikalisch untersucht. Der Forschungsschwerpunkt von EmMA liegt auf Aschen aus Biomassefeuerungsanlagen, welche mit naturbelassenem Holzbrennstoff, darunter Stückholz, Pellets, und Hackschnitzel, betrieben werden. In den Feldversuchen werden vor allem Filteraschen auf Schad- und Nährstoffe analysiert, aber auch Zyklon-, Roh- und Reingasaschen betrachtet (vgl. hierzu Abbildung 1). Zur besseren Vergleichsmöglichkeit werden die Aschen aus mindestens drei Kesselsystemen mit jeweils sechs bis acht verschiedenen, nachgeschalteten SEMM-Systemen miteinander verglichen. So können die Aschen aus verschiedenen katalytischen, mechanischen und vorrangig elektrostatischen SEMM inter- und intratechnologisch miteinander verglichen werden. Zyklonaschen (Aschen, die ohne SEMM bspw. am Wärmetauscher oder an der Abgasrohrinnenwand durch Flieh- und Massekräfte abgeschieden werden), Rohgasaschen, Filteraschen, und Reingasaschen werden dazu physikalisch, Filteraschen auch chemisch, analysiert. Die Entnahmen der Filteraschen erfolgt aus dem Aschekasten der jeweiligen SEMM-Systeme, die Entnahmen für die physikalischen Tests der Roh- und Reingasasche finden wie in Abbildung 2 dargestellt über Entnahmesonden zur Emissionsmessung nach VDI 2066 Blatt 1 statt. Zyklonaschen können den Abgasführungssystemen direkt entnommen werden.



Abbildung 2: Versuchsaufbau der Ascheprobeentnahme am IZES (Quelle: IZES gGmbH)

Die Aschen werden nach den chemischen und physikalischen Analysen bewertet und Entsorgungspfade entwickelt. So können Anlagenbetreiberpflichten bzgl. der SEMM-Systeme und deren Rückstände definiert und die Problematiken, die durch die derzeit mangelnde Informationslage hervorgerufen werden, größtenteils ausgeräumt werden.

Erste Ergebnisse der Analysen der Oberflächenmorphologie mit dem Rasterelektronenmikroskop (REM) werden in Abbildung 3 dargestellt. Durch den Vergleich der Analysen der anfallenden Aschen vor und nach der Abscheidung können Unterschiede in Struktur und Zusammensetzung der ungefilterten und gefilterten Aschen festgestellt werden. Die Ergebnisse der REM-Analysen der Filteraschen aus dem EFC 50 Elektrofilter (IZES gGmbH), welcher hinter dem Pelletkessel AgroLyt 50 (Hoval) geschaltet ist, zeigen zum einen längliche, größere Partikel (a) und zum anderen feine Nanopartikel, welche sich auf diesen angelagert haben (b). Vergleiche mit Ergebnissen aus der einschlägigen Literatur zeigen, dass diese Anlagerungen der Nutzung des Elektrofilters als Staubabscheider zugrunde liegen können. Weitere Analysen und Vergleiche der in Abbildung 1 dargestellten Analyseschwerpunkte sollen dies klären.

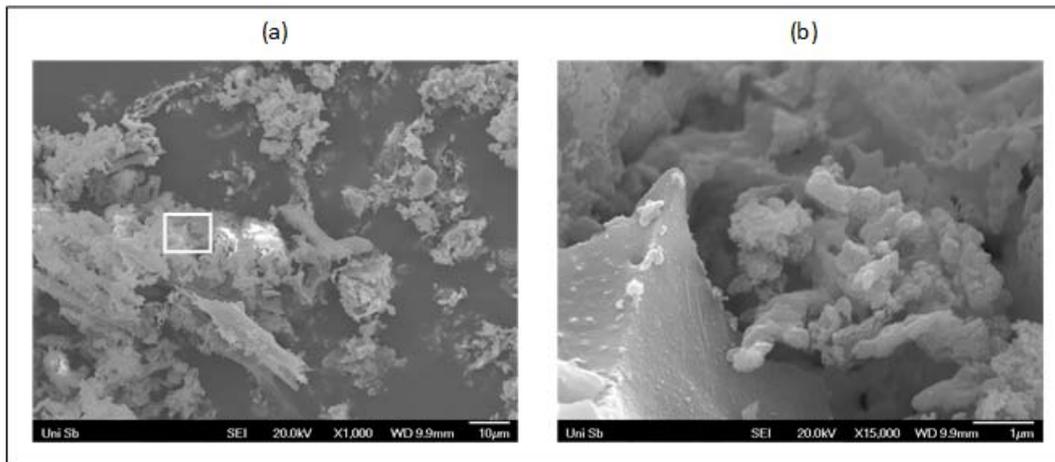


Abbildung 3: REM-Analyse von Filteraschen (links: 1000-fach vergrößert, rechts: 15.000-fach vergrößert) (Quelle: Universität des Saarlandes, Physikalische Chemie, AK Hempelmann)

Des Weiteren sollen EDX-Analysen (Energiedispersive Röntgenspektroskopie) Aufschluss über die stoffliche Zusammensetzung der Aschen geben.

4. Ausblick

Das Vorhaben EmMA zielt dabei vor allem auf die Entwicklung verschiedener wissenschaftlich fundierter Handhabungs- und Handlungstechniken ab, welche den korrekten Umgang mit sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen und insbesondere die Beschaffenheit und die Entsorgung der Rückstände beschreiben. Auf dieser Grundlage können die gewonnenen Kenntnisse den verschiedenen Akteursgruppen als Handhabungsleitfaden dienen. Diese werden spezifische Empfehlungen beinhalten und konkrete Handhabungstechniken formulieren, welche bei der Entwicklung möglichst optimaler Produkte für Betreiber, Schornsteinfeger und Fachhandwerker unterstützen können. Die definierten, technologieunabhängigen Empfehlungen können zusätzlich in künftige Normungs- und Richtlinienprozesse einfließen und so den Markt der sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen weiter in eine möglichst optimale und nachhaltige Nutzung von Bioenergie im häuslichen Wärmesektor bringen. Durch das Forschungsprojekt EmMA kann so spezifisches Know-how im Inland gehalten, verbreitet und international modellhaft dargestellt werden, wodurch eine bessere Integration der Biomasse in den Wärmesektor erreicht und auch Treibhausgasemissionen reduziert werden können.

Das Vorhaben mit der FKZ 22402415 wird von der IZES gGmbH durchgeführt, durch den Projektträger FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V.) betreut und durch das BMEL (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Räumliche Analyse des Fernleitungsnetzes Erdgas zur Identifikation integrativer Standorte für die Einspeisung von Grünem Wasserstoff

Patric Wöhrle und Ansprechpartner: Dr. Thomas Nietsch
ABO Wind unter den Eichen 7 65195 Wiesbaden Thomas.Nietsch@abo-wind.de,

Schlüsselwörter: grüner Wasserstoff, Wasserstofftankstelle

Eine unvermeidbare Nebenwirkung der Energiewende ist der weitere Ausbau des Stromnetzes, vor allem von Norden nach Süden und die zunehmenden Schwankungen in der Stromerzeugung.

Bei der Power to Gas-Technologie wird Strom aus regenerativen Energien per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Die Nutzung dieser Technologie bietet eine Vielzahl an synergetischen Möglichkeiten. Diese entstehen zum einen unter dem Aspekt der Verwendung des Wasserstoffs – als Treibstoff oder als Energiespeicher – zum anderen durch den bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoff.

Power to Gas, in Verbindung mit dem Fernleitungsnetz Erdgas hat das Potenzial den Ausbau des Stromnetzes von Norden nach Süden zu reduzieren und dieses gleichzeitig zu stabilisieren. Für die Mobilität der Zukunft ist Wasserstoff eine mögliche Lösung zur Erreichung des emissionsfreien Verkehrs.

Die Abteilung Zukunftsenergien des Wiesbadener Projektentwicklers ABO Wind hat mit Geographischen Informationssystemen (GIS) ein übertragbares Modell kreiert und damit entlang des Fernleitungsnetzes Erdgas und Deutschlands Bundesautobahnen geeignete Standorte an Sauerstoff- und Wasserstoffsinken mit Windparks identifiziert. An diesen integrativen Standorten kann der Wasserstoff sowohl für die Mobilität bereitgestellt als auch in das Gasnetz eingespeist werden.

In der Untersuchung wurden in Mecklenburg-Vorpommern vier integrative Power to Gas-Standorte mit einem Einspeisepotenzial von insgesamt 22.600 Nm³/h vor Ort erzeugten Wind-Wasserstoffs identifiziert. Eine dynamische Analyse mit größeren Abständen zu den Potenzialflächen ergab drei weitere Standorte mit einem zusätzlichen Einspeisepotenzial von insgesamt 8.800 Nm³/h.

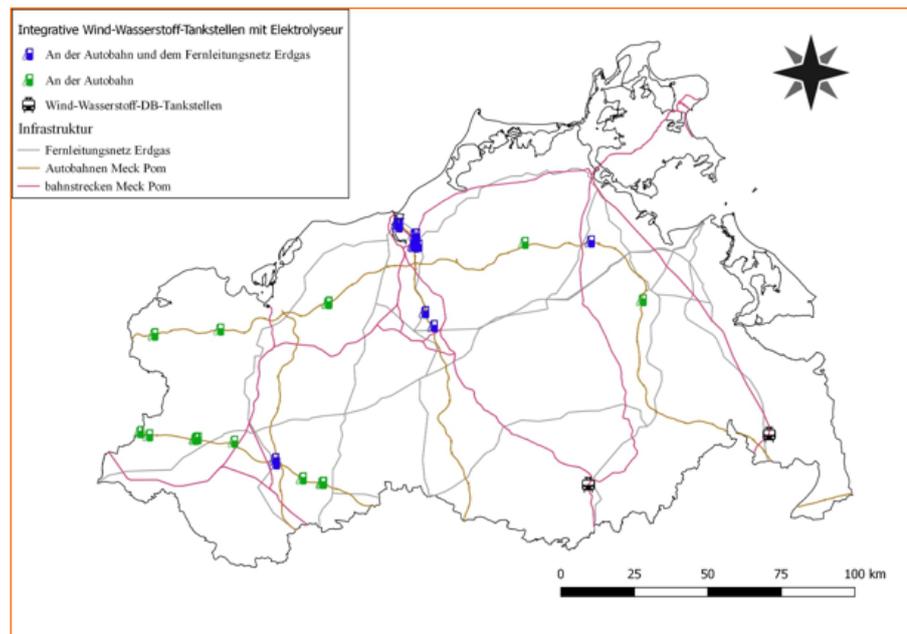
Etwa 70 % der Länge der von Mecklenburg-Vorpommern Richtung Süden führenden OPAL-Pipeline kommen für eine Vor Ort-Erzeugung und –Einspeisung von Wind-Wasserstoff in Frage. Bei der Analyse mit größeren Abständen von der Potenzialfläche zur Pipeline sind es sogar 100 %. Der erzeugte Wind-Wasserstoff kann als Energieträger in Richtung Süddeutschland transportiert werden.

Die Arbeit wurde von der H2BZ Initiative Hessen unterstützt.

Potenzialanalyse Mecklenburg-Vorpommern Mit lokaler H₂-Erzeugung aus Windenergie

Wind- Wasserstoff- Standorte in Mecklenburg Vorpommern

- 50 Wind-
Wasserstoff-
Tankstellen
 - Einspeisepotenzial:
28.530 Nm³/h
 - Windparkleistung:
951 Mw_{el}
- Weitere Analyse
mit Waldflächen
als Tabukriterium
notwendig!



Analyse des Betriebsverhaltens von thermischen Kraftwerken mittels dynamischer Kraftwerkssimulation

J. H. Prause¹, M. Hübel², C. Gierow², J. Nocke², E. Hassel²

¹FVTR GmbH, Joachim-Jungius-Straße 9, D-18057 Rostock, jens.prause@fvtr.de

²Universität Rostock, Albert-Einstein-Straße 2, D-18057 Rostock

Schlüsselwörter:

- Kraftwerk
- Dynamische Simulation
- Optimierung
- Kohlemühle

Zusammenfassung:

Durch den Ausbau an erneuerbaren Energien sinkt die Residuallast. Daneben steigt die Notwendigkeit von Regelleistung. Diese wird vornehmlich von thermischen Kraftwerken erbracht. Thermische Kraftwerke müssen folglich ihre Betriebsweise derart ändern, dass sie auch in Teillast mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad betrieben werden können und sie müssen zukünftig wesentlich flexibler und schneller die geforderte Leistung erbringen können. Für Braunkohlekraftwerke bedeutet dies, insbesondere das häufigere Ab- bzw. Anfahren der Kohlemühlen. Dabei können verschieden groß ausfallende Leistungsamplituden zu unterschiedlichen Dynamiken bei der Generatorleistung führen. Mit der Erstellung eines dynamischen Modells bieten sich Möglichkeiten zur Identifizierung und Lösung von Problemstellungen beim Betrieb von Energiewandlungsanlagen.

Summary:

Through the expansion of renewable energy systems, the residual load decreases. Beside this, the need for balancing power increases. This is mainly provided by thermal power plants. Consequently, thermal power plants have to change their mode of operation. In future the aim must be, to operate at the highest possible efficiency, also in partial load and to be able to provide the required power much more flexible and faster. For lignite power stations, this means in particular the more frequent shut down and switch on of the coal mills. Diverse large power amplitudes can result in different dynamics in the generator power. They can be demonstrated in the overall simulation of power plants. A dynamic model allowed to identify and to solve problems of energy conversion systems.

Inhalt

1. Einleitung	2
2. Methode	2
3. Dynamik von Kohlemühlen	3
4. Ergebnisse & Ausblick	4
Literaturverzeichnis	5

1. Einleitung

Mit der fortschreitenden Integration schwankender Stromerzeugungsanlagen steigen für konventionelle Kraftwerke die Anforderungen zur Frequenzerhaltung. Dies ist insbesondere darin begründet, dass elektrische Energie in einem nur ungenügenden Maß gespeichert werden kann. Nachfrage und Angebot müssen stets ausgeglichen sein. Zu Zeiten hoher Nachfrage müssen vor allem konventionelle Kraftwerke ihre jeweilige Leistung anheben, bzw. in Zeiten geringer Nachfrage drosseln. Daraus ergibt sich zwangsläufig eine unstete Betriebsweise von thermischen Kraftwerksanlagen. Um Folgen dieser Fahrweise besser abschätzen zu können, werden dynamische Simulationswerkzeuge herangezogen.

Mögliche Folgen eines flexiblen Kraftwerkseinsatzes sind Bauteilschädigungen durch Temperatur – bzw. Druckspannungen. Diese treten vor allem in dickwandigen Bauteilen auf und sind häufig Ursache von Risswachstum [1]. Aus der flexiblen Betriebsweise folgen einerseits kürzere Wartungsintervalle und höhere Reparaturkosten, andererseits können sich dem Kraftwerksbetreiber bessere Chancen der Vermarktung bieten. Hieraus folgt ein Widerspruch, wobei die Lebensdauerverluste durch schnelle Lastwechsel eine Grenze der Flexibilität darstellen. Lastwechsel können nicht beliebig schnell absolviert werden.

Andere Grenzen ergeben sich aus Kraftwerksmodulen, welchen eine physikalisch begründete Verzögerung innewohnt. Typisches Beispiel hierfür ist der Wärmeübergang zwischen zwei Fluiden. Angenommen die Feuerungsleistung eines Braunkohlekraftwerks stiege, so würde sich diese erst verzögert auch auf den Wasser-Dampf-Kreislauf und letztendlich auch auf die Turbinenleistung auswirken.

Effekte wie diese werden durch die dynamische Simulation von Gesamtanlagen dargestellt. Basierend auf diesen Modellen lassen sich Optimierungsstrategien entwickeln, durch die ein möglichst effektiver thermodynamischer Einsatz - im gesamten Kennfeld - von Kraftwerksanlagen gewährleistet werden kann.

2. Methode

Zur Abbildung komplexer dynamischer Prozesse in einer Reihe von technischen Disziplinen wie der Mechanik, der Elektrotechnik, der Regelungstechnik oder der Thermodynamik findet die Simulationssoftware „Dymola“ Anwendung. Sie basiert auf der textuellen, quelloffenen Beschreibungssprache „Modelica“. „Dymola“ bietet eine grafische Entwicklungsplattform, mit deren Hilfe technische Module wie Pumpen, Mehrphasenbehälter, Ventile oder Turbinen miteinander verknüpft werden können. Während jedes Simulationsschrittes wird für alle verfahrenstechnischen Komponenten die Energie- und Massenbilanz, durch die Lösung der jeweiligen Differentialgleichungen, gelöst (vgl. Abbildung 1). Grundlage des Modells sind neben den Bilanzierungen auch Modelle zur Wärmeübertragung, zur Verbrennung und zu Stoffdaten. Daneben müssen Geometrien, Materialkennwerte, Kennfelder für Pumpen und Turbinen und möglichst die komplette Leittechnik von dem zu modellierenden Kraftwerk in das Modell übernommen werden. Damit das dynamische Modell möglichst präzise die Wirklichkeit widerspiegelt, wird das Modell am Ende der Parametrierung noch anhand von Messdaten kalibriert. Ergebnis ist ein vollphysikalisches Kraftwerksmodell, welches individuell auf das jeweilige Kraftwerk zugeschnitten ist.

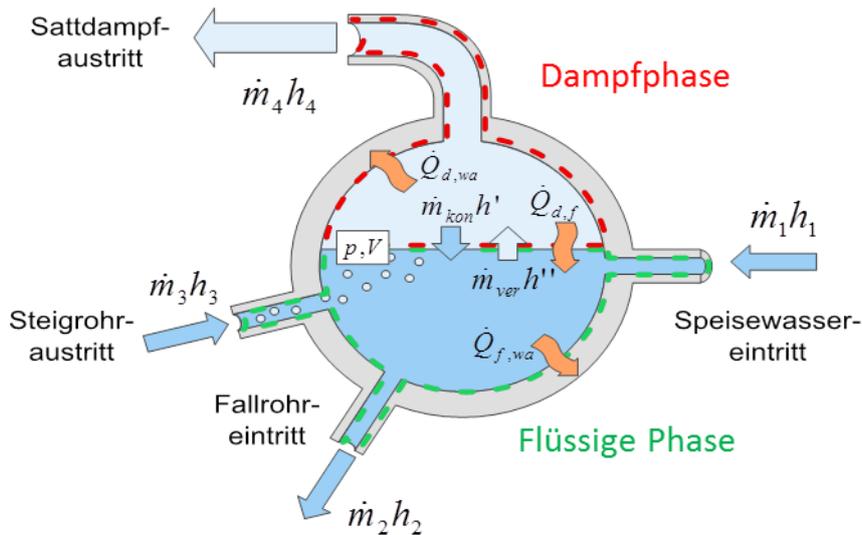


Abbildung 1: Schematische Zeichnung einer Dampftrommel

Massenbilanz der Dampfphase:
$$\frac{dm_d}{dt} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i x_i + \dot{m}_{ver} - \dot{m}_{kon}$$

Massenbilanz der flüssigen Phase:
$$\frac{dm_f}{dt} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i (1 - x_i) - \dot{m}_{ver} + \dot{m}_{kon}$$

Energiebilanz der Dampfphase:
$$\frac{dU_d}{dt} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i x_i h_{i,d} + \dot{m}_{ver} h'' - \dot{m}_{kon} h' - \dot{Q}_{d,f} - \dot{Q}_{d,wa}$$

Energiebilanz der flüssigen Phase:
$$\frac{dU_f}{dt} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i (x_i - 1) h_{i,f} - \dot{m}_{ver} h'' + \dot{m}_{kon} h' + \dot{Q}_{d,f} - \dot{Q}_{d,wa}$$

3. Dynamik von Kohlemühlen

Braunkohlekraftwerke müssen in Zukunft häufiger in Teillast betrieben werden. Für den Betrieb in Teillast werden Kohlemühlen und -brenner abgeschaltet. Sollen Braunkohlekraftwerke zukünftig schnellere Leistungsänderungen absolvieren können, muss neben der Dynamik des Kessels auch die Dynamik des An- bzw. Abfahrvorganges der Kohlemühlen berücksichtigt werden. Entscheidend für die Leistung des Dampferzeugers und damit einhergehend für die Generatorleistung ist das Zeitverhalten der Brennstoffzufuhr. Für eine kurzfristige Änderung der Generatorleistung sind prinzipiell auch wenige andere Möglichkeiten denkbar, auf die allerdings im Folgenden nicht weiter eingegangen werden soll. Diesen ist aber gemein, dass sie Speicherpotentiale im Wasser-Dampfkreislauf benutzen, um entweder Energien aus- oder einzuspeichern (vgl. [2]). Für längerfristige Leistungsänderungen mit einer großen Leistungsamplitude müssen zusätzliche Mühlen an- bzw. abgeschaltet werden. Um das Zeitverhalten von Laständerungen inklusive der Zu- bzw. Abschaltung von Mühlen zu analysieren bietet sich die Gesamtmodellierung eines entsprechenden Kraftwerks an.

Braunkohlemühlen haben im Wesentlichen zwei Funktionen. Einerseits soll über das Schlagrad die Braunkohle zerkleinert werden, dies sorgt für eine größere Oberfläche und damit einhergehend wesentlich besseren Feuerungseigenschaften der Kohle. Andererseits wird die Rohbraunkohle in den Mühlen getrocknet, da sie je nach Herkunft aus teilweise über 50 Massen-% Wasser besteht, deshalb wird die Braunkohle in den Mühlen mit heißem rückgesaugtem Rauchgas aus der Brennkammer getrocknet.

Bei großen Braunkohlekraftwerken sind die selbstansaugenden Mühlen mit direkter Staubeinblasung in den Feuerraum am häufigsten verbaut. Das bedeutet, dass kein Kohlenstaub zwischengelagert wird. Die Dynamik der Kohlemühlen schlägt sich somit auf die des gesamten Kraftwerks nieder. Das zwischenzeitliche Einlagern des Kohlestaubs würde durch das Prinzip einer Zentralmahlanlage möglich. Diese Methode birgt das Risiko einer Staubexplosion im Zwischenbunker und wird daher nur äußerst selten bei großen Kohlekraftwerken angewendet [3].

Vorteil von Kohlestaubmahlanlagen mit direkter Staubeinblasung ist der sichere Betrieb. Es kommt zwar zur Zusammenführung von ca. 900 °C heißem Heißgas und Kohle, aber da das Heißgas fast vollständig aus Inertgasen besteht, ist eine Selbstentzündung in den Kohlemühlen ausgeschlossen [4]. Um die Gefahr auch auf dem Staubtransport zu den Kohlebrennern zu reduzieren, sind die Mühlen möglichst nahe den Brennern aufgestellt.

Die Dynamik, während eines An- bzw. Abfahrprozesses einer Braunkohlemühle richtet sich vornehmlich nach drei Kriterien:

1. der Vorschubgeschwindigkeit der Kohlezuteiler und deren Länge,
2. dem Mahlprozess und der zeitgleichen Trocknung der Kohle und
3. den Reglerparametern für die Zugabe von Primärluft, Heißgas und Kohle

Durch diese Gegebenheiten ergibt sich eine besondere Charakteristik des Anfahrens von Braunkohlemühlen. Durch die Zugabe von Rohbraunkohle steigt zwangsläufig die zu verdampfende Wassermenge. Da die Verdampfung des Wassers vor der Verbrennung der Kohle stattfindet, muss zuerst Energie für die Verdampfung bereitgestellt werden, bevor eine höhere Feuerungsleistung zu einer höheren Dampferzeugerleistung führt. Es ist daher zu erwarten, dass der Generator, bedingt durch physikalische Effekte keine streng monotone Leistungsanpassung vollzieht. In Abbildung 2 sind der Frischdampfenthalpiestrom und der Frischdampfmassenstrom während eines Lastwechsels zu sehen. Diese Parameter bestimmen maßgeblich die Generatorleistung. Im Laufe des Lastwechsels werden in diesem Beispiel 3 Kohlemühlen nacheinander eingeschaltet. Die Auswirkungen einer Kohlemühlenschaltung werden mit zunehmender Leistung natürlich geringer.

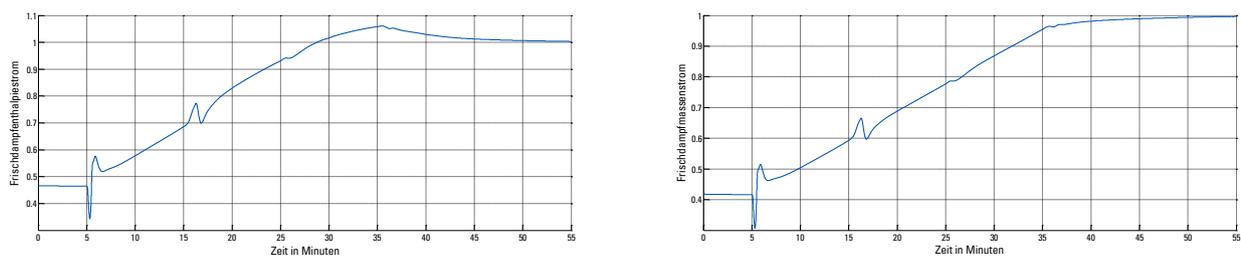


Abbildung 2: Frischdampfenthalpiestrom und Frischdampfmassenstrom während eines Lastwechsels

4. Ergebnisse & Ausblick

Durch die Modellierung und anschließende Simulation von Gesamtanlagen, können einzelne Baugruppen und ihre Bedeutung für den Gesamtprozess analysiert werden. Es ist daher möglich Potentiale zu identifizieren und Optimierungsstrategien zu entwickeln. Ein wichtiger Vorteil der Modellierung im Gegensatz zu Messfahrten ist die Vergleichbarkeit von Simulationsergebnissen miteinander. Häufig ist die Vergleichbarkeit von Ergebnissen aus Messfahrten nicht unbedingt gegeben, da einerseits die Messinstrumente nur über eine bestimmte Genauigkeit verfügen und andererseits die Messfahrten wesentlich von Außenbedingungen abhängen. Dies betrifft zum Beispiel die Außentemperatur, den Außendruck und die Beschaffenheit der Rohbraunkohle.

Ein typisches Anwendungsfeld von dynamischen Simulationen sind Fälle der Laständerung. Diese ist wesentlich durch das Zeitverhalten der Brennstoffzufuhr limitiert. In dem Modell lassen sich beliebig große Laständerungen risikolos vollziehen und Auswirkungen auf die Gesamtanlage betrachten. Es ist daher möglich, positiv auf die Anlage einzuwirken, sei es durch die Eingabe verbesserter Reglerparameter oder durch die Änderung verfahrenstechnischer Prozesse. Dadurch gewinnt die Gesamtanlage an Flexibilität und Schnelligkeit.

Literaturverzeichnis

- [1] Ziems, C., Nocke, J., Weber, H., & Hassel, E. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen Teil 2*. Rostock: VGB.
- [2] Hübel, M., Meinke, S., Nocke, J., & Hassel, E. (2015). *Identification of Energy Storage Capacities within large-scale Power Plants and Development of Control Strategies to increase marketable Grid Services*. San Diego: ASME 2015 Power and Energy Conversion Conference.
- [3] Dolezal, R. (1961). *Großkessel-Feuerungen*. Berlin: Springer.
- [4] Effenberger, H. (1999). *Dampferzeugung*. Berlin, Heidelberg: Springer.

Entwicklung von Modellen zur Simulation von (FU) Frequenzumrichter-Ableitströmen in IT Netzen

A. Rafoth HS-Wismar, FB Seefahrt, Richard Wagner Str. 31, D-18199 Warnemünde

Schlüsselwörter: IT-Netz, Ableitstrom, Simulation, Frequenzumrichter

Zusammenfassung: IT-Netze werden in Industrieanlagen und auf Schiffen eingesetzt. Sie erlauben im Allgemeinen eine höhere Zuverlässigkeit, der zunehmende Einsatz von Frequenzumrichtern erschwert jedoch die Fehlerdiagnose, da die hohen Schaltfrequenzen größere Ableitströme erzeugen. Der Artikel stellt simulative und experimentelle Daten gegenüber, es werden Modelle zur Berechnung von Ableitströmen und zum Entwurf von Diagnosemethoden vorgestellt. Es sollen aber, im Gegensatz zu vielen Veröffentlichungen die den Personenschutz im Focus haben, Zusammenhänge erklärbar, Größenordnungen von Strömen im Betrieb und im Fehlerfall abschätzbar und die Ergebnisse von Schutzmaßnahmen oder Detektionsverfahren in ihrer Tendenz vorhersagbar werden.

Abstract: IT grids (insulated grids) are used in industry and ships. They are considered to be highly reliable. Extended use of frequency converters makes diagnosis more complicated. This due to the fact that higher switching frequencies generate higher parasitic capacitive leakage currents through natural or filter grounding/earthing capacitances. This paper compares simulated and measured data. Models to calculate leakage currents and to be used for developing diagnosis tools are described. In opposite to other papers dealing with personal safety this paper focusses on system understanding and estimation of dimension of natural and fault currents. Results of diagnosis systems and tendencies for detection methods can be predicted.

1. Einleitung

Unter den verschiedenen Netzformen nimmt das IT Netz eine besondere Stellung ein. Bei geeignetem Einsatz erlaubt es den Zustand des Netzes bei laufendem Betrieb einzuschätzen und bei Auftreten eines ersten Fehlers gegebenenfalls vorgegebene Wartungsintervalle mit Instandsetzungsmaßnahmen zu kombinieren, was im Allgemeinen zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit diese Anlagen führt. Aber beim Einsatz von FU werden Fehler in IT Netzen in einigen Fällen nicht oder nicht rechtzeitig erkannt.

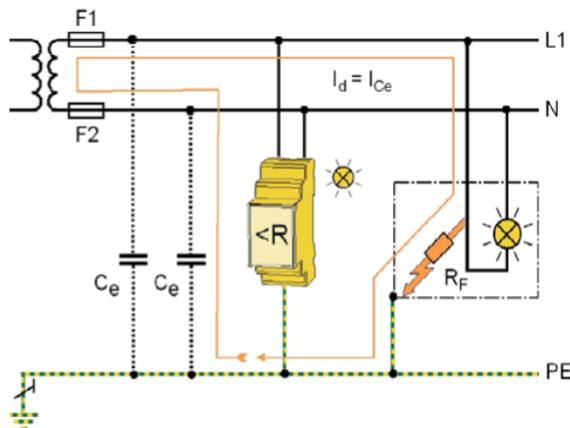


Abbildung 1: Prinzip IT Netz

Die vorgestellten Modelle sollen eine realistische Abschätzung von Ableitströmen in Energiesystemen erlauben. Sie beschränken sich aber auf zunächst auf einphasige Systeme. Alle Komponenten werden in Simulink Blöcken modelliert. Alle Schalter wie Dioden und IGBT's werden ideal angenommen. Der Anspruch an die Genauigkeit kann mit Blick auf viele parasitäre Einflüsse wie Kabelverlegearten, konstruktiv bedingte Ableitkondensatoren oder Kabelinduktivitäten nicht unendlich hoch geschraubt werden.

2. Systembeschreibung

2.1. (Nieder-) Netzfrequenzkomponenten

In [1] wird beispielsweise ein IT-Netz ganz allgemein erklärt. Der Energiepfad ist komplett isoliert, die Gehäuse von Komponenten werden lokal geerdet. NF bedeutet allgemeine 50/60Hz Netze ohne Einsatz von FU. Die entstehenden Harmonischen haben nur Frequenzen als ganzzahlige Vielfache der Netzfrequenz. Dies soll hier im Weiteren durch NF (Niederfrequenz) benannt werden.

Ein idealisiertes Netz [1] führt keine Ableitströme, somit ist die einzige Änderung im Fehlerfall eines Erdschlusses die Verlagerung der Sternpunktspannung. Der Energieumsatz erfolgt unverändert. Nur in den zwei intakten Leitungen wird die Isolation um das 1,73-fache höher belastet. Eigentlich sollte, eine korrekte FMEA vorausgesetzt, kein weiterer Schaden entstehen.

IT Netze werden eingesetzt auf allen Schiffen und zuweilen auch in der Windkraft. In Mittel- oder Hochspannungsnetzen wird ein IT-Netzabschnitt im Allgemeinen durch zwei Trafo-Wicklungen und die verbindenden Freileitungen gebildet. Oft werden aber hier die Transformatorsternpunkte behandelt. Dann ist der entsprechende Netzabschnitt kein reines IT-Netz mehr.

Häufig ist in Lehrmeinungen zu finden, dass bei einem Erdschluss „nichts passiert“ außer dass in zwei Leitern die Isolation mit der verketteten Spannung belastet wird und das System erst einmal weiterbetrieben werden könnte.

Das gilt so nicht mehr wenn Ableitkapazitäten ins Spiel gebracht werden. Diese Kapazitäten sind als konzentrierte Bauelemente im System nicht zu finden. Sie sind sogenannte „Parasiten“ und entstehen prinzipiell durch die geometrische Anordnung von zwei Leitern. Zum Beispiel:

- Trafo Wicklungen gegen Kern
- Motorwicklungen gegen Kern
- Kabel verlegt gegen Erde (z.B. auch WKA-Turm)
- Mittelspannungskabel Leiter gegen Schirm

Im Allgemeinen sind diese Kondensatoren als Teile von Leitungen auch mit induktiven Eigenschaften versehen oder verknüpft, womit sich automatisch schwingungsfähige Anordnungen ergeben (Abbildung 2).

Die Ableitströme in einem dreiphasigen System sind ohne Fehler etwa symmetrisch und die Summe ihrer Mittelwerte ist null. Sie belasten alle Außenleiter gleichermaßen. Im Fehlerfall fließen in den Außenleitern dann noch die um die Ableitströme vergrößerten eigentlichen Lastströme des Antriebes.

2.2. Frequenzumrichter in IT Netzen

Frequenzumrichter finden, wie in anderen Netzen auch, zunehmend Einsatzgebiete in IT Netzen. Im geerdeten Netz würde ein Fehler auf der Eingangsseite des Frequenzumrichters zum Auslösen der vorgelagerten Sicherung führen. Teilweise werden auch träge FI Schalter eingesetzt, um Fehler auf der Eingangsseite zu detektieren.

Bei Fehlern auf der Ausgangsseite erkennt der Frequenzumrichter den Überstrom und schaltet sich ab.

Bei Einsatz eines FU treten zuweilen Probleme mit vorgelagerten Komponenten des Personenschutzes wie FI-Schaltern (RCD) auf.

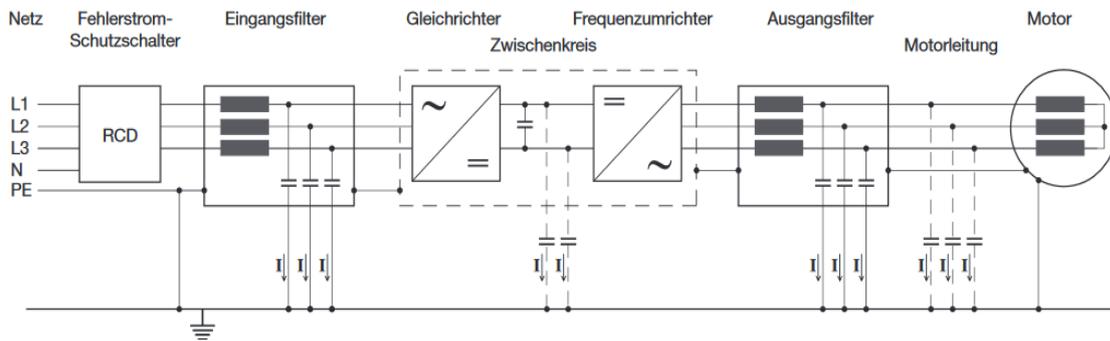


Abbildung 2: Einsatz von Frequenzumrichtern im IT Netz [2]

Allgemein empfohlene Maßnahmen zur Verringerung von Fehlerströmen im Netz sind dann [2]:

- Stromkreise in RCD-geschützt und -ungeschützt aufteilen,
 - gefilterte und ungefilterte Kabel trennen,
 - schrittweises Starten mehrerer FU,
 - Anordnung der Frequenzumrichter nahe des Motors (kurze Motorleitungen),
 - Überspannungsschutz zum Schutz vor Spannungsspitzen,
 - Einsatz von RCD mit verzögertem Ansprechverhalten,
 - Differenzstrommessgerät (RCM),
 - Netzdrosseln,
 - Summenfilter am Netzeingang anstelle mehrerer einzelner Filter,
 - 4-Leiter-Filter mit Nullleiter anstelle 3-Leiter-Filter verwenden,
 - Einsatz von Ausgangsfiler (Sinusfilter) ,
 - Einsatz von ableitstromarmen Filtern.
- Quelle Text und Bild: [2]

Bedingt durch die Pulsfrequenz, die in keinem festen Verhältnis zur Netzfrequenz stehen muss, aber wesentlich größer ist als diese, soll hier von HF (Hochfrequenz)-Störungen gesprochen werden. Filter die auf der Ausgangsseite des FU angeordnet sind unterscheiden sich bei verschiedenen Herstellern deutlich. Im Schiffsbordnetz treten derartige Isolationsfehler häufig durch Wassereintritt in Pumpenmotoren auf.

3. Modellbeschreibung

3.1. Allgemein

Die prinzipielle Schaltung des Energiepfades zeigt Abbildung 3. Es soll ein vom Netz gespeister einphasiger Gleichrichter mit DC Zwischenkreis und angeschlossenem Puls-Wechselrichter (WR) untersucht werden. Alle Elemente werden über Simulink Grundfunktionen abgebildet. Um die Effekte von Ableitparasiten zu untersuchen werden die wesentlichen Potentiale auf der Gleich- und Wechselspannungsseite über Ableitkondensatoren mit einem Nullpotential verbunden. Der Gleichrichter unterbricht die Stromkreise, wenn der Momentanwert der Netzspannung die Spannung des Zwischenkreiskondensators unterschreitet.

Es folgt eine stromlose Phase bevor durch die wieder angestiegene und durch den Gleichrichter invertierte Netzspannung nach Überschreiten der Kondensatorspannung eine weitere Leitphase mit getauschter Polarität beginnen lässt.

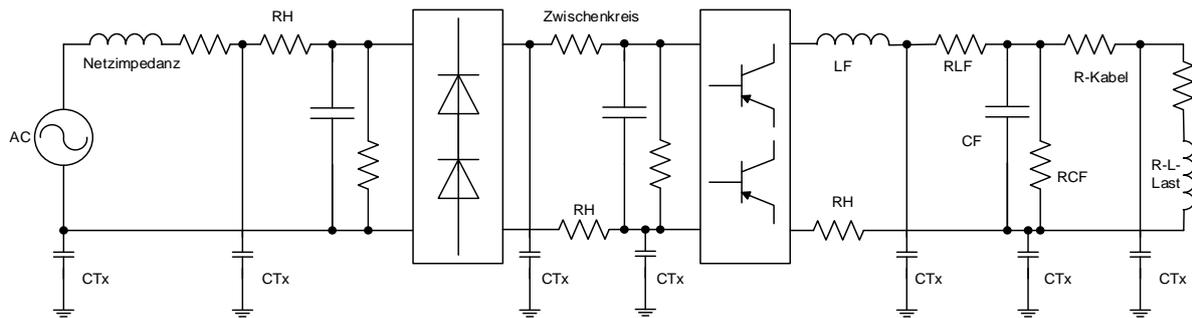


Abbildung 3: Übersichtsschaltbild des Simulationsmodelles.

Das Modell bildet alle Potentiale der Schaltung über die Spannungen der Ableitkondensatoren ab. Ströme lassen sich über die Spannungsdifferenzen berechnen oder integrieren. Diese Ströme werden addiert oder subtrahiert um die Ströme für die vorhandenen Kondensatoren zu erhalten, die dann aufintegriert die Spannungen an den jeweiligen Kondensatoren ergeben. Wichtig ist die Übertragung der Potentiale der Ableitkondensatoren, so dass Isolationspotentiale auf der Wechselspannungsseite auf der Gleichspannungsseite „zu sehen“ sind und umgekehrt.

Die verschiedenen Schaltzustände von Gleich und Wechselrichter (aktuell leitende Ventile) werden durch extra eingeführte Zahlenwerte als Systemzustand dargestellt.

3.2. Modelldetails Gleichrichter

Bei der eingesetzten Gleichrichterbrücke B2 fließt, in Abhängigkeit von den Spannungsverhältnissen in zwei Richtungen Strom. Die jeweils leitenden Dioden verbinden dann den Wechselstromteil mit dem Gleichstromzwischenkreis. Die Umschaltung zwischen den leitenden Diodengruppen wird mit if/else flow Blöcken dargestellt. Diese Blöcke steuern If/Action Blöcke deren Ausgänge die jeweiligen DC- und AC Anschlüsse „verbinden“ und in Merge-Blöcken zusammengefasst werden.

Ströme können so auch zu null gesetzt werden. Die If/Action Blöcke erwarten zu jedem Zeitpunkt definierte Eingangssignale. Somit werden im Modell hier Speichergrößen wie gefilterte Ströme und Kondensatorspannungen angelegt, die sich aus Integrationen ergeben. Wenn erforderlich, werden dazu „Hilfsbauelemente“ z.B. kleine Kondensatoren oder Kabelinduktivitäten verwendet. Aus numerischen Stabilitätsgründen werden einige Integratoren mit „Dämpfungswiderständen“ versehen, dies entspricht letztlich kleinen auch in der Realität vorhandenen Serien- oder Parallelwiderständen. Mit den If/Action Blöcken ist es dann möglich das Vorzeichen der Wechselgrößen „zu ändern“ was der Gleichrichtung entspricht. Sind die Dioden nicht leitend werden keine Potentiale von der Gleich- auf die Wechselstromseite übertragen. Durch die Ableitkondensatoren müssen die Ströme im Hin- und Rückleiter nicht gleich groß sein.

Die dargestellten Messungen fand mit einem Gleichrichter statt, dessen Trafo nahe dem Kurzschluss betrieben wurde, diese Situation wurde auch im Simulationsmodell eingestellt.

3.3. Modelldetails Wechselrichter

Der Wechselrichter wird als H-Brücke mit idealen Schaltern behandelt. Abhängig von Steuersignalen, die aus dem Vergleich zwischen Trägerdreiecksfunktion und Steuer-Sinusfunktion abgeleitet werden, wird die H-Brücke ein- oder um- oder ausgeschaltet. Somit entsteht eine Ausgangsspannung als ideal geschaltete Zwischenkreisspannung. Es kommen die gleichen Simulationsblöcke wie im Gleichrichtermodell zum Einsatz. Die Filter auf der Ausgangsseite entsprechen den in realen Stromrichtern

vorhandenen du/dt Filtern. Sie begrenzen die Flankensteilheit der Spannung die an die ohmsch-induktive Last angelegt wird und haben einen Einfluss auf die Umladeströme der Ableitkondensatoren.

3.4. Modelldetails Ableitkapazitäten

1. Netzseite

- Transformator-Wicklungen 200nF/Phase
- Kabel 300mm² Stator x Systeme 100m
- 180nF/km Kabel Kabel
- 0,6 * 180nF/km Kabel Erde

2. Umrichterseite:

- 35nF Kabel,
- Motor 100-300nF /Phase
- Filter Cs du/dt < 1μF
- DC-Link C's
- IGBTS 10nF/cm² 20cm x 20cm → 4μF *

4. Ergebnisse

4.1. Gleichrichter - Kondensator - Widerstand als Last (Validierung)

In einem Laboraufbau wurden die wesentlichen Elemente der Stromkreise zusammengeschaltet. Als Ableitkondensatoren kamen 100nF Kondensatoren zum Einsatz. Durch den mit wechselndem Vorzeichen stattfindenden Anschluß des Zwischenkreiskondensators an die AC Potentiale wechseln die Vorzeichen der Spannungen an den Ableitkondensatoren auf der AC Seite ständig. Der sofortige Wechsel ohne Pause hat seine Ursache im Stromfluß. Die Bedingungen in der Messung waren so, dass der Transformator einen sehr hohe interne Impedanz besaß und diese den Stromfluß fast kontinuierlich aufrecht erhielt. Erst wenn die Dioden wechselten polte sich die Isolationsspannung um. Das Modell stimmt auch für diese Bedingungen sehr gut mit der Messung überein. Im Weiteren wurden die Wechselrichterkomponenten zu der einphasigen Anordnung hinzugefügt. Auch wenn eine Validierung dafür noch aussteht, lassen sich folgende Schlussfolgerungen treffen.

Es ergaben sich für einen Gleichrichter mit kapazitiv-ohmscher Last in Simulation (links) und Messung (rechts) folgende Bilder 4-9.

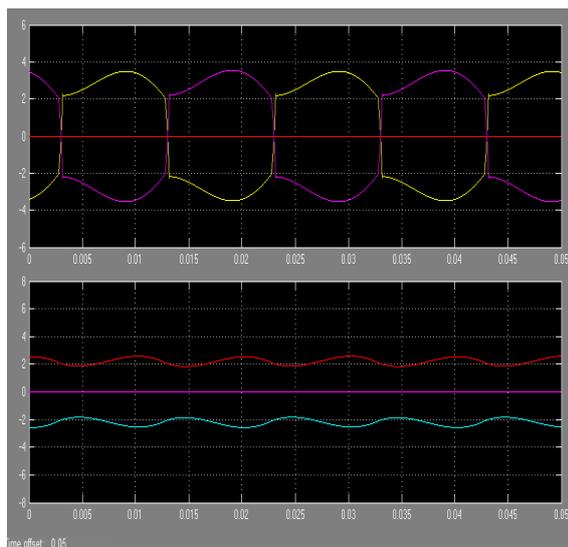


Abbildung 4: Fehlerloser Zustand

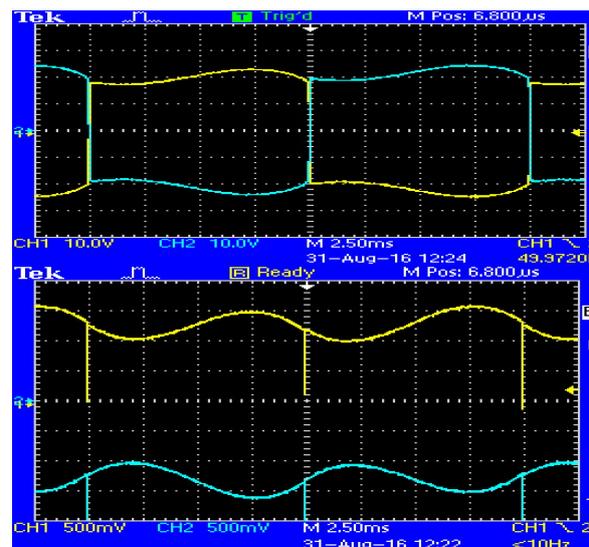


Abbildung 5: Netz(AC) Seite (1V/Div !)DC (0,5V/Div),

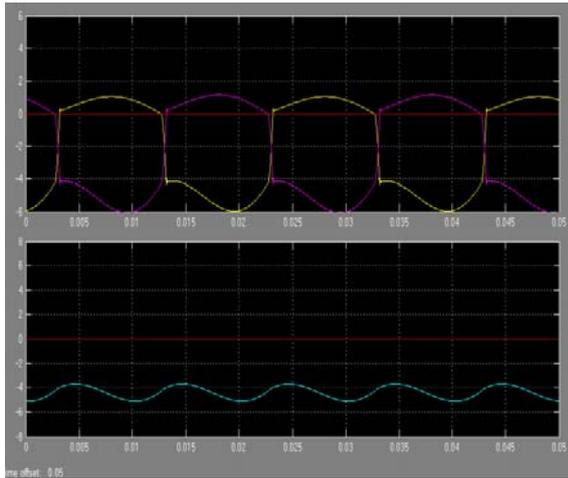


Abbildung 6: Fehler auf der DC-Seite

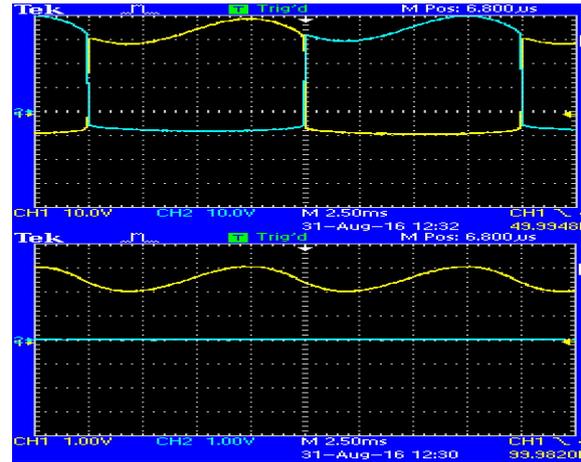


Abbildung 8: Netz (AC) Seite (2V/Div!) DC (1V/Div)

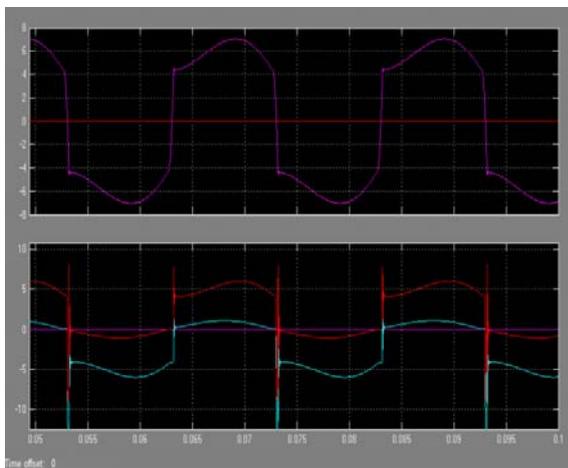


Abbildung 7: Fehler auf der AC-Seite

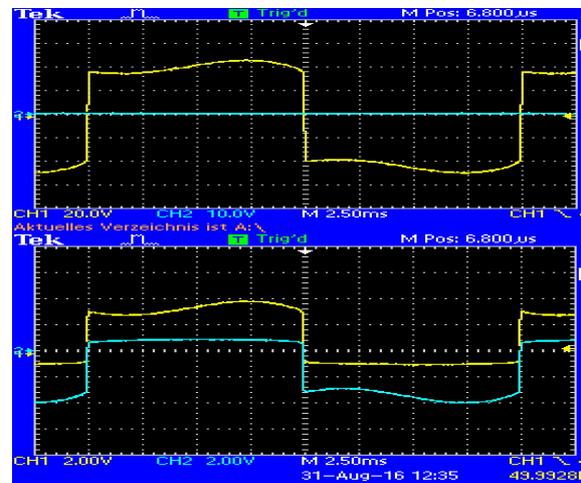


Abbildung 9: Netz (AC) Seite (1V/Div !DC (2V/Div)

4.2. Gleichrichter – Zwischenkreis-Kondensator - Widerstand als Last

Die Simulationsergebnisse mit dem an AC-Anlagen angepassten Größen werden dargestellt für ein AC-System mit 1000V Scheitelwert (690V-Netz) und einer Zwischenkreisspannung von 1000V. Die Systemleistung liegt bei 50kW.

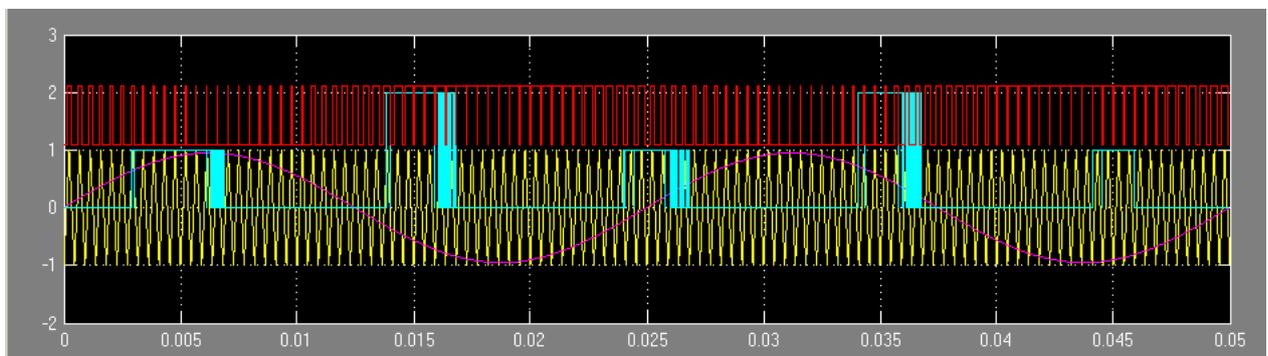


Abbildung 10: Schaltzustände des Gleich- und Wechselrichters

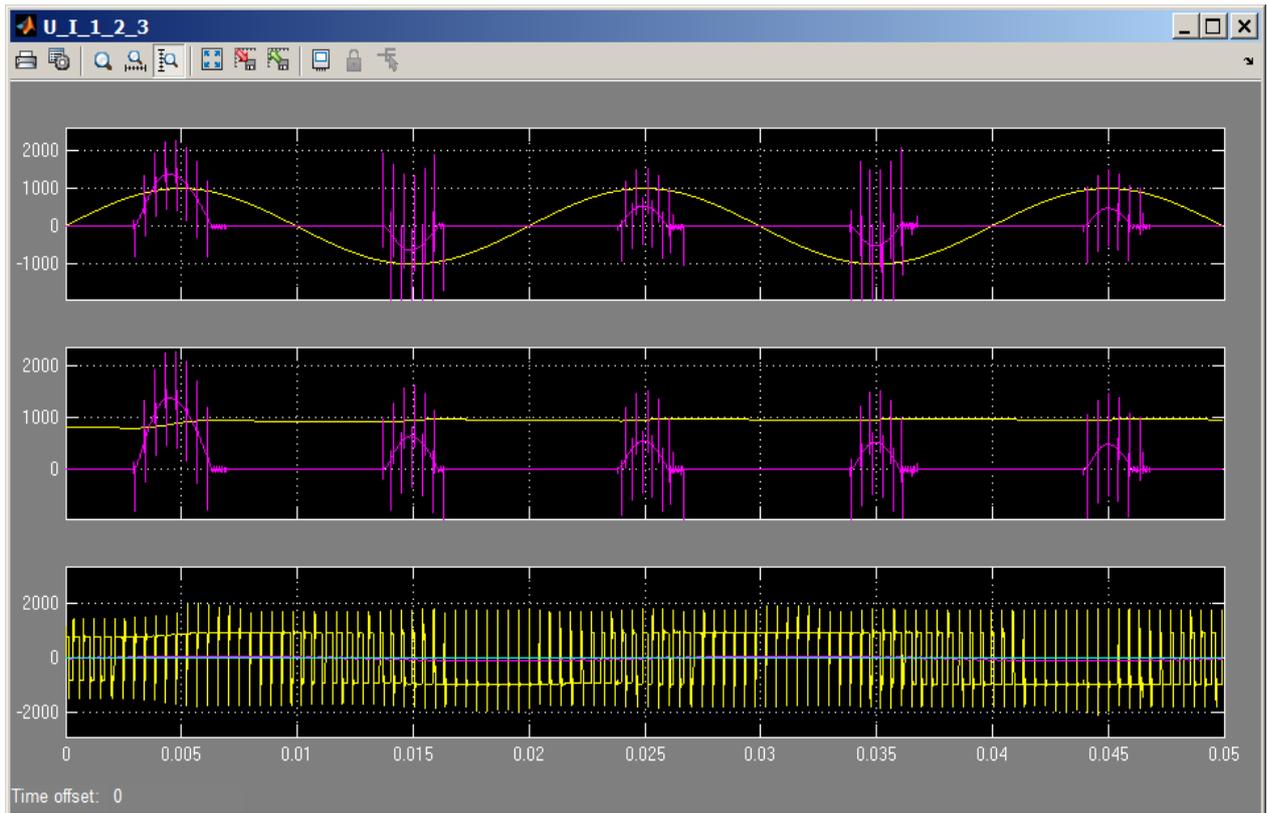


Abbildung 11: Spannungen (gelb) und Ströme (lila) der Netz-, Zwischenkreis- und WR-Seite.

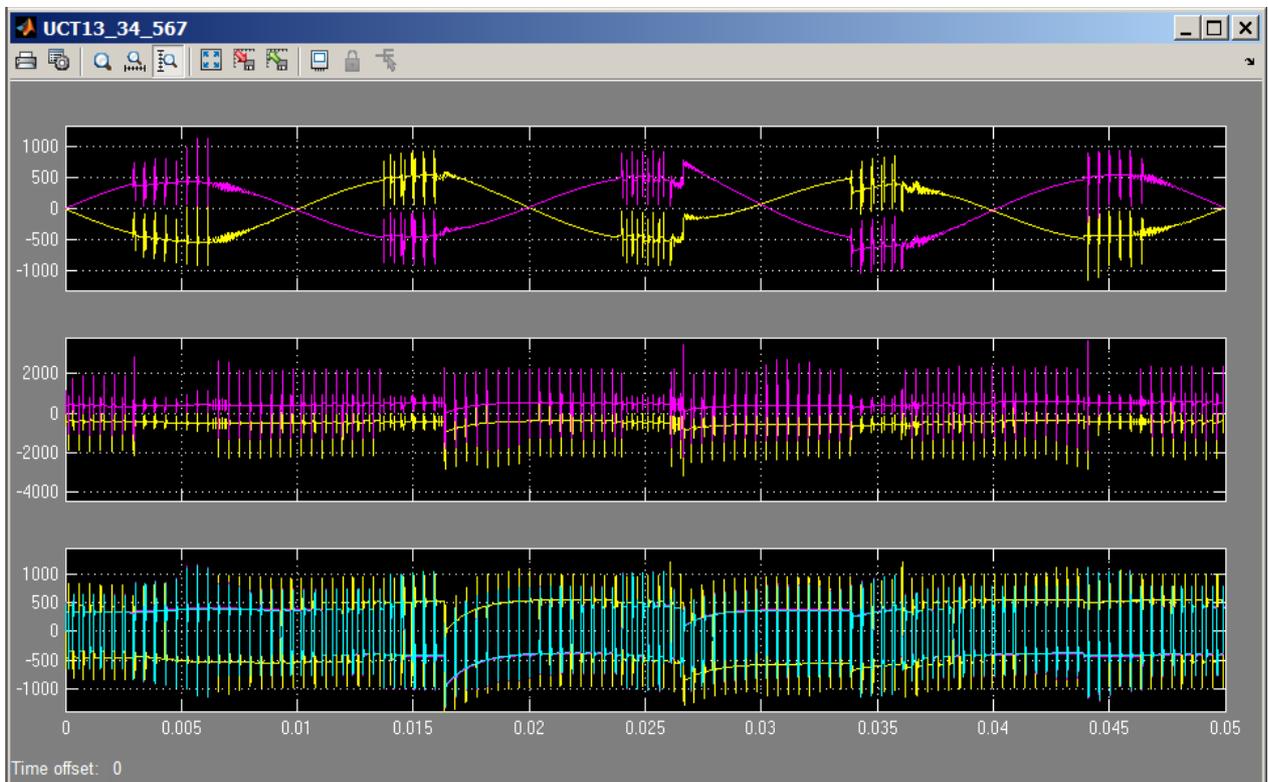


Abbildung 12: Spannungen an Ableitkondensatoren auf Netz-, Zwischenkreis- und WR-Seite

5. Schlussfolgerungen

- Die Potentiale des Zwischenkreises werden durch den Gleichrichtvorgang ständig getauscht, s. Abbildung 4, Abbildung 5.
- Pulsfrequente Störungen des WR werden vom Gleichrichter nur in den Leitphasen der Dioden von der DC-Seite auf die Netzseite übertragen.
- Die gemittelten Umladeströme in den Ableitkondensatoren hängen nicht vom du/dt des Wechselrichters ab. Die Peak Ströme werden sehr wohl davon beeinflusst, die Umladung geht mit steilerem du/dt schneller von statten und bedingt dadurch größere Ströme.
- Die Pulsfrequenz beeinflusst wie die Größe der Ableitkondensatoren direkt die Größe der Ableitströme. In dreiphasigen Systemen verdreifacht sich die Anzahl der Schalt-/Umladungsvorgänge. In dreiphasigen Anordnungen ist durch die Vervielfachung der Schaltvorgänge zu erwarten, dass die Pulsfrequenz auf den Ableitkondensatoren zum dreifachen Ableitstrom führt.
- In einphasigen Systemen kann sich der Erdschlussstrom im Fehlerfall (im Vergleich zu den Ableitströmen ohne Fehler) nur verdoppeln, da eine der beiden als ähnlich angenommenen Ableitimpedanzen überbrückt wird. Im Dreiphasensystem steigt er um $3/2$ an. Wenn die Ableitkondensatoren stärker verteilt vorliegen und bezogen auf den 2-poligen Energiefluss unsymmetrisch verteilt vorliegen, kann der Strom an der Fehlerstelle auch höher sein.
- Eine kapazitive WR-Last wie z.B. Filter, wirkt sehr unterschiedlich auf die WR-Ableitströme in den Ableitkondensatoren.
- Fehler auf der Wechselrichterseite führen bedingt durch die hohe Pulsfrequenz zu deutlich höheren Ableitströmen. Diese Ströme sind als Blindstrom in den FU zu sehen. Hier könnte ein mögliches Diagnoseverfahren ansetzen.
- Eine erste Erkenntnis ist, dass die IGBT's zu den Kühlsystemen bedingt durch die kleinen Abstände wegen einer angestrebten optimalen Kühlung eine sehr große Kapazität bilden. Hier wäre es möglich die Ableitkapazitäten deutlich zu verringern, indem die Kühlkörper zum Montageträger und zu den Versorgungssystemen, wie Wasseranschlüsse oder Luftzuführungen isoliert würde. Letztere müssen aus Personenschutzgründen wieder geerdet sein.

6. Ausblick

Da viele Komponenten in den Modellen geschätzte oder angenommene Größen sind, wird im Weiteren versucht werden, hier genauere Zahlen zu bekommen oder zu bestimmen. Ein Ausbau der Modelle auf dreiphasige Antriebe soll die Praxistauglichkeit und die Vergleichbarkeit zu existierenden Messungen verbessern. Schlussendlich sollen die Modelle eingesetzt werden, um praxistaugliche Diagnose- und Schutzfunktionen innerhalb oder außerhalb des FU zu entwickeln. Dazu werden sie an realen Frequenzumrichtersystemen validiert.

[1] IT Netz Bender www.bender-de.com

[2] Schurter www.schurter.com

Gewässer als Wärmequelle für Wärmepumpen großer Leistung durch Anwendung der Vakuum-Flüssigeis-Technologie

M. Safarik, M. Honke, B. Burandt, C. Steffan

Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH, Bertolt-Brecht-Allee 20, D-01309 Dresden, ice@ilkdresden.de;
www.ilkdresden.de

Schlüsselwörter: Wärmepumpen, Direktverdampfung, Heizen mit Eis, Vakuumeis, Tripelpunkt

Zusammenfassung:

An geeigneten Standorten können Gewässer eine leicht zu erschließende und aufgrund des hohen Temperaturniveaus effiziente Wärmequelle für Wärmepumpen sein. Mit Vakuum-Flüssigeis-Technologie kann auch Wasser niedriger Temperatur genutzt werden, da der Wärmeentzug durch Eisbildung stattfindet, die bei dieser Technologie nicht zu Beschränkungen der Entzugsleistung führt. Aufgrund der konstanten und gegenüber Luftwärmepumpen höheren Wärmequelltemperatur kann ein signifikanter Effizienzvorteil erreicht werden. Auch die Anwendung in „Kalten Netzen“ ist möglich.

Summary

Water from a natural reservoir is a powerful heat source with stable temperature conditions in many locations. In some locations however the water temperature reaches the freezing point in winter. This complicates or even prevents the utilization of this ambient heat source in heat pumps with conventional evaporator. If the temperature of the inlet water is too low freezing will occur in the evaporator preventing a steady and reliable operation of the heat pump. The direct evaporation vacuum ice process is able to utilise low temperature water as heat source as the freezing process provides the heat. Since the ice is generated at the free surface in the evaporator the ice can easily transported back to the reservoir. Considerably smaller water flow rates from the natural reservoir are necessary compared to sensible heat extraction. A significant efficiency increase of about 30 % compared to air-source heat pumps can be achieved.

1. Motivation

Die Bereitstellung von Heiz- oder Prozesswärme mittels Wärmepumpen ist eine nachhaltige Form der Wärmeerzeugung, insbesondere wenn regenerativ erzeugter Strom zum Antrieb eingesetzt wird. Im Zuge der Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems spielen Wärmepumpen eine zunehmend bedeutende Rolle zur effizienten Wärmebereitstellung.

Die Verfügbarkeit sowie die Temperatur der Wärmequelle sind von maßgeblicher Bedeutung für die Effizienz und Leistungsfähigkeit von Wärmepumpen. Momentan werden hauptsächlich der Erdboden sowie die Umgebungsluft als Wärmequelle genutzt.

Vorteile des Erdbodens sind höhere Temperaturen sowie eine gleichbleibende, von der Lufttemperatur unabhängige Wärmeentzugsleistung. Nachteilig sind die hohen Erschließungskosten, ggf. ungenügende Regenerierung im Sommer sowie begrenzte Entzugsleistungen in dicht besiedelten, urbanen Gebieten.

Umgebungsluft als Wärmequelle ist kostengünstig zu erschließen. Allerdings sinken die Effizienz und die Leistung einer Luftwärmepumpe mit abnehmender Lufttemperatur. Die notwendige Um-

wälzung großer Luftmengen ist zudem mit Lärmemissionen verbunden, was insbesondere in urbanen Gebieten zu Problemen führen kann.

Wasser aus Seen, Flüssen oder dem Meer ist an geeigneten Standorten als leicht erschließbare Wärmequelle hoher Kapazität nutzbar. Allerdings ist das Wasser bei Temperaturen nahe dem Gefrierpunkt nicht mehr als Wärmequelle nutzbar, wenn der Wärmeentzug durch Abkühlung des Wassers erfolgt.

Wird jedoch die Gefrierwärme des Wassers verwendet, kann selbst Wasser mit einer Temperatur von 0 °C als leistungsfähige Wärmequelle konstanter Temperatur genutzt werden. Die Umsetzung dieses Konzeptes ist mit der Vakuum-Flüssigeis-Technologie möglich und wird im Folgenden näher erläutert.

2. Vakuum-Flüssigeis – Eiszerzeugung durch Direktverdampfung am Tripelpunkt

Die Vakuum-Flüssigeis-Technologie basiert auf der Verdampfung von Wasser unter annähernd Tripelpunktsbedingungen (~ 6 mbar, 0 °C).

Dazu wird ein geschlossener Behälter teilweise mit Wasser gefüllt. Der Dampfraum über dem Wasser wird evakuiert, also die Luft mittels einer Vakuumpumpe entfernt. Im Dampfraum befindet sich dann nur noch Wasserdampf bei dem Sättigungsdruck, der der Temperatur des Wassers entspricht. Bei 20 °C sind dies ca. 23 mbar.

Der im Dampfraum befindliche Wasserdampf wird durch einen Turboverdichter abgesaugt, auf einen höheren Druck komprimiert und anschließend bei einer höheren Temperatur (t_C) kondensiert. Das Kondensat wird zurück in den Behälter geführt. Das Absaugen des Wasserdampfes aus dem Behälter bewirkt eine Druckabsenkung im Dampfraum, was wiederum zur Neubildung von Wasserdampf aus dem Wasser heraus führt (Verdampfung). Die zur Dampfbildung notwendige Verdampfungswärme wird dem Wasser selbst entzogen und nicht von außen zugeführt. Durch den Wärmeentzug kühlt sich das Wasser ab. Wassertemperatur und Dampfdruck sinken kontinuierlich bis das Wasser eine Temperatur von 0 °C erreicht. Der Druck beträgt dann 6 mbar.

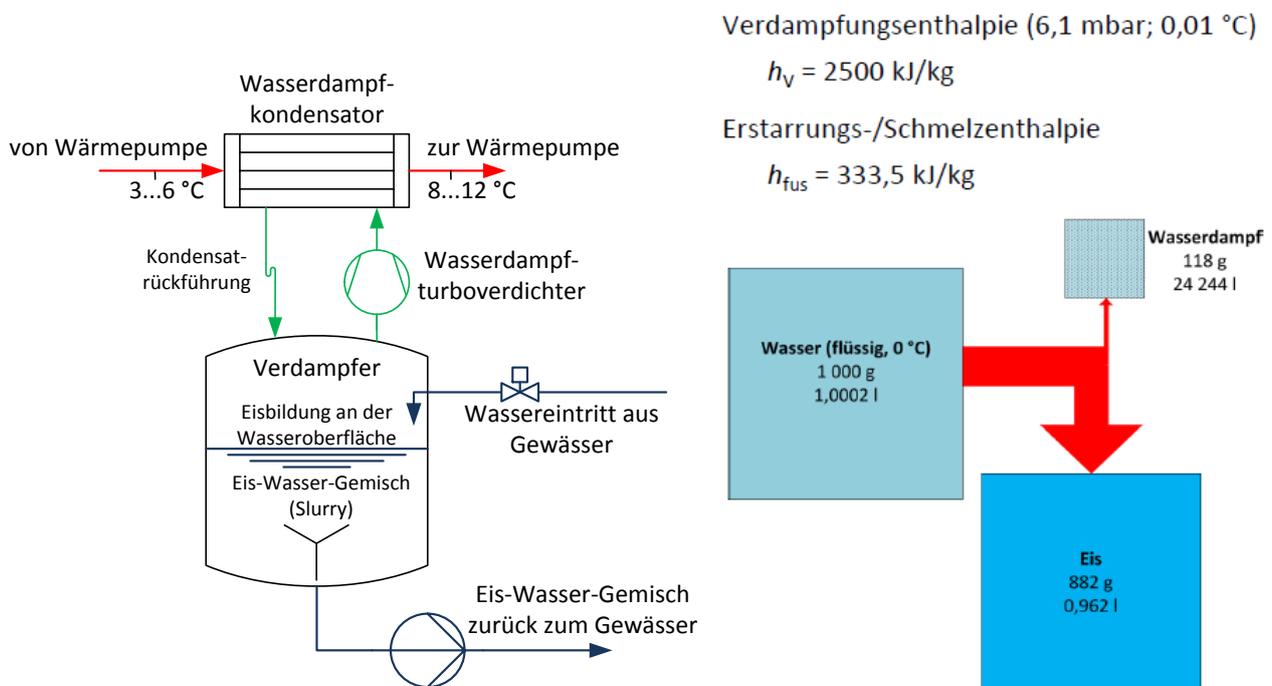


Abbildung 1: Prinzip der Flüssigeiszerzeugung durch Direktverdampfung im Vakuum

Bei fortwährendem Absaugen des Dampfes und damit einhergehender Verdampfung kann das Wasser nicht weiter abkühlen. Anstatt dessen entstehen im Wasser Eiskristalle. Die bei der Kristallisation des Eises freiwerdende Wärme wird zur Verdampfung eines anderen Wasseranteils genutzt. Das Verhältnis von Verdampfungswärme und Erstarrungswärme bestimmt dabei das Verhältnis von Eis und Wasserdampf. Je einem Kilogramm Wasserdampf entstehen 7,5 kg Eis, vgl. Abbildung 1. Dieser Prozess wird auch als Direktverdampfung bezeichnet. Im Verdampfer wird kein Wärmeübertrager eingesetzt. Wasser ist gleichzeitig Kältemittel und Kälte­träger bzw. Speichermedium. Das Wasser im Verdampfer wird während der Eisbildung durchmischt, so dass ein pumpfähiges Wasser-Eis-Gemisch (Flüssigeis, ice slurry) entsteht.

3. Wärmepumpen mit Vakuum-Flüssigeis

Zur Nutzung von Gewässern als Wärmequelle für Wärmepumpen wird das Wasser dem Gewässer entnommen und dem Verdampfer der Vakuum-Flüssigeis-Anlage zugeführt. Dabei kann selbst Wasser von 0 °C als Wärmequelle dienen, da der Wärmeentzug aus dem Wasser v.a. durch Eisbildung im Wasser (latente Wärme) und nicht durch die Abkühlung (sensible Wärme) erfolgt.

Im Verdampfer verdampft ein Teil des Wassers. Der Wasserdampf wird verdichtet und durch Wärmeabgabe an einen Zwischenkreislauf wieder kondensiert, vgl. Abbildung 2. Der Zwischenkreislauf verbindet die Vakuumeisanlage mit einer konventionellen Wärmepumpe. Diese realisiert den weiteren Temperaturhub der aus dem Wasser gewonnenen Wärme auf die benötigte Heiztemperatur .

Der kondensierte Wasserdampf kann in den Verdampfer zurückgeführt oder alternativ als entsalztes Wasser ausgeschleust und anderweitig verwertet werden. Bei Auswahl geeigneter Konstruktionsmaterialien für den Verdampfer kann auch salzhaltiges Meer- oder Brackwasser als Wärmequelle genutzt werden. Die Gefrier- und damit Verdampfungstemperatur ergibt sich dabei entsprechend des Salzgehaltes.

Das im Verdampfer entstandene Wasser-Eis-Gemisch (Flüssigeis) ist pumpfähig und wird zurück in das Gewässer gefördert. Die dem Verdampfer zuzuführende Wassermenge hängt neben der angestrebten Wärmeleistung (Entzugsleistung) vor allem vom Eisgehalt ab, der im Verdampfer erreicht und mit dem das Flüssigeis zurück gegeben wird.

Es ist auch möglich, das beim Wärmepumpenbetrieb entstandene Flüssigeis zu technischem Schnee aufzubereiten und z.B. für touristische Attraktionen bereit zu stellen.

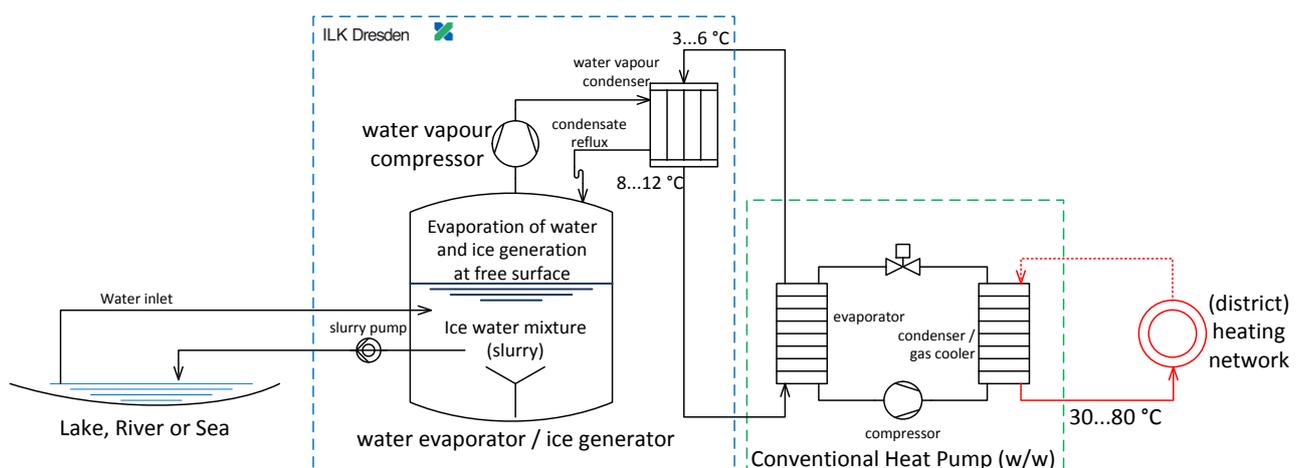


Abbildung 2: Nutzung der Vakuum-Flüssigeistechnologie zum Heizen - Prinzipschema

Abbildung 3 zeigt eine weitere Anwendungsvariante. Hierbei wird der Zwischenkreislauf zwischen Flüssigeisanlage und Wärmepumpe als „Kalte Fernwärme“ zur Verteilung der Wärme an dezentrale

Verbraucher, z.B. verschiedene Gebäude in einer Stadt, genutzt. An den einzelnen Verbrauchspunkten erfolgt dann die Erhöhung auf das jeweils benötigte Temperaturniveau mittels Wärmepumpen.

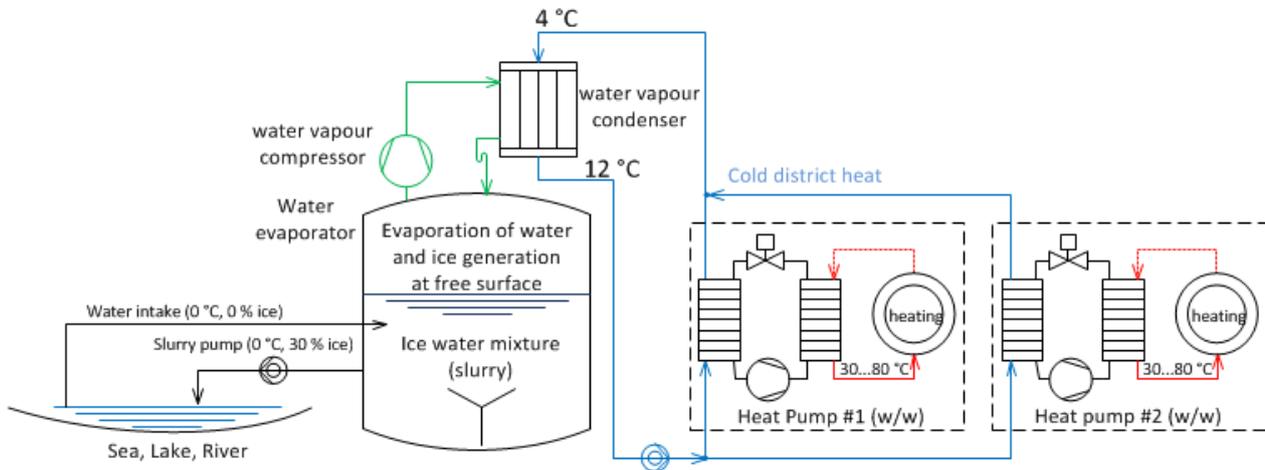


Abbildung 3: Anwendung der Vakuum-Flüssigtechnologie in Kombination mit dezentralen Wärmepumpen („Kalte Fernwärme“)

4. Exemplarischer Effizienzvergleich

Für den Standort Oslo wurde ein rechnerischer Vergleich der Effizienz von Wärmepumpen mit den Wärmequellen Luft und Meerwasser durchgeführt. Grundlage war der stündlich aufgelöste Wärmebedarf eines Referenzgebäudes. Dabei wurde davon ausgegangen, dass beide Wärmepumpen die maximale Heizlast decken können. Die effizienzmindernende Nutzung von elektrischer Widerstandsheizung zur Kompensation der Leistungseinbuße von Luftwärmepumpen bei niedrigen Außentemperaturen wurde somit nicht berücksichtigt.

Abbildung 4 zeigt den Jahresverlauf der Außenlufttemperatur, der Meerwassertemperatur sowie die zu deckende Heizlast.

In Abbildung 5 sind die Arbeitszahlen der beiden Wärmepumpen dargestellt. Oberhalb einer Meerwassertemperatur von 8 °C arbeitet die Vakuumeis-Anlage (erste Stufe der Wärmepumpenkaskade) ohne Eisbildung im Verdampfer. Das eintretende Meerwasser wird durch eine Teilverdampfung nur abgekühlt, jedoch nicht bis zum Gefrierpunkt. Aufgrund der höheren Verdampfungstemperatur im Direktverdampfer ergibt sich dann eine höhere Effizienz als beim Betrieb mit Eisbildung.

Tabelle 1: Exemplarischer Vergleich von Wärmepumpen mit den Wärmequellen Luft und Meerwasser für ein Referenzgebäude am Standort Oslo

	Jahresstrombedarf der Wärmepumpe	Jahresleistungszahl der Wärmepumpe
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C	1.846 MWh	3,64
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Vorlauftemperatur von 45 °C	2.301 MWh	2,92
Meerwasser-basierte Wärmepumpe, Vorlauftemperatur 35 °C	1.421 MWh	4,73
Meerwasser-basierte Wärmepumpe, Vorlauftemperatur 45 °C	1.713 MWh	3.92

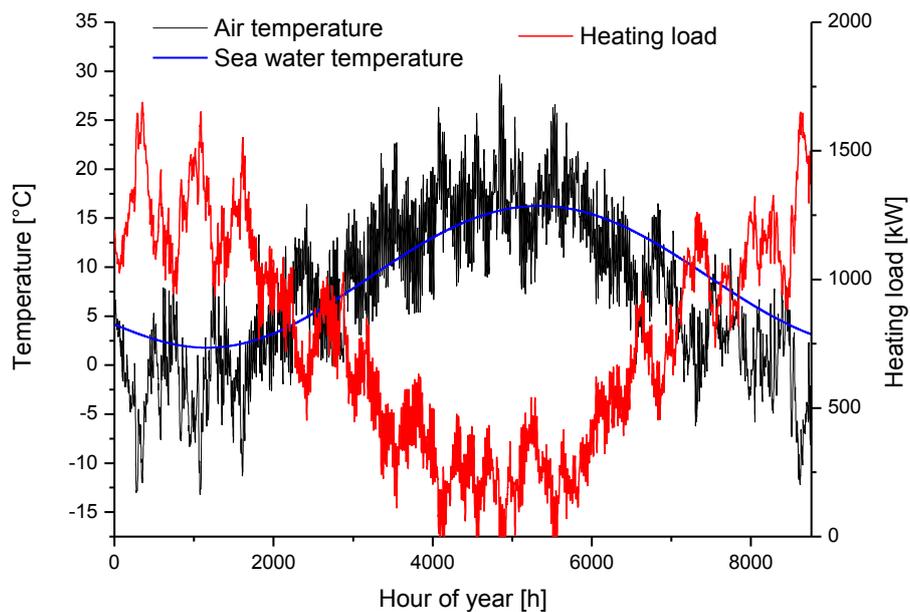


Abbildung 4: Luft- und Meerwassertemperaturen am Standort Oslo sowie Wärmebedarf des Referenzgebäudes

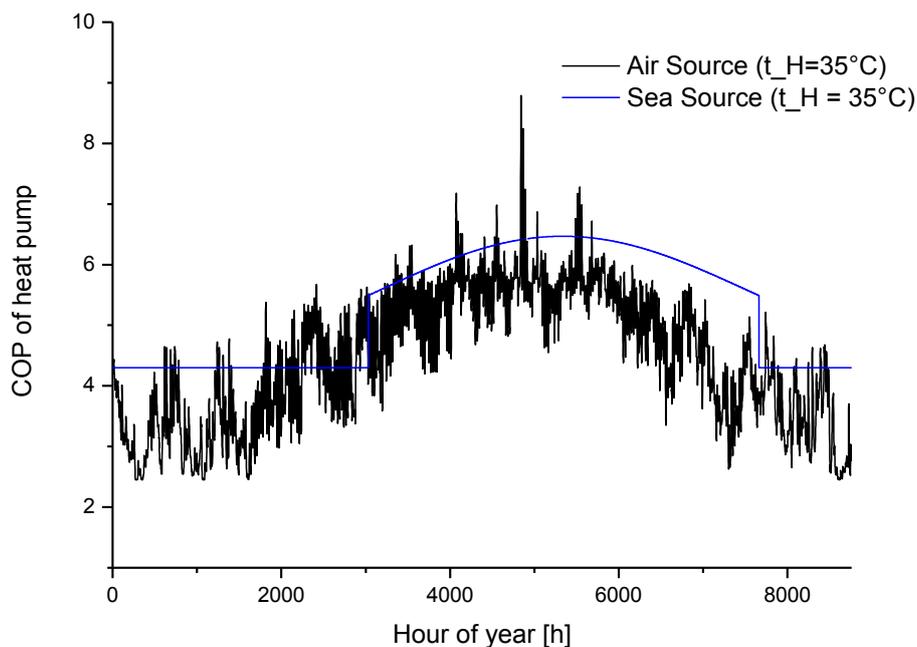


Abbildung 5: Verlauf der Leistungszahlen der Wärmepumpen mit den Wärmequellen Luft (schwarz) und Meerwasser (blau)

Insgesamt erzielt die Meerwasser-basierte Wärmepumpenkaskade eine ca. 30 % höhere Effizienz als eine Luftwärmepumpe.

Zusammenfassung und Ausblick

Die am ILK Dresden entwickelte und mit dem Deutschen Kältepreis 2016 des BMBU ausgezeichnete Vakuum-Flüssigeis-Technologie ermöglicht die Nutzung von Gewässern als Wärmequelle für Wärmepumpen.

Die derzeit verfügbaren Wasserdampf-Verdichter erlauben Wärmeentzugsleistungen unter Eisbildungsbedingungen bis 500 kW pro Verdichter. Größere Leistungen können durch Parallelschaltung mehrerer Verdichter realisiert werden.

ILK Dresden sucht interessierte Partner zur weiteren Entwicklung des beschriebenen Konzeptes sowie zur Planung und Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben.

„Einsatz von außenliegender Wandtemperierung bei der Gebäudesanierung – Demonstrationsobjekt mit LowEx-Temperierungssystem“

LEXU II

H. Altgeld¹, B. Groß¹, C.Schmidt¹

¹IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17,A1, D-66115 Saarbrücken
Korrespondierender Autor: Christoph Schmidt, schmidt@izes.de, Tel: 0681 9762 846

Schlüsselwörter: Thermische Bauteilaktivierung, LowEx, Demonstrationsobjekt, TRNSYS

Zusammenfassung

Im Forschungsprojekt „LEXU II“ werden verschiedene Anwendungen von Außenwand-Temperierungssystemen theoretisch und experimentell bis hin zu einem Demonstrationsvorhaben untersucht. Dabei steht sowohl die Entwicklung und Umsetzung der Komponenten „außenliegende Wandtemperierung“ und „außenliegende Lufttemperierung“ im Fokus des Projekts, als auch die Kombination der Komponenten mit einem LowEx-Temperierungssystem im Rahmen eines Demonstrationsobjekts. Parallel zu der Umsetzung an dem Demonstrationsobjekt wird das komplette System auch in der Simulationsumgebung TRNSYS abgebildet und modelliert. So können über das Demonstrationsobjekt hinausgehende Simulationen und Potentialstudien durchgeführt werden. In diesen Studien wird die außenliegende Wandtemperierung anhand von Referenzgebäuden mit Standardsystemen verglichen und bewertet.

1. Hintergrund

Seit 2006 beschäftigt sich die IZES gGmbH mit der Thematik der außenliegenden Wandtemperierung. Ab 2006 in einem ersten Forschungsprojekt LEXU „Außenliegende Wandheizung“ (FKZ: 0327370T) und seit 2012 in dem aktuellen Forschungsprojekt LEXU II „Einsatz von außenliegender Wandtemperierung bei der Gebäudesanierung...“ (FKZ: 0327370Y). Das Kernelement des Forschungsprojekts ist die außenliegende Wandtemperierung (aWT), eine Flächenheizung, die zwischen Bestandswand und einem neuen Wärmedämmverbundsystem (WDVS) aufgebracht wird, siehe Abbildung 1. Durch die Lage der Temperierungsebene zwischen Bestandswand und WDVS bietet das System einige Vorteile. So kann die Installation der aWT „von außen“ erfolgen, dies entspricht einem minimalinvasiven Ansatz mit weitestgehender Störungsfreiheit der Bewohner/Nutzer des Gebäudes. Zudem kann die aWT auf einem sehr niedrigen Temperaturniveau betrieben werden. Bereits mit Temperaturen unterhalb der Raumtemperatur können die Transmissionswärmeverluste der belegten Fläche teilkompensiert werden. Mit Temperaturen knapp oberhalb der Raumtemperatur können die Transmissionswärmeverluste überkompensiert werden (→ Heizwärmestrom nach innen). Zusätzlich werden die belegten Außenwände thermisch aktiviert und können somit als Wärme- oder Kältespeicher im Bestand nutzbar gemacht werden. Schließlich werden durch den Einsatz der aWT die Oberflächentemperaturen auf der Innenseite der belegten Flächen erhöht. Als Nachteil der aWT sind die systembedingten Verluste nach außen zu nennen. Diese Verluste werden mit dem Wirkungsgrad der aWT η_{aWT} beziffert. Bei den bisher betrachteten Wandkonstruktionen lag dieser Wirkungsgrad bei ca. 85-90 %. Demzufolge gehen mindestens 10 % der eingebrachten Energie über das WDVS „verloren“. Zusätzlich handelt es sich bei der aWT um ein sehr träges Heizsystem.

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil des Projekts ist die außenliegende Lufttemperierung (aLT), welche eine niederexergetische Erweiterung der aWT darstellt, in dem zwischen Bestandswand und Wärmedämmung ein Luftspalt ausgebildet wird. In Abbildung 2 ist das Schema der aLT dargestellt. Die den Kanal durchströmende Luft nimmt einen Teil des in der Außenwand fließenden Wärmestroms auf. Daher verringert sich der Verlust-Wärmestrom über die Dämmung und noch niedrigere Vorlauftemperaturen können eingesetzt werden. Zusätzlich kann der Wirkungsgrad der aWT durch die Erweiterung zur aLT verbessert werden, da der Nutzwärmestrom nach Innen nahezu konstant bleibt und die Lüftungswärme zusätzlich genutzt werden kann. Als weiterer Vorteil ist zu nennen, dass die sehr schnell reagierende aLT die sehr träge aWT in regelungstechnischer Hinsicht optimal ergänzt. Durch die Kombination beider Systeme ist eine alleinige Temperierung „von außen“ realisierbar.

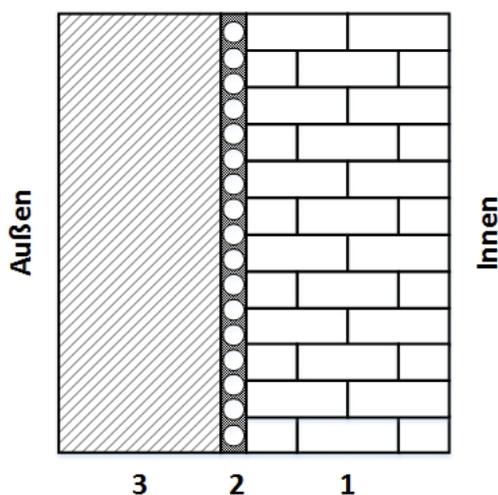


Abbildung 1: Schema der aWT, bestehend aus Bestandswand (1), Temperierungsebene (2) und WDVS (3) [Quelle: IZES gGmbH].

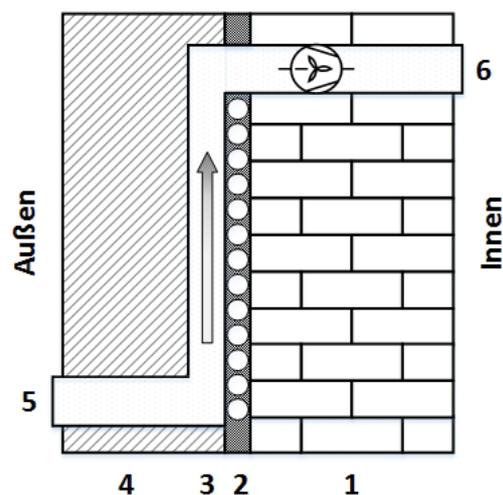


Abbildung 2: Schema der aLT, bestehend aus Bestandswand (1), Temperierungsebene (2), Luftspalt (3), WDVS (4), Lufterinlass (5) und Luftauslass (6) [Quelle: IZES gGmbH].

2. Demonstrationsobjekt

Aktuell wird ein Demonstrationsobjekt der aWT und aLT an einem Gebäude auf dem Campus der Universität des Saarlandes (UdS) durchgeführt. Bei dem Demonstrationsobjekt handelt es sich um die Westfassade eines Bürogebäudes aus den 70er Jahren. Im Zuge einer Betonsanierung kann die Fassade mit ca. 140 m² der außenliegenden Wandtemperierung und ca. 6 m² der außenliegenden Lufttemperierung (ausgelegt auf einen hinter der Fassade liegenden Raum) belegt werden. Zusätzlich zu der Belegung mit der außenliegenden Wandtemperierung soll für das Demonstrationsobjekt ein LowEx-Temperierungssystem, bestehend aus Eisspeicher, Wärmepumpe mit Pufferspeicher und PVT-Kollektoren (Kombination aus PV-Modulen und thermischen Flachkollektoren) errichtet werden. Dieses System kann sowohl im Heiz- und im Kühlmodus betrieben werden. Mit der Realisierung des Feldtests wurde im 3.Quartal 2015 begonnen. Bis zum Jahresende 2015 konnte die Sanierung und Belegung der Feldtestfassade komplett abgeschlossen werden. Das LowEx-Temperierungssystem soll bis Ende 2016 errichtet werden, sodass die Heizperiode 2015/2016 bereits messtechnisch erfasst werden kann. Insgesamt werden zwei Heizperioden und eine Kühlperiode im Rahmen des Projekts betrachtet. Das Forschungsprojekt hat eine Laufzeit bis Mitte 2018.

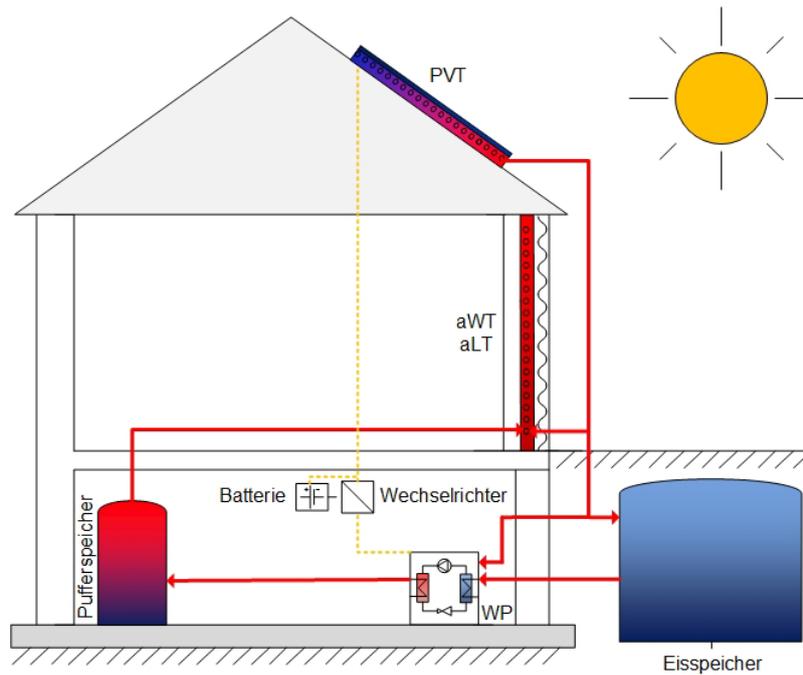


Abbildung 3: Schema des umgesetzten LowEx-Temperierungssystem für Heiz- und Kühlbetrieb, bestehend aus PVT-Kollektoren, Eisspeicher, Wärmepumpe, Wandtemperierung (aWT/aLT) und Pufferspeicher (zusätzlich evtl. Batteriespeicher) [Quelle: IZES gGmbH].



Abbildung 4: Kapillarrohrmatten der aWT auf der Feldtestfassade (links). Einputzen der Kapillarrohrmatten mit 10 mm Klebemörtel (rechts) [Bildquelle: IZES gGmbH].

Das Vorhaben mit FKZ0327370Y wird von der IZES gGmbH (Projektkoordinator) durchgeführt und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Evaluation of energy efficiency measures and use of renewable energy technologies for data centre

Nirendra Lal Shrestha^{1*}, Thorsten Urbaneck¹, Verena Rudolf¹, Noah Pflugrad¹,
Bernd Platzer¹, Jaume Salom², Eduard Oró², Albert Garcia², Òscar Càmarà³,
Angel Carrera³, Mieke Timmerman⁴, Hans Trapman⁴

¹*Technische Universität Chemnitz, Professorship Technical Thermodynamics, 09107, Chemnitz,
thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de*

²*IREC Catalonia Institute for Energy Research
Jardins de les Dones de Negre 1, 2^a pl., 08930 Sant Adrià de Besòs, Barcelona, Spain*

³*AIGUASOL, Roger de Llúria no. 29 3er-2a, 08009 Barcelona, Spain*

⁴*Deerns Nederland B.V., P.O. Box 1211, 2280 CE Rijswijk, Netherlands*

Keywords: Data centre, power, cold, TRNSYS, simulation, case study, parameter variation

Abstract

With growing digitization of business and the recent development of cloud computing, Big Data and internet use, the usage of information technology has been rapidly increasing during the last years. This in turn leads to increasing emissions and rising electricity demand of data centres. The paper presents evaluation results of different energy efficiency strategies and use of renewable energy sources with the objective being reducing the operational cost and the carbon footprint of an existing data centre. The performance of different advanced technical concepts for power and cooling supply of data centres developed in the framework of the European project RenewIT has been investigated using TRNSYS simulations over an entire year for a 1000 kW data centre located in Frankfurt, Madrid and Amsterdam. The key performance indicators used in evaluating the performance of a data centre are non-renewable primary energy consumption, renewable energy ratio, total cost of ownership, investment and operating costs.

Introduction

The energy consumption of servers and data centres (DC) in Germany amounted to 12 billion kWh in 2015 and is increasing by around 3% per year [1]. Many intensive efforts are being made in the IT sector and the power and cooling supply infrastructure of DC in order to reduce the energy consumption and greenhouse gas emissions. In the framework of the European funded RenewIT project [2], different energy efficiency strategies and advanced concepts for power and cooling supply of DCs are developed. A holistic approach which combines extensive energy efficiency measures (EEMs) with renewable energy sources (RES) and dynamic energy models has been used to investigate the overall performance of DCs.

Methodology

This paper shows the energetic and economic evaluation results of different cooling and power supply concepts with the implementation of the EEMs and the integration of the RES for a 1000 kW design IT power DC located in three different locations in Europe (Frankfurt, Stockholm and Madrid). In the framework of the RenewIT project, different combinations of technologies for power and cooling generation, re-cooling, heat reuse, power and thermal energy storage and distribution are developed [3]. In this paper, due to space issues only two of these advanced technical concepts for power and cooling supply systems are described.

In the first concept, vapour-compression chillers (VCCH) along with dry coolers are used to produce cooling energy during summer. Figure 1 left depicts the thermal scheme of this concept. The electrical power required to drive the chiller and to run the IT hardware is generated by a photovoltaic system and wind turbines. In winter, indirect air free cooling is activated for efficient cooling supply.

In the second concept, a biogas-fed fuel cell is applied for generating both power and heat, which is used for driving an absorption chiller during summer (Figure 1, right). In winter, indirect air free cooling avoids the operation of the chillers. In this case, the waste heat from the fuel cell can be recovered for space heating or might also be dissipated by a wet cooling tower.

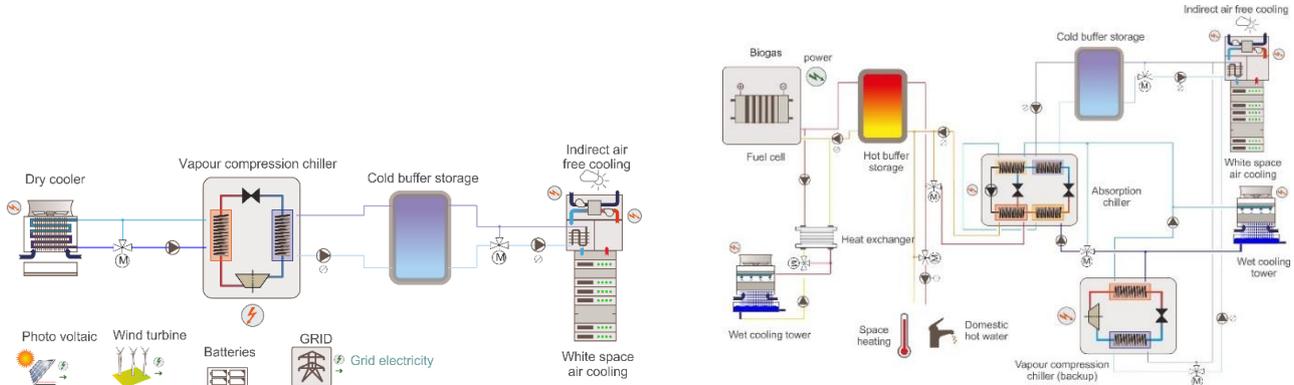


Figure 1: Thermal schemes of a conventional DC with renewable energy systems and batteries (Concept 1, left) and a DC with biogas-fed fuel cell and absorption chiller (concept 2, right)

The EEMs are the technical concepts which are applied to the DC in order to reduce the different load demands such as cooling and electrical and assist in achieving the optimization of distributing the power and cooling through the infrastructure. These strategies are discussed in detail in [3].

- Advanced measures for building design: The general strategy is to apply passive solutions aiming to reduce cooling loads by rejecting the internal heat to the surroundings.
- Advanced measures for electrical supply: Some well-known strategies are modular UPS enhanced UPS which achieves reduction of electrical losses.
- Advanced measures for cooling supply: These measures include the hot/cold aisle containment, variable air flow, the use of free cooling, the increase of the allowable IT working temperatures, the increase of the air temperature between outlet and inlet through the IT equipment and the use of highly energy efficient components, in particular VCCH, can also leads to the significant reduction of the total energy demand.
- Advanced measures for IT management: Consolidation aims to concentrate IT workloads in a minimum number of servers to maintain the inactive servers in idle state. Then it can be also be turned off those servers in idle state. Finally, IT scheduling aims to move IT jobs according the availability of RES.

In the present analysis, the power and cooling supply concepts are first evaluated with the implementation of these EEMs. The performance of the concepts with the integration of RES is evaluated in the second step.

The indicator used to evaluate the environmental performance of the concepts is the annual non-renewable primary energy consumption $PE_{DC,nren}$. The non-renewable primary energy means the non-renewable part of source energy which has not undergone any conversion or transformation process and is calculated as follows [2]:

$$PE_{DC,nren} = \sum_{i=1}^t [(e_{del,el} \cdot w_{del,nren,el}) + (e_{del,fuel} \cdot w_{del,nren,fuel})] - [(e_{exp,el} \cdot w_{exp,nren,el}) + (e_{exp,heat} \cdot w_{exp,nren,heat})] \quad (\text{eq. 1})$$

where $e_{del,el}$ and $e_{exp,el}$ are the energy entering into and exported through the DC boundary for energy carrier i respectively; $w_{del,nren,i}$ and $w_{exp,nren,i}$ are the non-renewable conversion factors for the energy entering to and exported through the DC boundary of energy carrier i respectively; energy

carrier *el* means electricity, *fuel* means biogas and *heat* means the exported heat from the DC to the surrounding buildings or district heating network.

The renewable energy ratio RER_{EP} is the metric showing the share of renewable energy use relative to the total primary energy use in the DC.

$$RER_{EP} = \frac{\sum_i e_{ren,i} + \sum_i [(w_{del,tot,i} - w_{del,nren,i}) \cdot e_{del,i}]}{\sum_i e_{ren,i} + \sum_i [(w_{del,tot,i} \cdot e_{del,i}) - \sum_i [(w_{exp,tot,i} \cdot e_{exp,i})]} \quad (\text{eq. 2})$$

Where $e_{ren,i}$ is the renewable energy entering the DC boundary for renewable energy carrier i ; $w_{del,tot,i}$ and $w_{exp,tot,i}$ are the total (renewable and non-renewable) conversion factors for the energy entering to and exported through the DC boundary of energy carrier i respectively.

The economic performance of the concepts is evaluated using the total cost of ownership TCO , the initial investment costs $CAPEX$ and the operational expenditures $OPEX$. The TCO is the sum of the $CAPEX$, the $OPEX$ and the replacement cost minus the residual value of components [4]. The assessment period used in the analysis is equal to the life time span of the components, i.e. 15 years. Hence, the replacement cost of the components is neglected and the residual value is zero. The $CAPEX$ is the amount of money used to acquire assets or improve the useful life of existing assets. The $OPEX$ includes the energy costs and the maintenance costs. In this paper, TCO and $PE_{DC,nren}$ presented are normalized by the design or nominal IT power capacity of DC, kW_{IT}.

The performance of the concepts are evaluated using TRNSYS simulations [5]. In the RenewIT project, dynamic energy models have been developed using the TRNSYS macro capabilities for each of the concepts [2]. Moreover, these models have been validated with case studies data [2].

Results

Figure 2 shows the simulations results of a conventional DC in terms of the normalized TCO and normalized $PE_{DC,nren}$ for Madrid where the EEMs and the RES are added one after another. The first step is the reference case where none of the efficiency strategies is added. The performance of the concept is evaluated with the addition of the EEMs, starting from the building design to the IT scheduling. The PV system and wind turbines are added to the concept after applying the EEMs. A PV system with 250 kWp is installed on the DC's roof being oriented toward south with the inclination of 31.59° for Madrid, 38.28° for Frankfurt and 39.84° for Amsterdam. In addition, 5 wind turbines of 50 kW rated power each are installed next to the DC to utilize the onsite available wind resources. It can be seen in Figure 2 that both the normalized $PE_{DC,nren}$ and the normalized $OPEX$ decrease by 28 % and by 21 %, respectively, with the implementation of the EEMs and the RES. However, the $CAPEX$ increases by 21.3 % with respect to the reference case. Analyzing the results, one can conclude that the major strategies contributing to the reduction of the non-renewable primary energy consumption of a conventional DC are the hot/cold aisle containment, free cooling and the integration of RES. The reduction of water consumption by the cooling tower and decrease in the amount of imported electricity from the national grid cause the decrease in the operating expenditure after applying the EEMs and the integration of the RES. The results show that the normalized TCO decreases by 7 % applying all the EEMs and the RES.

Figure 3 presents graphically the results of concepts 1 and 2 for Frankfurt. In this Figure the results applying the complete set of EEMs and RES are shown and compared with the reference case. The performance of the concepts is evaluated in terms of normalized TCO vs. normalized $PE_{DC,nren}$ in Figure 3 left and the RER_{EP} vs. normalized $PE_{DC,nren}$ in Figure 3 right. The two important parameters specified in concept 2 are the size of the absorption chiller relative to the total cooling power of DC which was assumed as 30 % and the heat produced by the CHP system which can be reused outside the DC (assumed as 100 %). The results show that all the metrics have been improved applying the EEMs for both concepts. The normalized $PE_{DC,nren}$ has been decreased by 27 % and 38 % for the

concepts 1 and 2, respectively, applying the EEMs. Similarly, the normalized TCO reduces by 3.7 % and 8 % for concepts 1 and 2, respectively. Concept 2 based on the biogas fuel cell is found to be 14.5 % more expensive as compared to a conventional DC (TCO of a conventional DC without EEMs located in Frankfurt is 22040 €/kWh) but it gives good results in terms of the normalized $PE_{DC,nren}$ and the RER_{EP} . Analyzing the concepts in terms of the RER_{EP} , it can be seen that there is a significant rise of more than 300 % regarding concept 1 and 107 % for concept 2 applying the EEMs.

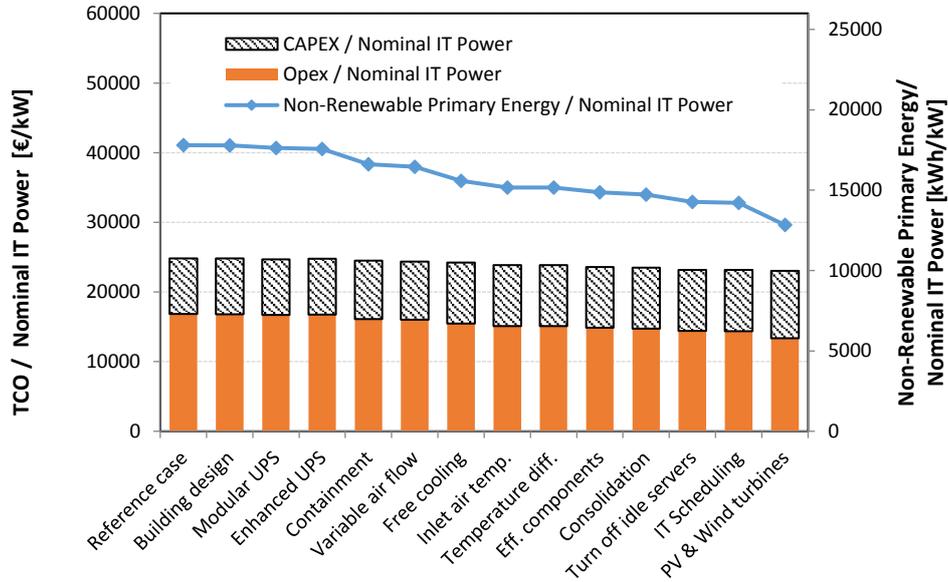


Figure 2: Normalized TCO and normalized $PE_{DC,nren}$ of a conventional DC applying the EEMs and RES for Madrid

Table 1 shows the results of both concepts for the locations Frankfurt, Madrid and Amsterdam applying all the EEMs and the RES. It is seen that the normalized $CAPEX$ of the concept does not change with the locations. However, there is a variation in the normalized $OPEX$ with the locations occurring due to the different costs of the electricity imported from the national grid and the presence of free cooling hours. Considering the TCO , Amsterdam shows the most promising location for building both types of concepts. According to the normalized $PE_{DC,nren}$ and the RER_{EP} , for concept 1 Madrid is the best location and for concept 2 Amsterdam is the most suitable location. The value of the RER_{EP} for concept 2 is 100 % in Amsterdam which indicates that all the energy demand of the DC is supplied by the RES.

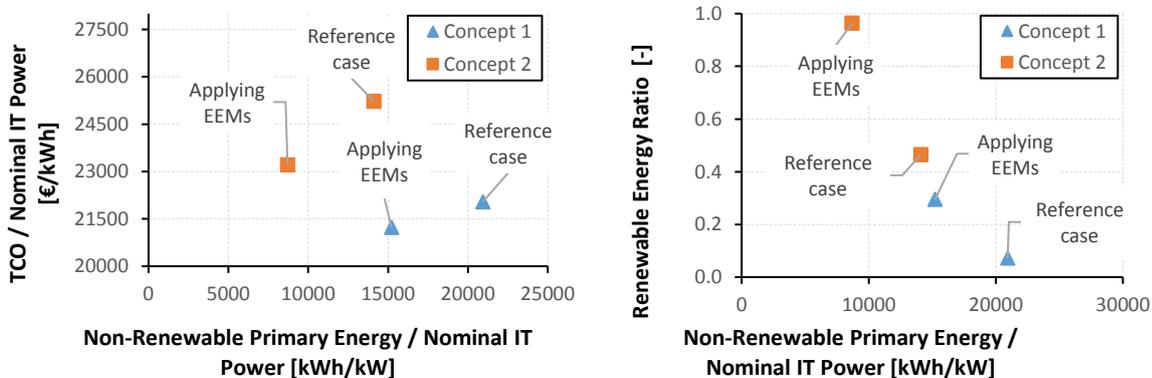


Figure 3: Normalized TCO vs. normalized $PE_{DC,nren}$ (left) and RER vs. normalized $PE_{DC,nren}$ (right) of concepts 1 and 2 for the reference case and with EEMs; location Frankfurt

Table 1: Simulation results of the concepts for the different locations with EEMs and the RES

Location	Concept 1			Concept 2		
	Frankfurt	Madrid	Amsterdam	Frankfurt	Madrid	Amsterdam
$PE_{DC,nren}$ [kWh/kW]	15214	12834	13759	8704	8569	8226
RER_{EP} [%]	29	36	31	96	89	100
$OPEX$ [€/kW]	11539	13349	11007	13047	14483	12894
$CAPEX$ [€/kW]	9689	9689	9689	10162	10162	10162
TCO [€/kW]	21228	23038	20696	23210	24645	23056

Conclusions

In order to minimize the non-renewable primary energy consumption and the total cost of a DC, a holistic approach is required which combines extensive energy efficiency measures with renewable energy supply. Therefore in this paper overall performance of different power and cooling energy supply systems of a 1000 kW design IT power DC with the implementation of EEMs and RES are evaluated for different locations, i.e. Frankfurt, Madrid and Amsterdam. For this the TRNSYS models developed in the European project RenewIT have been used.

Both electrical and cooling loads have to be reduced as much as possible in order to apply renewable energy technologies for supplying the minimized demand. This way the available onsite RES can be utilized effectively. Load reduction is achieved by EEMs related to the building envelop, IT management, power and cooling distribution as well as waste heat reuse. The simulation results show that by applying the EEMs to a conventional DC, TCO saving of about 6.3 % and $PE_{DC,nren}$ saving of about 21.64 % can be achieved on average. Moreover, applying the EEMs and integrating the RES, TCO saving of about 5.5 % and $PE_{DC,nren}$ saving of about 28.8 % are reached. Although the concept based on biogas fuel cell is expensive it shows promising results of the $PE_{DC,nren}$ of about 8704 kWh/kW and the RER of about 96 % which is 42.8 % less and 230 % more, respectively, as compared to a conventional DC for Frankfurt applying the EEMs and the RES. The location effects both the energy and economic performance of a DC. It effects the $PE_{DC,nren}$ due to the climatic conditions, i.e. the availability of free cooling hours, the onsite renewable resources and the share of renewable power in the grid. However, the normalized $CAPEX$ of a DC is not affected by the location. Generally, space availability related to the integration of renewable energy technologies into the DC, the optimization of the subsystems and the energy prices need to be further investigated and analyzed for a cost effective solution.

The research leading to these results has received funding from the European Union’s Seventh Framework Programme FP7/2007- 2013 under Grant Agreement no. 608679—RenewIT “Advanced concepts and tools for renewable energy supply of IT Data Centres”.

References

- [1] Hintemann, R.: Borderstep Institute: Germany largest data center market in Europe, 2016.
- [2] Salom, J.: RenewIT project, 2016, Available online in <http://www.renewit-project.eu> [Accessed 2016].
- [3] Shrestha, N. L.; Pflugradt, N.; Urbaneck, T.; et al.: Catalogue of advanced technical concepts for Net Zero Energy Data Centres, RenewIT project, 2015. http://www.renewit-project.eu/wp-content/files_mf/-1449047911CatalogueofadvancedtechnicalconceptsforNZDC_low.pdf [Accessed September 2016]
- [4] CEN: Energy performance of buildings – Economic evaluation procedure for energy systems in buildings, EN 15459:2008, European Committee for Standardization, 2008.
- [5] Klein, S. A.; et al.: TRNSYS – A transient system simulation program. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin—Madison, Madison (USA), 2009.

Der ThaiGer-V ein Fahrzeug an der Grenze der Effizienz

Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz

FH Stralsund / Institut für Regenerative EnergieSysteme, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
andreas.sklarow@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, Leichtbau, Wasserstoffmobilität

Zusammenfassung: Das ThaiGer-H2-Team der FH Stralsund wurde als bestes deutsches Team Vizeeuropameister in der Klasse der Wasserstoff-Prototyp-Rennwagen beim Shell Eco-marathon 2016 in London. Dank innovativer Leichtbauweise und einem neuartigen Brennstoffzellen-Konzept konnten emissionsfrei die 18 km der Wertungsläufe mit etwas mehr als 2 g Wasserstoff bzw. (rechnerisch) 2029 km mit einem Liter Benzinäquivalent zurückgelegt werden.

The ThaiGer-H2-team of the University Stralsund was as the best german team vice-European champion in the class of hydrogen prototype racing car at the Shell Eco-marathon 2016 in London. Thanks to innovative lightweight construction and a new type of fuel cell concept the 18 km of the special course were beaten with a little more than 2 g of hydrogen or (calculated) 2029 km with a litre of gasoline equivalent completely emission-free.

1. Einleitung

Mit wie wenig Energie können wir uns von A nach B bewegen? Studentische Teams auf der ganzen Welt beantworten diese Frage schon heute ganz praktisch, indem sie Leichtrennwagen und zulassungsfähige Leicht-PKW mit jeweils minimalem Kraftstoffverbrauch für den jährlichen Shell Eco-marathon bauen.

Der europäische Wettbewerb mit dem Ziel, das effizienteste Fahrzeug zu finden, fand in diesem Jahr am ersten Juliwochenende mit 213 Teams aus fast dreißig Ländern in London statt. Die je nach Unterkategorie von Elektro- bzw. Verbrennungsmotoren angetriebenen Leichtrennwagen (prototype-Klasse) und die Urban-concept-PKWs traten dabei in getrennten Wertungsläufen über 8 Runden à 2,23 km mit einer Mindestgeschwindigkeit von 25 km/h im Queen Elizabeth Olympia-Park gegeneinander an. Der Wettkampf begann als Firmenrennen von Shell-Mitarbeitern bereits 1929 und wird seit etwa 1985 regelmäßig in verschiedenen Orten ausgetragen [1]. Das ThaiGer-Team von der Fachhochschule Stralsund nimmt seit 2008 jährlich teil.

Zum Rennen 2016 waren Studierende aus den Fachbereichen Elektrotechnik/Informatik und Maschinenbau mit dem von ihnen völlig neu entwickelten ThaiGer-V an die Themse gereist und wollten wieder kräftig bei den Wasserstoff-Prototypen im vorderen Bereich mitmischen.

Die Anspannung der Rennwoche endete am Sonntag mit dem Paukenschlag eines exzellenten Wertungslaufs des Stralsunder Teams mit der Startnummer 204 resultierend aus dem 4. Platz im Vorjahr. Nach acht problemlosen Runden – die Anspannung der Teammitglieder stieg mit jedem Passieren der Start/Ziel-Linie durch den Fahrer kaum aushaltbar an – fuhr der ThaiGer mit nur 25,6 Liter Wasserstoffverbrauch über die Ziellinie. Das katapultierte das ThaiGer-Team vom

Teilgenommen-Status direkt auf das Siegerpodest und bedeutete den Vizeeuropameister hinter dem Turiner Team und vor den Vorjahressiegern aus Delft.

Diese Leistung war mit einem völlig neu konstruierten Fahrzeug möglich. Zum einen musste das Fahrzeuggewicht für einen niedrigeren Rollwiderstand und die Anströmfläche für eine bessere Aerodynamik gegenüber dem ThaiGer-IV deutlich reduziert werden. Außerdem war der Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Systems und des Antriebsstrangs zu erhöhen. Die neuen Ansätze und Lösungen werden im Folgenden erläutert.



Abbildung 1: ThaiGer-V beim Shell Eco-marathon 2016 in London

2. Fahrzeugkonzept

Der Rollwiderstand, der beim Rollen auf ebener Strecke etwa zwei Drittel aller Verluste ausmachen kann, ist im Wesentlichen von der Fahrzeugmasse (inkl. Fahrer) und von dem Rollwiderstandskoeffizienten der Reifen abhängig [2]. Beim Shell Eco-marathon werden deswegen überwiegend speziell dafür entwickelte Radialreifen mit geringstem Rollwiderstandskoeffizienten von Michelin eingesetzt. Diese Reifen sind jedoch nicht nur sehr teuer, sondern auch vergleichsweise schwer und breit, was die Aerodynamik negativ beeinflusst, wenn die Vorderräder außerhalb des Fahrzeugs verbaut sind.

Da für die Prototypfahrzeuge mindestens drei Räder vorgeschrieben sind und jeder Reifen zusätzliche Verluste verursacht, wurden in der Planungsphase mehrere Fahrzeugkonzepte diskutiert. Im Gespräch war unter anderem auch ein unsymmetrisches Fahrzeug mit zwei Rädern auf einer Linie (wie bei einem Fahrrad) und einem „Beirad“, welches das Fahrzeug bei langsamen Fahrten abstützen sollte. Bei diesem Konzept werden nur zwei Räder belastet, wodurch der Rollwiderstand verringert wird. Aufgrund vieler Nachteile und Unsicherheiten wurde dieses Konzept verworfen. Während nahezu alle Teams versuchen, bei ihren Fahrzeugen das Gewicht gleichmäßig auf alle drei Räder zu verteilen, verfolgt das ThaiGer-Team eine andere Strategie – möglichst viel Gewicht auf einem Rad, dem Hinterrad. Das Fahrzeug muss weiterhin drei Räder haben und kombiniert damit die Vorteile in der Stabilität und dem Rollwiderstand.

Das Hinterrad mit speziellem Radialreifen wurde so weit wie möglich nach vorne verlagert und direkt hinter der in den Regeln vorgeschriebenen Feuertrennwand zum Fahrer verbaut, welche gleichzeitig als Überrollbügel fungiert. Dadurch ist die Hinterradaufhängung im Vergleich zu den Vorgängermodellen deutlich leichter geworden. Gleichzeitig musste das Brennstoffzellen-System damit in das Fahrzeugheck verlegt werden. Durch diese Maßnahme konnte nicht nur der

Fahrzeugschwerpunkt weit nach hinten verlagert werden. Das Brennstoffzellen-System ist jetzt viel besser zugänglich und damit wartungsfreundlicher geworden.

Die Vorderradachse, die beim Vorgängermodell noch unter den Knien des Fahrers lag, wurde bis vor die Füße des Fahrers verschoben. Dieses Fahrzeugkonzept hat noch weitere Vorteile. Die Fahrzeugfront konnte schmaler konstruiert werden, da die Vorderradachse nicht mehr beim Ein- und Aussteigen stört. Außerdem dient die Vorderradachse gleichzeitig zur Befestigung von Bremspedalen und der Lenkung. Durch die weitestgehende Entlastung der Vorderräder und die Wahl einer anderen Lenkübersetzung konnte die Lenkung deutlich leichtgängiger und mit geringerem Materialeinsatz realisiert werden. Vorn werden sehr leichte und schmale Räder mit Reifen eingesetzt, die speziell für Rennräder entwickelt worden sind. Um den Luftwiderstand der Vorderräder zu minimieren, wurden diese mit einer Folie aus dem Modellbaubereich bespannt.

3. Der Monocoque-Rahmen

Nach ersten Erfahrungen mit Verbundwerkstoffen (Kohle- und Aramidfaser) beim Bau des Rahmens für den ThaiGer-IV im Jahr 2014 konnte im ThaiGer-V ein Monocoque-Rahmen realisiert werden. Um den Aufwand gering zu halten, wurde für den ThaiGer-IV zuerst ein Aluminiumgerüst aus Kastenprofilen zusammengeschweißt, welches später durch Kohlefaser und Hartschaum in Sandwichbauweise versteift wurde. Das ersparte die Fertigung eines Urmodells und weitestgehend von (größeren) Negativformen zum Laminieren. Der geringere Fertigungsaufwand wurde jedoch durch das Mehrgewicht des Aluminiumrahmens und eine nicht optimale aerodynamische Form erkauft.

Der Rahmen des neuen ThaiGer-V sollte nicht nur sehr gute aerodynamische Form aufweisen, sondern auch extrem leicht und gleichzeitig steif sein. Diese Vorgaben kann nur ein selbsttragender Monocoque-Rahmen aus Kohlefaser (Carbon) erfüllen [3]. Um Carbongewebe in die richtige Form zu bringen, sind mehrere Schritte notwendig. Zuerst musste eine Positivform (auch Urmodell genannt) des gesamten Fahrzeugs erstellt werden. Für die Fertigung des Urmodells wurde für die Automobilindustrie entwickeltes Industrieplastilin (TecClay) verwendet, welches vom Hersteller Staedtler gesponsert wurde. Die Knetmasse lässt sich sehr gut verarbeiten und kann, vorgewärmt auf eine Temperatur von 50-60 °C, auf eine vorbereitete Holzkonstruktion auftragen werden. Nach dem Abkühlen ist die Knetmasse fest und wird durch Abtragen mit Modellierwerkzeugen in die gewünschte Form gebracht. Die Herstellung des Urmodells ist sehr zeitaufwendig und erfordert viel Geduld und exaktes Arbeiten, die fertige Urform ist in der Abbildung 2 dargestellt.

Im zweiten Schritt wurden eine dreiteilige Negativform für den Body sowie zwei Formen für die Cockpithaube und den Heckdeckel vom Urmodell abgeformt. Die Negativformen sind zweischichtig aufgebaut, die erste Schicht ist ein Gelcoat (grün) auf Polyesterbasis und relativ dünn. Diese Schicht wird vor dem Laminieren mit Trennwachs aufpoliert, anschließend mit einer Flüssigfolie beschichtet und sorgt für eine glatte Oberfläche des Laminats. Die zweite Schicht besteht aus gefülltem Polyesterharz mit Glasfaser und ist mehrere Millimeter dick, dadurch erhält die Negativform die notwendige Stabilität. Im Gegensatz zum Urmodell, welches nach dem Abformen unbrauchbar wird, können die Negativformen mehrmals verwendet werden.



Abbildung 2: Links: Das Urmodell aus Industrieplastilin. Rechts: Negativform und Unterseite des laminierten Monocoque-Rahmens

Der Rahmen des neuen ThaiGer-Fahrzeugs ist eine quasi selbsttragende Hülle als Kohlefasergewebe (Carbon) - Monocoque. Carbon zeichnet sich durch eine geringe Dichte und sehr hohe Zugfestigkeit aus und wird deswegen unter anderem im Motor- und Radrennsport verwendet. Die notwendige Steifigkeit des Rahmens wird hier durch eine Carbon-Sandwich-Bauweise erreicht. Zwischen den äußeren Carbonlagen befindet sich ein Sandwichkern aus speziellem Hartschaum mit 6 mm Dicke. Die E-Kabel und die Bremsleitung wurden in die Seitenleisten aus dickerem Hartschaum eingearbeitet und einlaminiert. Damit konnte der Einsatz von Aluminium minimiert werden, es war nur für die Vorderachse und den Überrollbügel mit integrierter Hinterradaufnahme notwendig. Durch die Kombination aus leichten Materialien und einer vorausschauenden Konstruktion konnte ein Rahmen entwickelt werden, welcher nur 7,5 kg wiegt. Das Fahrzeuggewicht, welches maßgeblich die Effizienz des Fahrzeugs beeinflusst [2], wurde so bis an die Grenze des Möglichen reduziert.

4. Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist der Energielieferant im ThaiGer-Fahrzeug. Die Brennstoffzelle wandelt chemische Energie aus Wasserstoff in elektrische Energie um. Der Wasserstoff wird in der Brennstoffzelle an zwei Katalysatorschichten mit dem Sauerstoff aus der Luft umgesetzt. Als Elektrolyt wird eine spezielle Polymermembran verwendet, welche nur für Protonen durchlässig ist und beide Reaktionsgase und -räume voneinander trennt. Diese Membran wird PEM genannt – Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschmembran) oder PolymerElektrolytMembran. Während die Wasserstoffprotonen von der Anode zur Kathode durch die PEM diffundieren, müssen die Elektronen den Umweg über elektrischen Verbraucher nehmen und verrichten dabei die elektrische Arbeit [4]. Das Produkt dieser chemischen Reaktion ist reines Wasser bzw. Wasserdampf. Das Wasser wird auch für die normale Funktion der PEM benötigt, um die Oxonium-Ionen zu bilden, die für die protonenleitende Eigenschaft der Membran entscheidend sind.

Im Gegensatz zu den Verbrennungsmotoren, die dem Carnot-Wirkungsgrad unterliegen und auf hohe Verbrennungstemperaturen angewiesen sind, funktioniert die PEM-Brennstoffzelle bereits bei Raumtemperatur und vor allem im Teillastbereich am effizientesten. Theoretisch ist bei geringen Stromdichten ein Wirkungsgrad von mehr als 70 % möglich, da jedoch eine Brennstoffzelle auch eigene Peripherie (Ventile, Pumpen, Controller etc.) versorgen muss, haben auf dem Markt verfügbare BZ-Systeme einen Systemwirkungsgrad von etwa 40-60 %. Den maximalen Wirkungsgrad erreichen diese BZ-Systeme meistens bei etwa einem Drittel der Nominalleistung.

Um den Systemwirkungsgrad auszureizen, wurde im Rahmen der Masterarbeit von Benjamin Clausius ein Brennstoffzellen-Stack speziell für das ThaiGer-Fahrzeug entwickelt [5]. Grund für die

Entwicklung eines eigenen Stacks war die Tatsache, dass auf dem gesamten Brennstoffzellen-Markt kein Stack die gestellten Anforderungen erfüllt. Der Stack muss nicht nur sehr leicht sein, sondern auch eine große aktive Fläche (über 100 cm^2) aufweisen, um bei einem optimalen Motorstrom von 7 A die Stromdichte gering zu halten. Weiterhin müsste der BZ-Stack aus mindesten 30 Zellen bestehen, um auf die für den Motor benötigte Spannung von 24 V zu kommen. Eine Recherche ergab, dass BZ-Stacks, welche diese Kriterien erfüllen, weit über 10 kg wiegen würden und somit zu schwer für das gewichtsoptimierte ThaiGer-Fahrzeug sind.

Die aktive Fläche der Brennstoffzelle von 140 cm^2 des neuen Stacks hat sich aus den Abmaßen der zur Verfügung stehenden Membranen ergeben. Für den neuen Stack wurden metallische Bipolarplatten entwickelt, welche um ein Vielfaches leichter als Bipolarplatten aus Graphit sind. Die metallischen Bipolarplatten bestehen aus zwei identischen Edelstahlhalbschalen, die miteinander mit Laserstrahl verschweißt sind. Die Gasverteilungskanäle wurden in die Halbschalen mithilfe zweiteiliger Pressform aus harter Aluminiumlegierung geprägt. Eine fertige Bipolarplatte ist in Abbildung 3 dargestellt.

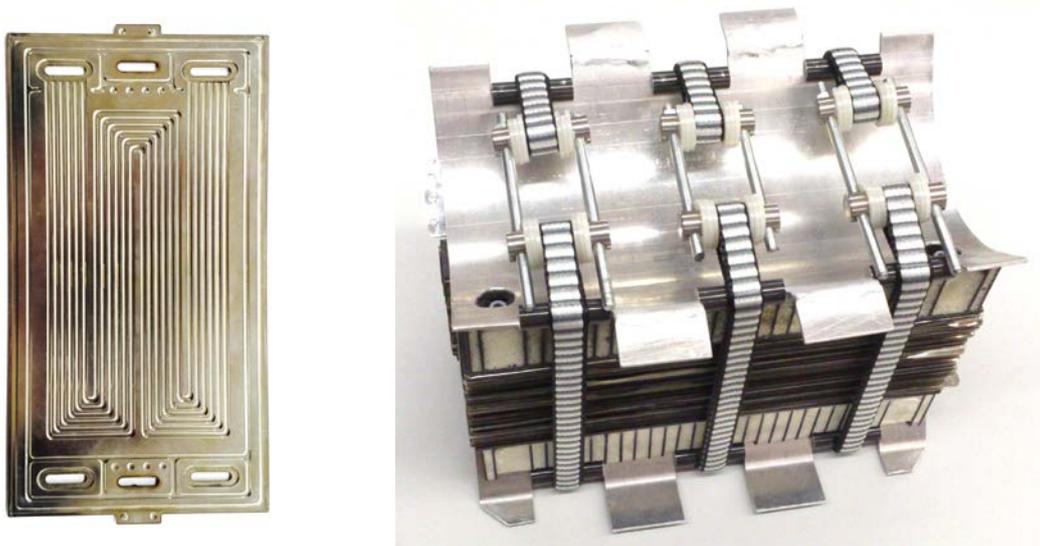


Abbildung 3: Links: Metallische Bipolarplatte. Rechts: Aufgebauter Brennstoffzellenstack

Für die normale Funktion eines Brennstoffzellenstacks müssen die Bipolarplatten mit den Membranen mit hoher Kraft zusammengepresst werden, um einen gleichmäßigen Anpressdruck zu gewährleisten. Üblicherweise werden dafür massive Endplatten aus Metall oder Kunststoff mit mehreren Ankerbolzen verwendet. Um Verformungen bei hohem Druck zu minimieren, müssen die Endplatten mehrere Zentimeter dick sein und machen so einen wesentlichen Teil des Gesamtgewichts aus. Für den neuen Stack wurden daher spezielle Endplatten aus Carbon entwickelt. Die gleichmäßige Druckverteilung wird durch eine Stützkonstruktion aus Aluminium nach dem Vorbild einer Bogenbrücke erreicht. Die Verspannung des Stacks erfolgt durch drei Schlaufen aus Dyneemaband, welche insgesamt eine Kraft von über 15 kN auf die Endplatten ausüben können.

Damit ist es gelungen, einen BZ-Stack mit nur $2,8\text{ kg}$ Gesamtgewicht zu entwickeln, welcher den technischen Spezifikationen entspricht. Der aufgebaute Brennstoffzellenstack ist in Abbildung 3 dargestellt. Die theoretische Nennleistung des BZ-Stacks sollte bei $1,5\text{--}2\text{ kW}$ liegen, sie ist jedoch durch die Leistung der Luftpumpen und Kühlkreislauf auf etwa 400 W begrenzt, da die Brennstoffzelle im Rennen nur im Teillastbereich mit dem dann höheren Wirkungsgrad betrieben werden soll. Das Wasser im Kühlkreislauf wird deshalb nicht für Kühlzwecke, sondern als thermischer Speicher genutzt, um eine gleichmäßige Temperaturverteilung im Stack bei geringer Belastung zu gewährleisten.

Aufgrund von Fertigungsschwierigkeiten kam auch 2016 ein luftgekühlter Brennstoffzellen-Stack von BalticFuelCells aus Schwerin zum Einsatz. Die in Handarbeit hergestellten Silikondichtungen für den neuen Brennstoffzellenstack waren etwas zu dick, sodass der neue Stack einen Tag vor der Abreise nach London nicht mit der notwendigen Kraft verspannt werden konnte.

5. Antriebstrang

Der Rennwagen wird von einem sehr effizienten permanent erregten Gleichstrommotor von Maxon angetrieben. Dieser Motor zeichnet sich durch die selbstragenden Wicklungen ohne Blechpaket aus. Da im Motor kein Blechpaket vorhanden ist, das in normalen Gleichstrommotoren von Permanentmagneten angezogen wird und für ein typisches Rastmoment sorgt, sind die Ummagnetisierungsverluste quasi nicht vorhanden. Dadurch erreicht der Motor einen Wirkungsgrad von bis zu 94 %. Während des Rennens wird der Motor nur bei Bedarf, wenn der Fahrer Gas gibt, mithilfe eines Servomotors direkt an das Hinterrad angekoppelt. Der eigenentwickelte Motorcontroller synchronisiert vorher die Motordrehzahl auf die Drehzahl des Rades. Für sanftes Ankoppeln sorgt ein Hülsenfreilauf auf der Motorwelle, der in das Stirnzahnrad eingepresst ist. Das Stirnzahnrad auf der Motorwelle und der große Zahnkranz aus Carbon auf der Hinterradfelge bilden ein Getriebe mit einem Übersetzungsverhältnis von 1:19,4. Der Motorcontroller verfügt über zwei Fahrmodi. Im Normalmodus wird der Motorstrom auf etwa 7 A begrenzt, in diesem Arbeitspunkt hat der Motor den höchsten Wirkungsgrad. Für die im Rennkurs vorhandene lange 5%-ge Steigung ist ein Boost-Modus vorgesehen, in diesem Modus kann der Motor kurzzeitig über seiner Dauerleistung von 200 W betrieben werden.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Durch den Einsatz und die Umsetzung neuer Ideen zur methodischen Gewichtsreduktion am Fahrzeug konnte in der Saison 2016 bereits mit dem kommerziellen Brennstoffzellensystem eine Reichweite von 2029 km pro Liter Benzinäquivalent erreicht werden. Die innovativen Ansätze beim Monocoque und im Antriebsstrang ermöglichten eine Platzierung als Vizeeuropameister.

Für die nächste Saison soll ein noch leichter Rennwagen gebaut werden, um beim Shell Eco-marathon 2017 in London wieder eine gute Platzierung zu erreichen. Das größte Optimierungspotenzial im Vergleich zum ThaiGer-V steckt im Einsatz des neuen Brennstoffzellenstacks mit einem um 10 - 15 % verbesserten Systemwirkungsgrad. Eine 1 kg leichtere Supercap-Batterie mit geringerer Kapazität verwendet werden. Nicht zu vernachlässigen ist auch das Gewicht des Fahrers, an dieser Stelle können etwa 10 kg eingespart werden.

Quellenangaben / Referenzen

- [1] P. Koller: *Drei neue Rekorde beim Shell Eco-marathon Europe*, Elektronik Praxis, 2012.
- [2] J.J. Santin, C.H. Onder, J. Bernard, D. Isler, P. Kobler, F. Kolb, N. Weidmann, L. Guzzella: *The world's most fuel efficient vehicle: Design and development of PAC-Car II*. vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zurich, 2007.
- [3] Mark Whitelock: *1½-Litre Grand Prix Racing 1961-1965*. Veloce Publishing, S. 269
- [4] J. Lehmann, T. Luschtinetz: *Wasserstoff und Brennstoffzellen*, Springer 2014.
- [5] B. Clausius: *Entwicklung und Aufbau eines Leichtbau-PEM-Brennstoffzellenstacks mit metallischen Bipolarplatten*. Masterarbeit, Fachhochschule Stralsund 2016.
- [6] A. Miede, U. Fischer, S. Krause u.a.: *Efficient drives based on hydrogen*. Intern. Conf. HTRSE, Miedzydroje 2010.

Brennstoffzellenbusse und Wasserstofftankstellen im täglichen Einsatz: Erfahrungen aus dem Projekt „Clean Hydrogen in European Cities“ (CHIC)

K. Stolzenburg

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

Schlüsselwörter: Brennstoffzellenbusse, Wasserstofftankstellen, Leistungsfähigkeit, Verfügbarkeit, Effizienz, verbleibende Herausforderungen

Zusammenfassung: Im Projekt CHIC wurden 9 Wasserstofftankstellen und 54 Brennstoffzellenbusse an acht europäischen Standorten sowie einem in Kanada erfolgreich im Alltagsbetrieb erprobt. Die Busse legten mehr als 9 Millionen Kilometer zurück und verbrauchten dabei rund 1.200 t Wasserstoff. Unter anderem hat sich die Effizienz der Fahrzeuge gegenüber der vorangehenden Generation erheblich verbessert und die Busse konnten schneller betankt werden als in der Vergangenheit. Die Herausforderungen bis zur kommerziellen Reife sind identifiziert und Schritte zu ihrer Lösung werden vorbereitet.

Abstract: In the CHIC project, 9 hydrogen refuelling stations and 54 fuel cell buses were successfully tested in everyday operation at eight sites across Europe and one in Canada. The buses travelled more than 9 million kilometres, consuming about 1,200 tonnes of hydrogen. Among other improvements, the efficiency of the vehicles improved greatly compared with the previous generation of fuel cell buses. The time to refuel the buses could be reduced as well. The challenges on the way to the fully commercial implementation of the technology have been identified and solutions are in preparation.

1. Einführung

Brennstoffzellenbusse werden seit rund 15 Jahren im Alltagsbetrieb erprobt. Für das Projekt CUTE (Clean Hydrogen for Europe, 2001 bis 2006) wurde von einem Hersteller erstmals eine Kleinserie von 36 Fahrzeugen gebaut und in zehn europäischen Städten sowie im australischen Perth und in Peking eingesetzt. Jeder Standort erhielt eine Wasserstofftankstelle zur Betankung bei 350 bar Druck. Im Projekt HyFLEET:CUTE (2006 bis 2009) wurden diese Fahrzeuge und Tankstellen weiter betrieben und der Prototyp eines Brennstoffzellen-Hybrid-Busses entwickelt, dessen Batterie es möglich macht, eine Brennstoffzelle mit geringerer Leistung zu verwenden und den Betrieb des Fahrzeugs effizienter zu machen, u.a. durch die Rückgewinnung von Bremsenergie.

Das Projekt CHIC (Clean Hydrogen in European Cities) demonstriert seit 2010 und noch bis zum Ende dieses Jahres die zweite Generation von Fahrzeugen und Tankstellen an neun Standorten. Die Brennstoffzellen-Hybrid-Busse kommen von verschiedenen Herstellern, ebenso die Tankstellen. Tabelle 1 zeigt die Standorte, die Größe ihrer Flotten und die Kapazität der Tankstellen [1, 2]. Die Mehrzahl der Standorte wird vom Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) gefördert.

Die folgende Analyse konzentriert sich auf ausgewählte Aspekte der technischen Leistungsfähigkeit, vor allem in Bezug auf die Tankstellen. Alle Zahlenwerte beziehen sich auf den Stand des Projekts Ende Juni 2016, soweit nicht anders erwähnt. Zahlreiche Aspekte können hier nur angerissen werden. Die Referenzen ermöglichen einen tieferen Einblick.

Im Projekt wurde ferner die Akzeptanz von Brennstoffzellenbussen im öffentlichen Nahverkehr untersucht [3, 4] und ihre Nachhaltigkeit bewertet [5]. Mit Kritikern der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie fand ein Dialogprozess statt [6, 7]. Zudem wurden die Investitionen in Infrastruktur (Werkstätten und Tankstellen) analysiert [8].

Tabelle 1: Übersicht zu den Flottengrößen, Betankungskapazitäten und der Wasserstoffherzeugung an den neun CHIC-Standorten.

Phase 1: Standorte mit Förderung durch FCH JU; Phase 0: Standorte mit anderer Förderung und Betriebsbeginn z.T. vor dem Start von CHIC. Quellen: [1, 2].

* Busse mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor # einschließlich Pkw-Betankung (700 bar).

	Standort	Brennstoffzellenbusse [Anzahl]	Kapazität Tankstelle [kg H ₂ / d]	Erzeugung des Wasserstoffs vor Ort?
Phase 1	Aargau	5	300	überwiegend
	Bozen	5	360 #	vollständig
	London	8	320	nein
	Mailand	3	200	vollständig
	Oslo	5	250	vollständig
Phase 0	Berlin	4 *	400 #	nein
	Hamburg	4	700 #	überwiegend
	Köln	4	120	nein
	Whistler (Kanada)	20	1.000	nein
	Gesamt	54 (+ 4 *)		

2. Ergebnisse der Demonstrationsphase

2.1 Tankstellen

Mehr als 1.220 t Wasserstoff wurden an die Busse abgegeben in rund 61.750 Tankvorgängen. Die Betankung konnte schneller durchgeführt werden als in der Vergangenheit. Zumeist wurden weniger als 10 Minuten benötigt, um den Fahrzeugtank nach einem Tag im Linienbetrieb wieder aufzufüllen, im Mittel mit etwa 20 kg Wasserstoff¹.

Die Wasserstofftankstellen erreichten eine mittlere Verfügbarkeit von 97%². Dabei liegt der niedrigste Wert eines Standortes knapp über 94% und der beste beträgt 99,8%. Das Projektziel lautete 98% an jedem Standort³.

Die erreichten Werte bedeuten eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Vorläuferprojekt HyFLEET:CUTE mit einer mittleren Verfügbarkeit von 90% sowie 61% am Standort mit dem geringsten Wert [9].

Abbildung 1 zeigt, dass mehr als 80% aller Stunden, während derer ein Betanken nicht möglich war, auf drei Ursachen zurückzuführen sind:

¹ Gemessen an ihrer täglichen Kapazität (siehe Mengenangaben in Tabelle 1) waren die Tankstellen somit in der Regel gering ausgelastet. Eine wesentliche Ursache ist die Auslegung anhand des hohen spezifischen Kraftstoffbedarfs der Busse im Vorläuferprojekt (siehe Abschnitt 2.2) bzw. eine redundante Auslegung, um eine hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten.

² Die Tankstelle in Berlin bleibt unberücksichtigt, da sie bereits 2006 in Betrieb ging und damit noch zur ersten Generation von Wasserstofftankstellen für Busflotten gehörte.

³ 100% Verfügbarkeit einer Tankstelle würde bedeuten, dass sie während der gesamten Betriebsphase täglich 24 Stunden betriebsbereit gewesen wäre, d.h. jederzeit hätte ein Bus betankt werden können.

- Die Stillstandszeiten für Wartung waren von Standort zu Standort sehr unterschiedlich. Bei einem modularen und redundanten Aufbau einer Tankstelle, z.B. mit jeweils zwei Elektrolyseuren, Kompressoren und Zapfsäulen, konnte ein Stillstand zum Zweck der Wartung ganz vermieden bzw. auf ein Minimum reduziert werden (z.B. zur Überprüfung von Sicherheitseinrichtungen).
- Die Wasserstoffkompressoren waren, wie schon in den Vorläuferprojekten, der wesentliche interne Grund für den Ausfall von Tankstellen. Wie bezüglich Wartung, waren die einzelnen CHIC-Standorte sehr unterschiedlich betroffen. Ein Standort mit externer Anlieferung des Wasserstoff in 500 bar-Hochdruck-Behältern kam ohne eigenen Kompressor aus und konnte somit Probleme in dieser Hinsicht von vornherein vermeiden. Andererseits gab es an mehreren Standorten Stillstandszeiten trotz Redundanz, also trotz zweier parallel geschalteter Kompressoren. Eine Ursache hierfür war eine Verunreinigung des Wasserstoffs im Kompressor und damit auch nachfolgender Komponenten (teils auch die Tanks der Busse) und daraus resultierende Ausfallzeiten für ihre Reinigung.
- Zu den externen Gründen gehören Probleme mit der Wasser- oder Stromversorgung⁴ (unter anderem als Folge von Unwettern), Verzögerungen bei der externen Belieferung mit Wasserstoff und das Betätigen von Not-Aus-Schaltern durch Passanten.

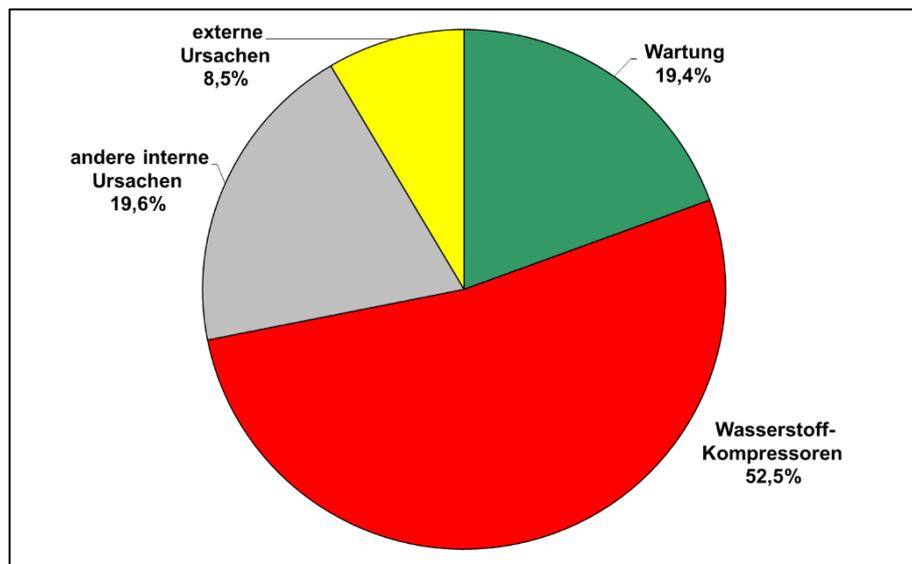


Abbildung 1: Ursachen für den Ausfall der Wasserstofftankstellen.

Die Grafik zeigt Anteile an der Gesamtdauer aller Zeiträume mit Nichtverfügbarkeit.

2.2 Busse

Zum Einsatz kamen unterschiedliche Brennstoffzellen-Hybrid-Busse (im Folgenden weiterhin vereinfachend als Brennstoffzellenbusse bezeichnet), vorwiegend Solo-Fahrzeuge mit 12 m bzw. 13,2 m Länge, letztere mit drei Achsen, aber auch zwei Gelenkbusse (18 m). Die Busse besaßen eine Reichweite von bis zu 400 km, ohne Nachtanken zu müssen, und waren bis zu 20 Stunden pro Tag im Einsatz. [1]

Die Busse legten mehr als 9,3 Millionen Kilometer zurück. Durch ihren Einsatz konnte der Verbrauch von 4,4 Millionen Litern Diesel vermieden werden [5].

⁴ Wasserversorgung für den Betrieb einer Elektrolyse am Standort, deren Stillstand nach Aufbrauchen der Wasserstoffreserven den Ausfall der Tankstelle zur Folge hatte, da keine externe Ersatzversorgung erfolgen konnte.

Unter anderem durch die Hybridisierung wurde die Effizienz der Fahrzeuge gegenüber der Vorgänger-Generation deutlich erhöht. Für die 12 m Busse wurde eine Energieeinsparung von rund 25% gegenüber äquivalenten Fahrzeugen mit Dieselantrieb erzielt [7]. Während die 12 m Busse in CHIC im Mittel 9 kg H₂/100 km benötigten (300 kWh/100 km), waren es im vorangegangenen Projekt mit über 18 kg H₂/100 km noch mehr als doppelt so viel [1].

Die mittlere Verfügbarkeit der Busse lag bei knapp 70% [7]. Das Ziel von 85% wurde damit relativ deutlich verfehlt. Probleme traten bei unterschiedlichen Komponenten auf, wobei die Brennstoffzellen 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 nicht angemessen vertraut. Schließlich wirkten sich die derzeit unzureichenden Lieferketten für Ersatzteile aus (siehe folgenden Abschnitt). [1]

3. Herausforderungen

3.1 Lieferketten

Die Fahrzeuge und Tankstellen haben sich insgesamt bewährt. Wenn es jedoch zu Ausfällen kam, dauerten Reparaturen zum Teil überdurchschnittlich lange, weil spezielle Komponenten ausgetauscht werden mussten, die bisher nur in geringen Stückzahlen nachgefragt und bei Lieferanten oft nicht vorgehalten wurden. Dies betraf z.B. DC-DC-Wandler und Ventile in Bussen unterschiedlicher Hersteller sowie Ventile in Tankstellen, Kompressorköpfe sowie Sensoren für Wasserstoff. Teilweise gab es nur einen Hersteller, der zudem außerhalb Europas angesiedelt war, was u.a. durch Zollformalitäten zu weiterem Zeitverlust führte. Insgesamt sind die Lieferketten für wesentliche Komponenten noch unzureichend ausgebildet. [1, 10]

Ähnlich wie im Verhältnis von Fahrzeugen und Tankstellen (ohne Fahrzeuge keine Tankstelle und ohne Tankstelle keine Fahrzeuge) kann sich hieraus ein Henne-Ei-Problem ergeben: Aus langen Wartezeiten für Ersatzteile resultiert eine Zurückhaltung bei der Einführung der neuen Technologie, und bei geringer Nachfrage kommen Produktion bzw. Lagerhaltung nicht in Gang.

3.2 Wasserstofftankstellen für einen kompletten Busbetriebshof

Während sich in Zukunft die *Anzahl der Busse* pro Standort vergrößern wird (Abschnitt 4.2), kommt es im Hinblick auf die Tankstellen (bzw. in der Regel auf die *eine Tankstelle pro Betriebshof*) darauf an, Konzepte zu entwickeln und zu realisieren, mit denen eine wachsende, täglich benötigte Kraftstoffmenge zuverlässig bereitgestellt werden kann.

Im Rahmen der Projekttreffen wurde die wesentlichen Anforderungen an zukünftige, technologisch ausgereifte Wasserstofftankstellen herausgearbeitet, die von den Busunternehmen zur Versorgung eines kompletten Depots gestellt werden, also für Flotten von rund 100 bis 250 Fahrzeugen. Dabei wurden die Kriterien zunächst qualitativ benannt. Bei deren quantitativer Bestimmung zeigten sich zum Teil recht unterschiedliche Erwartungen. Diese ergeben sich aus den spezifischen Charakteristika am jeweiligen Standort, also daraus, wie die nächtliche Routine zur Versorgung der Busse organisiert ist. [10]

Zu den wesentlichen Kriterien gehören:

- Verfügbarkeit

Angesehen von einer insgesamt hohen Verfügbarkeit über die täglichen 24 Stunden hinweg muss die Tankstelle während eines „Betankungsfensters“ stets zu 100% verfügbar sein, um die

Service- und Fahrpläne einhalten zu können. Ein solches Fenster kann vier, aber auch bis zu zwölf Stunden umfassen.

- Dauer der Betankung

Erfolgen Betankung und Reinigung in separaten Schritten, dann muss die Betankung möglichst schnell durchgeführt werden und soll z.B. nicht länger als 5 Minuten dauern. Erfolgt die Reinigung dagegen während der Betankung, können auch 10 Minuten ausreichend sein.

- Skalierbarkeit

Die Tankstelle muss problemlos skalierbar sein, also modular und flexibel geplant werden, um, ausgehend von einer Kapazität für z.B. 20 bis 40 Busse in der näheren Zukunft, bis zur Versorgung eines kompletten Depots mittel- bzw. langfristig erweiterbar zu sein. Damit wird vermieden, dass auf eine hohe Anfangsinvestition eine lang anhaltende Unterauslastung folgt.

- Personalaufwand und Anforderungen an das Personal

Der erfolgreiche Betrieb von Tankstellen (und Bussen) im Projekt CHIC und seinen Vorläufern war nur durch ein außergewöhnlich hohes Engagement der Mitarbeiter möglich. Der Aufwand muss sich in Zukunft auf ein normales Maß reduzieren.

Dazu gehört unter anderem, dass jeder Mitarbeiter die Fahrzeuge nach einer kurzen Einweisung betanken kann, d.h. keine aufwendigen Schulungen mehr nötig sind. Dies wiederum bedingt, dass die Komponenten und Prozeduren des Betankungsvorgangs noch robuster werden, um häufige Fehlermeldungen und damit Verzögerungen zu vermeiden. Hier sind erneut nicht nur die Hersteller der Tankstellen gefordert, sondern auch ihre Zulieferer (siehe Abschnitt 3.1).

- Versorgungssicherheit

Die Busbetreiber erwarten in Zukunft bessere Konzepte, wie bei einem Ausfall der verschiedenen Tankstellen-Komponenten optimal zu reagieren ist und wie lang die Antwortzeiten jeweils sind.

Bei einem absehbar längeren (ggf. auch teilweisen) Ausfall muss die Versorgung der Busse mit Wasserstoff mittels externer Belieferung sichergestellt werden können. Die schließt die Möglichkeit ein, im Falle eines Defekts von Zapfsäulen die Busse direkt aus angelieferten Hochdruck-Behältern zu betanken.

- Platzbedarf

Platz ist stets ein knappes Gut auf Busbetriebshöfen. Im Idealfall sollte eine Tankstelle für Wasserstoff einschließlich Anlagen zu seiner Erzeugung nicht mehr Grundfläche einnehmen als eine Dieseltankstelle. Die Tankstellen-Hersteller arbeiten zum Beispiel an unterirdischen Lösungen.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

4.1 Schlussfolgerungen

Das Projekt CHIC hat die Eignung von Brennstoffzellen-Hybridbussen verschiedener Hersteller für den Linienbetrieb gezeigt, ebenso die Tauglichkeit der aktuellen Generation von Wasserstofftankstellen. Dabei konnten gegenüber früheren Projekten Verbesserungen erzielt werden, z.B. bei der Zuverlässigkeit und Geschwindigkeit der Betankung sowie insbesondere bei der Effizienz der Fahrzeuge.

Die Herausforderungen bis zur kommerziellen Reife der Fahrzeuge und Tankstellen sind identifiziert. Schritte zu deren Lösung werden vorbereitet. Damit bietet sich die Perspektive, den straßengebundenen öffentlichen Nahverkehr im Betrieb emissionsfrei zu machen. Mit Wasserstoff, der mittels Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen wurde, kann zudem ein Beitrag zur Dekarbonisierung der Mobilität geleistet werden.

4.2 Ausblick

Ein neues Projekt namens JIVE (Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe), das Anfang kommenden Jahres beginnen soll, wird rund 140 neue Brennstoffzellenbusse auf die Straße bringen, davon mehr als 50 in Deutschland. Dabei kann das gemeinsame Vorgehen der Busbetreiber bei der Beschaffung dazu beitragen, die Investition pro Fahrzeug deutlich unter den aktuellen Betrag von etwa 650.000 € pro Solo-Fahrzeug zu verringern.

Zudem hat CHIC drei Schwesterprojekte (HyTransit, High V.LO City und 3Emotion), die später begonnen haben und z.T. bis noch 2019 laufen. In deren Rahmen werden an weiteren Standorten jeweils bis zu 10 Brennstoffzellenbusse eingesetzt.

Im Projekt "New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots", kurz NewBusFuel, werden Konzepte für große Tankstellen entwickelt, u.a. entsprechend den oben skizzierten Anforderungen [11]. Die Veröffentlichung von Ergebnissen ist für die kommenden Monate geplant.

5. Danksagungen

Die Arbeiten, die zu den hier vorgestellten Ergebnissen geführt haben, wurden aus dem 7. Rahmenprogramm der Europäischen Union (FP7/2007-2013) durch die Initiative „Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking“ (FCH JU) über die Fördervereinbarung Nr. 256848 kofinanziert. Der Autor dankt allen CHIC-Partnern für die fruchtbare Zusammenarbeit und gegenseitige Unterstützung über die Projektlaufzeit von mehr als sechs Jahren hinweg.

6. Referenzen

Referenzen mit der Bezeichnung „CHIC Deliverable“ sowie die „Presentation of the emerging conclusions“ sind auf dem Internetauftritt des Projektes <http://chic-project.eu/> verfügbar.

- [1] Clean Hydrogen in European Cities project (CHIC): Presentation of the emerging conclusions, 2016 (regelmäßige Aktualisierungen bis zum Projektabschluss).
- [2] Stolzenburg K, Whitehouse S, Whitehouse N: Experiences with the implementation of infrastructures for hydrogen refuelling and lessons for future installations (CHIC Deliverable 3.7), 2014.
- [3] Hölzinger N, Lüdi-Geoffroy N: Influencing factors to the acceptance process of FCH technologies in public transport (CHIC Deliverable 3.5), 2013.
- [4] Hölzinger N, Lüdi-Geoffroy N: Influencing factors to the acceptance process of FCH technologies in public transport - Excerpt of the study for Phase 2 Cities, 2013.
- [5] Lozanovski A, Horn R, Ko N: Sustainability assessment of FC buses and related infrastructure (CHIC Deliverable 3.15), 2016 (in Vorbereitung).
- [6] Whitehouse S, Whitehouse N: Issues of concern to external stakeholders and critics and pathways to their resolution (CHIC Deliverable 3.8), 2013.
- [7] Whitehouse S, Whitehouse N: Issues of concern to external stakeholders and critics and pathways to their resolution - Reflections on change after 2 years (CHIC Deliverable 3.8, Phase 2), 2015.
- [8] Lozanovski A, Ko N, and 19 further co-authors: Analysis of investments in workshops for fuel cell buses and hydrogen refuelling stations (CHIC Deliverable 3.11), 2015.
- [9] Stolzenburg K, Kentzler M: Lessons Learned from Hydrogen Infrastructure Operation in the HyFLEET:CUTE Project. In: Stolten D, Grube T (Hrsg.): Proceedings of the 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 (WHEC), 2010. ISBN: 978-3-89336-656-9.
- [10] Stolzenburg K: Recommendations for hydrogen infrastructure in subsequent projects (CHIC Deliverable 3.13), 2016.
- [11] http://cordis.europa.eu/project/rcn/197930_en.html; abgerufen am 22. September 2016.

The Development of Smart Grid in Thailand and SERT Smart Grid

Sukruedee Sukchai

School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand
Corresponding author: sukruedee@hotmail.com

1. Introduction

Increasing of air pollution, global warming issue, diminishing of fossil fuels and their cost increasing made it necessary to look towards Renewable Energy(RE) Sources as a solution of energy supply in the future. In case of Thailand, solar energy has high potential. So, Thai government focuses on solar energy promotion to produce electricity both for large scale power plant and household. Increased Low Voltage Distribution System (LVDS) connected to RE systems have some negative impacts on LVDS such as power quality on LVDS (Voltage variations, frequency variations, harmonics distortion, etc.). A robust solution to this problem is the use of Smart Grid systems, to support the expansion of electricity generation from renewable sources. The Smart Grid is a new technology that can reduce power transmission losses and GHG emissions. Smart Grids are digital, self-healing energy systems which deliver electricity from generation sources, including distributed generation of renewable energy systems. It is capable of optimizing power delivery and facilitating two-way communication across the grid, enabling end-user energy management, minimizing power disruptions and transporting only the required amount of power. The results are lower costs for the utility and the customer, a more reliable power supply as well as a higher power quality and reduced carbon dioxide emissions. Thailand is also aware for the development of Smart Grids. Therefore, Thailand's Smart Grid Master Plan was developed by the Energy Policy and Planning Office (EPPO) of the Ministry of Energy. The working group subordinated by the Thailand Smart Grid Subcommittee includes the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Provincial Electricity Authority (PEA) and the Metropolitan Electricity Authority (MEA). Each of these stakeholders is also developing their own Smart Grid roadmaps. Thailand's smart grid master plan is set during the time of 2015 until 2036. The aims of the national smart grid master plan are to develop the technologies concerned with Smart Grid infrastructures. Hardware and software components are planned to be developed and demonstrated in pilot size. The key factors for the Thailand Smart Grid Development include the following points:

- Transition to Low Carbondioxide Economy
- Promotion of Renewable Energy and Energy Conservation
- Need of Energy Efficiency development to reduce operating costs in the manufacturing sector
- Development of power system and Power Trade in ASEAN Power Grid for power supply
- System security and increasing electricity demand
- Transition to Electric Vehicles
- Potential on Smart Grid Technology Development for Economic Value added.

2. SERT Smart Grid (SSG)

The School of Renewable Energy Technology, Naresuan University has run the SERT Smart Grid (SSG) since 2005. First, 120 kW of Microgrid system has been installed for demonstration and research purposes. Distributed PV panels and the campus power project have also been installed in the energy park. After that, SERT installed many RE components, storage units as well as monitoring and control system. Finally those systems were developed to get the SERT Smart Grid (SSG). SSG's infrastructure comprises of 350 kW ground mounted PV arrays, a 50 kW rooftop PV unit, 3 battery storage units which have 500 kWh of capacity, 22 grid inverters which have a total capacity of about 600 kW, managed through a SCADA system. The new installed Building Energy Management System (BEMS) utilizes the energy efficiently in each building of the Energy Park. The SSG system is capable of operating in both, grid connected and isolation mode, to ensure an uninterrupted power supply for the campus. Demand and supply balancing is done by using a SCADA system and BEMS technology.



Figure 3 SERT Smart Grid infrastructures

PV systems:

The total capacity of PV systems in SSG is 550 kW which consists of: 350 kW on ground PV power plant, 120 kW PV micro grid system, 50 kW PV rooftop unit, 10 kW PV grid connected, 7 kW PV Grid connected and another 6 kW PV roof top unit. All of these PV systems are connected to the AC low voltage distribution system (400 V) of SERT.

Grid connected Inverters:

The Inverters in SSG consist of Grid and Battery Inverters. There are two types of Grid connected inverters; three phase and single phase inverters. These three phase inverters can be divided up into two groups. The first group is the central inverters with 2 different models (350 kW and 120 kW). The second group consists of six 3-phase and twelve single-phase string inverters. The total capacity of all grid connected inverters is 600 kW.

Energy Storage:

Energy storage in SSG is established through lead acid battery which enables the possibility to manage the load sharing, Power quality, UPS, and energy management. The total capacity of battery storage deployed in Energy Park is 500 kWh (3 sets).

Control and monitoring system:

The control and monitoring system in SSG can be separated into two groups; the first group is a SCADA system which acts as a control unit for the grid inverter and the battery inverter, managing electric power and changing the operation mode between grid connected mode and island mode. It does not only control the electric power, but also records the electrical parameters concerned to performance of the system, power quality, load power and methodological data in one minute intervals. The second group is a BEMS software as well as an energy management system (EMS software) which is able to control lighting and air conditioning loads via internet. The time scheduling can be set for certain loads in order to turn them on or off.

3. Capability of SERT Smart grid (SSG)

SSG has been developed since 2005 to demonstrate an automatic RE facility with an included battery storage controlled by an autonomous system. SERT's electrical network charged to a complex network. The hardware and software, as well as the communication and control system, are providing both, supply and demand in high level control and second respectively third state layer control. Modernizing components and automatic operations can significantly improve performance and reduce the losses and costs while operating the Smart grid or Micro grid. Not only the efficiency and performance of the smart grid system, but also proactive maintenances, repairs, reducing failures and an increasing life of aging equipment are improved in SSG.

The capability of SSG can be concluded to two groups; first is supply side energy management and second is demand side energy management. Supply side energy management of SSG is focused on power quality (PQ), to hold voltage and frequency in an acceptable range. Second is concentrated on demand side management (DSM). The DSM is well known for its advantage of reducing peak electricity demand. The benefit of DSM has various effects, including mitigating electrical system emergencies, reducing the number of blackouts and increasing of the system stability and reliability. Thus, DSM systems applied to an electricity system provide significant economic and environmental benefits as well as an increased reliability.

Supply side energy management of SSG

For the supply side energy management in SSG, there is a focus on the inverters or conversion units, which offer high power quality in the distribution line. The control of power quality in the distribution system is mainly focused on active and reactive power control (P/Q control) the same way as on voltage and frequency control (V/f control).

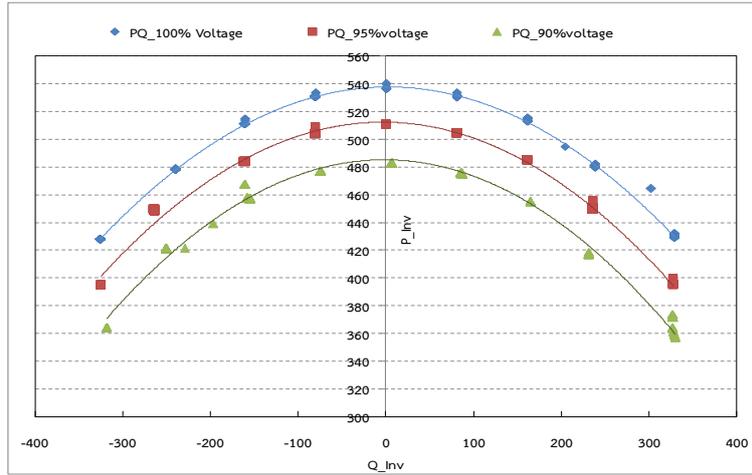


Figure 4 (A) Active and reactive power control

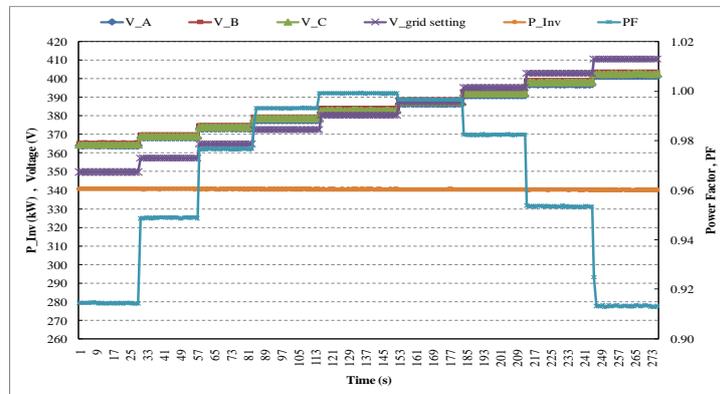


Figure 4 (B) Automatic voltage regulation (AVR)

PQ control for SSG is to keep the distribution system active and reactive power constant, to manage the voltage and frequency in standard range. The active power control aims to maintain the active power output constant at the given reference value within the permissible voltage constant. The distributed generator with grid connected inverter is needed to regulate the voltage and frequency of the SSG within the acceptable range. The voltage and frequency control is to maintain the SSG frequency and voltage magnitude constant regardless of the actual active and reactive power outputs of SSG. A frequency controller adjusts the active power output to maintain the frequency at the given reference value. A voltage controller adjusts the reactive power output to maintain the voltage at the given reference value. V/f control is common when the Micro grid operates in islanded mode.

Storage and demand side energy management

Storage and the demand side energy management of SSG have built an energy management (BEMS) to control the loads of each building in SERT. BEMS capability is to control load via internet (remote) autonomous by using sensors and time scheduling. The control of demand side management occurs to fit to the actual electricity demand. It must be able to respond to various negative situations (that may occur in the distribution system) to maintain stability and power quality in distribution systems. Demand response (DR) concepts will be applied to manage load in DR which consists of load shipping, peak clipping, conservation, Load building, valley filling and flexible load shaping. The demand response

(DR) concept will be applied to manage the load in each building of SERT with the benefit of using electricity in styles like time of use (TOU) and critical peak pricing (CPP). The examples of energy storage management and demand side management are shown in the following figure.

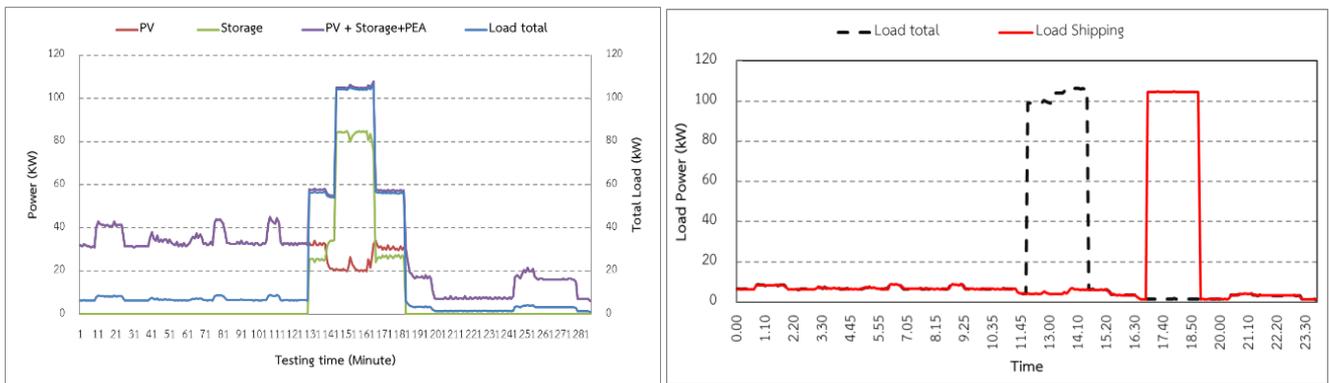
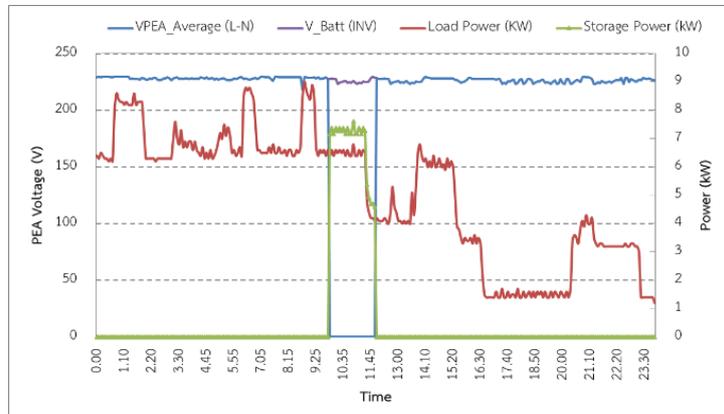


Figure 5 Storage and demand side energy management

4. Conclusion

Renewable Energy (RE) power generation in Thailand is growing rapidly, because the government of Thailand provides an incentive for RE projects since 2007. The problem by generating electricity from RE sources is unstable power production as it depends directly on its temporarily potential. The impact of fluctuation in PV production is a negative advantage for distribution and transmission systems and may sometime causes problems like over voltage and frequency disturbances. Smart grids are a solution to optimize the increasing integration of RE and to handle the increasing energy demand. Thailand is also aware for the development of Smart Grids. Therefore, Thailand's Smart Grid Master Plan was developed by the Energy Policy and Planning Office (EPPO) of the Ministry of Energy. The School of Renewable Energy Technology (SERT) at Naresuan University realized that in the near future Thailand will get a lot of smart grids. Due to that the SERT Smart grid has been developed for research, study and demonstration purposes. The aim of developing the SSG is to minimize the negative impacts of rapidly increasing RE production on distribution systems. The SSG development will be focused on both, demand and supply side energy management. Demand side management; load shipping, peak clipping, conservation, Load building, valley filling, flexible load shaping and load shifting are applied to meet the actual electricity demand and must be able to respond to various negative situations (that may occur in the distribution system) to maintain stability and power quality. The RE energy production in

SSG is about 700,000 kWh/years and energy efficiency by using building energy management system (BEMS) is about 10 % decreasing from total energy consumption. And it can be the prototype for future grid of Thailand.

5. References

1. Ministry of Energy, Thailand. Thailand Smart Grid Master Plan 2015 – 2036.
2. Ministry of Energy, Thailand. Thailand Power Development Plan 215 -2036.
3. Chulalongkorn University. Thailand Smart Grid and Roadmaps. (2013).
4. Pongsakorn Yutthagovit. PEA Smart Grid Roadmap. Provincial Electricity Authority (PEA), Thailand. 2013.
5. WADE. Smart/Intelligent grid systems development and deployment. World alliance for Thai decentralized energy association (WADE THAI).

SERT's Low Carbon Scenario 2030: Mitigation Options for Carbon Dioxide Emission

Prapita Thanarak*, Sukruedee Sukchai, Nipon Ketjoy, Chatchai Sirisamphanwong,

Kongrit Mansiri and Yodthong Mensin

School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand
Corresponding author: prapatat@nu.ac.th

Abstract

The School of Renewable Energy Technology (SERT) was established in 1995 as an autonomous institute within Naresuan University, Phitsanulok, Thailand. SERT works flexibly to develop renewable energy technologies to meet the energy demands of developing countries in South East Asia and to promote the industrial applications of renewable energy. SERT aims to offer professional programs at both master and doctorate's degree level and develop human resources in renewable energy in order to satisfy the demand of private and governmental sectors. The school regularly researches and develops on renewable energy technologies for self-reliance, wide-spread implementation and use. Furthermore, SERT also provide efficient services for energy conservation. SERT established an Energy Park for exhibition, demonstration, research and business of renewable energy technologies and equipments. Presently, SERT utilize the Smart Grid under the campus power project supported by Ministry of Energy in order to connected the 400 kW PV system to the grid and operate by Building Energy Management Systems (BEMS). It is actively disseminating the utilization of such technology among the public. All of SERT's activities lead to the energy conservation and the reduction of environmental impacts from the use of fossil fuels, which result in improving and sustaining the life quality.

This paper presents the possibility for SERT to become a zero carbon emission campus. In this study, the increase of CO₂ emissions is estimated based on electricity consumption and transportation sector which focused i) 2030 BAU (business-as usual) without mitigation measures, and ii) 2030 CM (climate change mitigation measures) assumptions of renewable energy technologies as well as the potential to reduce the CO₂ emissions by low-carbon measures available during 2015–2030. The simple model was created to explore different scenarios of mitigation. Results are also helpful to GHG mitigation guideline and continued efforts to pursue research and development in technologies and practices to increase energy efficiency for other universities.

Standortevaluierung und Systemfadanalyse im Forschungsprojekt WESpe - „Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff - Energiespeichern“

Ulrich R. Fischer, Daniel Tannert, André Voigt

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Kraftwerkstechnik, Wasserstoff-Forschungszentrum, Universitätsstraße 22, D-03046 Cottbus

E-Mail: ulrich.fischer@b-tu.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Energiespeicher, Leitfaden, Power-to-Gas

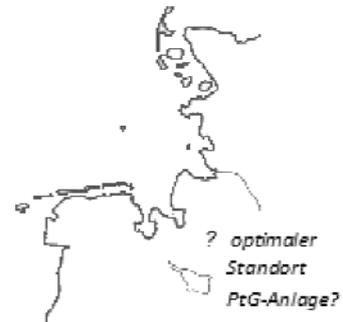
Zusammenfassung:

Im Rahmen des durch die Energiespeicherinitiative der Bundesregierung geförderten Forschungsprojektes WESpe (Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern) untersucht die BTU Cottbus-Senftenberg Ansätze zur Systemintegration und verschiedene Betriebsmodi im Bezug auf fortschrittliche alkalische Elektrolysesysteme. Einen ersten Projektmeilenstein im Forschungskonsortium stellt dabei die Entwicklung einer strukturierten Methodik zur Bewertung von potentiellen Power-to-Gas-Standorten dar. Diese soll in einem Leitfaden für Akteure aus Politik, Wirtschaft und Forschung resultieren und weiterhin eine erste Abschätzung technischer und ökonomischer Risiken ermöglichen.

Within the framework of the research project WESpe (Scientific Research of wind hydrogen energy storage) funded by the energy initiative of the Federal Government, the BTU Cottbus - Senftenberg investigates different approaches to system integration and operating modes with respect to advanced alkaline electrolysis systems. A first project milestone of the whole project consortium represents the development of structured methodologies for the evaluation of potential power-to-gas sites. This is intended to represent a guide for actors from politics, business and research and continue to provide a first estimate of the technical and economic risks.

1. Methodenentwicklung zur Bewertung von potenziellen PtG-Standorten

Für einen definierten Suchraum (z.B. ein Mittelspannungs-Stromnetz an der Nordseeküste Deutschlands) soll der optimale PtG-Standort in Abhängigkeit unterschiedlicher Bewertungskriterien bestimmt werden. Die im Folgenden vereinfacht skizzierten Analyse-Schritte sollen als veranschaulichendes Grundgerüst für den zu erstellenden Leitfaden/Checkliste dienen.



Die Methodik kann als Abfolge einzelner bereichsspezifischer Fragestellungen behandelt werden und gliedert sich in:

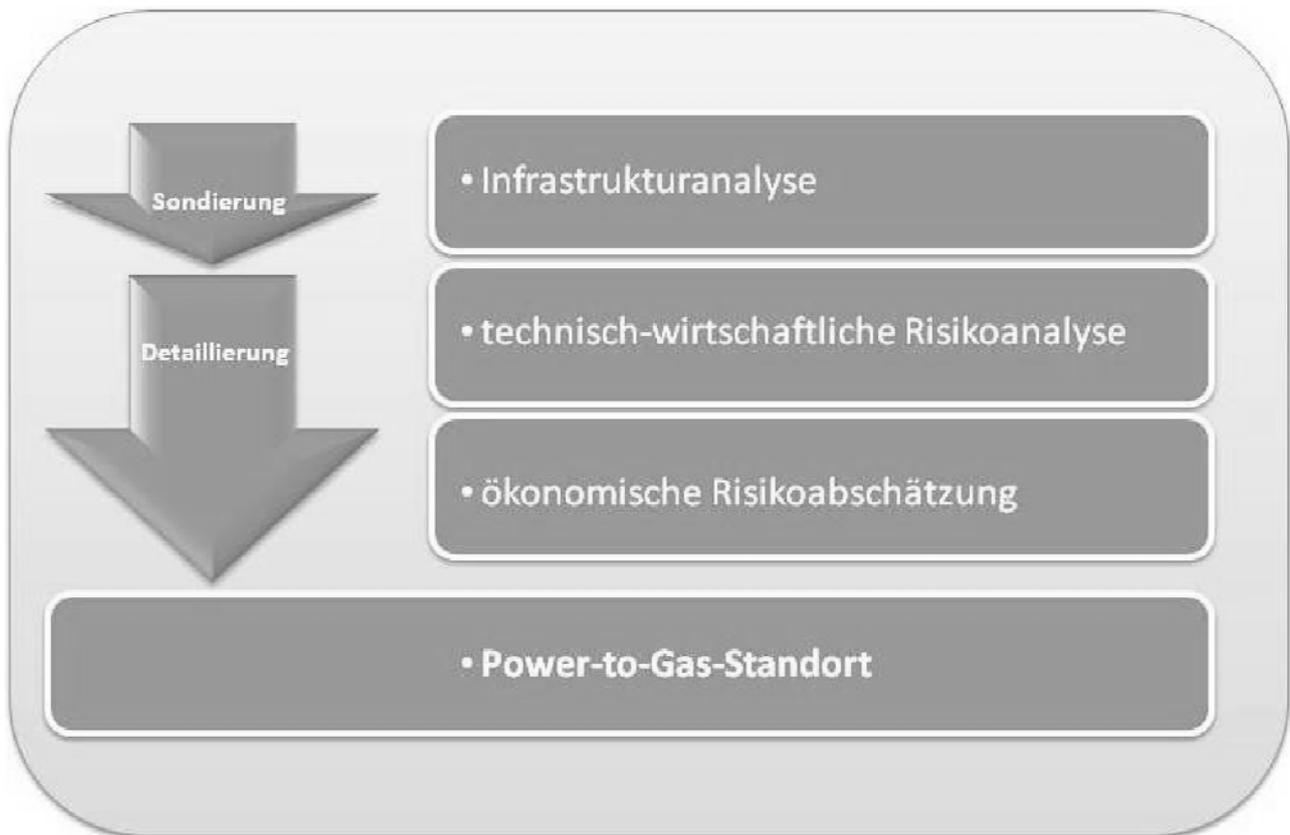


Abbildung 1: Schema der methodischen Standortevaluierung

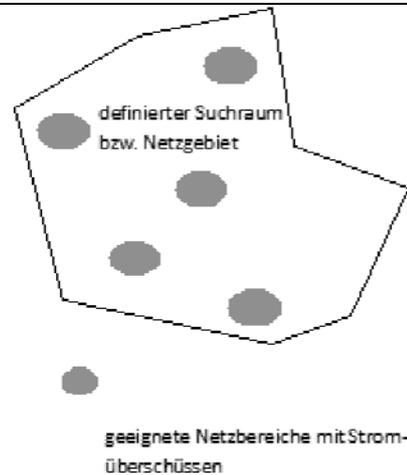
Darauf basierend erfolgt eine weitere Untergliederung in die folgenden detaillierten Checklisten zur Analyse von Stromnetz, Gasnetz, Wasserstoffuntergrundspeicher, der Flächennutzung, Genehmigungen/ Geobedingungen, dem technischem Risiko sowie einer ökonomischen Pfadanalyse.

2 Methodenentwicklung zur Standortanalyse

Im ersten Schritt des Arbeitspaketes wurde mit der Entwicklung einer generischen, strukturierten Vorgehensweise zur Analyse einer vorhandenen Infra- und Nutzerstruktur, der Netzanbindung, Gasnetzkapazität und Anbindungsmöglichkeiten an einem allgemeinen Standort begonnen.

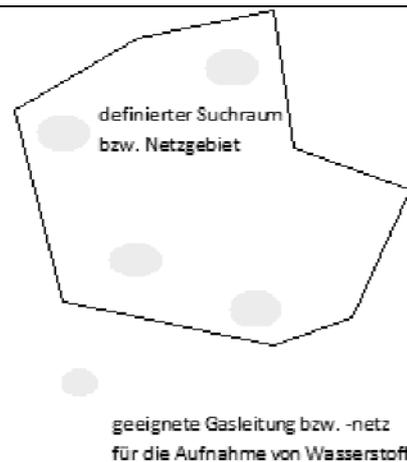
ANALYSE — STROMNETZ

- Identifizierung der grundlegenden strukturellen Stromnetzparameter im betrachteten Gebiet
- Einbeziehung von Analysen zu Lastflüssen und Indikatoren zur Abschätzung der Leistungsfähigkeit des Netzgebietes
- Berücksichtigung des aktuellen und zukünftigen EE-Einspeisung, des Netzausbaus sowie der gegenwärtigen Lastverteilungen und Nachfragecharakteristiken
- erster Dimensionierungsansatz einer Elektrolyseeinheit als Kernkomponente für die PtG-Anlage und Basis der nachfolgenden Komponentendimensionierungen



ANALYSE — GASNETZ

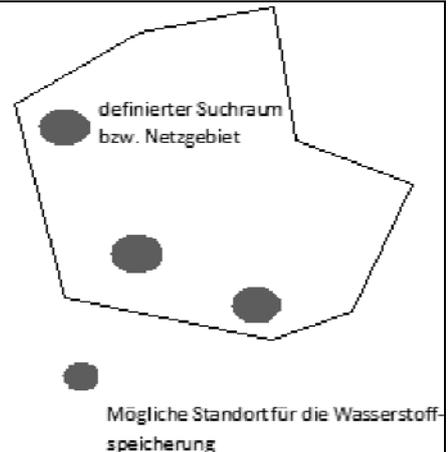
- In den identifizierten Bereichen mit Stromüberschüssen werden Gasnetze und relevante Leitungen für die mögliche Einspeisung von EE-Gasen ermittelt.
- Ermittlung der Druckebene und Rohrleitungsdaten zur Bestimmung der infrage kommenden Kapazität
- Abschätzung der Lastflüsse, Gaszusammensetzungen zur Ableitung resultierender Gaskennwerte und Fließrichtungen
- Überprüfung der Dimensionierung der Elektrolyseanlage gegenüber den ermittelten Gasleitungs- bzw. Netzparametern



ANALYSE — WASSERSTOFFUNTERGRUNDSPEICHER

Bewertung zur Errichtung und Nutzung von
Untergundspeichern hinsichtlich:

- Allgemeiner Kriterien:
 - Prüfung von Bergbauoptionen auf abbauwürdige Rohstoffe oder geplant konkurrierende Nutzungen sowie Flächenrestriktionen
 - Einbeziehung von Erdbeben- und Hochwassergefährdungen
- Geologischer Rahmenbedingungen:
 - Möglichkeit der Frischwasserbereitstellung
 - sind die Voraussetzungen für einen Soleabstoß gegeben
 - bestehen die notwendigen strukturellen Voraussetzungen
 - sind die geometrischen Voraussetzungen erfüllt



ANALYSE — FLÄCHENNUTZUNG

Untersuchung der lokalen Flächennutzungsaspekte hinsichtlich:

- Lage des potenziellen Standortes auf oder in der Nähe von:
 - Bebauten oder unbebauten Flächen
 - Siedlung-/Industrie-/Gewerbeflächen (z.B. dicht besiedelt/gering besiedelt/unbesiedelt)
 - Bestehender Infrastruktur und Verkehrswege (Straßen/Bahn/Wasser)
 - ausgewiesener Schutzgebiete (z.B. Natur und Trinkwasser)
- flächenrelevanter Aspekte:
 - Naturräumliche Gliederung
 - Geologie und Boden
 - Wasser
 - Flora und Fauna



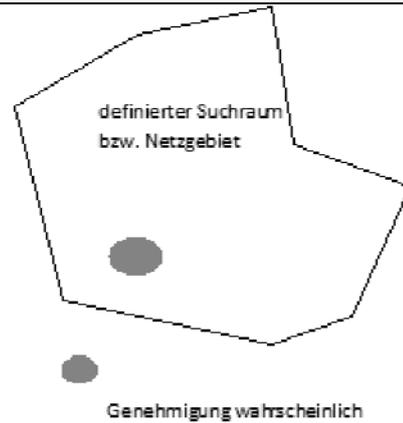
3 Methodenentwicklung zur technischen und rechtlichen Risikoanalyse

Beim nachfolgenden Schritt steht die Vorgehensweise zur Einschätzung der der technologischen Restrisiken für die Realisierung eines Demostandortes gekoppelt mit der technischen Realisierbarkeit der Elektrolyseeinheit sowie der Risiken für die technologische Fortschreibung aller Komponenten im Fokus.

ANALYSE — SONDIERUNG GENEHMIGUNGSPLANUNG / GEOBEDINGUNGEN

Analyse und Aufarbeitung rechtlicher und normativer Regelungen hinsichtlich:

- Grundlagen zur Einspeisung in Gasnetze /-leitungen
- Sicherheits- und Immissionsschutzvorgaben in Zusammenhang mit Elektrolyseanlagen
- Einspeiseanlagen
- Untergrundspeichern
- Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltprüfung
- Flächennutzungen in der Gemeinde im Rahmen der Bauleitplanung
- Eigentumsrechten



ANALYSE — TECHNISCHES RISIKO

Standortunabhängige Einschätzung des technischen Risikos hinsichtlich:

- Alkalischer Elektrolyseanlagen
 - Allgemeines und Risiken in Zusammenhang mit einer Anlagenerrichtung
 - Bewertung des Herstellers
- PEM Elektrolyseanlagen
 - Allgemeines und Risiken in Zusammenhang mit einer Anlagenerrichtung
 - Bewertung des Herstellers
- Gasnetzen
- Untergrundspeichern
 - Allgemeines und Bewertung der bisherigen Technologieerfahrung sowie R&D-Leistungen

4 Methodenentwicklung zur ökonomischen Risikoabschätzung

Abschließend wird das wesentliche Instrument einer strukturierten Vorabschätzung der Projektkosten dargestellt.

ANALYSE — SONDIERUNG ÖKONOMIE

Standortbezogene multiple Pfadanalyse hinsichtlich:

- Unterscheidung zwischen zwei prinzipiellen Ansätzen zur Konfiguration eines PtG-Systems
- Investitionskosten und Betriebskosten der entsprechenden Einzelkomponenten
- Bearbeitung einer Evaluierungsmatrix mit ökonomischen und systemischen Bewertungsansätzen



Charakterisierung von bifacialen Photovoltaikmodulen

S. Voswinckel, V. Wesselak, C. Schmidt, S. Münter

Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen,
voswinckel@fh-nordhausen.de

Zusammenfassung: Bifaciale Photovoltaikmodule nutzen neben dem auf die Modulvorderseite einfallenden Sonnenlicht auch das aus der Umgebung auf die Modulrückseite reflektierte Licht zur Erzeugung von elektrischer Energie. Erste bifaciale Photovoltaikmodule sind am Markt verfügbar, stellen jedoch Hersteller und Anwender vor Probleme: Die Leistung von Photovoltaikmodulen wird bei Standardtestbedingungen ermittelt. Diese Bedingungen sind nur für die Modulvorderseite definiert. Standards für die Bewertung von bifacialen Photovoltaikmodulen mit transparenter Rückseite existieren nicht. Derzeit erfolgt die Charakterisierung lediglich auf Basis der Leistungsdaten der Modulvorderseite. Für die Auslegung von Photovoltaikanlagen mit bifacialen Solarzellen und die Einbindung in bestehende Energiekonzepte ist eine genaue Ertragsprognose erforderlich. In diesem Beitrag wird der Stand von Wissenschaft und Technik zur Charakterisierung von bifacialen Photovoltaikmodulen ausgewertet, Schwachstellen aufgezeigt und Lösungsmöglichkeiten für eine realitätsnahe und praktikable Charakterisierung vorgestellt.

Schlüsselwörter: Bifacial, Solarzelle, Photovoltaik, Strom-Spannungs-Kennlinie, Standardtestbedingungen

1. Einleitung

Photovoltaikmodule können aus Solarzellen unterschiedlicher Materialien aufgebaut werden. Über 90 Prozent der weltweit produzierten Photovoltaikmodule besteht aus kristallinem Silizium. Der maximale theoretische Wirkungsgrad von kristallinen Solarzellen mit einem einfachen pn-Übergang beträgt rund 33 Prozent [5]. Aktuell sind kristalline Photovoltaikmodule mit einem Wirkungsgrad von bis zu 19 (polykristallin) bzw. 22 Prozent (monokristallin) am Markt verfügbar (vgl. Tab. 1). Der Abstand zu den maximal erzielten Wirkungsgraden bei der Herstellung im Labormaßstab als auch zum

Tab. 1: Rekordwirkungsgrade von Laborzellen, Labormodulen und kommerziell erhältlichen monofacialen Photovoltaikmodulen.

Zelltechnologie	Labor		kommerziell
	Zelle	Modul	Modul
Wirkungsgrad in Prozent			
monokristallines Si	25,6	22,9	15,8-22,0
polykristallines Si	21,3	19,2	15,8-19,0
CIGS	21,0	17,5	14
CdTe	21,0	18,6	15,6
triple aSi	13,6	10,9	10

maximalen theoretischen Wirkungsgrad eines einfachen pn-Übergangs beträgt nur wenige Prozentpunkte. Die Steigerung des Wirkungsgrades ist mit einem hohen technischen Aufwand verbunden, gefolgt von hohen Herstellungskosten. Eine Vergleichsweise einfache und kostengünstige Variante den Wirkungsgrad eines Photovoltaikmoduls zu erhöhen besteht in der Nutzung des auf die Modulrückseite reflektierten Lichts. Photovoltaikmodule die diesen Strahlungsanteil nutzen werden als bifacial bezeichnet, wohingegen klassische nur die Vorderseite nutzende Photovoltaikmodule als monofacial bezeichnet werden.

Das Konzept einer bifacialen Solarzelle existiert bereits seit den 60er Jahren des vorigen Jahrhunderts [2]. Das Ziel ist dabei, neben der der Sonne zugewandten Oberfläche ebenfalls die dem Sonnenlicht abgewandte Oberfläche zur Stromgeneration zu nutzen. Ausgehend vom ursprünglichen Konzept eines doppelten p-n-Übergangs führten diverse Arbeiten über ein bifaciales Back-Surface-Field (BSF) zur bifacialen Solarzelle mit nur einem p-n-Übergang [3]. Grundsätzlich können alle Solarzellentypen als bifaciale Zellen genutzt werden. Voraussetzung dafür ist, dass der Rückkontakt transparent bzw. in Form von Kontaktfingern semitransparent ausgeführt ist (vgl. Abb. 1). Des Weiteren ist zur Steigerung des Wirkungsgrades eine Passivierung des Rückseite, analog zur Vorderseite, erforderlich.

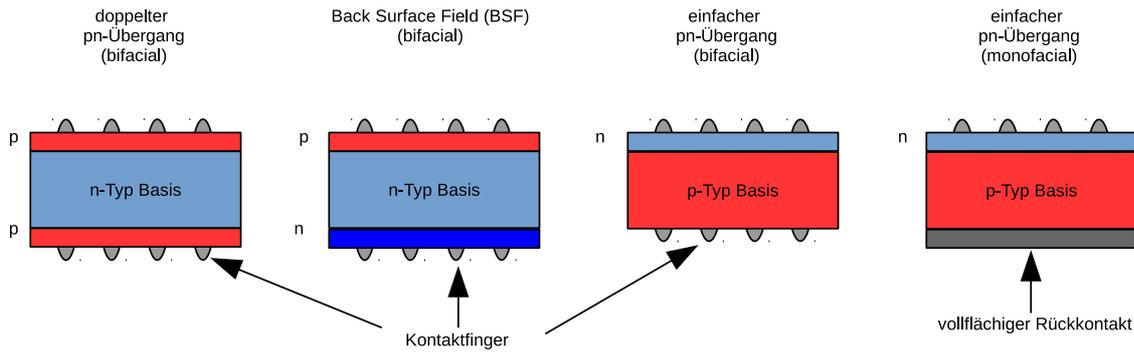


Abb. 1: Schematische Darstellung von bifacialen Solarzellen mit doppeltem pn-Übergang, Back Surface Field und einfachem pn-Übergang sowie einer monofacialen Solarzelle mit vollflächigem Rückkontakt.

Durch die Nutzung des auf die Solarzellenrückseite reflektierten Sonnenlichts sind Steigerungen der Energieausbeute bis zu 30 Prozent möglich (vgl. Tab. 3). Die Steigerung ist dabei stark von den Reflexionseigenschaften des Untergrunds abhängig. Das Reflexionsvermögen wird durch den Albedo ρ beschrieben und beschreibt das Verhältnis von diffus reflektierter Strahlung I_{reflex} und der auf eine nicht spiegelnde Fläche treffende Globalstrahlung I_{global} .

$$\rho = \frac{I_{reflex}}{I_{global}}$$

Der Albedo ist von der Art des Untergrundes abhängig und schwankt häufig im Jahresverlauf. Das führt zum einen zu einer Schwankung der Einstrahlung auf Modulvorder- und Modulrückseite im Jahresverlauf. Zum anderen wird dadurch die Prognose der erzielbaren Energieerträge erschwert.

Tab. 2: Albedo unterschiedlicher Untergründe. Der Albedo ist auch von Verunreinigungen und Feuchtigkeit abhängig. [6]

Oberfläche	Gras, grün	Gras, trocken	Schnee, sauber	Dachziegel, rot
Albedo	0,26	0,19-0,22	0,66-0,82	0,33
Oberfläche	Asphalt	Erdboden, trocken	Erdboden, feucht	Dachpappe, schwarz
Albedo	0,09-0,18	0,12-0,15	0,09	0,12-0,13

2. Bestimmung der Nennleistung

2.1. Allgemeine Definitionen für die Bestimmung der Nennleistung

Die elektrische Leistung eines Photovoltaikmoduls ist von der Einstrahlung in der Modulebene, dem Spektrum der Einstrahlung und der Solarzellentemperatur abhängig. Um die Nennleistung von Photovoltaikmodulen weltweit vergleichen zu können, wurden daher Standardtestbedingungen (STC) definiert. Demnach wird die Nennleistung bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 , einem AM1,5 Spektrum und einer Zelltemperatur von 25°C bestimmt. Die Festlegung dieser Bedingungen stammt aus den Anfangsjahren der Photovoltaik und bezieht sich auf die Bedingungen auf der Modulvorderseite. Normative Bedingungen für die Modulrückseite existieren nicht.

STC-Bedingungen sind unter realen Betriebsbedingungen nur sehr selten vorhanden. Die Einstrahlung in Modulebene schwankt in Abhängigkeit des Sonnenstands und des Bewölkungsgrads. Die Zelltemperatur nimmt bei Einstrahlungen über 800 W/m^2 Werte von 45°C bis 70°C an. Ferner schwankt das Spektrum des Sonnenlichts ebenfalls in Abhängigkeit des Sonnenstands und der Zusammensetzung der Atmosphäre. Um zeit- und ortsunabhängig die Nennleistung zu bestimmen, werden daher Sonnensimulatoren eingesetzt. Man unterscheidet sogenannte Flasher und Steady-State-Sonnensimulatoren. Flasher erzeugen einen Lichtblitz für die Dauer von wenigen ms bis einigen s. Während dieser Zeitdauer wird die Strom-Spannungs-Kennlinie aufgezeichnet. Als Lichtquelle werden hier z.B. Xenonlampen oder LEDs eingesetzt. Steady-State-Sonnensimulatoren sind für die dauerhafte Beleuchtung ausgelegt. Sie ermöglichen somit auch Untersuchungen zur lichtinduzierten Degradation (LID) oder Hot-Spot-Tests. Als Lichtquelle werden hier häufig Metallampflampen eingesetzt. Durch die dauerhafte Beleuchtung liegt die Zelltemperatur dabei über der STC-Temperatur. Für

die Bestimmung der Nennleistung mit einem Steady-State-Sonnensimulator muss daher eine Temperaturkorrektur der Messwerte vorgenommen werden. Im Vergleich zu Flashern ist das Spektrum, die Stabilität der Bestrahlungsstärke und die Homogenität der Bestrahlung in der Prüfebene von Steady-State-Sonnensimulatoren typischerweise schlechter und liefert Ergebnisse mit einer höheren Messunsicherheit.

Eine unter realem Sonnenlicht aufgenommene Strom-Spannungs-Kennlinie muss zur Bestimmung der Nennleistung auf STC-Bedingungen korrigiert werden. Die Einstrahlung während der Messung sollte nicht unter 800 W/m^2 liegen. Da die Temperatur dabei typischerweise deutlich über 25°C liegt, das Spektrum vom AM1,5 Spektrum abweicht und ein Messfehler bei der Bestimmung der Zelltemperatur und der Einstrahlung berücksichtigt werden muss, tritt ein größerer Fehler im Vergleich zu Messung mit dem Sonnensimulator auf. Auch hier gilt, dass die Bedingungen, auf welche die Messwerte korrigiert werden, nur für die Vorderseite des Photovoltaikmoduls definiert sind. Die Einstrahlungsverhältnisse auf der Rückseite werden normativ nicht berücksichtigt. Für die Bestimmung der Nennleistung und der Bewertung der Messergebnisse ist aber die Kenntnis der Einstrahlung auf die Modulrückseite ebenfalls notwendig.

2.2. Reflexion im Sonnensimulator

Monofaciale Photovoltaikmodule verfügen über einen vollflächigen Rückkontakt. Dieser dient neben der niederohmigen Kontaktierung auch zum light trapping. Dabei wird das durch die Solarzelle transmittierte Licht am Rückkontakt in die Solarzelle reflektiert und steht zur Ladungsträgergeneration zur Verfügung. Bifaciale Solarzellen verfügen nicht über ein

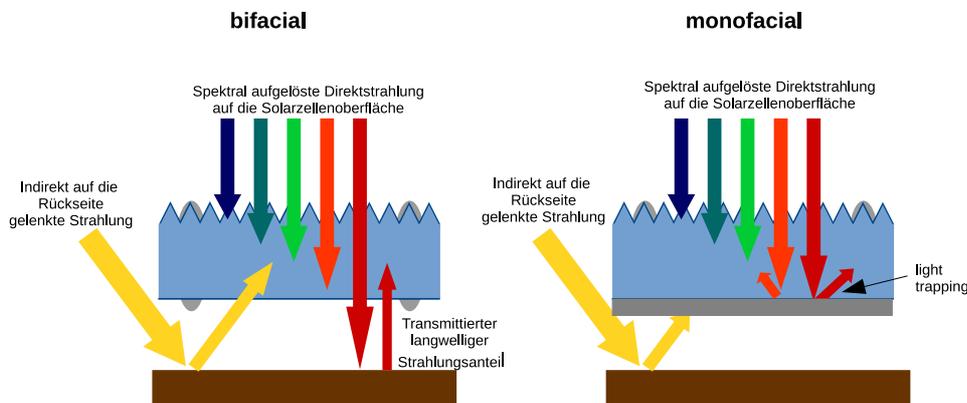


Abb. 2: *Links:* Bifaciale Solarzelle mit Nutzung des indirekt einfallenden Sonnenlichts und transmittierten langwelligeren Strahlungsanteil. *Rechts:* Monofaciale Solarzelle mit light trapping am vollflächigen Rückkontakt. Das indirekt auf die Rückseite fallende Sonnenlicht kann nicht genutzt werden.

konstruktives light trapping. Um die transmittierte Strahlung nutzen zu können, muss diese von der Umgebung in die Solarzelle reflektiert werden. Dieser Nachteil wird aber durch die Nutzung der reflektierten Strahlung aus der Umgebung aufgehoben (vgl. Abb. 2). Sonnensimulatoren sind mit horizontalen oder vertikalen Lichtquellen und einem Lichttunnel ausgestattet (vgl. Abb. 3). Der Lichttunnel soll ungewollte Reflexionen verhindern. Das Photovoltaikmodul wird auf einer Modulauflage fixiert. Der Untergrund kann je nach Hersteller und Ausführung unterschiedliche Farben aufweisen

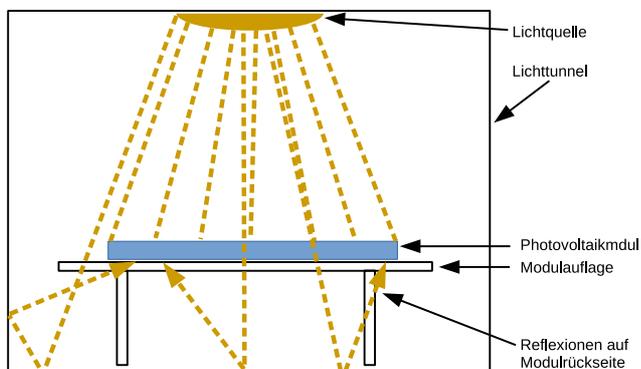


Abb. 3: Reflexionen auf die Modulrückseite bei der Vermessung eines Photovoltaikmoduls in einem Sonnensimulator.

und somit unterschiedliche Reflexionsgrade. Weist der Untergrund einen hohen Reflexionsgrad auf, liegt eine erhöhte Einstrahlung auf der Rückseite des bifacialen Photovoltaikmoduls vor. Die Folge ist eine höhere gemessene Leistung im Vergleich zu einem Untergrund mit niedrigem Reflexionsgrad.

2.3. Verschattungsverluste im Sonnensimulator

Die Modulaufgabe besteht häufig, ähnlich wie die Unterkonstruktion von Photovoltaikanlagen, aus Metallschienen. Verlaufen diese hinter den Solarzellen besteht die Gefahr der partiellen Verschattung einzelner Solarzellen. Die Folge kann die Aktivierung der Bypassdiode sein. Ein Photovoltaikmodul verfügt über 1 bis 6 Bypassdioden. Wird eine einzelne Solarzelle verschattet, fällt über ihr die negative Spannung der übrigen mit ihr in Reihe geschalteter Solarzellen ab. Sie wird dann im Sperrbereich der Strom-Spannungs-Kennlinie betrieben und arbeitet als Verbraucher. Die Folge ist eine Erwärmung der verschatteten Solarzelle, was im Extremfall zu einer thermischen Überlastung der Solarzelle führen kann. Eine Bypassdiode wird über einen Strang von 12 bis 20 Solarzellen geschaltet. Wird die Bypassdiode durch die Verschattung einer Solarzelle aktiviert, wird der gesamte Zellstrang in einem ungünstigen Arbeitspunkt betrieben und beeinträchtigt die Messung der Nennleistung negativ.

2.4. Energieertrag

Für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Photovoltaikanlage sind möglichst hohe Energieerträge erforderlich. Der Ertrag eines bifacialen Photovoltaikmoduls ist neben Neigung und Ausrichtung auch maßgeblich vom Abstand zum Untergrund und dessen Albedo abhängig. Bei optimalem Untergrund kann der Energieertrag um bis zu 30 Prozent gesteigert werden [3]. Eine besonders reflektive Fläche die 36-mal größer als die Modulfläche ist beeinflusst den Energieertrag positiv. Das bedeutet, dass beim Design von Photovoltaikanlagen mit bifacialen Photovoltaikmodulen ein besonderes Augenmerk auf den Untergrund gelegt werden muss. Ein Untergrund aus Muschelkalk kann zu einer Ertragssteigerung von bis zu 23,6 Prozent, Gras zu einer Steigerung von bis zu 15,8 Prozent gegenüber monofacialen Modulen führen [4]. Diese Zahlen machen aber auch deutlich, dass hier starke saisonale Schwankungen auftreten (Muschelkalk=Winter, Gras=Frühjahr/Sommer). Ferner wirft die Unterkonstruktion einen partiellen Schatten auf die Rückseite des Moduls. Dadurch treten lokale Hot-Spots auf. Aufgrund der unterschiedlichen Bestrahlungsstärke der einzelnen Solarzellenrückseiten ist zudem ein Strom-Mismatch zu beobachten, der einen negativen Einfluss auf die Regelung von Wechselrichtern haben kann. Folglich muss zusätzlich eine auf die Rückseite verschattungsarm wirkende Unterkonstruktion verwendet werden.

Tab. 3: Wirkungsgrad von kommerziell verfügbaren bifacialen Photovoltaikmodulen unter STC-Bedingungen und mit zusätzlichem Lichteinfall auf der Modulrückseite. (Herstellerangaben)

Hersteller	STC	+10 %	+20%	+25%
Solarworld Bisun	16,1	17,57	19,03	19,72
LG Neon	18,3	20,1	22	22,9
Si-Module	16,27	17,89	19,52	21,14
PVP	16,9		20,1	20,8
Sunpreme	17,6	19,5	21,2	

3. Bestimmung der Nennleistung von bifacialen Photovoltaikmodulen

3.1. Anwendung der STC-Bedingungen

Im einfachsten Fall kann die Nennleistung eines bifacialen Photovoltaikmoduls analog zu monofacialen Modulen bestimmt werden. Dazu wird ausschließlich die Modulvorderseite mit STC-Bedingungen bestrahlt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Oberfläche unter der Modulaufgabe je nach Ausführung unterschiedliche Reflexionseigenschaften aufweisen kann. Die zu bestimmende Nennleistung kann dadurch positiv oder negativ beeinflusst werden. Das ist insbesondere kritisch, da Photovoltaikmodule in Euro/W_p gehandelt werden. Des Weiteren kann die Modulaufgabe zu einer inhomogenen Beleuchtung der Rückseite führen. Die Beeinflussung durch Reflexion des Untergrundes im Sonnensimulator kann durch die direkte Abdeckung der Modulrückseite ausgeschlossen werden. Dadurch wird ebenfalls der negative Effekt einer Abschattung durch die Modulaufgabe ausgeschlossen. Die Farbe der Rückseitenabdeckung hat aber einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Nennleistung eines bifacialen Photovoltaikmoduls. So wurden in [1] Messung an Modulen mit einer transparenten Rückseitenfolie mit einer weißen Abdeckung der Rückseite und ohne Abdeckung durchgeführt. Die Aufnahme der Strom-Spannungs-Kennlinie mit der weißen Abdeckung auf der Rückseite führte zu einer um

3 Prozent höheren Leistung im Vergleich zur Messung ohne Abdeckung. Die Ursache dafür ist, dass der Untergrund komplett schwarz war und keine Reflexion stattfand. Durch die weiße Abdeckung ist ein light trapping Effekt aufgetreten, der zu einem Strahlungsgewinn in der Solarzelle beigetragen hat. Daraus lässt sich auch schließen, dass bei Sonnensimulatoren mit lichtabsorbierenden Oberflächen für bifaciale Photovoltaikmodule mit transparenten Rückseitenfolien eine geringere Leistung im Vergleich zu weißen Rückseitenfolien gemessen wird. Diese systematische Unterbewertung der Nennleistung bei einseitiger Bestrahlung steht aber im Kontrast zum zu erwartenden Ertragsgewinn von bifacialen Photovoltaikmodulen.

3.2. Bestimmung der Bifacialität

Eine weitere Methode zur Bestimmung der Nennleistung eines bifacialen Photovoltaikmoduls besteht in der Beleuchtung von Vorder- und Rückseite mit STC-Bedingungen. Die Leistung wird dann häufig aus der Summe der einzelnen Leistungen gebildet oder als separate Leistung für Vorder- und Rückseite angegeben. Jedoch ist diese Leistung weit entfernt von realistischen Betriebsbedingungen. Aus dem Verhältnis der beiden Leistungen bzw. aus dem Wirkungsgrad der Vorder- und Rückseite kann die sogenannte Bifacialität abgeleitet werden:

$$B = \frac{\eta_{\text{Rückseite}}}{\eta_{\text{Vorderseite}}}$$

Voraussetzung dafür ist, dass die Messungen mit schwarzem Hintergrund ausgeführt wurden. Bei einem Wert von $B=1$ weisen beide Seiten den gleichen Wirkungsgrad auf. Da Photovoltaikmodule in Europa optimalerweise mit einem Anstellwinkel nach Süden ausgerichtet werden, ist die Modulrückseite meistens von der Sonne abgewandt. Auf der Rückseite ist dabei ein höherer diffuser Strahlungsanteil zu erwarten, welcher auch durch einen höheren Anteil kurzweiliger Strahlung gekennzeichnet ist [6]. Die Rückseite von bifacialen Solarzellen weist daher eine auf kurzweilige Strahlung optimierte spektrale Empfindlichkeit im Gegensatz zur Vorderseite auf. Diese Maßnahme ist durch einen geringeren Wirkungsgrad unter STC-Bedingungen gekennzeichnet und drückt sich in einer Bifacialität von $B<1$ aus.

3.3. Unterschiedliche Bestrahlungsstärken für Vorder- und Rückseite

Eine weitere Variante ist die Vorderseite von bifacialen Modulen mit STC-Bedingungen zu bestrahlen und die Rückseite mit einer geringeren Einstrahlung. Ein typischer Wert für die Bestrahlung der Rückseite sind 200 W/m^2 . Die Bestrahlungsstärke von Sonnensimulatoren kann in der Regel variiert werden. Jedoch tritt bei geringeren Einstrahlungen häufig eine starke Abweichung vom AM1,5 Spektrum auf. Es ist nicht zu erwarten, dass die Abweichung des Spektrums realen Betriebsbedingungen entspricht. Des Weiteren wird die Bestrahlungsstärke je nach Bauart entweder durch die Vergrößerung des Abstands von der Lichtquelle zur Prüffläche, durch Verringerung der elektrischen Lampenleistung oder durch optische Filter realisiert. Eine vergleichbare Messung der Nennleistung wird dadurch erschwert, dass unterschiedliche Maßnahmen das Spektrum unterschiedlich beeinflussen.

Derzeit stellt die Bestimmung der Nennleistung unter Anwendung der STC-Bedingungen für die Vorderseite und die Abdeckung der Rückseite mit einer weißen Abdeckung die praktikabelste Methode dar. Eine Messung mit schwarzem Hintergrund würde im Vergleich zu monofacialen Modulen zu einer deutlich geringeren Nennleistung führen. Das würde zu einer systematischen Unterbewertung der Nennleistung von bifacialen Photovoltaikmodulen führen. Mit einer weißen Rückseitenabdeckung würden zumindest teilweise die zu erwartenden Ertragsgewinne durch die bifacialen Eigenschaften berücksichtigt.

4. Zusammenfassung

Der Verkaufspreis von Photovoltaikmodulen wird auf die Leistung bei Standardtestbedingungen (STC) bezogen und üblicherweise in Euro/W_p angegeben. Ein standardisiertes Verfahren um diesen Wert für bifaciale Photovoltaikmodule zu ermitteln existiert jedoch nicht. Die Leistung von Photovoltaikmodulen wird gem. DIN EN 61215 bei STC-Bedingungen angegeben. Dabei wird lediglich die Strahlungsintensität auf die Modulvorderseite definiert. Die Bestimmung der Modulleistung durch die Summe aus den Einzelleistungen von Modulvorder- und Modulrückseite ist nicht geeignet, da auf die Modulrückseite i.d.R. eine deutlich geringere Einstrahlung wirkt. Der transmittierte und der von der Umgebung reflektierte Strahlungsanteil führt zu einem erhöhten Leistungswert. Weiterhin ist hier mit einer Verschiebung des Spektrums zu rechnen, sodass die Anwendung des Standardspektrums (AM1.5) zumindest auf dessen Aussagekraft überprüft werden sollte. Ferner sind Sonnensimulatoren zwar grundsätzlich geeignet die Einstrahlungsstärke zu variieren, jedoch geht das i.d.R. mit einer größeren Abweichung zum Standardspektrum einher. Die Nennleistung von bifacialen Photovoltaikmodulen wird derzeit für die reine Bestrahlung der Vorderseite angegeben. Ergänzt wird diese Angabe im Datenblatt durch prozentuale Einstrahlungssteigerungen (vgl. Tab. 3). Der Modulhintergrund hat auch bei Sonnensimulatormessungen einen erheblichen Einfluss auf die Bestimmung der Nennleistung. Am sinnvollsten erscheint die Bestimmung der

Nennleistung durch STC-Bedingungen auf der Modulvorderseite bei gleichzeitiger Abdeckung der Modulrückseite mit einer weißen Oberfläche.

Der Energieertrag von bifacialen Photovoltaikmodulen ist ebenfalls maßgeblich von den reflektiven Eigenschaften des Hintergrundes abhängig. Die 36-fache Fläche eines Photovoltaikmoduls beeinflusst dabei den Energieertrag. In Freiflächenanlagen mit naturbewachsenen Untergründen schwanken die reflektiven Eigenschaften des Untergrundes jedoch saisonal. Durch eine gezielte Untergrundgestaltung kann eine kontinuierliche Ertragssteigerung erzielt werden. Damit sind jedoch auch zusätzliche Kosten verbunden. Ferner muss bei der Ertragsprognose eine Veränderung des Untergrunds in Betracht gezogen werden. Bifaciale Photovoltaikmodule stellen dennoch eine vergleichsweise einfache und kostengünstige Alternative zur Steigerung des Energieertrags von Photovoltaikmodulen dar. Um den Mehrwert von bifacialen Photovoltaikmodulen nachvollziehbar bewerten zu können ist eine einheitliche Methode zur Bestimmung der Nennleistung und eine Methode für die Ertragsprognose notwendig.

5. Danksagung

Diese Arbeit entstand mit freundlicher Unterstützung des Europäischen Sozialfonds (ESF).

Literatur

- [1] AKEN, Bas B. ; JANSEN, Mark J. ; DEKKER, Nico J.: Reliability and Energy Output of Bifacial Modules. In: *39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2013
- [2] CUEVAS, A.: The early history of bifacial solar cells. In: *Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2005
- [3] DURAN, C.: *Bifacial Solar Cells: High Efficiency Design, Characterization, Modules and Applications*, Universität Konstanz, Diss., 2012
- [4] SUGIBUCHI, K. ; ISHIKAWA, N. ; OBARA, S.: Bifacial-PV power output gain in the field test using EarthON[®] high bifacial solar cells. In: *Proceedings of the 28th European Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012
- [5] WESSELAK, V. ; VOSWINCKEL, S.: *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*. 2. Auflage. Springer, 2016
- [6] WESSELAK, Viktor ; SCHABBACH, Thomas ; LINK, Thomas ; FISCHER, Joachim: *Handbuch Regenerative Energietechnik*. Springer, 2017

Wie misst man die Energiewende?

Viktor Wesselak

Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)
Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen
wesselak@hs-nordhausen.de

Schlüsselwörter

Energiestatistik, Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch, Treibhausgasemissionen

Zusammenfassung/Abstract

Die Formulierung von Zielen auf Länderebene für den Anteil erneuerbarer Energien und die Reduktion klimarelevanter Treibhausgase setzt deren Messbarkeit voraus. Diese muss jedoch als zumindest problematisch angesehen werden, wie an den drei Beispielen Primärenergieverbrauch, Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch und CO₂-Emissionen erläutert wird. Vorschläge für alternative Bilanzierungsansätze schließen den Beitrag ab.

The formulation of objectives at province level for the share of renewable energy and the reduction of greenhouse gases presupposes their measurability. However, this needs to be considered problematic, as will be explained in the three examples primary energy consumption, renewable energy share of heat consumption and CO₂ emissions. Proposals for alternative accounting approaches complete the contribution.

1. Problemstellung

Bund und Länder haben in den vergangenen Jahren z.T. ehrgeizige Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Reduktion von klimarelevanten Treibhausgasen beschlossen. Die Wirksamkeit von energie- und klimapolitischen Maßnahmen wird dabei an der Erreichung dieser Ziele gemessen. Dazu werden sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene statistische Daten veröffentlicht, die einerseits einen großen zeitlichen Verzug aufweisen und andererseits zahlreiche methodische Probleme beinhalten. Am Beispiel der beiden Bundesländer Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern sollen Auswirkungen der Bilanzierungsvorschriften auf die Statistiken von

- Primärenergieverbrauch,
- Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch
- und Emission klimarelevanter Treibhausgase

diskutiert werden.

2. Energie- und Emissionsbilanzen

Der Endenergieverbrauch der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen dient etwa zur Hälfte zur Deckung des Wärmebedarfs von Haushalten, Gewerbe und Industrie. Die Sektoren

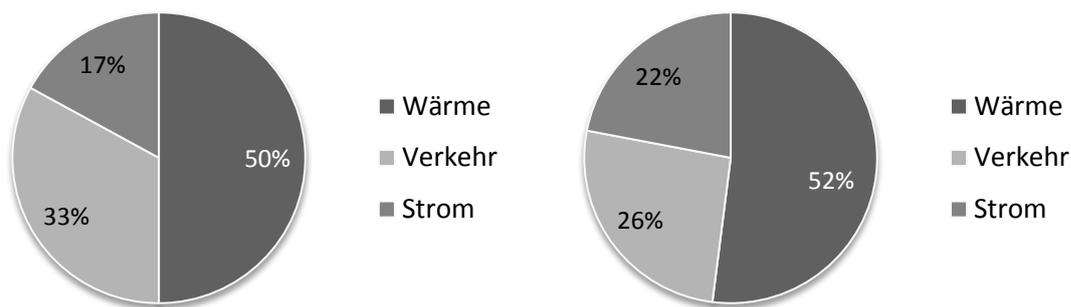


Abb. 1: Aufteilung des Endenergieverbrauchs von Mecklenburg-Vorpommern (links) und Thüringen (rechts) auf die Sektoren Wärme, Strom und Verkehr (2013), nach [3,4]

Verkehr und Strom teilen sich die verbleibenden Hälften unterschiedlich auf (vgl. Abb. 1). Während der Verkehrssektor eher durch bundespolitische Rahmenbedingungen bestimmt wird, kann die Landespolitik im Wärme- und insbesondere Strombereich Einfluss nehmen. Dies schlägt sich auch in den landespolitischen Zielsetzungen nieder. In Tabelle 1 sind die derzeitigen Ziel der beiden Bundesländer dargestellt.

Tabelle 1: Energiepolitische Ziele von Mecklenburg-Vorpommern (links) und Thüringen (rechts) [1,2]

	Mecklenburg Vorpommern		Thüringen	
	Ist (Jahr)	Ziel (Jahr)	Ist (Jahr)	Ziel (Jahr)
Anteil EE Strombedarf	112% (2014)	208% (2025)	31% (2012)	k.A.
Anteil EE Wärmebedarf	8% (2013)	14% (2020)	16% (2012)	k.A.
Anteil EE Endenergiebedarf	k.A.	k.A.	18% (2013)	100% (2040)
Anteil EE Primärenergie	37% (2014)	k.A.	23% (2013)	k.A.
Energieproduktivität	k.A.	k.A.	+6% (2012)	+20% (2020)
CO₂-Emissionen	-36% (2014)	-40% (2020)	+0% (2012)	-10% (2020)

2.1 Primärenergieverbrauch

Wenngleich in beiden Bundesländern kein energie- oder klimapolitisches Ziel direkt an den Primärenergieverbrauch gekoppelt ist, spielt die Primärenergiestatistik in der Energieberichterstattung doch eine wichtige Rolle. Sie geht auch in einige abgeleitete Indikatoren wie z.B. die Energieproduktivität ein, die das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zu Energieverbrauch angibt.

Der Primärenergieverbrauch wird heute über die sog. Wirkungsgradmethode bestimmt: Für alle Energieträger, denen eine Heizwert zugeordnet werden kann, wird dieser als Primärenergieäquivalent herangezogen. Dies betrifft alle fossilen Energieträger sowie die Biomasse. Für Energieträger, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann, wird aus der Endenergie unter der Annahme eines Wirkungsgrads von 100 Prozent auf die Primärenergie geschlossen. Einer durch Wind- oder Wasserkraft erzeugten Einheit elektrische Energie steht also die gleiche Energieeinheit auf der Primärenergieebene gegenüber. Eine Ausnahme stellt die Kernenergie dar, bei der zur

Berechnung des Primärenergieäquivalents ein pauschaler Wirkungsgrad von 33 Prozent angesetzt wird. [5]

Die dargestellte Bilanzierungsvorschrift hat zur Folge, dass der Primärenergieverbrauch bei einem Umbau des Energiesystems weg von fossilen/nuklearen und hin zu erneuerbaren Energieträgern deutlich sinkt. Werden dann Indikatoren wie die Energieproduktivität gebildet, so steigt deren Wert automatisch mit dem Umbau des Energiesystems. Der genannte Indikator verliert damit seine Aussagekraft hinsichtlich der Energieeffizienz von Wertschöpfungsprozessen.

2.2 Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Wie in Abb. 1 gezeigt, teilt sich der Endenergieverbrauch in drei Sektoren auf. Während der Stromsektor statistisch über die sich aus dem EEG ergebenden Berichtspflichten auch auf Landesebene gut erfasst ist, trifft dies für die beiden anderen Sektoren nur bedingt zu. Sowohl im Verkehrs- als auch im Wärmesektor findet eine Herunterrechnung von auf Bundesebene erhobenen Werten auf Landesebene statt. Besonders problematisch ist dies im Wärmebereich, der für gut die Hälfte des Endenergieverbrauchs verantwortlich ist. Die dezentralen Beiträge von Solar- und Geothermie sowie von fester Biomasse zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme werden auf Basis demographischer Erhebungen des hessischen Landesamtes für Statistik zunächst auf die Bundesrepublik hochgerechnet. Anschließend erfolgt ein Herunterbrechen auf Landesebene – für das Beispiel der festen Biomasse durch eine Bezug auf die Waldfläche.

Es wird unmittelbar deutlich, dass die Aussagekraft der daraus gebildeten Indikatoren beschränkt bleibt. So haben landesspezifische Untersuchungen in Mecklenburg-Vorpommern einen signifikant höheren Wert für den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ergeben (23 statt 8 Prozent) [1]. Auch sind die Indikatoren für den Wärmebereich frustrierend, da sich besondere Anstrengungen des Landes, den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen, darin nicht abbilden lassen.

Der beschriebene Bilanzierungsansatz hat den weiteren Nachteil, dass es durch das „Warten“ auf Bundeswerte zu einer zeitlichen Verzögerung kommt. Die Energiebilanzen der Länder liegen daher i.d.R. erst mit zweijähriger Verspätung vor.

2.3 Emission klimarelevanter Treibhausgase

Zur Bilanzierung von Treibhausgas-Emissionen werden unterschiedliche Verfahren angewendet, die insbesondere die Behandlung der energiebedingten CO₂-Emissionen betreffen. Die Statistischen Landesämter der Bundesländer haben sich im Länder-Arbeitskreis Energiebilanzen auf zwei unterschiedliche Berechnungsmethoden geeinigt, die parallel angewendet werden:

- Quellenbilanz
- Verursacherbilanz

Besonders für den Bereich der Stromversorgung und -erzeugung führen die beiden Methoden zu sehr unterschiedliche Ergebnisse: Bei der Quellenbilanz handelt es sich um eine auf den

Primärenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Unberücksichtigt bleiben dabei die mit dem Importstrom zusammenhängenden Emissionen, dagegen werden die Emissionen, die auf die Erzeugung des exportierten Stroms zurückzuführen sind, in vollem Umfang nachgewiesen. Die Quellenbilanz ermöglicht Aussagen über die Gesamtmenge des im Land emittierten Kohlendioxids; wegen des Stromaußenhandels sind jedoch keine direkten Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten der Endenergieverbraucher und den dadurch verursachten Beitrag zu den CO₂-Emissionen eines Landes möglich. Die Quellenbilanz wird von den statistischen Landesämtern auch witterungsbereinigt zur Verfügung gestellt.

Bei der Verursacherbilanz handelt es sich um eine auf den Endenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Im Unterschied zur Quellenbilanz werden hierbei die Emissionen nach dem Verursacherprinzip den sie verursachenden Endverbrauchern zugeordnet. Beim Endenergieträger Strom erfolgt die Anrechnung der dem Endverbrauch zuzurechnenden Emissionsmenge auf Grundlage des Brennstoffverbrauchs aller Stromerzeugungsanlagen in Deutschland (Generalfaktor). Aufgrund dieser Berechnungsmethode ist ein direkter Zusammenhang mit den tatsächlich in einem Land angefallenen Emissionen, die in der Quellenbilanz dargestellt werden, nicht gegeben.

Da Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen nur geringe fossilen Kraftwerksstandorte aufweisen, führt die Quellenbilanz zu deutlich niedrigeren CO₂-Emissionen als die Verursacherbilanz. Beide Methoden wirken sich auch bei energiepolitischen Maßnahmen des Landes unterschiedlich aus: Führen beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen zu einem niedrigeren Stromverbrauch, so wirkt sich dies nur in der Verursacherbilanz, nicht jedoch in der Quellenbilanz aus. Werden mehr Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung in Betrieb genommen, so wirkt sich dies ebenfalls nicht auf die Quellenbilanz aus und in der Verursacherbilanz wird nur die dadurch erzielte Veränderung der bundesdeutschen Durchschnittswerte sichtbar. Maßnahme zur Erhöhung des dezentralen Biomasseeinsatzes zur Wärmebereitstellung wirken sich weder in der Quellenbilanz noch in der Verursacherbilanz unmittelbar aus, da diese Daten nicht für die einzelnen Bundesländer erhoben, sondern aus bundesweiten Schätzwerten heruntergerechnet werden.

Mecklenburg-Vorpommern wendet hinsichtlich der in Tab. 1 angegebenen Minderungsziele die Quellenbilanz, Thüringen die Verursacherbilanz an. Die Sichtbarkeit energie- und klimapolitischer Maßnahmen auf Landesebene ist in beiden Fällen nur bedingt gegeben.

3. Änderungsvorschläge

Die dargestellten Probleme bei der Aufstellung von energie- und klimabezogenen Indikatoren haben großen Einfluss auf die Sichtbarkeit der Energiewende auf Landesebene. Die Formulierung von Zielen beispielsweise für den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung sowie zur Reduktion klimarelevanter Treibhausgase auf Länderebene muss zumindest als problematisch angesehen werden. Die folgenden Vorschläge sind ein Diskussionsbeitrag für alternative Bilanzierungsansätze.

1. Auf den Indikator **Primärenergieverbrauch** sollte zukünftig vollständig verzichtet werden, da seine Aussagekraft als Effizienzindikator für die Nutzung fossiler Energieträger mit einem

zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien immer fragwürdiger wird. Für die Bildung abgeleiteter Indikatoren wie der Energieproduktivität sollte grundsätzlich auf den Endenergieverbrauch zurückgegriffen werden.

2. Der **Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung** lässt sich seriös derzeit auf Landesebene nicht berechnen. Verbesserte Berechnungsansätze erfordern eigene Datenerhebungen auf Landesebene, beispielsweise bei den Bezirksschornsteinfegern. Es ist jedoch fraglich, ob die Landesämter für Statistik die dafür notwendigen Ressourcen bereitstellen können. Eine Alternative zu energiepolitischen Zielen auf der Basis von Prozentwerten, könnten Ziele für konkrete Anlagenleistungen darstellen: „Mecklenburg-Vorpommern beabsichtigt in den nächsten 5 Jahren 10.000 m² Solarthermie in bestehende Fernwärmenetze einzubinden“ oder „Thüringen plant die Errichtung von Biomethan einspeisenden Anlagen mit einer Leistung von 500 kW pro Jahr“. Damit würde die Politik konkret nachvollziehbare und entlang der landesspezifischen Gegebenheiten ausgerichtete Maßnahmenpläne vorlegen, die dann auch messbar sind.
3. Ein ähnliches Vorgehen wie in dem vorangegangenen Punkt empfiehlt sich auch für die **Emission klimarelevanter Treibhausgase**: die Formulierung von Reduktionszielen nicht anhand abstrakter Prozentangaben, sondern durch konkrete Maßnahmenpläne. „Mecklenburg-Vorpommern beabsichtigt jährlich 10.000 t CO₂ durch Humusbildung in landwirtschaftlich genutzte Flächen einzubinden“ oder „Thüringen plant die Einsparung von 50.000 t CO₂ durch die Dämmung intensiv genutzter Landesliegenschaften“. Auch hier tragen entlang der landesspezifischen Gegebenheiten ausgerichtete Maßnahmenpläne zur Messbarkeit und Transparenz klimapolitischer Zielsetzungen bei.

Literatur

- [1] N.N.: Energiepolitische Konzeption für Mecklenburg Vorpommern. Gesamtkonzeption für eine integrierte Energie- und Klimaschutzpolitik der Landesregierung. Schwerin (2015)
- [2] N.N.: Thüringen gemeinsam voranbringen: demokratisch, sozial ökologisch. Koalitionsvertrag. Erfurt (2014)
- [3] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung (Hg.): Energie- und CO₂-Bericht 2015-2016. Schwerin (2016)
- [4] Thüringer Landesamt für Statistik (Hg.): Energiebilanz 2013. Erfurt (2016)
- [5] Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Regenerative Energietechnik. Springer (2013)

Effectivity of air-condition system that cooperates with ground heat exchanger and PV installation

A. Opiela and Z. Zapałowicz

West Pomeranian University of Technology, Szczecin

Department of Heat Engineering

al. Piastów 17, 70-310 Szczecin, Poland

anna.opiela@zut.edu.pl, zbigniew.zapalowicz@zut.edu.pl

Key words: complex air-condition system, ground heat exchanger, PV installation, effectivity air-condition system

Abstract: The paper presents a model that allows to estimate the power effectivity of an air-condition system that consists of a traditional air conditioner, ground heat exchanger, and PV installation. The complex air-conditioning system allows to distinguish the air flux behind the ground heat exchanger and to direct it to the channel formed between the building wall and PV modules. In the summer, cooling the PV module increases its effectivity (production of electric power), moreover, cooling of the building wall diminishes heat losses to the interior of the building.

1. Introduction

One of development trends in modern energy engineering is increase of effectivity in energy production and consumption in economics. In the building industry, ground heat exchangers are applied in order to initially cool the ambient air in summer and to elevate its temperature in winter and thus to diminish energy consumption by air-conditioning systems. At the same time, buildings are implemented with PV installations that produce electric power. The power is used for the own needs in the building, or it is resold to the local power distributor. The energy surplus in summer can thus be utilized to run the ventilator that forces the air flux in the air-conditioning system.

A question arises, if part of air flux cooled in the ground exchanger should be directed to the channel mounted between the side of PV installation and the building wall in order to further enhance the energy effectivity of the building. Certainly, the above solution for the cooled air flux improves the effectivity of the air-conditioning installation. At the same time, conditions on the wall surface change. Lowering of mean temperature of the air that overflows both the back side of the module and the wall can be caused by respective heat fluxes exchanged to the both elements which are consistent parts the channel. Lower temperature of the back side of the module decreases temperature of p-n junction and, in result, power of module increases [1-4]. At the same time, lower heat flux exchanged to the building's interior causes positive revision of its heat balance and less amount of heat energy has to be transferred away by the air-conditioning.

The aim of the present paper is to work out an energy exchange model in complex air-conditioning installation. The model allows to estimate energy effectivity of proposed air-conditioning system.

2. Model

The paper gives analysis of air-conditioning installation that consists of traditional air conditioner with ground heat exchanger and PV installation mounted on the southern side of the wall. PV modules are mounted on frames. There is a channel between the back side of PV module and building's wall. An air flux is directed through the channel from a distributor. The scheme of installation is presented in Fig.1.

Operation of proposed installation is investigated in the summer season.

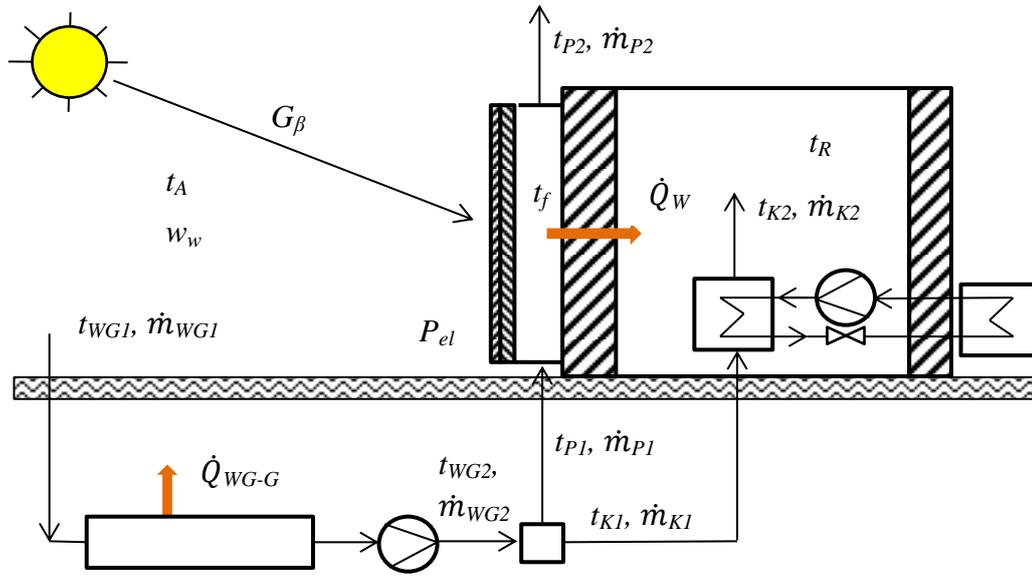


Fig.1. Scheme of proposed air- conditioning installation

The following assumptions are made for the model:

- the installation operates in a steady state,
- the system is air-tight,
- physical parameters (specific heat, density, etc.) of the air in investigated range of temperature changes are constant.

Balance of energy fluxes in ground heat exchanger has the shape:

$$\dot{Q}_{WG1} = \dot{Q}_{WG-G} + \dot{Q}_{WG2} \quad (1)$$

Heat fluxes with the air exchanged from the environment and transferred from ground heat exchanger to distributor are given by relations:

$$\dot{Q}_{WG1} = \dot{m}_{WG1} \cdot c_{pWG1} \cdot t_{WG1} \quad (2)$$

$$\dot{Q}_{WG2} = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pWG2} \cdot t_{WG2} \quad (3)$$

Air is collected from the environment, then $t_{WG1} = t_A$, and then: $c_{pWG1} = c_{pA}$.

Heat flux exchanged by penetration from the air in ground heat exchanger (GHE) to the ground:

$$\dot{Q}_{WG-G} = U_{WG-G} \cdot A_{WG-G} \cdot (\bar{t}_{WG} - t_G) \quad (4)$$

Energy fluxes balance in air distributor:

$$\dot{Q}_{WG2} = \dot{Q}_{P1} + \dot{Q}_{K1} \quad (5)$$

where heat fluxes distributed to channel (P) behind PV module and to evaporator in air conditioner (K) are given by equations:

$$\dot{Q}_{P1} = \dot{m}_{P1} \cdot c_{pP1} \cdot t_{P1} \quad (6)$$

$$\dot{Q}_{K1} = \dot{m}_{K1} \cdot c_{pK1} \cdot t_{K1} \quad (7)$$

The following air distribution coefficients are introduced in the analysis:

$$\kappa_{P1} = \frac{\dot{m}_{P1}}{\dot{m}_{WG2}} \quad (8)$$

$$\kappa_{K1} = \frac{\dot{m}_{K1}}{\dot{m}_{WG2}} \quad (9)$$

After consideration of relations (8) and (9), equation (5) has the shape:

$$1 = \kappa_{P1} + \kappa_{K1} \quad (10)$$

Then, heat fluxes can be given by equations:

$$\dot{m}_{P1} = \kappa_{P1} \cdot \dot{m}_{WG2} \quad (11)$$

$$\dot{m}_{K1} = \kappa_{K1} \cdot \dot{m}_{WG2} = (1 - \kappa_{P1}) \cdot \dot{m}_{WG2} \quad (12)$$

Energy balance for air conditioner (K) can be described by means of coefficient EER, defined as ratio of power collected from air (cooling power) to electric input power on the air conditioner:

$$EER_K = \frac{\dot{Q}_{CHK}}{P_{elK}} \quad (13)$$

Cooling power of air conditioner is given by equation:

$$\dot{Q}_{CHK} = \dot{m}_K \cdot c_{pK} \cdot (t_{K1} - t_{K2}) \quad (14)$$

where: $\dot{m}_K = \dot{m}_{K1} = \dot{m}_{K2}$ and $(t_{K1} > t_{K2})$.

The aim of air-conditioning system is to carry away the heat surplus from interior (object) and to keep constant temperature t_R in the object. Implementation of comprehensive balance of energy fluxes for the object is possible but a number of additional data concerning object's construction, kind and structure of its walls, etc. are required. So, simplification is assumed in the present paper that the only energy fluxes that change are: energy flux exchanged behind the air channel and energy flux carried out in evaporator of air conditioner. Value changes of the above fluxes result from exchange of cooled air in the channel between the back side of module and building's wall.

In order to evaluate the effect of input of cooled air to the channel behind PV module onto operation of air-conditioning system, reference variant (parameters denoted by apostrophe I) is assumed. In reference variant, cooling of PV module results only from convection of free air in the space behind the module. Here $\kappa_{P1} = 0$. It is assumed for analysis that heat flux equal \dot{Q}_W^I exchange through the wall behind PV module to the object, and energy flux transferred by air conditioner equals:

$$\dot{Q}_{K2}^I = \dot{m}_K^I \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}^I \quad (15)$$

Demanded power supply on air conditioner is P_{elK}^I . Electric power produced in PV module is P_{el}^I .

In case when PV module is cooled by air flux from the ground heat exchanger (parameters denoted by apostrophe II), coefficient of air distribution changes in the range:

$$0 < \kappa_{P1} \leq 1 \quad (16)$$

As a result of PV module cooling, flux \dot{Q}_W^{II} and electric power produced in PV module P_{el}^{II} change. Offtake of heat by the air cooling the PV module causes that temperature in channel behind the module drops. Thus, heat flux exchanged to the object \dot{Q}_W^{II} is lower. In order to keep the same heat

comfort conditions in the object, energy flux in output of evaporator of air conditioner should be diminished:

$$\dot{Q}_{K2}'' = \dot{Q}_{K2}' - (\dot{Q}_W' - \dot{Q}_W'') \quad (17)$$

Term in bracket is the result of cooling the wall on the channel side. Energy fluxes exchanged through wall surface and relating to back side of the channel are given by equations:

$$\dot{Q}_W' = U_{f-W}' \cdot A_W \cdot (t_f' - t_R) \quad (18)$$

$$\dot{Q}_W'' = U_{f-W}'' \cdot A_W \cdot (t_f'' - t_R) \quad (19)$$

It is assumed for further analysis that overall heat-transfer coefficient U_{f-W} has a constant value and does not depend on changes of air parameters in the channel and behind PV module.

Input of energy flux from evaporator in air conditioner to the object when PV module is not cooled, that is $\dot{m}_K' = \dot{m}_{WG2}$, can be determined from equation:

$$\dot{Q}_{K2}' = \dot{m}_K' \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}' = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}' \quad (20)$$

After consideration of relations (18) and (20), in equation (17) the following equation can be written:

$$\dot{Q}_{K2}'' = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}' - [U_{f-W}' \cdot A_W \cdot (t_f' - t_R) - U_{f-W}'' \cdot A_W \cdot (t_f'' - t_R)] \quad (21)$$

or:

$$\dot{Q}_{K2}'' = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}' - U_{f-W}'' \cdot A_W \cdot (t_f'' - t_f') \quad (22)$$

On the other hand:

$$\dot{Q}_{K2}'' = \dot{m}_K'' \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}'' \quad (23)$$

when:

$$\dot{m}_K'' = (1 - \kappa_{P1}) \cdot \dot{m}_{WG2} \quad (24)$$

Hence, air temperature at the output of air conditioner has to be change:

$$t_{K2}'' = \frac{\dot{Q}_{K2}''}{\dot{m}_K'' \cdot c_{pK}} = \frac{\dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{K2}' - U_{f-W}'' \cdot A_W \cdot (t_f'' - t_f')}{(1 - \kappa_{P1}) \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK}} \quad (25)$$

This temperature must be operated by a temperature regulator in air conditioner, if condition $t_R = const$ is to be met.

As a result of air distribution, also energy input flux at air conditioner changes:

$$\dot{Q}_{K1}'' = \dot{m}_K'' \cdot c_{pK} \cdot t_{K1} = (1 - \kappa_{P1}) \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{K1} \quad (26)$$

Cooling power of air conditioner with cooling by PV module equals then:

$$\dot{Q}_{CHK}'' = \dot{Q}_{K1}'' - \dot{Q}_{K2}'' \quad (27)$$

After consideration of relations (22) and (26), equation (27) has the shape:

$$\dot{Q}_{CHK}'' = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot (t_{WG2} - t_{K2}') - \kappa_{P1} \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2} + U_{f-W}'' \cdot A_W \cdot (t_f'' - t_f') \quad (28)$$

Cooling power of air conditioner without cooling by PV module is given by equation:

$$\dot{Q}_{CHK}' = \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot (t_{WG2} - t_{K2}') \quad (29)$$

Then, change of cooling power in effect of cooling the PV module equals:

$$\Delta \dot{Q}_{CHK} = \dot{Q}_{CHK}^I - \dot{Q}_{CHK}^{II} \quad (30)$$

Hence:

$$\Delta \dot{Q}_{CHK} = U_{f-W} \cdot A_W \cdot (t_f^I - t_f^{II}) - \kappa_{P1} \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2} \quad (31)$$

If it is assumed that coefficient EER_K has constant value, then, according to equation (13), electric power change on input to air conditioner equals:

$$\Delta P_{elK} = \frac{\Delta \dot{Q}_{CHK}}{EER_K} \quad (34)$$

Then, after consideration of relation (31), the following equation is obtained:

$$\Delta P_{elK} = \frac{U_{f-W} \cdot A_W \cdot (t_f^I - t_f^{II}) - \kappa_{P1} \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2}}{EER_K} \quad (35)$$

Assuming that temperatures in the channel are as follows:

$$t_f^I = \frac{t_A + t_{P2}^I}{2} \quad (36)$$

$$t_f^{II} = \frac{t_{WG2} + t_{P2}^{II}}{2} \quad (37)$$

Hence:

$$\Delta P_{elK} = \frac{U_{f-W} \cdot A_W \cdot 0,5 \cdot [(t_A - t_{WG2}) + (t_{P2}^I - t_{P2}^{II})] - \kappa_{P1} \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2}}{EER_K} \quad (38)$$

It has to be taken into account that relation (38) is an implicit function, because temperature $t_{P2}^{II} = f(\kappa_{P1}, \dot{m}_{WG2}, t_{WG2})$.

The cooling grade of air in the ground heat exchanger or air temperature in front of the input to air conditioner, can be determined from equations (1) – (4); then:

$$(t_A - t_{WG2}) = \frac{U_{WG-G} \cdot A_{WG-G} \cdot (\bar{t}_{WG} - t_G)}{\dot{m}_{WG2} \cdot c_{pWG2}} \quad (39)$$

Reduction of temperature in air channel results also with increase of electric power produced by PV module. If coefficient of power change of PV module with temperature B_N is known, then PV module power dependent only on temperature is given by equation:

$$P_{elPV} = P_{elPV}^n \cdot \left[1 - \frac{B_N}{100} \cdot (t_{PV} - 25) \right] \quad (40)$$

Thus, change of module's power resulting from cooling its back side equals:

$$\Delta P_{elPV} = P_{elPV}^{II} - P_{elPV}^I = P_{elPV}^n \cdot \frac{B_N}{100} \cdot (t_{PV}^I - t_{PV}^{II}) \quad (41)$$

Temperatures difference on junction present in equation (41) can be approximately replaced by difference of mean air temperatures in channel, hence:

$$\Delta P_{elPV} = P_{elPV}^n \cdot \frac{B_N}{100} \cdot (t_f^I - t_f^{II}) \quad (42)$$

or

$$\Delta P_{el PV} = P_{el PV}^n \frac{B_N}{100} \cdot 0,5 \cdot \left[(t_A - t_{WG2}) + (t_{P2}^I - t_{P2}^{II}) \right] \quad (43)$$

Increase of power consumption of complex air-condition system equals then:

$$\Delta P_{el} = \Delta P_{el PV} + P_{el K} \quad (44)$$

Savings in power consumption appear when the above increase is positive.

$$\frac{P_{el PV}^n \cdot B_N \cdot 0,5 \cdot \left[(t_A - t_{WG2}) + (t_{P2}^I - t_{P2}^{II}) \right]}{100} + \frac{U_{f-W} \cdot A_W \cdot 0,5 \cdot \left[(t_A - t_{WG2}) + (t_{P2}^I - t_{P2}^{II}) \right] - \kappa_{PI} \cdot \dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2}}{EER_K} \geq 0 \quad (45)$$

Limiting coefficient of air distribution, for which operation of proposed air-condition installation can be effective, can be determined from equation (45):

$$\kappa_{PI} \leq \frac{0,5 \cdot \left[(t_A - t_{WG2}) + (t_{P2}^I - t_{P2}^{II}) \right]}{\dot{m}_{WG2} \cdot c_{pK} \cdot t_{WG2}} \left(\frac{P_{el PV}^n \cdot B_N \cdot U_{f-W} \cdot A_W}{100} + \frac{U_{f-W} \cdot A_W}{EER_K} \right) \quad (46)$$

Presented model has been verified on the grounds of data in literature, as well as on own experimental research.

3. Summary

The paper presents simplified model of complex air-condition system consisting of traditional air conditioner, PV installation, and ground heat exchanger. The model allows to estimate the effect of directing a part of air, initially cooled in ground heat exchanger, to the air channel between PV module and wall of the building. The proposed air flux organization causes higher electric power production by PV module and diminishes heat gains of the building resulting from heat penetration through the wall on which PV module has been installed. On the other hand, reduction of cooled air flux on input to air conditioner causes that a higher amount of heat energy has to be taken off in the evaporator of a traditional air conditioner, and thus, a higher amount of electric power is consumed by the compressor.

Bibliography

- [1] S. Dubey, J.N. B. Sarvaiya, Seshadri, Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world – a review. *Energy Procedia*, 33 (2013) 311-321 (www.sciencedirect.com)
- [2] K.A. Moharram, M.S. Abd-Elhady, H.A. Kandil, H. El-Sherif, Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. *Ain Shams Engineering Journal*, 4, (2013), 869-677
- [3] M. Modzelewski, E. Klugmann-Radziemska, Performance of thermally balanced photovoltaic module. *HTRSE 2012, Proceedings of XIV International Symposium Heat Transfer and Renewable Sources of Energy*, (2012), 103-110, Eds. A.A. Stachel, D. Mikielewicz, Międzyzdroje 6-9.09.2012
- [4] E. Skoplaki, J.A. Palyvos, Operating temperature of photovoltaic modules; A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34, (2009), 23-29

THE CHOICE OF THE BEST PLACE FOR CONNECTION OF WIND POWER FARMS TO ELECTRIC POWER SYSTEM

M. Zeńczak

*West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Gen. Sikorskiego 37 str. Pl 70-313 Szczecin,
michal.zenczak@zut.edu.pl*

Keywords: electric power system, wind power farm, load-flow study, short-circuit power.

Abstract: Wind power farms are situated in area with very good wind conditions. They should be connected to electric power systems. The interests of investors and operators of power systems are very often divergent, because the best place of connection in point of view of investors need not be the best place in point of view of system operators. The main aim of paper is presentation of the problems related to the choice of the best place for connection of wind power farms to electric power system.

1. Introduction

Wind power farms (WPFs) are situated in area with very good wind conditions. They should be connected to electric power system. Investors of WPFs are on the horns of a dilemma how to find the best place for connection their WPFs to electric power system. On the other hand there are operators of transmission and distributed systems.

The interests of both sides are very often divergent, because the best place of connection in point of view of these sides need not be the same. The main aim of paper is presentation of the problems related to the choice of the best place for connection of WPFs to electric power system.

2. Location of wind power farms

There are many factors, which indicate the geographical place for location of WPF. First of all wind conditions should be sufficient. Besides the strong environmental rules must be fulfilled. Some of them exclude location of WPF; e.g. migration of birds, protection of landscapes. Other regulations only limit the range of area suitable for location of WPF; e.g. permissible level of noise [1] or the minimum distance between wind power plant and buildings [2]. The regulation [2] causes, that the location of new WPFs in area with dispersed development may be impossible. Therefore there are less and less places for location of WPFs. Thus such the places are situated quite accidental with regard to power system. Therefore many problems, which have different importance in point of view of investors and power system operators should be analyzed:

- The inner network of WPF connecting the particular plants (IN),
- The connection of WPF with power system (CWPFtoPS),
- Load-flow study (L-FS),
- Static and dynamic voltage changes (VC),
- Energy losses in network (ΔE),
- Short-circuit power on busbars (S_k''),
- Cooperation of power system protections with protections of WPFs (CofP),
- Reactive power (Q),
- Quality of energy (EQ).

Figure 1 presents the proposition of the method of the choice of the best point of common coupling (PCC) for WPF in power system.

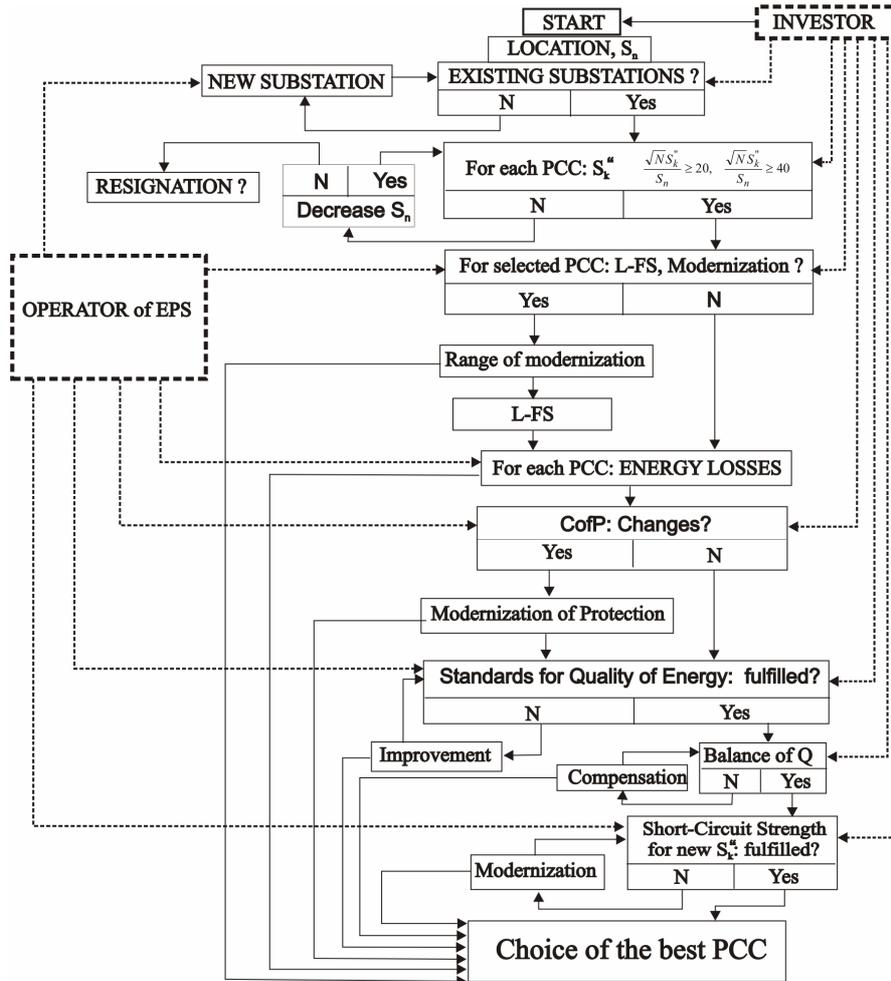


Fig. 1. Method of the choice of the best PCC for WPF in power system

3. Inner network of WPF

Particular wind power plants are connected to the substation HV/MV of WPF using MV cable lines. The choice of voltage of MV installation is optional and depends on voltage of wind power plant. Distances between particular wind power plants (because of cover of wind) should be enough long. Therefore the total length of MV cable line may be quite high (from several kilometers to dozen or so). They are the sources of reactive power. But the proper level of reactive power in point of common coupling (PCC) should be ensured by investor of WPF.

The structure of inner network of WPF is not important for power system operators.

4. Connection of WPF with power system

The choice of voltage of lines connecting WPF with power system depends mainly on the power generated by the WPF and the distance. For cable lines for the power 200 kW the LV is sufficient. For the power at 5 MW the MV is sufficient. For 5÷15 MW the MV or HV are sufficient. Over 15 MW the HV is necessary. Still's formula estimates approximately the proper value of voltage level for overhead line [3]:

$$U = 5.5 \sqrt{\frac{l}{1.609} + 0.01P} \quad (1)$$

where: U – voltage in kV, l – length in km, P – power in kW. In ranges of distance 1÷50 km the voltage of line depends mainly on power P . For $P = 50$ MW the voltage $U \approx 123$ kV, for $P = 150$

MW, $U \approx 214$ kV and for $P = 500$ MW, $U \approx 390$ kV. The final choice of voltage level depends on the existing structure of network in area near the WPF. Nowadays cable lines are used. Although they are more expensive but they create less environmental and social problems.

5. Load-flow study

Load-flow study are analyzed for normal states, emergency states ($n - 1$) and repair states ($n - 2$) in cases: winter peak load, summer peak load and summer off-peak. Analysis of ($n - 1$) and ($n - 2$) states should be done for the most probable and the most dangerous configurations. Results of load-flow study informs about the currents in lines and in coupling transformers and autotransformers.

The choice of the best place should take into consideration the least scope of troublesome modernization. It means, that very profitable situation occurs, when the nominal power of WPF is not higher, than the power of load connected to chosen substation.

6. Static and dynamic changes of voltage

The results of load-flow study estimate levels of voltage in network nodes. The level of voltage should be in permissible ranges according to regulations [4]. Analysis of load-flow study can show the places of connection, where the levels of voltage for all states in all nodes are in permissible ranges or the keeping voltages in permissible ranges is the least troublesome.

Generally if the short-circuit power on busbars is higher, then it is easier to keep proper levels of voltages on those busbars. Therefore the nominal power of WPF $S_n = NP_{nPP}$ with N single wind power plant P_{nPP} should fulfil the condition [5]:

$$\frac{S_k''}{\sqrt{N}S_{nPP}} \geq \frac{cU_n}{\Delta U_{max}} \cdot \frac{|1 + tg\varphi_n tg\psi_k|}{\sqrt{1 + (tg\psi_k)^2} \sqrt{1 + (tg\varphi_n)^2}} \quad (2)$$

where: S_k'' – short-circuit power on busbars, c – coefficient of short-circuit, φ_n – nominal power angle of WPF, ψ_k – angle of short-circuit impedance, ΔU_{max} – permissible voltage drop. From relationship (2) the two relations can be obtained:

$$\frac{\sqrt{N}S_k''}{S_n} \geq 20, \quad \frac{\sqrt{N}S_k''}{S_n} \geq 40 \quad (3)$$

The coefficients “20” and “40” are connected with changes of voltage in nodes caused by changes of generations in WPF. The short-circuit power has the effect on voltage changes during dynamic states: connecting and disconnecting of WPF to the network, switching of lines and transformers.

7. Energy losses in network

The comparison of the total power losses calculated for planned places for winter peak load, summer peak load and summer off-peak can be used as estimator of the best place for connection of WPF:

$$\Delta P = \sum_{j=1}^3 \left(\sum_{i=1}^m I_{ji}^2 R_i \right) \quad (4)$$

where: i – present number of line or transformer, m – total number of lines and transformers, j – present number of case.

In point of economic view better solution would be comparison of energy costs but in such the variant the principles of financial settlement in particular operators should be taken into account.

8. Short-circuit power on busbars

Generally there are two aspects of short-circuit power. The first aspect is related to operational features of the node. The short-circuit power level informs about the fault impedance. If the levels

of short-circuit power is higher, then the resultant impedance observed from the node is lower. The low level of impedance is very profitable, because the effectiveness of voltage regulation is higher [6]. Besides there are better conditions for operation of power system protection, particularly for overcurrent protection and distance protection. The second aspect is connected with short-circuit strength of busbars, switchgears and measuring equipment. For the lower short-circuit power there are lower requirements for equipment. It is very difficult to establish the optimal level of short-circuit power. Analysis showed [6], that optimal level of short-circuit power on busbars should be dozen or so times higher than nominal power “going” through the busbars. Power system operators can control the level of short-circuit power only in limited range. It is easier to reduce short-circuit power than increase it.

9. Cooperation of power system protection with protection of WPFs

WPFs and power system have their own protections [7]. Therefore the new WPFs create additional problems in power system. Although some of protection operates independently but the effects of operation influence other system protection. Exact analysis should be done for cooperation of protections of WPF with protections in power system: especially distance protection, frequency protection, automatic underfrequency load shedding, automatic voltage load shedding and autoreclosing [8]. The best place for connection of WPF to power system should be chosen taking into account the best cooperation of both systems: changing setting values, modernizations and installation of new protection in power system.

10. Reactive power

Typical WPP has possibility of regulation of voltage and reactive power in some ranges. But such the regulation does not ensure required level of voltage and $\cos(\varphi)$ in PCC. There are many sources of reactive power in WPF: generators, transformers, MV cable lines and lines connecting WPFs with power system. Thus the total balance of reactive power may be positive or negative. The compensation of reactive power should be in both “directions” (inductive and capacitive) in order to keep $\tan(\varphi)$ in required ranges [9].

Generally the problems with balance of reactive power should be solved by investor of WPF.

11. Quality of energy

Quality of energy according to the regulations [4] is expressed by the following parameters: the value of frequency, the r.m.s. value of voltage, indicator of long-term flicker, harmonics, symmetry of voltage and power failures. WPFs have the most essential impact on such the parameters of quality of energy like indicator of long term flickers and harmonics. In case of flicker, the high level of short-circuit power in PCC reduces this phenomenon, because the flicker as the result of voltage oscillation from WPF with N power plant with nominal power S_{ni} is obtained from the equation [5]:

$$P_{it} = P_{st} = \frac{1}{S_k^n} \sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i (\psi_k V_a) S_{ni})^2} \quad (5)$$

where short-circuit power S_k^n is in denominator.

In WPF the main sources of harmonics are inverters, rectifiers and other nonlinear elements. The producers of wind power plants, inverters and rectifiers take care of the lowest level of generations of harmonics. There is possible to estimate theoretically the harmonic distortion factor in power system with WPFs. However the measurements are better, because there are possibilities of resonances for different harmonics for particular configuration of network and for some character of load. In point of view of power system operators the high level of harmonic distortion factor may be troublesome and it should be reduced by special filters

12. Multi-criteria analysis

The multi-criteria analysis can take into consideration not only criteria of technical nature but also economical [10, 11]. Method presented in [10] is based on the search for the option with the lowest aggregate assessment measure, which is the weighted average of partial assessment measures determined for each of considered economic and technical criteria. Method presented in [11] is based on the simulation calculation for real MV network for particular 110/MV substation. Then the highest permissible power of generation are estimated for particular criterion.

13. Conclusions

Methods from figure 1 shows the succession of analysis of particular problems.

The conditions (3) are very important, but expert's report show sometimes, that all the regulations are fulfilled, although the condition "criterion 20" is not fulfilled. Therefore not always for such the PCC resignation is necessary. Very often there is necessity of decrease of the nominal power of WPF. In that case the results may be quite different.

The last step of method is the most complicated, because it is necessity to compare the modernization of lines, exchange of transformers or autotransformers, changes in protections and improvement of energy quality.

The final decision should take into account other problems like co-ordination with freeholder, environmental regulations and economical aspects.

14. References

- [1] Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 15 października 2013 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, *Dziennik Ustaw RP*, 2014, poz. 112 (Polish rules).
- [2] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, *Dziennik Ustaw RP*, 2016, poz. 961 (Polish rules).
- [3] K. Kinsner, A. Serwin, M. Sobierajski, A. Wilczyński, *Sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993 (in Polish).
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, *Dziennik Ustaw RP*, 2007, Nr 93, poz. 623 (Polish rules).
- [5] Z. Lubośny, *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WN-T*, Warszawa 2009.
- [6] O. Małyszko, P. Szwed, M. Zeńczak, "Optimization of Short-Circuit Power in Industrial Substations", *Przegląd Elektrotechniczny* nr 11/2007, pp. 39-42.
- [7] Z. Lubośny, *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa farm wiatrowych, WN-T*, Warszawa 2009.
- [8] O. Małyszko, S. Szkolny, M. Zeńczak, „Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa w systemie elektroenergetycznym z farmami wiatrowymi”, *Wiadomości Elektrotechniczne* nr 4/2010, pp. 16-19.
- [9] O. Małyszko, M. Zeńczak, "Balance of Reactive Power in Wind Power Farm", *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 88, Nr 10a/2012, pp. 19-21.
- [10] P. Bućko, J. Buriak, K. Dobrzyński, M. Jaskólski, P. Skoczko, P. Zieliński, The method of multi-criteria analysis to support the decision on load or micro-generation connection to a low – or medium – voltage power grid, *Acta Energetica* nr 1/26 (march 2016), pp. 4-8.
- [11] K. Marszałkiewicz, I. Grzędzielski, A. Trzeciak, Ocena wielokryterialna możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne* nr 1/2012, pp. 3-8.

METHANOL AS AN ECOLOGICAL FUEL FOR SEA- GOING VESSELS

A. Adamkiewicz¹ and W. Zeńczak²

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

²*West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Faculty of Maritime Technology and Transport,
Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin Poland
wojciech.zenczak@zut.edu.pl*

Keywords: environment protection, methanol, ship power plant,

Summary: Introduction of new rules referring to acceptable amount of sulphur in the fuel for ships operating in the sulphur emission controlled areas (SECA), in which the Baltic is included, led many ship owners to making a difficult decision regarding the way of ship operation. There is a choice between using expensive fuels with low content of sulphur, installing systems, the so-called scrubbers, for cleaning exhaust gases from sulphur compounds, or switching to alternative fuels, one of which, besides LNG, is also methanol. In this paper the advantages and disadvantages as well as risks from the use of methanol as a marine fuel are presented.

1. Introduction

Existence of emission control areas (ECA) introduced by the International Maritime Organization (IMO) and limits on the emissions of toxic compounds in European Union ports are at present one of the biggest challenges for sea transport.

The basic problem for ship owners operating in the ECA zone is mainly maintaining the permissible limit of sulphur oxides, SO_x, emissions. It is restricted by the introduction of permissible limit of sulphur in the fuel. In the SO_x Emissions Control Areas, to which belong the Baltic Sea, the Northern Sea and the English Channel, the acceptable limit of sulphur content in the fuel has been equal to 0.1% since 01.01.2015. It is acceptable to alternatively use the reduction systems and systems monitoring in a continuous way the SO_x content in the exhaust at least to the level corresponding with that where the fuel with acceptable amount of sulphur is used. European Union countries generally comply with IMO regulations, however, in their case more restrictive regulations on sulphur oxides emissions have been in power earlier, i.e. since the 1st January 2010. They are to be observed in the ports of the whole European Union and impose the use of fuel with no more than 0.1 % of sulphur unitary mass for sea-going and inland vessels when in a port.

According to regulations, a mooring ship in a port is such a ship which in a safe way is moored or anchored in a port during its unloading or loading and also during operations not connected with load handling. These regulations also refer to the period of time when the ship is in a shipyard both at the quay and at docking. Meeting the requirements while maneuvering is not required, however, it is obligatory to adjust to them in the shortest possible time after entering the port and in the latest time before leaving it.

Requirements connected with limiting CO₂ emissions from sea-going vessels should also be mentioned. Since the 1st January 2013 all newly built ships of 400 BRT and higher should be characterized by specific values of EEDI (Energy Efficiency Design Index), whereas all ships, i.e. older and newly built should be covered by the Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) ensuring optimal ship operation [1].

At present sea transport is responsible for 2.2 % of the world emission of CO₂, which when compared to the 2.8% from the year 2007, shows a significant progress.

Introducing new regulations on acceptable limits of sulphur content in the fuel, the so-called sulphur directive and also the perspective of CO₂ emissions reduction by 40% up to the year 2050 in comparison with that of 2005 make the ship owners decide to modernize ship power plants and used fuels. Ship owners can choose expensive fuels with low sulphur content, install systems to purify exhaust from sulphur compounds (the so-called scrubbers) or use LNG or methanol as alternative fuels. Those fuels were pronounced to be the best alternative fuels in sea transport in the report of the Common Research Centre of the European Union. They were also considered as the most significant on the way to switching to biofuels. Both LNG and methanol have their equivalents among biofuels i.e. biomethane and biomethanol [2]. It is also possible to produce them using CO₂ which a waste gas formed at burning fossil fuels.

Not counting LNG carriers, which use the evaporated natural gas as fuel, worldwide there is quite a number of ships running on LNG, the first of which was built in the year 2000 [1]. Yet, ships running on methanol are still a novelty. The first big ferry running on methanol is Stena Germanica, re-built in the Ship Repair Yard of Gdańsk, which started operating in the spring of 2015.

2. Methanol as a ship fuel

Application of methanol for supplying the ship power plant is one of the possibilities to obtain much less toxic compounds emission in comparison to the case with the so-far used marine fuels. This solution eliminates emissions of SO_x and is characterized by small emissions of NO_x (at the level below Tier III) and solid particles. In comparison to LNG, it has the advantage of being in a liquid form in the conditions of the environment. From the point of view of maritime environmental protection, a very important aspect is also its easy solubility in water and fast biodegradation as most microorganisms are capable of its utilization. In the case of an accident at sea where there is a fuel spill, with methanol the consequences are much less dangerous than when classical oil-based fuels are involved. However, it should be remembered that methanol is toxic for people after swallowing.

Methanol works well as a fuel replacing petrol or when it is mixed with it, which is in practice confirmed by car operation. However using methanol in diesel engines requires just like in the case of LNG burning, a small amount of diesel oil to initiate ignition. Both fuels have a low cetane number and they do not ignite easily. The drawback of methanol as a fuel is its approximately two-fold lower calorific value than those of hydrocarbon fuels which means that the capacity of the reserve tanks must be twice as big as those for classical fuels assuming the same ship range. Its energy density is comparable to LNG whose density is very low (in the condensed state at -163 °C and environmental pressure its density is equal to 450kg/m³). Methanol, like LNG, due to the big reserve capacity is first of all applied on ships with short sailing ranges like for example ferries. Table 1 lists the most important properties of methanol and for the sake of comparison also those of LNG and classical marine fuels. Comparison of their prices is also very interesting. One of the main reasons of switching to alternative fuels in SECA areas is the high price of low-sulphur diesel oil. Table 2 presents the prices from Europe of July 2015 for a ton of each fuel. Due to the fact that these fuels have different calorific values, for better comparison the cost of energy unit obtained from each of them fuels is also listed here.

Table 1. Main properties of different marine fuels [3, 4]

Properties	Methanol	LNG	MGO	HFO
Carbon content, (wt.%)	37,49	75	87	85
Density at 15°C , kg/m ³	794,6	431÷464*	833÷881	950÷1010
Net calorific value, MJ/kg	20	49	42,5÷43	39,2÷41,5
Min. flashpoint, °C	11	-136	60	60
Auto-ignition temperature, °C	464	580	320÷360	280÷350
Cetan rating	5	0	>40	>40
Flammability limits, vol% in air	6,72÷36,5	4,2÷16	1÷5	
Water solubility	Complete		No	No
Sulfur content , %	0	<0,06	<0,5 or <0,1	<3,5
NO _x emission	Complies	Complies	Needs catalyst	Needs catalyst
Particulates	Very low	Very low	Fewer than HFO	High emission
Greenhouse gas reduction option	Can be replaced by biomethanol	Can be replaced by biogas	Can be replaced by biodiesel	No

*) at boiling point

Table 2. Comparison of marine fuel prices [5, 6, 7]

Fuel	\$/Mg	€/kWh
Methanol	251	0,012
LNG	265	0,018
MGO	423	0,026
HFO	245	0,015

Price comparison shows that methanol is a very attractive alternative fuel even when the prices of classical fuels are very low at present.

3. The fuel system for supplying the engine with methanol versus ship safety

The basic designing problem connected with using methanol as a fuel on a ship is its low flashpoint equal to 11°C. According to the Safety Of Life At Sea (SOLAS) regulations from 1974 generally it is not allowed to use fuels with flashpoints below 60 °C on merchant ships. However, due to the advantages of methanol and also of LNG whose flashpoint is even lower than that of methanol, with the introduction of SECA areas SOLAS Ch.II-2 Reg. 17 accepts the use of fuels with low flashpoints on merchant ships under the condition that a well-tested method was used to evaluate the risk at the designing stage. It is known as risk-based design and approval [8]. Such an approach is to ensure that the suggested fuel system is equivalent from the fire safety point of view to the conventional systems. As LNG is a more popular alternative fuel, regulations referring to systems using that fuel on ships DNV (Det Norske Veritas) were already issued in the year 2001. In 2013 the most important classification societies like LR (Lloyd's Register) and DNV-GL (Det Norske Veritas –Germanischer Lloyd) published tentative rules on using fuels with low flashpoints (also methanol) on ships. At the same time IMO published the Draft International Code of Safety for Ships Using Gases or other Low-flashpoint Fuels (IGF CODE) whose regulations are to be in power not earlier than from January 2017. LR obligates to evaluate risks at the designing stage

which prolongs the time of designing and increases the costs of the project. DNV GL, on the other hand accepted the normative model i.e. without any requirements on risk evaluation [6].

Elements of the fuel system within which there are differences in comparison to the classical solutions are the following:

- the subsystem for bunkering and storing fuel reserves,
- the subsystem for transporting fuel to the main engine,
- the subsystem for supplying the engine with fuel,
- the subsystem for the returning fuel (from overflow).

A diagram of an installation comprising the above listed elements is shown in Fig. 1

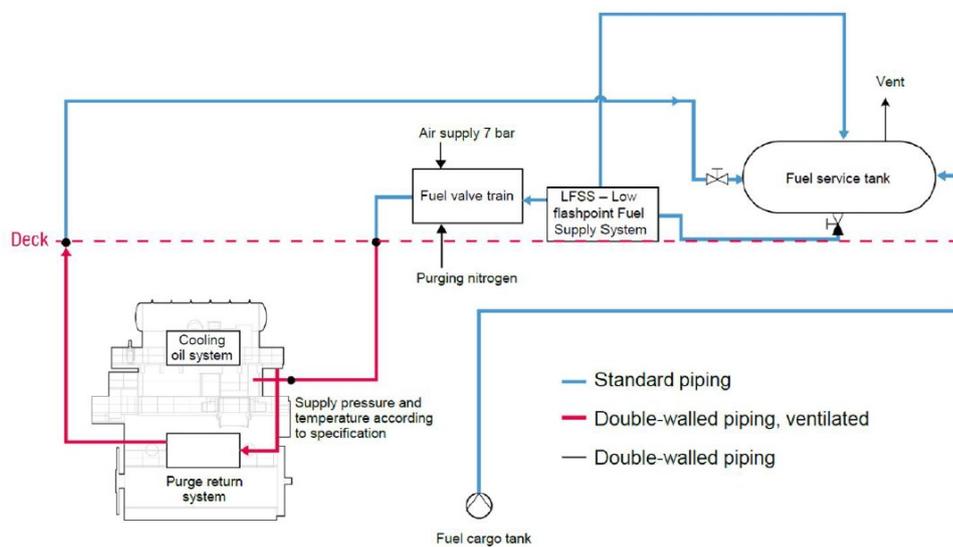


Fig. 1. Schematic overview of the methanol fuel system [9]

Depending on the type of ship there could be some differences in the installation solutions. In comparison to the classical one there is no subsystem for fuel purification. It is also characteristic that there is a fuel service tank on the main deck. Its capacity should suffice for not less than 8 hours of engine operation if it is run solely on this fuel. The most important element increasing the safety are the protective cofferdams of the reserve tanks which are equipped in systems detecting vapor permeation or leakages with the chance of having the areas flooded when the tanks are located inside the hull. The reserve tanks themselves have to be filled with an inert gas (nitrogen) as they are being emptied so as not to allow an explosive mixture to form. Fuel transport piping has to be located in the distance not shorter than 760 mm from the ship's sides and the area between the double walls of the piping should be ventilated with an inert gas or air and also equipped in systems detecting vapor permeation or leakages. Elements of the piping should be butt welded with each other.

The engines are usually a dual fuel (a small pilot dose of diesel oil is required). The Wartsila company used its experience gained at operation of dual fuel diesel engines run on LNG. Here the gas compressor was simply replaced by a high pressure methanol pump. Such a solution is installed on board of Stena Germanica. MAN uses the technique of liquefied gas injection (LGI) which can be applied for fuels like LNG, methanol, or ethanol for low-speed engines. Also in this case a pilot dose of HFO, MDO or MGO fuel is used to initiate ignition. These engines are at present being installed in the constructed series of 7 tankers for carrying methanol, where the methanol cargo is simultaneously used as a fuel reserve for the ship (cargo to power). Fuel installation shown in fig. 1 shows exactly such a solution where the fuel service tank is supplied with methanol from cargo tanks.

4. Conclusions

For methanol to become an attractive fuel for sea transport, it is necessary to have a sufficient infrastructure with a big number of ports due to ships shorter sailing ranges. Ship bunkering can be carried out, just like it is the case with LNG, from road tankers, bunkers or land installations. Methanol is in fact available everywhere and the lack of it should not be a barrier for its application. Additional training for crews is also necessary [3].

Ship owners deciding to switch to methanol have to realize that there will be some additional costs connected with the construction of a more complex fuel system than that of a traditional one. The cost of this installation is higher for previously built ships than for newly constructed ones. The time of costs return connected with fuel installation will depend on the price of methanol and non-sulphur fuel and also the period of time when the ship remains in the SECA area. In the most extreme case, that is with high MGO prices and sailing only within the SECA, costs may be returned only after one and a half year in the case of a newly built vessel, and after 2 and a half years for a reconstructed one [9].

The use of methanol enables a significant decrease of emissions under the condition that it will be produced from biomass using relatively clean electrical energy.

5. References

- [1] Adamkiewicz A., Zeńczak W., LNG as an Ecological Fuel for Sea-going Vessels, XX Energie Symposium. Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 7-9 November 2013, Stralsund. 8-13
- [2] www.gospodarkamorska.pl (access 13.05.2016)
- [3] Anderson K., Salazar C.M., Methanol as a Marine Fuel Report, FCBI Ltd., 2015
- [4] Urbański P., Paliwa i smary, Politechnika Gdańska, Gdańsk 1997
- [5] www.bunkerindex.com, (access 6.07.2016)
- [6] www.marinemethanol.com, (access 6.07.2016)
- [7] www.shipandbunker.com, (access 6.07.2016)
- [8] www.gl-group.com, (access 7.07.2016)
- [9] Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility, IMO, Report No.: 2015-1197, Rev., 2016

"Project presentation - Novel 3D porous electrode materials for more efficient alkaline water electrolysis - AEL3D"

C. Ziems, U.R. Fischer, H.J. Krautz

*Brandenburg University of Technology Cottbus-Senftenberg
Chair of Power Plant Technology, Universitätsstraße 22 (MZG), D-03046 Cottbus
christian.ziems@b-tu.de, ulrich.fischer@b-tu.de, krautz@b-tu.de*

Keywords

alkaline electrolysis, porous electrode materials, high pressure electrolyzer

Abstract

The R&D collaborative project of the Brandenburg University of Technology Cottbus-Senftenberg (BTU CS) aims to develop an innovative concept to increase the efficiency and power density (space-time yield) of the alkaline electrolysis technologies by targeting gas bubble management by means of hierarchically structured three-dimensional electrode materials. Specifically, the effective current density should be increased significantly, taking into account lower overvoltage. For this purpose, the disruptive influence of the gases has to be reduced through the novel porous three-dimensional electrode structure.

Zusammenfassung

Das F&E - Verbundvorhaben der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU CS) zielt auf das innovative Konzept ab, die Effizienz und Leistungsdichte (Raum-Zeit-Ausbeute) der alkalischen Elektrolysetechnologien durch ein gezieltes Gasblasenmanagement mittels hierarchisch dreidimensional strukturierter Elektrodenmaterialien zu erhöhen. Speziell soll die effektive Stromdichte unter Berücksichtigung niedriger Überspannungen deutlich erhöht werden, indem der störende Einfluss der entstehenden Gase durch die neuartigen porösen 3D-Elektrodenstrukturen reduziert wird.

1. Motivation and general objective of the project

Due to worldwide climate change, geopolitical challenges regarding fossil fuels dependencies, the law for phasing out nuclear power and the competitiveness of the German industry, hydrogen is increasingly considered as a clean, safe and versatile energy carrier for the future. Hydrogen could play a significant role in the current energy transition in Germany because of being a chemical energy carrier able to store economically relevant, large amounts of energy, especially from renewable sources [1, 2, 3, 4]. The current generation of hydrogen from renewable energy sources in a larger scale is primarily realizable by the use of alkaline water electrolysis. This represents an enormous potential for its added value in the next decades, as Germany could develop a leading market [2]. This shows first Power-to-Gas demonstration facilities of large-scale generation of hydrogen through electrolysis, for instance the Hybrid-Power-Plants Uckermark and Falkenhagen as well as the on-site hydrogen and methanization production site of the Audi demonstration facility in Werlte. In order to have a competitive advantage in the area of electrolyzer facilities construction, the German industry will need to invest in further developments of the traditional electrode materials regarding efficiency increase, long-term stability, reliability as well as material and production costs. Alkaline high performance electrolyzers with conventional thin film electrodes made of iron and nickel-based materials, operate nowadays at current densities of about 3kA/m². The development goal by 2020 is around 2 to 4 times higher, i.e. between 6 and 12kA/m² at a minimum electrode overvoltage and maintaining other important economic and technical parameters [5]. These requirements can only be

achieved with new electrode materials, coupled with alternative and inexpensive manufacturing processes as well as innovative cell structures.

In this collaborative R&D project novel three-dimensional porous electrode materials should be developed and practically characterized based on their suitability as highly efficient and high performance electrode materials for alkaline electrolysis. In addition to the study of electrocatalytic and fluidic properties of this class of materials, the development of innovative, electrode shapes with good flow properties and cell structures is necessary. The objective is, on the one hand, to significantly increase the effective current densities considering low overvoltages and on the other hand, by specific gas discharging through the porous electrode structure to reduce the disruptive influences of gases produced, which usually occur in the gap between traditional flat electrode and membrane (diaphragm).

2. State of the art

An alkaline electrolyzer, in addition to the peripheral facilities (gas drying, compressor, pump, rectifier, etc.) mainly consists of a stack of several electrolysis cells, in which water is splitted into hydrogen - H₂ (cathode) and oxygen - O₂ (anode) at the two electrodes by means of electric current. In this case, the cathode is separated from the anode space by a gas-impermeable, ion-conductive membrane. The state of the art electrolyte used is an aqueous 28wt% KOH solution at usual process temperatures between 70 - 90°C. The quality of the electrodes depends on two main factors:

1. Overvoltage
2. Longevity of the electrode material and the electrode structure

The overvoltage η is defined as the difference between the reversible potential for the corresponding water splitting reaction U_{rev} and the real voltage U_{real} , which must be applied for the production of H₂ and O₂:

$$\eta = |U_{rev} - U_{real}| \quad \text{Eq. 1}$$

The industry known cell optimal voltage in alkaline electrolyzers ranges from 1.8 to 2.0V, which corresponds to a specific energy consumption of about 4.3 to 4.8kWh per one standard cubic meters of hydrogen generated. However, the electrode overvoltage generally increases with increasing current density, so that an industrial scale electrolyzer, typically operates with current densities of only 3kA/m².

For the cathode, where the H₂ formation occurs (HER - Hydrogen Evolution Reaction), platinum is naturally the most suitable material [6], since it has a very low overvoltage. Nevertheless, it is not economically feasible to use it due to its high cost. Therefore, various inexpensive materials, which also exhibit a high HER-activity have been developed. In this regard, iron and nickel alloys show the best properties [7, 8, 9, 10, 11]. The electrode materials most widely used today are layers of Raney-nickel or nickel-molybdenum, which are applied to metallic support plates via electroplating or plasma processes. Compared to smooth surfaces, Raney-nickel layers show a significantly higher effective surface area for the reaction and an increased structural defect density. Therefore, a comparatively low HER-overvoltage in the same effective current density can be achieved.

On the side of the anode, where the O₂ evolution reaction (OER - Oxygen Evolution Reaction) takes place, nickel-based compounds to be used in alkaline electrolyzers are being developed [12, 13]. The dominant role is played by Ni-Co compounds [14], whose activity can be increased further by targeted doping with other transition metals [15]. In addition to the electrochemical and mechanical properties of the electrode material, it is also of vital importance, how the electrode is integrated in the single cell. The two reaction chambers for HER and OER are always separated from each other by a membrane so that there is no cross-contamination of the gases. There are numerous well known cell structures with different configurations and spacings of the individual components. For example there is the so called Zero-Gap arrangements [12], in which the electrodes are pressed directly onto the

membrane in order to reduce the voltage drops within the electrolytic cell by reducing the ohmic resistance of the electrolyte solution. However, the classic design leaves a distance of few millimeters between the electrodes and the membrane [13]. The advantages of this structure are the simple and robust design, the realization of very highly active electrode surfaces and, unlike the Zero-Gap design, better flow of gas bubbles. However, the latter criterion is always problematic in all previous designs, because the gas bubbles provide a significantly increased cell voltage, due to a temporarily block of the active electrode surface on the one hand and an increased ohmic resistance of the electrolyte solution on the other hand. Therefore, usually in conventional electrolytic cells, the electrodes are made of perforated plates with a surface as rough as possible, which are positioned close to the membrane as "pre-electrodes". Through the perforation of the pre-electrodes, the emerging gas bubbles can be led through the facing on the side of the membrane into the space between pre-electrode and end-plate. However, a significant adverse impact is that due to the perforation, a substantial area-ratio cannot be used which limits the space-time yield of the entire electrolysis cell.

3. Quantitative potential in terms of efficiency, current density and costs

The costs of the electrolysis process can be divided into the capital expenditure (CAPEX) and the operational expenditure (OPEX). The OPEX are directly related to the efficiency of the electrolyzer at a given current density. In general, as the current density increases the efficiency of the electrolysis process is reduced, because the cell voltage increases at the same time as the increasing current density. In addition to the reaction kinetics, a main factor for the increase of the cell voltage is the steadily growing ohmic resistance with the current density caused by the emerging gas bubbles in the electrolyte between the electrode and membrane. Since the product gases lead to a serious increase of the electrolyte resistance, a positive influence can be exerted so that the total cell resistance could be able to decrease and thus the efficiency of the process increases. This can be obtained by improving the gas bubble management, meaning the removal of gas bubbles through the porous three-dimensional structure of the electrode, away from the electrolyte space between electrode and membrane.

A quantitative estimate suggests that within the project, the cell voltage can be lowered by up to 100mV in comparison to the state of the art. Thus, the average energy consumption of typical alkaline electrolysis stacks of 4.2kWh/Nm³ could be reduced by 0.24kWh/Nm³ [16]. This would mean that a large scale electrolyzer with a hydrogen production rate of 760Nm³/h at an assumed annual full load hours of 4000h would have energy savings of 727MWh per year. Consequently, the OPEX for the facility operator would be reduced by 61,795€ per year (assumed industry power 8.5ct/kWh). This means that over a typical stack lifetime of an alkaline electrolyzer, which is at least ten years, the potential energy savings would be at least 600,000€ per individual electrolysis plant. According to recent market research, a large number of electrolysis facilities for "green hydrogen", are predicted to come into operation in the coming decades [16, 17]. Therefore, there is an immense potential for economic and ecological benefits of this project which will bring a new approach to improve the gas bubble management for alkaline electrolysis and thus will be able to contribute to the energy transition in Germany.

Depending on the operation mode of the electrolyzer the improved gas bubble dissipation can also lead to an increase in current density, since the gas bubble density between the electrode and membrane over conventional perforated plate electrode through the porous electrode structure is drastically reduced. Furthermore, the larger electrochemically active inner surface of the three-dimensional structure also contributes to a more effective current density. Based on recent estimates, the potential of future current density will be increased by a factor of 2 over the nowadays usual 300 - 400mA/cm² [16, 18]. With the new three-dimensional electrode structures the potential for increase could reach a factor of 2 to 3. Thus, the space-time yield of the hydrogen production plant will increase significantly. Thus, in the same space, a larger amount of hydrogen can be produced per

time unit. This in turn can significantly reduce the investment costs for a plant of a certain nominal H₂ production rate (e.g. for a large scale electrolyzer of 760Nm³/h). In addition, within this project, inexpensive metal foams which are already produced in large scale in a continuous production process will be used. The foams need to be changed superficially so that they have a high electrocatalytic activity. In principle, this type of electrodes production offers a relatively high cost reduction potential because of the usual batch processes (e.g. vacuum plasma spraying) can be migrated to line processes, which can be better automated.

4. Reduction of the losses by improving the gas bubbles management

The starting point for an assessment of the reduction potential of the overvoltage in an alkaline electrolyte and thus the cell efficiency by an improved gas bubble management, is the comparison between the first overvoltage in the electrolyte with and without gas bubbles. For a conventional cell design (see Fig. 1 - left), with an assumed distance of d=1.25mm between electrode and membrane, a current density of j=0.4A/cm² and a specific electrolyte conductivity of κ₀(T,c)=1.2Ω⁻¹cm⁻¹ the following formula can be used to calculate the ohmic overvoltage without gas bubbles:

$$\eta_{\text{ohm, KOH, without gas bubbles}} = \frac{j \cdot d}{\kappa_0(T, c)} = \frac{0.4 \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} \cdot 0.25 \text{cm}}{1.2 \Omega^{-1} \text{cm}^{-1}} = 0.083 \text{V} \quad \text{Eq. 2}$$

The same assessment with gas bubbles:

$$\eta_{\text{ohm, KOH, with gas bubbles}} = \frac{0.4 \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} \cdot 0.25 \text{cm}}{0.424 \Omega^{-1} \text{cm}^{-1}} = 0.235 \text{V} \quad \text{Eq. 3}$$

For this, the empirical formula of Bruggemann can be used to describe the influence of gas bubbles on the specific conductivity κ(T,c) of the electrolyte with an assumed gas volume fraction of ε=0.5.

$$\frac{\kappa(T, c)}{\kappa_0} = (1 - \varepsilon)^{3/2} \quad \text{Eq. 4}$$

The comparison of the ohmic overvoltage electrolysis with and without gas bubbles shows the significant influence of the bubbles in the conventional electrode design. At a typical cell voltage of 1.8V causes the creation of bubbles solely by the effect of lower electrolyte conductivity even at the very low electrolyte layer thickness of a total of 2.5mm, a loss of efficiency in the order of 8% based on the gross calorific value (η_{without gas bubbles}=1.48V/1.65V=90%, η_{with gas bubbles}=1.48V/1.8V=82%).

The Zero-Gap design (see Fig. 1 - right), reduces mainly the electrolyte resistance by the lack or very low electrolyte layer between the electrodes and the membrane, but also reduces the active electrode surface of the product gas formation, which is favored to take place at the inner edges of the perforated electrode. Therefore the current density would also be lower. Maximizing the active regions of the electrode by more smaller holes is a conflict with the more hindered gas bubble removal.

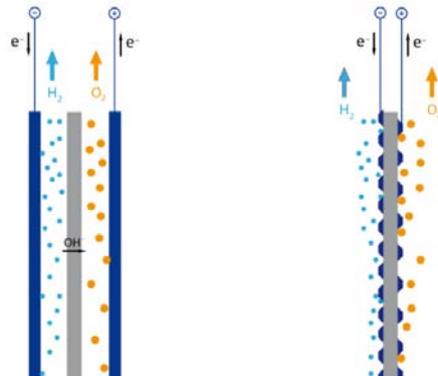


Figure 1: Alkaline electrolysis cell with a conventional cell design (left), Zero-Gap design (right)

At this point, the joint R&D project "Novel 3D porous electrode materials for more efficient alkaline water electrolysis" mainly aims to contribute to improve these conflicting goals through three-dimensional electrode structures such as foam electrodes (see Fig. 2 - right) or metal felts with a significantly improved gas bubble management. The electrochemically active areas are now no longer in a level but are spatially formed in the depth. Thus, this design offers the potential to maximize the current density at a minimum overvoltage. The three-dimensional electrodes structure must thereby fulfill several functions. These includes a good electrical contact, a large internal, electrochemically active surface in the area of gas bubbles formation near the membrane as well as the best possible gas bubble detachment and removal, to prevent a mass transport of sufficient fresh electrolyte to the electrochemically active areas. Through a hierarchical structure of the metal foams (see Fig. 2 - left), the gas bubble management can be further optimized in terms of all these required functions. Given the large number of influencing parameters (pore size, gradient of the pore diameter on the electrode thickness, pressure, electrolyte temperature, flow rate, etc.) comparative measurements of the gas bubbles electrolyte mixture for an optimization of the design are imperative.



Figure 2: Hierarchical three-dimensional electrode (left), conventional foam electrode (right)

5. Testing of three-dimensional electrodes at laboratory and pilot scale

Within the joint project of the BTU CS, the new three-dimensional electrode structures with a total area of $15 \times 24 \text{ cm}^2$ will be implemented in a constructive extended laboratory test station with measurement technology specially adapted for the test of electrodes. The here potentially implemented cell design proposal, the activated and electrochemically prequalified electrodes (foam mats, woven fabrics) and the simulation results with respect to the dimensioning of flow structures, are included in the test design and implementation. Thus, after some systematic adjustments, the porous, highly efficient three-dimensional electrodes can be tested under standard, conventional operating conditions of 30bar and 70 - 90°C in the single cell test station (see Fig. 3 - left). In a second step, an extensive retrofitting of this test facility for the subsequent testing of the three-dimensional electrodes under heavy overload conditions and consequently higher temperatures up to 200°C will take place. Consequently, supplements to ensure the extended operational parameters, especially the increase in the operating temperatures and the resulting increase in the electrolyte aggressiveness are imperative. This concerns the systemic retrofitting of the peripheral components of the test station, such as the fluid-carrying pipeline system, the sealing and locking elements, the aerosol filter, the electrolyte pump, the rear cooling unit for the gas and electrolyte cooling, the gas-fluid separators, the water-steam separator as well as the process monitoring and process control sensors (i.e. flow, level, carrier gas and cell voltage sensors). Furthermore, constructive adaptation works on the single cell as well as enhancements and corresponding control by certified bodies are foreseen to carry out the use of the respective cell components at process temperatures of 200°C and operating pressures up to 30bar. The extensive sensory features of the test station will be adapted to the new test conditions, paying special attention to the adjustments of the sensor plate to determine the current density and temperature distribution, the highly sensitive endoscopic camera system to monitor the bubble formation and

transport as well as the carrier gas analysis system for monitoring chemical processes. At the BTU CS highly active three-dimensional electrodes structures will be examined in a two-stage process in pilot electrolyzers in staggered scaling. Initially, investigations will be carried out on prequalified electrodes in the single cell test station to evaluate the influence of pressure, temperature, electrolyte concentration and geometric conditions (e.g. electrode distance) on the efficiency of the single cell (voltage efficiency, Faraday efficiency), on the current density and temperature distribution of the electrode surface as well as to evaluate the voltage drop across the bubble layer. The formation of gas bubbles can be visually appreciated in operation (video probe). After screening pre-selected optimized three-dimensional electrodes as well as the determination of the geometric cell designs, an upscaling of the three-dimensional electrodes and the cell design on larger electrode surfaces and the installation in the 60bar/145kW pressurized electrolyzer prototype (see Fig. 3 - right) (electrode area approximately 0.56m²) will take place at the hydrogen research center of BTU CS. This is associated with the necessary technical adjustments to the frame designs with the electrolytic lead, the seal and the clamping device. Within the pressurized electrolyzer prototype, the practical investigations of the electrodes under static and dynamic near real conditions will take place with simulated wind load profiles, varying the parameters pressure and temperature.

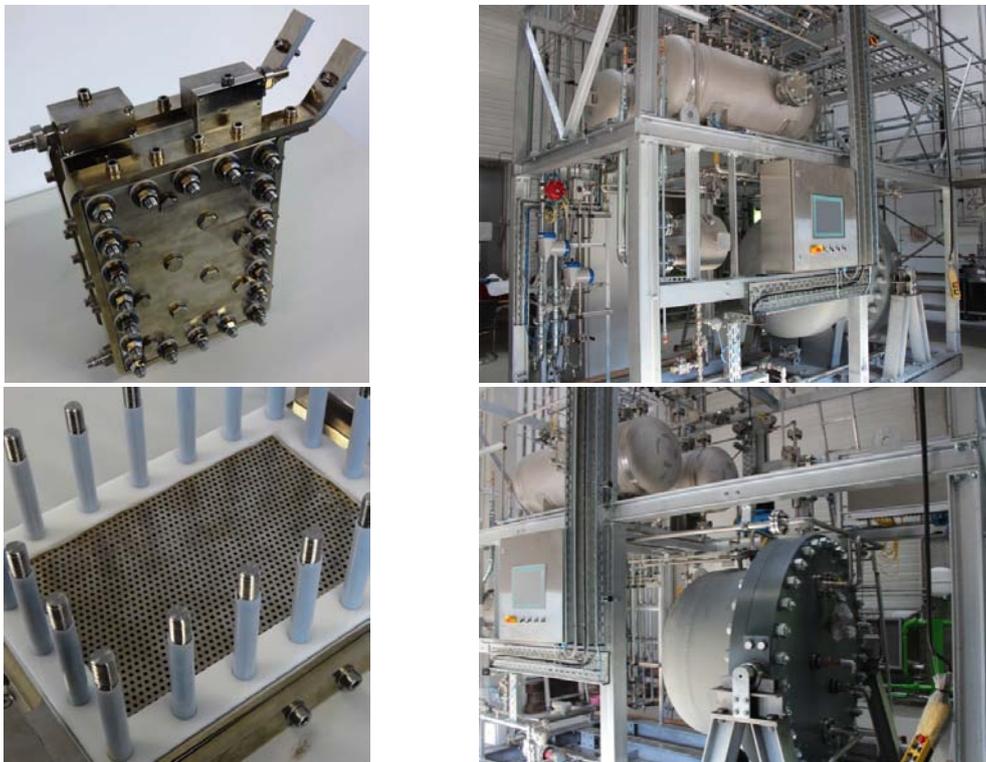


Figure 3: 30bar single cell test station (left), 60bar pressurized electrolyzer prototype (right)

6. References

- [1] Bundesbericht Energieforschung, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, online: http://www.bundesregierung.de/Content/Infomaterial/BMWI/bundesbericht-energieforschung-2013_587098.html, 2013
- [2] Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS), herausgegeben vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, online: <http://www.bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/113880/publicationFile/79485/mks-strategie-final.pdf>, 2013
- [3] M. Pehnt, U. Höpfner, Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, 2009
- [4] DENA-Studie "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?", online: <http://www.dena.de/publikationen/verkehr/studie-woher-kommt-der-wasserstoff-in-deutschland-bis-2050-abschlussbericht.html>
- [5] T. Smolinka, M. Günther, J. Garcke, Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2011

- [6] A. Wieckowski, *Interfacial Electrochemistry, Theory, Experiment, and Applications*, Marcel Dekker Inc., New York, 1999
- [7] F. C. Crnkovic, S. A. S. Machado, L. A. Avaca, Electrochemical and morphological studies of electrodeposited Ni-Fe-Mo-Zn alloys tailored for water electrolysis, *Int. J. Hydrogen Energy*, 29 (2004) 3, 249–254
- [8] H. C. Brookes, C. M. Carruthers, T. B. Doyle, The electrochemical and electrocatalytic behaviour of glassy metals, *J. Appl. Electrochemistry*, 35 (2005) 9, 903–913
- [9] N. V. Krstajic, V. D. Jovic, L. Gajic-Krstajic, B. M. Jovic, A. L. Antozzi, G. N. Martelli, Electrodeposition of Ni-Mo alloy coatings and their characterization as cathodes for hydrogen evolution in sodium hydroxide solution, *Int. J. Hydrogen Energy*, 33 (2008), 3676–3687
- [10] A. Schmidt, T. Schubert, L. Röntzsch, T. Weißgärber, B. Kieback, Rapidly solidified Fe-base alloys as electrode materials for water electrolysis, *Intl. J. Mater. Res.*, 103 (2012), 1155–1158
- [11] S. L. Wang, D. H. Kim, S. Yi, Electrocatalytic properties of Fe-based bulk metallic glasses for hydrogen evolution reaction, *Korean J. Chem. Eng.*, 28 (2011) 8, 1672–1676
- [12] D. Pletcher, X. Li, Prospects for alkaline zero gap water electrolyzers for hydrogen production, *Int. J. Hydrogen Energy*, 36 (2011) 23, 15089–15104
- [13] K. Zeng, D. Zhang, Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications, *Prog. Energy Combust. Sci.*, 36 (2010), 307–326
- [14] E. Castro, Electrochemical characterization of porous nickel–cobalt oxide electrodes, *Int. J. Hydrogen Energy*, 29 (2004) 3, 255–261
- [15] F. Rosalbino, S. Delsante, G. Borzone, G. Scavino, Electrocatalytic activity of crystalline Ni–Co–M (M = Cr, Mn, Cu) alloys on the oxygen evolution reaction in an alkaline environment, *Int. J. Hydrogen Energy*, 38 (2013) 25, 10170–10177
- [16] NOW-Studie, Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, online: http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf, 2011
- [17] FCHJU, Development of Water Electrolysis in the European Union, online: http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf, 2014
- [18] EU-Forschungsprojekt ELYGRID, Improvements to Integrate High Pressure Alkaline Electrolyzers for Electricity/H₂ Production from Renewable Energies to Balance the Grid, online: www.elygrid.com, 2014

The collaborative R&D project "Novel 3D porous electrode materials for more efficient alkaline water electrolysis" is supported by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy under the project number: 03ET6063C.

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Konzentrierende Solartechnologie für Prozesswärmeanwendungen

T.Zippler

Solarlite CSP Technology GmbH, Duckwitz 10, 17179 Behren-Lübchin

Schlüsselwörter:konzentrierende Solartechnologie, solarthermisch, Prozesswärme, Parabolrinne, Industrie, CO₂-Reduktion

Zusammenfassung:

Der Industriesektor ist für fast die Hälfte des gesamten globalen Wärmeenergiebedarfs verantwortlich. Der Einsatz von konzentrierender Solarthermie zur Erzeugung von Prozesswärme, mit erreichbaren Temperaturen bis 550°C und Drücken bis 110bar, kann einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung der benötigten Energiemenge leisten. Je nach solarer Einstrahlung kann ein solarer Deckungsgrad zwischen 40– 80 %, unter Einbindung eines thermischen Speichers erreicht werden. Das hier dargestellte Fallbeispiel zeigt ein Gas-Einsparungspotenzial von 14% und somit eine CO₂-Reduktion von ca. 322.000 t über eine Laufzeit von 25 Jahren. Eine Studie der UNIDO beziffert den Markt der solarthermischen Prozesswärme auf ca. 5,6 EJ pro Jahr bis 2050. Etwa 8 % dieses Potentials bieten sich für die konzentrierende Solarthermie an. Dies entspricht einer jährlich zu installierende Kapazität von 60 GWth.

Industrial sector is responsible for almost half of all heat demand worldwide. The usage of concentrated solar power to generate process heat, with temperatures up to 500°C, could play a major role in the supply of thermal energy demand. Depending on the amount of solar radiation and demand pattern, a solar fraction between 40 – 80% is realizable with a thermal storage system. The outlined case study shows a gas saving potential of 14% and a CO₂-reduction of 322,000 t over a life time of 25 years. The UNIDO study estimates a potential for the solar thermal process heat market of approx. 5.6 EJ per annum until 2050. Approximately 8 % of this potential can be realized with concentrated solar power which is equal to 60 GWth of newly installed capacities per annum.

Unsicherheiten und Abhängigkeit von fossilen Energien oder eine sichere und umweltverträgliche Energieversorgung in der Industrie

Wirtschaftswachstum verbunden mit steigenden Lebensbedingungen in Schwellenländern wie China, Indien und den südamerikanischen Ländern erhöht die Nachfrage in der Industrie. Die Industrieunternehmen expandieren weltweit, der Energieverbrauch steigt. Die International Energy Agency (IEA) geht davon aus, dass der Energieverbrauch Steigerung von 1,4 % pro Jahr. [1]

In den energieintensiven Branchen ist der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten sehr hoch. Dazu kommen ständig steigende und schwankende Energiekosten, mangelnde Versorgungssicherheit und der Ruf nach einer umweltverträglichen Wirtschaft. Die Energieversorgung ist ein Topthema in den Unternehmen, denn damit verbunden sind hohe und unvorhersehbare langfristige Risiken hinsichtlich Produktion, Qualität und Finanzkraft. Die

Nutzung fossiler Energiequellen ist scheinbar kurzfristig oft kostengünstiger als in Erneuerbare Energien zu investieren. Die Investition in Erneuerbare Energien zahlt sich langfristig aber aus und ist deshalb die bessere und nachhaltigere Lösung. Die Vision von einer intakten Umwelt und einer umweltverträglichen Industrie ist erreichbar, die Technologien um dieses Ziel zu erreichen gibt es bereits.

Der Einsatz der konzentrierenden Solarthermie zur Erzeugung von Prozesswärme kann einen wesentlichen Beitrag leisten, die Fragen der Energieversorgung in den Unternehmen zu beantworten. Solarerzeugte Prozesswärme ist eine einfache und gleichzeitig individuell gestaltbare Lösung, die deutliche Energiekosteneinsparungen, Planungs- und Versorgungssicherheit bietet. Solarerzeugte Prozesswärme ist die nachhaltigste Form der Energiegewinnung in Bezug auf Umwelt, Ressourcen und Verfügbarkeit. Mit erreichbaren Betriebstemperaturen bis zu 500 °C können fast alle Industrieprozesse und die jeweiligen Dampf- und Wärmequalitäten abgedeckt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass diese Technologie gleichzeitig Strom und Dampf (Wärme) erzeugen kann und mit allen anderen Energiequellen kombinierbar ist. Wie die Anwendung letztendlich aussieht richtet sich nach den individuellen Anforderungen, dem Standort und den finanziellen Möglichkeiten des Unternehmens.

Die verarbeitende Industrie verbraucht zwei Drittel der gesamten Energie weltweit. Die chemische Industrie hat daran einen Anteil von 19 %. Für einen Großteil der chemischen Industrie stellt Energie einen wesentlichen Anteil der Produktionskosten dar. Die chemische Industrie ist eine sehr heterogene Branche mit einer großen Vielfalt von Produkten. Der größte Anteil des Energiebedarfs in der chemischen Industrie stellt thermische Energie in Form von Wärme bzw. Dampf dar. Produktionsprozesse in der chemischen Industrie wandeln bzw. verändern Stoffe mithilfe von chemischen Reaktionen und physikalisch-technischer Grundoperationen hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Art und Zusammensetzung. Viele chemische Prozesse im Nieder- und Mitteltemperaturbereich laufen bei Temperaturen von 60 bis 300 °C ab, wie zum Beispiel Kochen (85 bis 105 °C) und Destillieren (110 bis 300 °C). Im Bereich der pharmazeutischen Industrie finden sich oft Verfahren, die auf biochemischen Reaktionen basieren und niedrige Temperaturen von 25 bis 55 °C erfordern. Eine solarthermische Unterstützung bietet sich besonders im niederen und mittleren Temperaturbereich an, zum Beispiel beim Destillieren. Die notwendigen Prozesstemperaturen und -drücke hängen stark vom jeweiligen Destillationsprodukt ab und reichen von 85 °C in der Spirituosenherstellung bis zu über 400 °C in der Petrochemie.

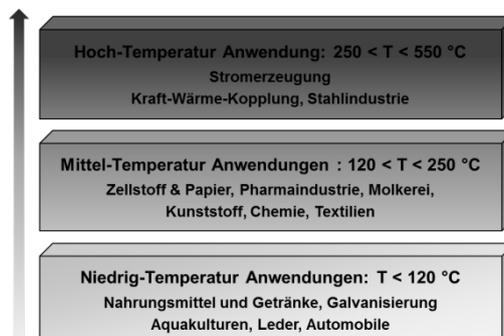


Abbildung 1: Temperaturbereiche in der Industrie

In Regionen wo die direkte Sonneneinstrahlung hoch ist (ab 1.500 kW/h/a, example: Southern France, Northern Spain and Italy) ist der Einsatz der konzentrierenden Solarthermie mittels der Parabolrinnen-Technologie ökonomisch sinnvoll. Die Parabolrinnen -Technologie mit Direktverdampfung passt genau auf die Anforderungen des Destillierens in der chemischen Industrie. Mit dieser Technologie lassen sich Temperaturen bis 500°C erzeugen. Das technologische Konzept sieht vor, mit dem Solarfeld einen Anteil der konventionell erzeugten Dampfmenge durch Solarenergie zu generieren. Je nach solarer Einstrahlung und den individuellen Anforderungen des Unternehmens kann ein Anteil zwischen 40– 80 %, unter Einbindung eines thermischen Speichers erreicht werden.

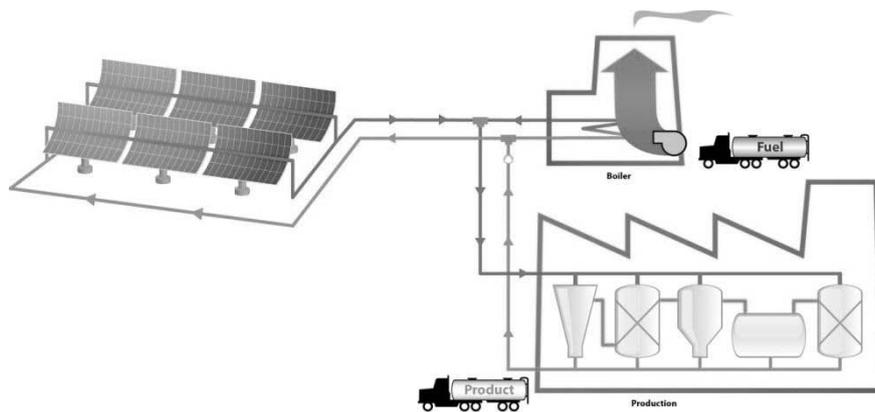


Abbildung 2: Einbindung CSP in bestehenden Prozess

Die Lösung hat den Vorteil, dass der solare Dampferzeuger direkt an die Frischdampfleitung des vorhandenen Kesselsystems bzw. das Dampfnetz angeschlossen wird. Die Prozesse innerhalb der Produktionsstätte bleiben unberührt und werden in keiner Weise beeinträchtigt. In der Petro- und Basischemie hat die Effizienz der Produktionsanlagen oberste Priorität. Der Einsatz der konzentrierenden Solarthermie bietet den Unternehmen maximale Versorgungssicherheit, geringen Wartungsaufwand und Einsparung fossiler Energieträger und steigert die Effizienz der Produktionsstätten deutlich. Die robuste und einfache Bauweise machen den Einsatz auch unter widrigen Wetterbedingungen möglich. Die modulare Bauweise erhöht die Flexibilität auch hinsichtlich der Investition. In der folgenden Fallstudie werden ökonomische und ökologische Vorteile deutlich.

Fallbeispiel: konzentrierende Solarthermie für die Chemieindustrie

Ein internationaler Chemiekonzern stellt in einer Produktionsstätte in Indien Produkte zur Aufbereitung von Wasser und Flüssigmedien her. Aufgrund steigender Nachfrage will das Unternehmen seinen Produktionsstandort ausbauen. Der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten ist schon sehr hoch und würde mit der Erweiterung noch steigen. Ständig steigende und schwankende Energiekosten, mangelnde Versorgungssicherheit und der Ruf nach einer umweltverträglichen Wirtschaft machen die Energieversorgung zu einem Topthema im Unternehmen. Der Jahresenergiebedarf eines solchen Konzerns von ca. 441 GWh thermisch wird mit zwei Dampfkesseln mit einer Gesamtkapazität von ca. 94 t/h gedeckt. Die Kessel werden mit Gas befeuert und liefern Sattdampf bei 310 °C (100 bar). Bei ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr

beträgt der Gasverbrauch etwa 52.864.681 m³. Die Kosten für den jährlichen Gasbedarf belaufen sich auf 17.009.211 € Das sind nahezu 12 % des Umsatzes der Produktionsstätte. Aus den jährlichen Statistiken der Branche ergibt sich allein von 2010 auf 2011 eine Steigerung der Ausgaben für Energie um rund 20 %. Um jederzeit die volle Dampfleistung liefern zu können, werden beide Kessel immer mindestens mit ihrer Minimalleistung von 20 % betrieben. Die Solarkapazität soll bis zu 50 % der übrigen Kesselkapazität betragen. Um die solare Dampfleistung von ca. 46,8 t/h bereitzustellen, kommen 120 CSP-Kollektoren zum Einsatz. Die Solaranlage mit ihren 120 Kollektoren wird auf einer Freifläche neben der Chemiefabrik errichtet. Dafür werden 180.000 m² Landfläche benötigt. Die Einbindung der Solaranlage erfolgt parallel zum Dampfkessel an der bestehenden Hauptdampfverteilung. Die folgende Tabelle zeigt das Einsparungspotenzial einer solchen Anwendung.

Tabelle 1: Erreichbare Kosten/ Verbräuche für CSP-Anwendung

	Mit Solarwärme	Ohne Solarwärme	Einsparungen
Energiekosten pro Jahr	14.783.757 €	17.009.211 €	2.225.454 €
Energieverbrauch pro Jahr	45.947.962 m ³	52.864.681 m ³	6.916.719 m ³
CO ₂ -Einsparung pro Jahr	13.290 t		
CO ₂ -Einsparung über 25 Jahre	332.250 t		
Prozentuale Energieeinsparung (Gas)	14%		
Investment	21.610.217 €		
Einsparung bei 25 Jahren Laufzeit	97.422.978 €		
Kapitalwert	18.923.297 €		
Energiegestehungskosten (thermisch)	1,9 €/kWh		

Potenzial solarthermischer Anwendungen in der Industrie

Eine Studie der UNIDO (United Nations Industrial Development Organization) besagt, dass etwa 21 % des Endenergiebedarfs und des Ausgangsproduktes Energie in der Industrie durch Erneuerbare Energien ersetzt werden könnten. Die Studie dokumentiert, dass den Erneuerbaren Energien bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen in der Industrie eine Schlüsselposition zukommt. Gleichzeitig können die Erneuerbaren Energien die Unabhängigkeit der Industrie vom stark schwankenden Energiemarkt unterstützen und vorantreiben.

Laut der Studie ist das größte Markthemmnis für konzentrierende solarthermische Anlagen der Flächenbedarf für die Kollektoren, die hohen notwendigen Betriebstemperaturen und die mangelnde Erfahrung auf diesem Gebiet.

Im Rahmen der Studie wurden in der chemischen Industrie sieben von 85 Prozessen identifiziert, die für den Einsatz der Solarthermie geeignet sind. Für diese Prozesse wurde 2007 ein Wärmebedarf von 11 EJ jährlich ermittelt. Etwa 50 % (5,7 EJ) des Wärmebedarfes liegt im Bereich bis 400 °C und etwa 20 % (2,3 EJ) im Bereich von unter 100 °C. Basierend auf der Annahme, dass 50% dieser Wärmeenergie in Regionen benötigt wird, die über eine entsprechende solare Direkteinstrahlung verfügen, ergibt sich ein Potential von 2,4 EJ/Jahr bis 2050 für die konzentrierende Solarthermie allein in der chemischen Industrie. Dies würde das im Rahmen der Studie ermittelte Potential bis 2050 für den Einsatz der Solarthermie in industriellen Prozessen noch einmal von 5,6 EJ auf 8 EJ erhöhen.

Die Studie der UN erkennt in dem Markt der solaren Prozesswärme ein großes Potenzial mit positiven Auswirkungen auf die Umwelt. Insgesamt ermittelt die Studie ein Potential von solarthermischen Anwendungen in der Industrie von 5,6 EJ pro Jahr. Etwa 8 % dieses Potentials bieten sich für die konzentrierende Solarthermie an. Um das vorhandene Potential für die konzentrierende Solarthermie von 0,448 EJ pro Jahr bis 2050 zu erreichen, müssen etwa 60 GWth jährlich installiert werden. Die Entwicklung des Marktes bis 2050 wird positiv beeinflusst durch die zu erwartenden steigenden Preise für CO₂ Zertifikate. Solar erzeugte Prozesswärme hat daneben den Vorteil, dass diese nicht abhängig von den Rohstoffmärkten ist. Die Studie der UN erkennt in dem Markt der solaren Prozesswärme ein hohes Potenzial mit positiven Auswirkungen auf die Umwelt.

[1] International Energy Agency, Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency (2008)
<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/industrial.cfm>

[2] UNIDO (United Nations Industrial Development Organization), Renewable Energy in Industrial Applications - An assessment of the 2050 potential, (2011)

Entwicklungen in der Energiewirtschaft

Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz, Johannes Gulden

Fachhochschule Stralsund / Institut für regenerative Energiesysteme
Zur Schwedenschanze 15, D – 18435 Stralsund
jochen.lehmann@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Industrialisierung, Dekarbonisierung, Nuklearzeitalter, Verbrauchsprognose, Energiewende, Power-to-Gas

Zusammenfassung

Die Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft über wesentliche Etappen wird als ein selbstverständlicher Vorgang beschrieben.

Der Zustand

Stets über genügend Energie zu verfügen, stellt eins der größten Probleme der Menschheit dar. Es prägte ihre Entwicklung.

Die alten Kulturen waren beständig in Kriege verstrickt, um den Zugewinn von urbar gemachtem Land sowie die Zuführung von Arbeitskräften zu erreichen. Die wachsende Bevölkerung musste mit ausreichend Nahrung versorgt werden, ein vergleichsweise hohes Lebensniveau war Voraussetzung für die Stabilität der Gemeinwesen.

Erst die Erfindung der Dampfmaschine brachte eine Wendung. Von da an konnte man sich wo auch immer mit mechanischer Energie versorgen. Mit der einsetzenden Industrialisierung begannen Ingenieure und Technologien die wirtschaftliche Entwicklung zu bestimmen. Der Besitz von natürlichen Ressourcen war nicht länger die einzige Voraussetzung für erreichbaren Wohlstand.

Der Siemens-Generator und das elektrische Netz, die Verbrennungsmotoren und die Mobilität waren mit steigendem Verbrauch von Energierohstoffen verbunden, aber auch mit Energieverschwendung. Die Erfindung des Verfahrens von Haber / Bosch (1910) brachte einen bedeutenden Schritt zur Intensivierung der Landwirtschaft.

In der Mitte des 20. Jahrhunderts entstand eine gewisse Euphorie, man hätte das Energieproblem gelöst: Auf der Grundlage von Erkenntnissen aus Chemie und Physik waren die Ingenieure in die Lage versetzt worden, Kernspaltungskraftwerke zu bauen und zu betreiben. Allerdings hatte man übersehen, dass gefahrlose Endlagerung strahlender Reste und verstrahlten Materials praktisch unmöglich ist. Auch zeigten ernsthafte Unfälle, dass nicht wieder gutzumachende Schäden auftreten. In welchem Maße Lebewesen und insbesondere das Erbgut durch radioaktive Strahlung dauerhaft geschädigt werden, hat Linus Pauling (1901-1993) eindrucksvoll erklärt /1/.

Wo also stehen wir?

Die hoch entwickelte Industrie und der allgemeine Energieverbrauch kommen über ein Energie-Exergie-Verhältnis von 0,3 in technisierten Ländern und 0,1 weltweit nicht hinaus /2/.

Unsere Erde wird mit Emissionen und Eintrag von Giften gequält, Smog, saurer Regen und gefährliche Strahlung belasten das Leben. Zudem scheinen sich katastrophenartige Wetterereignisse zu häufen.

Es herrscht Energieverschwendung und die wachsende Weltbevölkerung wird einen ansteigenden Energiebedarf bewirken.

Allerdings deutet sich in der oben skizzierten Entwicklung der Energiewirtschaft eine Tendenz an, die den Weg in eine künftige nachhaltige Energiewirtschaft weist: Strom, Kraftstoffe und Wärme wurden zunehmend entkarbonisiert (Bild 1).

Die Prognose

Das unabhängige Ingenieurbüro „Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH“, arbeitet seit mehr als 25 Jahren erfolgreich auf den Gebieten regenerativer Energie und Wasserstofftechnik. Vor etwa zehn Jahren wurde von ihm das auf Bild 2 dargestellte Energieszenario veröffentlicht /3/. Das Energieaufkommen, der sich entwickelnde Bedarf sowie die Art der Bedarfsbefriedigung werden über der Zeit dargestellt. Einige der enthaltenen Aussagen seien nachfolgend herausgehoben:

Für das konventionelle Erdöl hat sich um 2005 der Punkt maximalen Aufkommens ergeben, von dem an die Weltproduktion trotz Steigerung in einigen Lieferländern und aggressiveren Fördermethoden den Bedarf nicht mehr decken kann. Ein solches Maximum ist für alle fossilen Energieträger einschließlich des Kernbrennstoffs noch vor 2020 zu erwarten. Demzufolge wird aus heutiger Sicht der wachsende Bedarf jetzt beginnend und künftig in steigendem Maße durch die Nutzung regenerativer Energiequellen gedeckt werden müssen. Während Wasserkraft wegen der geringen sozialen Akzeptanz und Biomasse wegen der Tank-Teller-Problematik mit relativ konstantem Beitrag am künftigen Energiemix beteiligt sind, werden Photovoltaik, Windkraft und Hochtemperatur-Solarthermie deutliche Steigerungen aufweisen. Grüne Energie wird also überwiegend in Form von Elektrizität aufkommen.

Da diese Elektrizität schwankt und nicht bedarfskonform auftritt, wird man, um das Angebot auszugleichen und dem Bedarf anzupassen, Strom im großen Stil speichern müssen. Damit gewinnt das von der Fachhochschule Stralsund 1996 erstmals realisierte Wasserstoff-Speicher-Kraftwerk (WSKW) Bedeutung. Denn Crotogino und Hamelmann haben 2007 gezeigt, dass große Mengen Strom mittels Wasserstoffs am effektivsten gespeichert werden können /4/.

Der Weg

Das in Bild 3 dargestellte Modell der Stromspeicherung auf diese Weise basiert auf dem stofflichen Kreislauf Wasser – Wasserstoff – Wasser. Wasser wird benutzt, aber nicht verbraucht. Der Kreislauf ist ein Sinnbild für Nachhaltigkeit. Als Elemente zur Energieumwandlung treten in dem Modell Elektrolyseur und Brennstoffzelle auf. Benutzt man zur Gasspeicherung einen Behälter bei mittlerem Druck, so kann für den Gesamtwirkungsgrad ein Wert von mehr als 0,3 erreicht werden.

Die Elektrolyse stellt die Basistechnologie aller unter dem Slogan „Power to Gas“ zusammengefassten Ideen dar. Aus der früher veröffentlichten Darstellung der Zusammenhänge /5/ geht hervor, dass die Synergien, die im Zusammenhang mit einem seinem Charakter nach ein Regelleistungskraftwerk darstellenden WSKW entstehen, alle Bereiche der Energiewirtschaft erfassen. Insbesondere wird klar, wie im Verkehrssektor über grünen Wasserstoff Strom basierte Kraftstoffe Fuß fassen werden und mit dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch der Strom im Wärmemarkt zunehmenden Anteil erreichen wird.

Bezieht man die Möglichkeiten, die grüner Wasserstoff bietet, ein, so wird deutlich, dass Energiewende nur Wende in der gesamten Energiewirtschaft sein kann. Mischkalkulationen für die Produkte des WSKW, die geringere Notwendigkeit von Netzausbau und Energiesteigerung werden bei der Energiewende kostendämpfend wirken. Zudem wird die Speicherung von grünem Wasserstoff territorial die Versorgungssicherheit mit Energie erhöhen und im volkswirtschaftlichen Sinne wird die Einführung strombasierter Kraftstoffe nicht nur zu Einsparungen führen, sondern auch zur politischen Entspannung beitragen.

Seit Jahren konnten die Teilnehmer des Stralsunder Energiesymposiums all diese Entwicklungen verfolgen und diskutieren, vielleicht sogar beeinflussen. Inzwischen hat das Stralsunder WSKW Nachfolger gefunden, asiatische Brennstoffzellenautos (FCEV) sind auch auf dem deutschen Markt erhältlich und sie können dank eines minimalen Wasserstofftankstellennetzes benutzt werden. Andere Länder sind in diesem Punkt weiter. Umso erfreulicher ist, dass das studentische Thaigher-Team der FH Stralsund mit ihren von einer Brennstoffzelle angetriebenen Rennautomodellen in mehr als 10jähriger harter Arbeit beim Shell-Eco-Marathon vordere Plätze belegen konnte und in diesem Jahr sogar Vizeeuropameister wurde.

Es ist schwer nachvollziehbar, dass in Mecklenburg-Vorpommern bei all diesen Aussichten eine anscheinend nicht kleine Gruppe von Bürgern für die Beschränkung des Windkraftausbaus steht. Als umweltfreundlich und krisenfest würde diese Industriesparte doch stetige Prosperität bedeuten. Etwas, das es in der Geschichte dieses schönen Bundeslandes bisher nicht gegeben hat.

Referenzen

- /1/ Linus Pauling, „Leben oder Tod im Atomzeitalter“, Aufbau-Verlag Berlin, 1964
- /2/ Werner Schnurnberger, „Technology for a Sustainable Energy Economy“, Hypothesis IV, Stralsund, 2001, Proc. 30-39
- /3/ LBST GmbH / DWV e.V., „Wasserstoff und Brennstoffzellen – Partner der regenerativen Energien“, www.dwv-info.de/publikationen
- /4/ Fritz Crocogino, Roland Hamelmann, „Wasserstoffspeicherung zur Glättung des Windangebots“, XIV. Energie-Symposium, Stralsund, 2007, Tagungsband 11-17
- /5/ XXI. Stralsunder Energie-Symposium, 2014, Tagungsband 220

Alle Tagungsbände des Stralsunder Energie-Symposiums:

<http://www.fh-stralsund.de/forschung/institute/ires/veranstaltungen>

Die **ENTKARBONISIERUNG** von Strom, Kraftstoff und Wärme ist eine historische Tendenz, sie ist notwendig und es eilt.

James Watt Dampfmaschine 1782	Brennstoff Kohle	ca. 100% Kohlenstoff C
Siemens Generator 1866		
Ottomotor 1877, Dieselmotor	Kraftstoff Benzin, Diesel	ca. 60% C und 30% H ₂
Stadtgas seit 1808		enthält etwa 50% H ₂
Erdgas seit 1960	Methan	20% C und 80% H ₂

Das Ziel der Energiewirtschaft sollte sein, regenerativen Strom und „grünen“ Wasserstoff ausschließlich einzusetzen, auch im noch wenig im Blickpunkt stehenden Wärmesektor.
100% H₂

Bild 1 Fakten zur Dekarbonisation von Nutzenergie

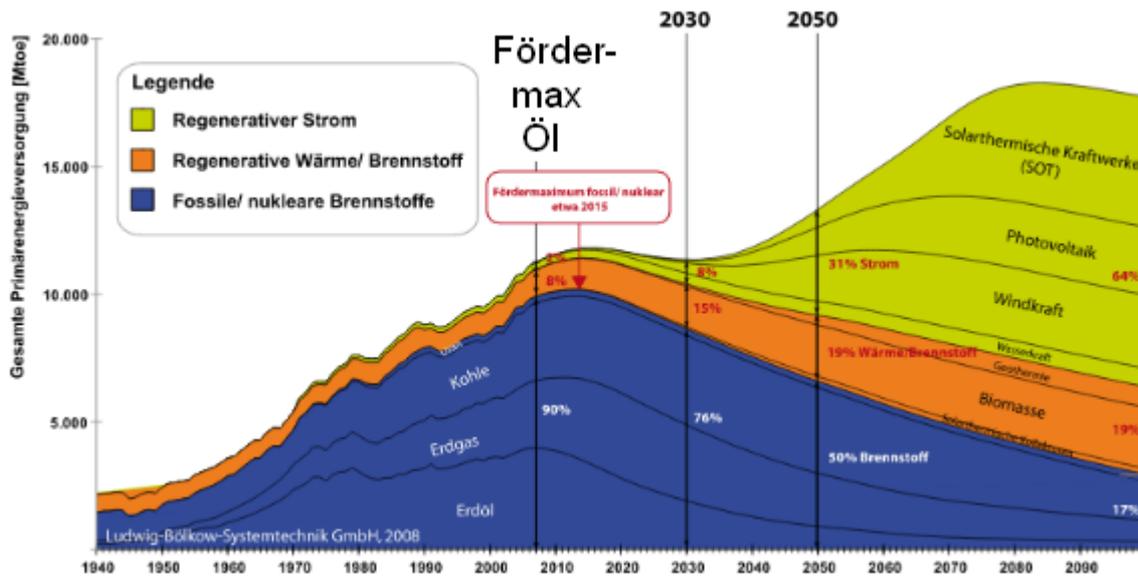


Bild 2 Welt-Energie-Bedarf und seine Deckung, LBST 2008 /3/

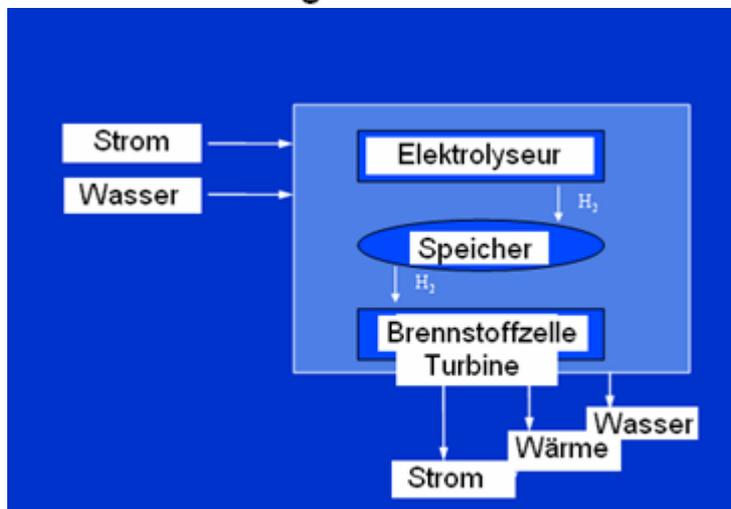


Bild 3 Symbol der Strom-Speichereinheit

Verzeichnis der Autoren

Adamkiewicz, Andrzej	170	Nietsch, Thomas	94
Ahlhaus, Matthias	8, 13	Nocke, Jürgen	96
Aichinger, Jonas	80		
Alsabeh, Pamela G.	85	Opiela, Anna	159
Altgeld, Horst	115	Oró, Eduard	118
		Orth, Maik	75
Barz, Mirko	52		
Berend, Arne	16	Pflugradt, Noah	118
Beller, Matthias	85	Platzer, Bernd	118
Berhardt, Alexander	18, 90	Prause, Jens Heinrich	96
Brüser, Volker	23		
Burandt, Bodo	109	Rafoth, Axel	101
		Reis, Lukas	52
Càmara, Òscar	118	Rosas, Alonso	85
Carrera, Angel	118	Rützel, Markus	40
Coleman, David	80	Rudolf, Verena	118
Dengel, Andreas	26	Safarik, Mathias	109
Dinkler, Konstantin	35	Salom, Jaume	118
		Scheppat, Birgit	80
Fischer, Ulrich R.	143, 175	Scheffer, Klaus	80
		Schmidt, Christoph	115, 148
Garcia, Albert	118	Schneider, Jens	40
Genzowsky, Kristoffer	40	Sommer, Michael	57
Gierow, Conrad	96	Schulte, Stephan	18
Grösch, Norbert	52	Shrestra, Nirendra Lal	118
Groß, Bodo	18,57,90,115	Sirisamphanwong, Chatchai	142
Gulden, Johannes	123, 187	Sklarow, Andreas	123
		Steffan, Christoph	109
Haller, Johannes	62	Stiller, Christoph	80
Hassel, Egon	96	Stolzenburg, Klaus	129
Hegele, Daniel	18	Sukchai, Sukruedee	135, 142
Heuer, Jana	57	Surkus, Annette Erica	85
Honke, Marcus	109		
Hopp, Vollrath	71	Tänzer, Guillem	57
Hudde, Jessica	75	Tannert, Daniel	143
Hübel, Moritz	96	Thanarak, Prapita	142
		Timmermann, Mieke	118
Junge, Henrik	85	Trapman, Hans	118
Ketjov, Nipon	142	Uhle, Thomas	18
Kopp, Martin	80	Urbaneck, Thorsten	118
Krautz, Hans Joachim	175		
Kreft, Stefanie	85	Vogt, André	143
		Voswinckel, Sebastian	148
Lehmann, Jochen	187		
Link, Thomas	62	Wesselak, Viktor	148, 154
Loderhose, Maximilian	40	Wöhrle, Patric	94
Luschtinetz, Thomas	123, 187		
		Zapalowicz, Zbigniew	159
Manns, Hannah	90	Zeńczak, Michał	165
Mansiri, Kongrit	142	Zeńczak, Wojciech	170
Mensin, Yodthong	142	Ziems, Christian	175
Münter, Sven	148	Zippler, Timo	182

