iRES

IFEU Institut für Energie und Umwelt e.V.

HOST
Hochschule Stralsund

University of Applied Sciences

XXIV. Energie – Symposium

Das ThaiGer-Team der Hochschule wurde beim ShellEcoMarathon in der Brennstoffzellenklasse Europameister 2017. Wir gratulieren herzlich!

09. – 11. November 2017

Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2017

Thomas Luschtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

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

---

24. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 09. bis 11. November 2017

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

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschtinetz
Thomas.Luschtinetz@hochschule-stralsund.de

Prof. em. Dr. rer. nat. Jochen.Lehmann
Jochen.Lehmann@hochschule-stralsund.de

©2017 by: HOST-Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by: WirmachenDruck.de Sie sparen, wir drucken!

ISBN 978-3-9817740-3-0

Konferenzkomitee der REGWA 2017:
Jürgen Garche (Ulm), Erico Spinadel (Buenos Aires), Sukrudee Sukchai (Phitsanulok),
Reinhold Wurster (Ottobrunn), Zbigniew Zapalowicz (Szczecin)
sowie Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz (Stralsund)

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

Inhaltsverzeichnis

Grußwort 6

Vorwort 8

Matthias Ahlhaus 10
Erfahrungen aus dem zweijährigen Betrieb eines Mikro-Brennstoffzellenheizgerätes

Matthias Boltze 22
Innovative Brennstoffzellensysteme zur Versorgung netzferner und kritischer Infrastrukturen

Andreas J.Dengel, Maike Johnson, Bernd Hachmann 29
Entwicklung eines Hochtemperatur – Latent – Wärmespeichers für hohe Ausspeiseleistung

Johannes Geiling, Michael Steinberger, Patrick Preuster, Lisa Wagner, Richard Öchsner, 38
Einsatz der Niedertemperatur-PEM-Technologie in einem kompakten Energiespeichersystem auf Basis flüssiger organischer Wasserstoffträger

Tilmar-Tobias Grähn, Martin Vogt 49
Abwasserreinigung mit Windstrom

Bodo Groß, Alexander Berhardt, Stephan Schulte, Alejandro Tristan 56
OptiCharge - Optimiertes, speichergestütztes Lademanagement für autarke, regenerativ betriebene Stromparkplätze

Vollrath Hopp 65
Die Rolle der Stickstoffoxide in der Natur als Brückenverbindung zwischen elementarem Stickstoff und pflanzlichem Eiweiß

Uwe Jung, Klaus Wozniak, R. Müller, Axel Rackwitz 77
Das Versuchsfeld „Virtuelles Kraftwerk“ an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig – Inbetriebnahme und erste Erkenntnisse im Betriebsverhalten –

Karl-Heinz Lentz, Ulrich Rost, Wolfgang Oberschelp, Michael Brodmann 84
Hochdruck PEM-Elektrolyse

Jan Markus Mücke, Thorsten Urbaneck, Bernd Platzer 89
Versuchsstand zum praxisnahen Test von Wandaufbauten für thermische Energiespeicher – Materialuntersuchung des Einblasdämmstoffs aus Polyurethan-Hartschaum-Partikeln

Stefan Saatmann 98
Die Smart Meter Gatewayadministration als neue Marktfunktion in Deutschland

Mathias Schlegel, Bassel Ibrahim, Dietmar Kipping-Rössel, Hipólito Ortiz-Laurel, Eliecer Pérez Pineda 107
Verwendung der abgetrennten festen Phase einer mikrobiologischen anaeroben Hydrolyse als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Biokohle

Sahataya Thongsan, Sukruedee Sukchai 119
Residential Waste to Energy

Johannes Töpler, 126
Grüner Wasserstoff – Die Energie-Zukunft

Alejandro Tristán, Daniel Aklil, Federico Azzolina-Jury, Francesco Contino, Lionel Estel, Bodo Groß, Paul McCormack, Pahvai McKee, Kieran McLaughlin, Rory Monaghan, Isabelle Polaert, John Bell, Mark Welsh 140
Smart Hydrogen for integrating renewables

Thorsten Urbaneck, Thomas Oppelt, Nirendra Lal Shrestha, Bernd Platzer, Thomas Göschel, Ulf Uhlig, Holger Frey 149
Brühl Solar District Heating in Chemnitz - The technical implementation

Uwe Ventzke 158
Herausforderung Elektromobilität

André Voigt, Ulrich R. Fischer, Daniel Tannert, H. J. Krautz 163
Analyse erneuerbarer P2H2 Energiesystemkonfigurationen unter Verwendung von Matlab

Zbigniew Zapałowicz 174
Influence of roof cover material on the heat flux transferred to the interior of building

Michał Zeńczak, O. Małyszko, S. Szkolny, 184
Comparison Of Wind Power Plant And Photovoltaic Power Plant Connected To The Medium Voltage System

Wojciech Zeńczak, Andrzej Adamkiewicz, 193
Safety Aspects Related To The Operation Of The LNG Terminal In Świnoujście

Christian Ziems, N.P. Sakkas, J. Posselt, H. J. Krautz 201
Development Of Algorithms For The Deployment Planning And Control Of Power-To-Heat Systems For The More Efficient Use Of Renewable Surplus Energy – Project Details

Dirk Diele 219
Erweitertes Sektorenmodell zur systematischen Untersuchung der Sektoren-kopplung

Johannes Gulden, Andreas Sklarow, Thomas Luschtinetz 231
Der Methanol-Kreislauf eine alternative für die Speicherung erneuerbarer Energie

Jörg Meier, Liane Voss 238
Die Vision von SMART-GRID-LAB

Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz 245
Mit dem leichtesten Fahrzeug zum Titel - Europameister

Jochen Lehmann, Liane Voss 255
Erinnerung

Autorenverzeichnis 261

Grußwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende. Wir wollen weg von den endlichen Rohstoffen.

Mit diesem Ziel vor Augen stehen wir heute vor vielfältigen Herausforderungen. Wind und Sonne haben wir in Mecklenburg-Vorpommern zu genüge. Das machen wir uns bereits zu Nutze: Rein rechnerisch decken wir den bei uns im Land verbrauchten Strom schon aus den erneuerbaren Energiequellen. Doch wo Energie erzeugt wird, da muss ebenso über Speicherformen und die intelligente Nutzung dieser Energie nachgedacht werden.

Als Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung vereinen sich in unserem Haus die Themen Energieeffizienz und Energieeinsparung ebenso wie Klimaschutz, Mobilität und nachhaltiges Bauen.

Für einen möglichst umfassenden Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien und den Ausbau der Infrastruktur für die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrs- und Wärmebereich fördern wir Projekte von Kommunen und Unternehmen im Rahmen der Klimaschutzförderrichtlinien. Über 300 Maßnahmen konnten so seit Inkrafttreten der Richtlinien unterstützt werden.

Daneben wollen wir, als Bundesland, das bereits mehr als 70 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt, angesichts des weiter zunehmenden Individualverkehrs, die Energiewende auch für eine Mobilitätswende nutzen und die Verknüpfung von Verkehrs- und Energiesektor voranbringen. E-Mobilität eröffnet den Weg, Wirtschaftswachstum und Klimaschutz miteinander zu verbinden.

Es ist mir ein Anliegen, dass wir uns nicht auf dem in den vergangenen Jahren im Bereich der Erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern Erreichten ausruhen. Der wirtschaftliche Erfolg und die erreichten Reduzierungen von Umweltbelastungen durch die EE erfordern von allen Akteuren kontinuierlichen Einsatz. Besonders im Bereich der Speichermöglichkeiten gilt es, alle Potentiale auszuschöpfen.

Die Hochschule Stralsund hat dies vor vielen Jahren sowohl mit ihrer Forschung zu Kleinwindanlagen als auch und insbesondere mit der Wasserstoffforschung engagiert aufgegriffen und trägt mit dem Energie-Symposium maßgeblich zur Vernetzung der Akteure und zum konstruktiven Dialog bei. Ein Blick auf die diesjährigen Themenbeiträge macht die vielfältigen und komplexen Möglichkeiten und Herausforderungen, die die Energiewende mit sich bringt, deutlich.

Ich wünsche daher allen Beteiligten viel Erfolg und erneut einen regen Austausch!

Herzlichst
Ihr
Christian Pegel
Minister für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Das 24. Stralsunder Energiesymposium wird veranstaltet. Hinter diesen Satz gehörte ein Ausrufezeichen, ein freudiges. Das sparen wir uns aber dafür auf: Vielen herzlichen Dank allen Mitgestaltern, Teilnehmern und Sponsoren, die eine solch erfolgreiche Serie ermöglichten!

Erinnern wir uns. Im Laufe dieser Zeitspanne war ziemlich schnell entschieden, dass wir den Weg der Nachhaltigkeit in der Energiewirtschaft gehen wollen. Umso mehr sind wir bis heute in das Wie verstrickt. Das Titelbild von Programm und Tagungsband erscheint gleichsam als die Anordnung einer Reihe von mittlerweile erstandener Fragen, die sich nicht einfach mit ja oder nein beantworten lassen.

Der Himmel zeigt sich durchwachsen. Wie die Gesetzeslage. Wenn am Anfang ein beispielgebendes Einspeisegesetz für erneuerbare Energie den Fortschritt förderte, gibt es inzwischen Änderungen an ihm, Beschlüsse, Verordnungen, die eindeutig den Erhalt und die Fortführung der Versorgung mit fossil basierter Energie unterstützen und die grünen Energien daran hindern, zur Wirtschaftlichkeit zu gelangen.

Es ragen gewaltig gewordene Windenergieanlagen auf, an deren Anblick wir uns mit vernünftiger Einsicht gewöhnt haben. Aber es wurde in all den Jahren staatlich geduldet versäumt, die territorialen Netze so auszugestalten, dass auch aller Windstrom aufgenommen werden könnte oder eben gespeichert, um ihn anderweitig zu nutzen. Dieser herbeigeführte Missstand dient als Vorwand dafür, den Ausbau der Windenergie einzuschränken.

Blaue „Wiesen“ prägen das Bild. Anstatt die PV-Technologien zu entwickeln, wurden Fördermittel abgegriffen. Erstaunt stellte man billigere Module am Markt fest. Und der photovoltaisch erzeugte Strom eroberte das mittägliche Preishoch an der Strombörse. Wirtschaftskonsequent bröckelte das Interesse an CO_2-armen Gaskraftwerken, obwohl diese das Potential in sich tragen, eine der hauptsächlich werdenden Technologien für wasserstoffbasierte Regelleistung zu werden.

Leuchtendes Gelb erfreut im Mai das Auge und wirft die Frage auf, wie viel Ackerland für Energiezwecke abgezweigt werden soll. Immerhin muss an Tankstellen auch E 10 angeboten werden. Halten wir damit im Prinzip den Preis für Weizen auf dem Weltmarkt ein bisschen höher, damit bedürftige Länder sich nicht genügend davon leisten können? Ist es moralisch, wenn die Landwirtschaft an Energie mehr verdient als mit Nahrung?

Es könnte sich eine Hochspannungsleitung über den Horizont ziehen und uns an die so vehement verlangten „Stromautobahnen“ erinnert, möglichst eingegrabene, die, wie auch zuvor angesprochene Punkte, den Strompreis erhöhen, was der Energiewende angelastet wird und damit ihre Akzeptanz untergräbt. Sollte nicht auch versucht werden, alle Vorteile und Synergien von „Power to Hydrogen“ – landläufig als „Power to Gas“ bezeichnet – zu nutzen und dadurch das elektrische Netz grundsätzlich zu entlasten?

Als Gegenpol zu diesen bedenklichen Gedanken ist der Pokal einkopiert worden, den die Studentinnen und Studenten des ThaiGer-Teams vom Shell Eco Marathon mitgebracht haben. Stolz und voller Freude berichteten sie, wie sie in der Brennstoffzellenklasse der Superleichtfahrzeuge Europameister 2017 geworden sind. Über zehn Jahre intensiver Arbeit bei ausgeklügelter Arbeitsteilung und ständiger Weitergabe des Staffelstabes stecken dahinter. Und auch ein Quäntchen Glück, na klar. Ein perfektes Brennstoffzellensystem in einem optimierten Renner eingebaut, nichts weniger als das haben sie geschafft. Diese Jugend versteht nicht, wenn Profitinteressen und Bedenkenträger während einer durch den Dieselbetrug geprägten Zeit nicht ein eindeutiges Bekenntnis zur Brennstoffzellentechnologie erlauben. Mit Augenverschließen gegenüber der Entwicklung der Technik sind noch nie Arbeitsplätze erhalten worden und damit, der Konkurrenz das Feld zu überlassen, auch nicht.

Allen Teilnehmern ein interessantes und erfolgreiches 24. Symposium!

Die Herausgeber
Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz

Erfahrungen aus dem zweijährigen Betrieb eines Mikro-Brennstoffzellenheizgerätes

Matthias Ahlhaus

IFEU Institut für Energie und Umwelt e.V.; An-Institut der Hochschule Stralsund – University of Applied Sciences, Faculty of Mechanical EngineeringZur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund, Germany
Matthias.Ahlhaus@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Brennstoffzellenheizgerät, stromerzeugende Heizung, Feldtest, Eigenverbrauch, Wirkungsgrad, Nutzungsgrad, Autarkiegrad

1 Zusammenfassung

Eine stromerzeugende Heizung der Fa. Vaillant auf Basis einer SOFC-Brennstoffzelle der 5. Generation mit einer el. Leistung von 0,8 kW wird seit Dezember 2015 wärmegeführt in der Grundlast der Wärmeversorgung einer Stralsunder Villa 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 im Rahmen einer wissenschaftlichen Begleitforschung ausgewertet. Ausgewählte Ergebnisse und Erfahrungen aus den ersten beiden Betriebsjahren werden hier in Fortsetzung der schon in 2016 präsentierten Ergebnisse vorgestellt.

2 Einleitung

Im Rahmen der Modernisierung der Heizanlage in einer historischen Stadtvilla wurde Ende 2015 ein innovatives Heizsystem auf Basis einer Brennstoffzelle installiert. Dabei handelt es sich um ein Vorseriengerät der 5. Generation von Vaillant, welches im Rahmen des europäischen Feldtest ene.field vom Hersteller über einen Zeitraum von 3 Jahren getestet wird. Dazu ist die Anlage online mit dem Hersteller verbunden und die Betriebsdaten unterliegen der Geheimhaltung. Daher erfolgt vom Betreiber im Rahmen des Projektes Innoheiz eine eigene Datenerfassung und Auswertung zur wissenschaftlichen Begleitforschung.
Über erste Ergebnisse wurde bei REGWA in 2016 berichtet; jetzt werden die Ergebnisse der ersten beiden Betriebsjahre bis zur Sommerpause 2017 vergleichend gegen über gestellt.

3 Anlagentechnik

Herzstück der stromerzeugenden Heizung ist eine Micro-Festoxid-Brennstoffzelle (μ-SOFC) mit einer elektrischen Nennleistung von 800 Watt, die über eine partielle Oxidation mit Erdgas betrieben wird. Der Betrieb erfolgt wärmegeführt in der Grundlast um eine hohe Anzahl Betriebsstunden erreichen zu können. Die thermische Spitzenlast wird über ein Brennwertheizgerät mit 26 kW gedeckt. Beide Wärmeerzeuger sind über einen Pufferspeicher mit 500 Litern gekoppelt. Die Brennstoffzelle arbeitet bei konstanter Nennlast, bis im Sommer

der Wärmebedarf so gering wird, dass selbst die geringe Abwärmeleistung der Brennstoffzelle von ca. 1,6 kW nicht mehr vollständig genutzt wird; zunächst drosselt dann der Systemregler die Leistung der Brennstoffzelle bis sie schließlich bei Erreichen einer Speichertemperatur von 70°C vollständig abgeschaltet wird und in Sommerpause geht. Dann wird der noch vorhandene Warmwasserbedarf alleine durch den Brennwertkessel gedeckt. Nach der Sommerpause geht die Brennstoffzelle wieder in den Nennlastbetrieb, wenn an drei aufeinanderfolgenden Tagen die vom Systemregler erfasst Außentemperatur unter 15°C liegt. Durch diese Betriebsweise kann die Brennstoffzelle etwa 6000 Betriebsstunden im Jahr erreichen.
Die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte el. Leistung steht für die Eigennutzung zur Verfügung; auf Grund der geringen el. Leistung von 800 Watt kann der momentane Eigenverbrauch 100% erreichen; zu anderen Zeiten mit geringem Bedarf geht der Eigenverbrauchsanteil gegen Null zurück; dann wird die erzeugte el. Arbeit über einen Zweirichtungszähler in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist, über das auch die el. Spitzenlast bezogen wird, wenn die Eigenerzeugung nicht ausreicht, wenn z.B. in beiden Wohneinheiten el. gekocht oder der el. Durchlauferhitzer in der Dachwohnung betrieben wird.

4 Datenerfassung und Auswertung

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. Die Erfassung der Momentanwerte erfolgt in der Regel mehrmals täglich durch Zählerablesungen, wobei jedoch in Urlaubsphasen auch Datenlücken von etwa 14 Tagen auftreten. Die Datenerfassung und zugehörige Auswertung bezieht sich folglich nur auf die tatsächlich abgelesenen Werte, die nicht unbedingt die auftretenden Extremwerte erfassen!
Als Integralwerte werden an den Messzählern Summenwerte erfasst für den Gesamtverbrauch von Wasser und Gas sowie der anteilige Gasverbrauch der BZ, deren Stromerzeugung sowie die Stromeinspeisung und der Strombezug.
Differentialwerte werden als Differenz zwischen zwei Integralwerten berechnet; dadurch ergeben sich stündliche Verbrauchswerte bzw. stündliche Einspeisung sowie Leistungswerte und der Wirkungsgrad.
Von besonderem Interesse ist die zeitliche Entwicklung dieser Werte und deren Vergleich in den Betriebsjahren; daher werden hier Abbildungen zum zeitlichen Verlauf präsentiert. Um Unterschiede bei Schaltjahren auszugleichen wurde die Zeitachse normiert und die Jahresstunden in Prozentwerte umgerechnet und dargestellt. Die %-Angaben der Zeitachse beziehen sich auf das Jahr 2016; die bei der Inbetriebnahme im Dezember 2015 erstmals erfassten Betriebsdaten liegen folglich bei negativen %-Werten; die Daten von 2017 bei Werten über 100% der Jahresstunden (von 2016).

5 Ausgewählte Ergebnisse

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung durch das Projekt Innoheiz erfolgt eine umfangreiche Datenerfassung mit Monitoring und Auswertung. Hier werden nur einige wichtige Ergebnisse vorgestellt und diskutiert.

5.1 Außentemperatur und Gasverbrauch

Die abgelesenen Umgebungstemperaturen wurden vom Fühler der Anlagenregelung am Kellereingang der Nordseite des Hauses erfasst und entsprechen daher nicht unbedingt den tatsächlichen Außentemperaturen: Tendenziell liegen die im Sommer gemessenen Außentemperaturen unter und die im Winter erfassten Werte oberhalb der tatsächlichen Außentemperaturen. Aber da die hier vom Fühler erfassen Temperaturwerte für die Anlagenregelung relevant sind werden auch nur diese berücksichtigt und in Abb. 1 dargestellt.

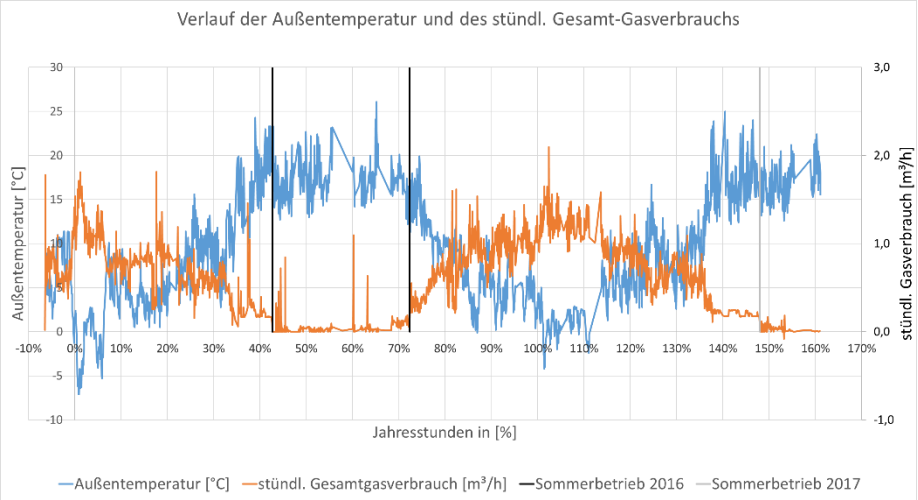


Abb.1: Jahreszeitlicher Verlauf von Außentemperatur und stündlichem Gesamtgasverbrauch der Anlage

Erkennbar sind tageszeitliche und saisonale Schwankungen der Außentemperatur. Umgekehrt zur Veränderung der Außentemperatur entwickelt sich erwartungsgemäß der stündliche Gasverbrauch der Gesamtanlage, der im Winter bei über 1,5 m3/h liegt und im Sommer auf 0 m3/h zurückgehen kann, wenn durch das Heizgerät keine Warmwasserbereitung erfolgt.

5.2 Gasverbrauch der Brennstoffzelle

Durch die wärmegeführte Betriebsweise der Brennstoffzelle zur Deckung der thermischen Grundlast ergeben sich hohe jährliche Betriebsstunden bei Nennlastbetrieb. Ein entsprechend konstanter Gasverbrauch wurde erwartet. Die Auswertung in Abb. 2 zeigt jedoch keinen konstanten Gasverbrauch der Brennstoffzelle.

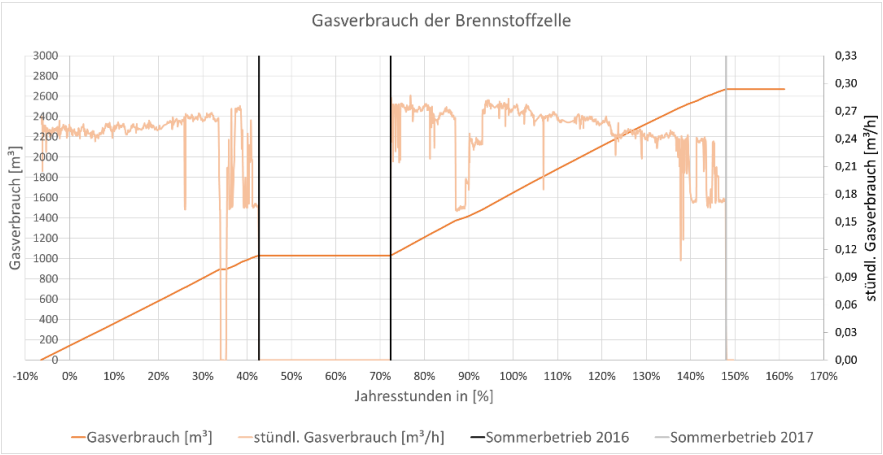


Abb.2: Kumulierter und stündlicher Gasverbrauch der Brennstoffzelle

Der Gasverbrauch der Brennstoffzelle lag nach Inbetriebnahme der Anlage im Dezember 2015 (entspricht -7% der Jahresstunden 2016) bei etwa 0,25 m^3/h und stieg nachfolgend unterbrochen durch Teillastbetrieb in der Übergangsphase bis 42% auf 0,28 m^3/h an. Dieser Teillastbetrieb der Brennstoffzelle 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 bzw. ihre Leistung von der Regelung gedrosselt wurde, um einen frühen Betriebsstopp bei Erreichen der maximal zulässigen Speichertemperatur von 75 °C zu verzögern und damit die für den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb wichtigen Betriebsstunden zu vermehren.
Nach der Sommerpause war dann der stündliche Gasverbrauch der Brennstoffzelle wieder auf dem gleichen Niveau, bis bei 90% der Jahresstunden Wartungsarbeiten durchgeführt wurden und dazu wieder Teillastbetrieb erzwungen wurde.
Im Jahr 2017, was auf der Zeitachse bei 100% beginnt, nahm dann der Gasverbrauch kontinuierlich bis auf 0,24 m3/h leicht ab, bis wieder die Übergangsphase vor der Sommerpause 2017 bei 148% erreicht wurde.

5.3 Gasverbrauchsanteile

Bei der Betrachtung der monatlichen Gasverbrauchsanteile von Brennstoffzelle und Heizgerät lassen sich sowohl saisonale Veränderungen erkennen als auch Unterschiede zwischen den Betriebsjahren. Abb. 3 zeigt diese saisonalen Veränderungen für 2016 und 2017 im Vergleich.

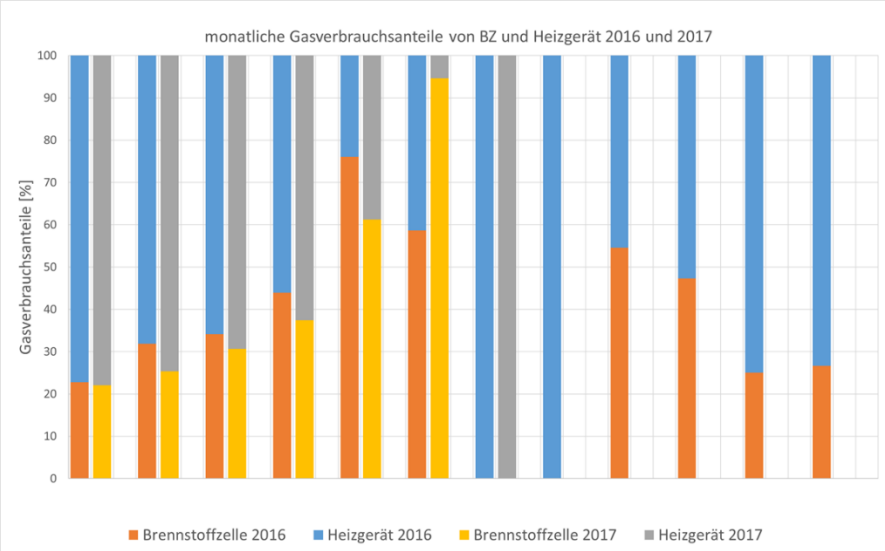


Abb.3: Verteilung der monatlichen Gasverbrauchsanteile auf Brennstoffzelle und Heizgerät

Durch die saisonal begründeten starken Veränderungen im monatlichen Gesamtgasverbrauch bei gleichzeitig weitgehend konstantem Verbrauch der Brennstoffzelle ergibt sich ein zum Sommer steigender Gasanteil der Brennstoffzelle, bei gleichzeitigem Rückgang des Gasanteils für das Heizgerät, das nur den zusätzlichen Wärmebedarf decken muss, der über dem Grundlastanteil der Brennstoffzelle liegt.
Unterschiede zwischen den beiden ersten Betriebsjahren sind insbesondere in den Monaten Mai und Juni erkennbar, die sich sowohl durch unterschiedliche Außentemperaturen als auch durch unterschiedliche Nutzerzahl ergeben.
In der Sommerpause der Brennstoffzelle ergibt sich der Gasverbrauch zu 100% für die Warmwasserbereitung durch das Heizgerät. Die Daten ab August 2017 sind hier noch nicht ausgewertet.

5.4 Elektrische Leistung und Arbeit

Die elektrische Leistung der Brennstoffzelle wird vom Anlagendisplay als Momentanwert angezeigt, kann aber auch bei kleinen Zeitintervallen als Differentialwert zwischen den Ablesepunkten als erzeugte Arbeit pro Zeit errechnet werden.

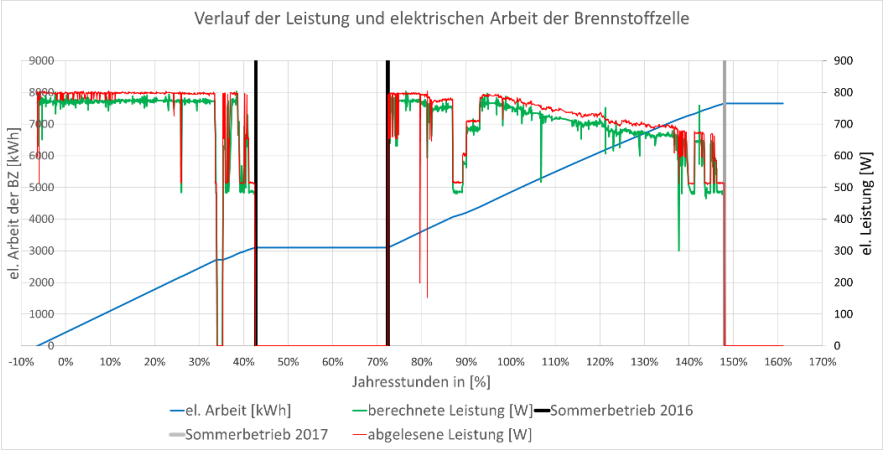


Abb.4: Abgelesenen und berechnete elektrische Leistung der Brennstoffzelle und generierte Arbeit

In Abbildung 4 sind die abgelesenen und berechneten Leistungen dargestellt; die Differenzen zwischen den Werten ergeben sich durch den elektrischen Eigenbedarf der Anlage. Bis zur Übergangsphase vor der ersten Sommerpause in 2016 lag die Leistung wie eingestellt bei 800W und auch noch bei Wiederinbetriebnahme nach der Sommerpause 2016. Nachfolgend ist bis zur Sommerpause 2017 jedoch ein deutlicher Leistungsabfall auf unter 700Watt zu erkennen; auch nach der Sommerpause hat die Brennstoffzelle nur noch eine Leistung von ca. 670 Watt erreicht. Dieser Leistungsabfall von etwa 15% der ursprünglichen Nennleistung von 800 Watt ist auf die Alterung des Stacks zurück zu führen. Der Projektvertrag mit Vaillant sieht einen Weiterbetrieb dieser hier in Erprobung befindlichen Brennstoffzelle bis zu einem Leistungsabfall auf 600 Watt vor. Bisher konnten 7800 kWh el. Arbeit generiert werden.

5.5 Wirkungsgrad und Nutzungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad zur Charakterisierung der elektrischen Effizienz der Brennstoffzelle wird für kleine Zeitintervalle als Differentialwert zwischen zwei Ablesepunkten als Verhältnis von erzeugtem Strom und dafür verbrauchtem Gas berechnet. Ebenso wird der Nutzungsgrad als Integralwert für die Effizienz der gesamten Stromerzeugung ab dem ersten Betriebsjahr berechnet und in Abb. 5 dargestellt.

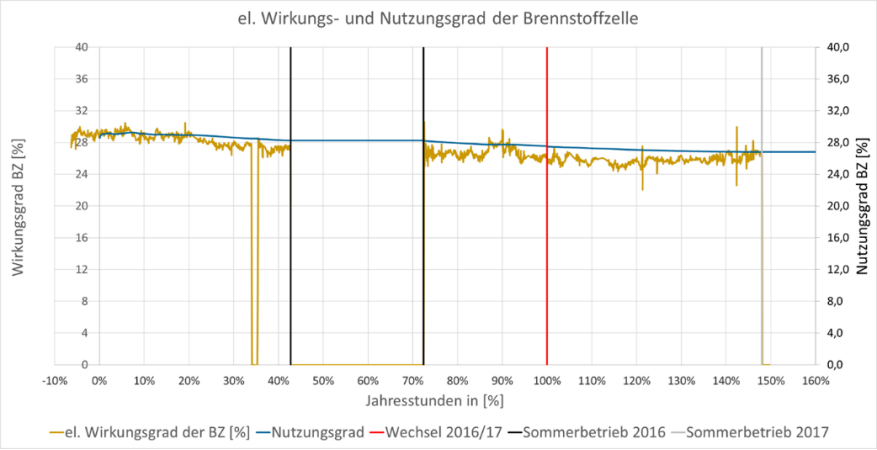


Abb.5: Entwicklung von elektrischem Wirkungsgrad und Nutzungsgrad

Der el. Wirkungsgrad lag bei Inbetriebnahme bei etwa 29% und damit unter dem vom Hersteller genannten Erwartungswert von 31% und damit auch nur in der gleichen Effizienzklasse wie motorische Blockheizkraftwerke – der oftmals in der Literatur gepriesene hohe elektrische Wirkungsgrad von Brennstoffzellen kann hier nicht bestätigt werden!
Wie in Abb. 5 zu sehen ist zeigt zudem die Analyse des berechneten elektrischen Wirkungsgrades schon im ersten Betriebsjahr einen Abfall auf etwa 26% mit allerdings wieder leicht ansteigender Tendenz im zweiten Betriebsjahr.
Der Nutzungsgrad zeigt sogar schon vor der ersten Sommerpause eine abfallende Tendenz, die sich im 2. Betriebsjahr fortsetzt und dann auch nur noch einen Wert von etwa 27% erreicht. Dies ist auf Degradation der Brennstoffzellenstacks zurückzuführen und zeigt eine Optimierungsaufgabe für den Anlagenhersteller, der diese Anlage im Feldtest erprobt und nicht kommerziell anbietet!

5.6 Stromerzeugung

Abb.6 zeigt dann die zeitliche Entwicklung der monatlich generierten el. Arbeit:

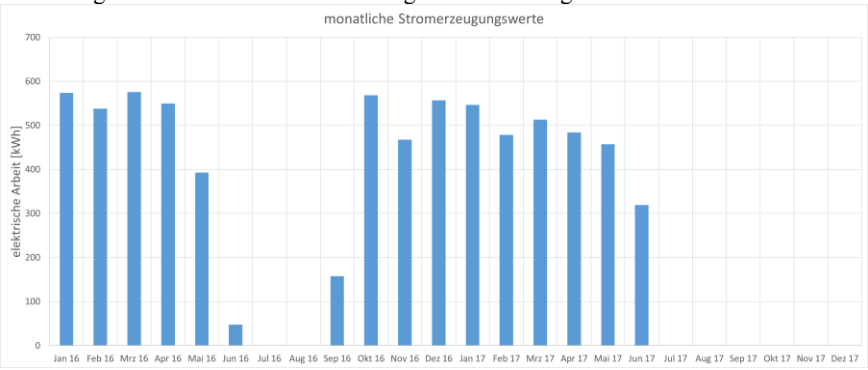


Abb.6: Monatswerte für die generierte elektrische Arbeit

Die monatlich generierte el. Arbeit kann 580 kWh erreichen, ist aber nicht konstant sondern schwankt einerseits durch die unterschiedliche Dauer der Monate aber insbesondere durch Teillastbetrieb während Wartungsarbeiten und in den Übergangsphasen; während den Sommerpausen geht die monatlich erzeugte el. Arbeit deutlich bis auf Null zurück.

5.7 Strombezug

Auch in den Monaten mit uneingeschränktem Brennstoffzellenbetrieb reicht die generierte el. Arbeit nicht aus, um den Eigenbedarf zu decken, so dass zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Abb. 7 zeigt die monatlichen Summen der aus dem Netz importierten el. Arbeit.

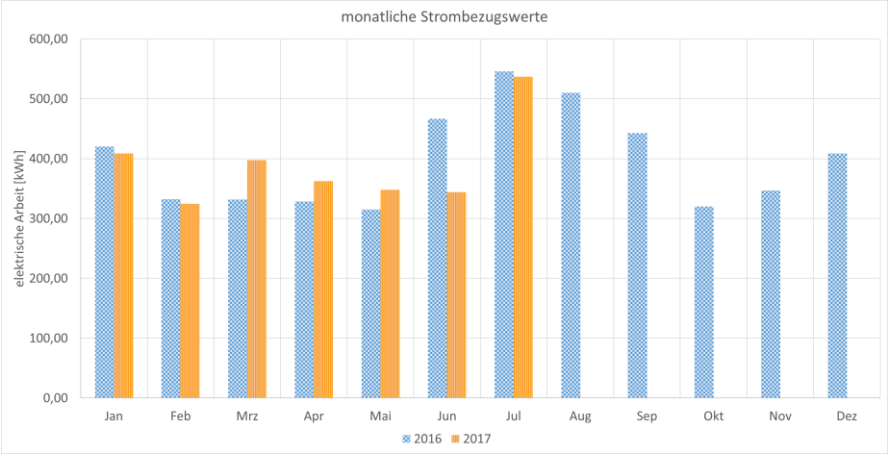


Abb.7: Monatswerte für die aus dem Netz bezogene elektrische Arbeit

Die Monatswerte der aus dem Netz bezogenen el. Arbeit liegen in den Wintermonaten bei 300 bis 400 kWh und nehmen in den Sommermonaten bis auf über 500 kWh zu, weil dann wegen Sommerpause der Brennstoffzelle keine Eigenerzeugung stattfindet.

Der große Unterschied in den Monatswerten der beiden Betriebsjahre ergibt sich für Juni wegen Unterschiede der Nutzerzahl und beim Beginn der Sommerpause.

5.8 Stromeinspeisung

Trotz Eigenerzeugung und Netzbezug wird el. Arbeit auch in das Versorgungsnetz eingespeist, wenn die Brennstoffzelle mehr Leistung abgibt als momentan benötigt wird. Abb.8 zeigt die die monatlichen Summen der eingespeisten el. Arbeit.

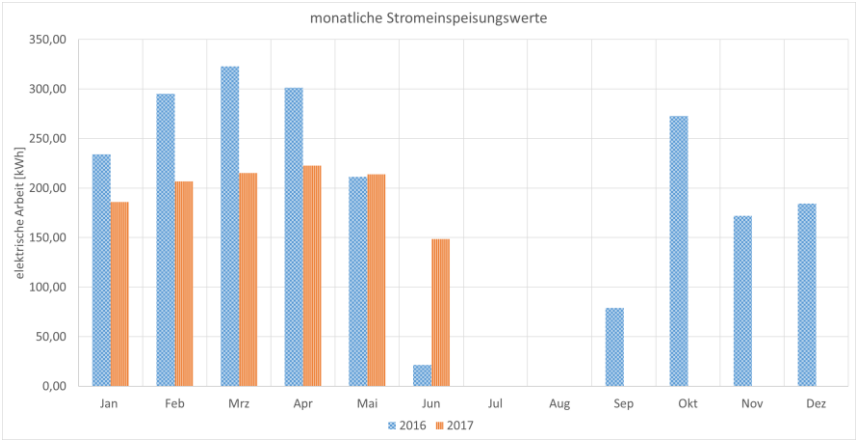


Abb.8: Monatssummen der eingespeisten elektrischen Arbeit

Die Monatssummen der eingespeisten el. Arbeit zeigen in den ersten beiden Betriebsjahren von Januar bis April eine steigende Tendenz und liegen 2016 deutlich höher als 2017 wegen höherer Nutzerzahl bei gleichzeitig abfallender Leistung. Für Juni ergaben sich deutliche Unterschiede, die auf den unterschiedlichen Beginn der Sommerpause zurück zu führen sind.

5.9 Eigenverbrauch

Im Betrachtungszeitraum kann der von der Brennstoffzelle generierte el. Arbeit den Eigenbedarf nur teilweise decken. Abb. 9 zeigt den Verlauf des Eigenverbrauchanteils.

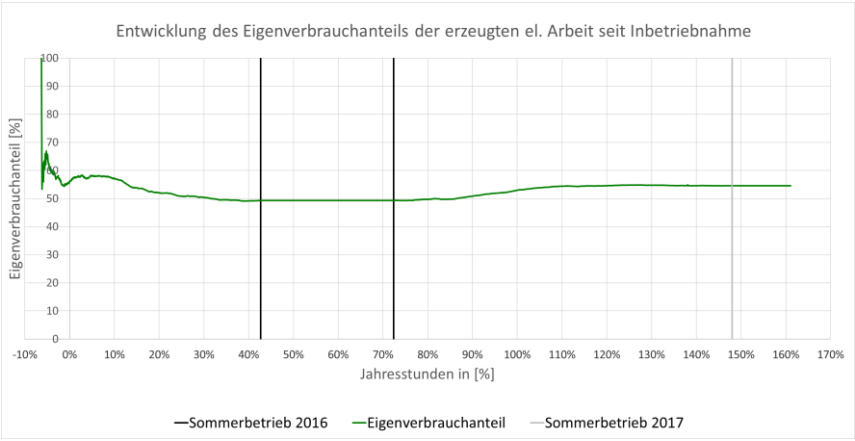


Abb.9: Entwicklung des Eigenverbrauchanteils der generierten elektrischen Arbeit

Für die insgesamt von der Brennstoffzelle bis zum Beginn der Sommerpause 2016 in 4033 Vollastbetriebsstunden erzeugte el. Arbeit von 3106 kWh ergab sich ein Eigenverbrauchsanteil von 49%. Die restlichen 51% wurden als KWK-Strom in das öffentliche Netz eingespeist und nach den gesetzlichen Bestimmungen vergütet.
In 2017 stieg der Eigenverbrauchanteil auf 55% an, was sich einerseits durch die von 5 auf 6 erhöhte Nutzeranzahl aber auch durch den Leistungsabfall der Brennstoffzelle erklären lässt.

5.10 Autarkie

Der Autarkiegrad gibt das Verhältnis von selbst erzeugt und genutztem Strom zum Strombedarf im Betrachtungszeitraum an. Der reale Autarkiegrad ergibt sich, wenn der Eigenverbrauch auf den Gesamtverbrauch bezogen wir. Zusätzlich könnte ein zusätzlicher Stromspeicher berücksichtigt werden, der eine vollständige Eigennutzung des selbst erzeugten Stromes ermöglichen würde; für diesen Fall wird der theoretischen Autarkiegrad berechnet.
Die hier als Integralwerte dargestellten Autarkiegrade berücksichtigen die gesamte Entwicklung seit Inbetriebnahme. In den Sommerbetriebspausen ergibt sich durch die fehlende Stromproduktion eine abfallende Tendenz und danach wieder ein Anstieg.

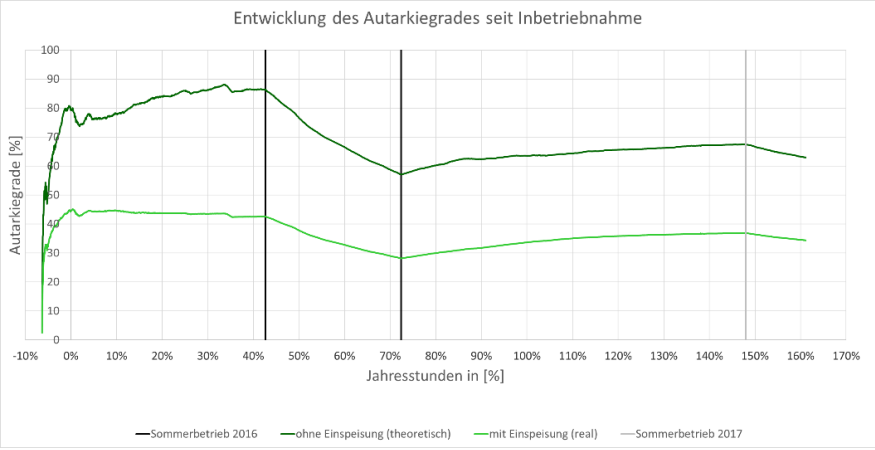


Abb.10: Entwicklung des realen und theoretischen Autarkiegrades

Der reale Autarkiegrad hat bis zur Sommerpause 2016 einen Wert von 42% erreicht. Durch die fehlende Stromerzeugung im Sommerbetrieb ist der Autarkiegrad dann auf 29% abgefallen. Dies bedeutet, dass bis dahin insgesamt 71% der benötigten el. Arbeit aus dem Netz bezogen werden mussten. Nach der Sommerpause 2016 ist dann mit einsetzender Eigenproduktion der reale Autarkiegrad wieder angestiegen, hat jedoch wegen abfallender Leistung bis zur Sommerpause 2017 nur noch 35% erreicht.
Der berechnete theoretische Autarkiegrad liegt deutlich über dem realen Autarkiegrad und immer unter 100% und zeigt damit, dass die Anlagenleistung für die Nutzungssituation wirtschaftlich interessant dimensioniert ist. Bei einem hohen Autarkiegrad wird eine vorteilhafte Wirtschaftlichkeit erwartet, da die Vorteile aus Eigenverbrauch größer sind als bei Netzeinspeisung. Allerdings sinkt der Maximalwert von knapp 90% vor der ersten Sommerpause in 2016 durch den angestiegenen Bedarf bei gleichzeitigem Leistungsabfall auf etwa 68% zur Sommerpause 2017 ab.

6 Anmerkungen und Fazit

Als ergänzende Hinweis soll erwähnt werden, dass die Aufstellung der Anlage deutlich mehr Platz erfordert als eine Brennwerttherme, die hier als zusätzliches Heizgerät zur Abdeckung der Spitzenlast verwendet wird. Nach Aussagen von Vaillant soll ein Nachfolgegerät der 6. Generation auch deutlich kompakter werden.
Bei dem Brennstoffzellenheizgerät handelt es sich um ein Vorseriengerät, für dessen Entwicklung nicht ein maximaler Wirkungsgrad im Vordergrund stand, sondern der stabile Dauerbetrieb. Die Anlage hat bis heute etwa 9000 Volllastbetriebsstunden ohne Betriebsstörungen erreicht.
Die Dimensionierung der Brennstoffzelle mit einer Nennleistung von 800 Watt ist für das Versorgungsobjekt geeignet, da der theoretische Autarkiegrad für die elektrische Arbeit nie über 100% lag. Allerdings ist diese günstige Anfangssituation durch Leistungsabfall schlechter geworden und muss weiter kritisch beobachtet werden, da dies auch die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs negativ beeinflusst.
Zu beachten ist außerdem, dass der Brennstoffzellenbetrieb mit einer deutlich höheren und als

unangenehmer empfundenen Geräuschentwicklung als vom Zusatzheizgerät verbunden ist.
Außerdem deutet das hohe Temperaturniveau im Heizungskeller beim Brennstoffzellenbetrieb auf hohe thermische Verluste hin, die allerdings innerhalb der Gebäudehülle anfallen.
Außerdem ist zu beachten, dass der administrative Aufwand für Anmeldung der Anlage, Beantragung der Erstattungen von Energiesteuer und KWK-Zuschlag und die steuerliche Handhabung hoch ist.

7 Quellen

[1] VAILLANT: Anlagendokumentation und mündliche Auskünfte

[2] Ahlhaus M.: Betriebserfahrungen mit einem Mikro-Brennstoffzellen-Heizgerät im Feldtest; XXIII. Energiesymposium REGWA, Stralsund, 2016; ISBN 978-9817740-1-6

[3] Reiser J.: Untersuchung einer Brennstoffzellen-Heizanlage im Winter- und Sommerbetrieb; Bachelor Thesis, FH Stralsund, 2016

[4] Pommer E.: Auswertung des ersten Betriebsjahres einer Mikro-Brennstoffzellen-Heizanlage; Bachelor Thesis, FH Stralsund, 2017

[5] Gottong F.: Projektarbeit, HOST Stralsund 2017

Innovative Brennstoffzellensysteme zur Versorgung netzferner und kritischer Infrastrukturen

Dr. Matthias Boltze

new enerday GmbH,
Lindenstraße 45, 17033 Neubrandenburg

Nutzung der Brennstoffzellen für Gleich- und Wechselstromlösungen

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

Typische Gleichstromlösungen 12 V .. 48 V
(Hybrid aus Brennstoffzelle und Speicher)

Wechselstrom 110 / 220 V AC
(alle denkbaren AC Verbraucher)

Die Systeme liefern in unterschiedlichen Anwendungen Energie für einige Wochen in Jahr oder laufen im Dauerbetrieb ganzjährig

Power Trailer und Power Box – die Produkteigenschaften

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

- 220 V AC Steckdosen
- 1 - 2 Brennstoffzellenmodule
- 250 – 1000 W Dauerleistung
- 3 x 11 kg Propan Flaschenspeicher
- 345 W Solar Panel / 660 Ah Batteriespeicher
- GSM/3G Fernzugriff und GPS-tracking
- volle USV Funktionalität oder Autark-Betrieb

Kauf oder Miete

Netzersatzanlage oder USV (Unterbrechungsfreie Stromversorgung)

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

autarke, netzferne
Energiestation

Wechselstrom

unterbrechungsfreie
Stromversorgung

Wechselstrom

Flexible , skalierbare und zuverlässige Stromversorgung immer und überall

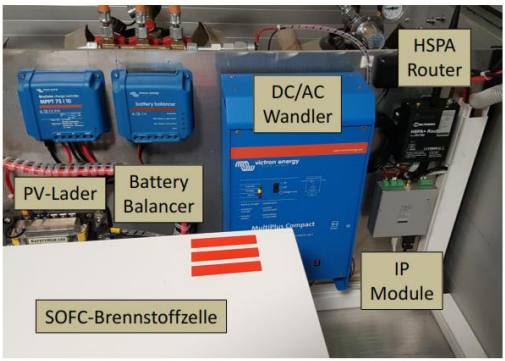
Einsatz der Generatorflotte erfolgt europaweit

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

Aktuell 50 Systeme mit Beginn November 2014 im ständigen Kunden-Einsatz

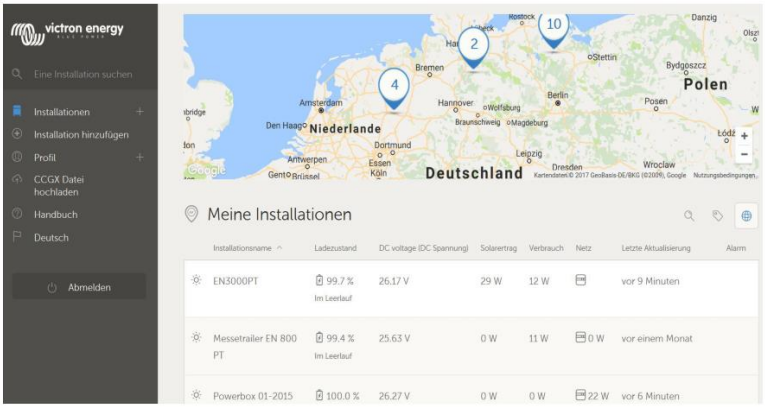
Lieferungen zu Kunden in Europa, Russland, Indien, Mexico und Südafrika

Fernzugriff und Fernwartung – eine Schlüsselfunktion



Alle Komponenten des Energiesystems kommunizieren mit dem zentralen Energiemonitor; Zugriff auf Daten erfolgt über online-portal Victron

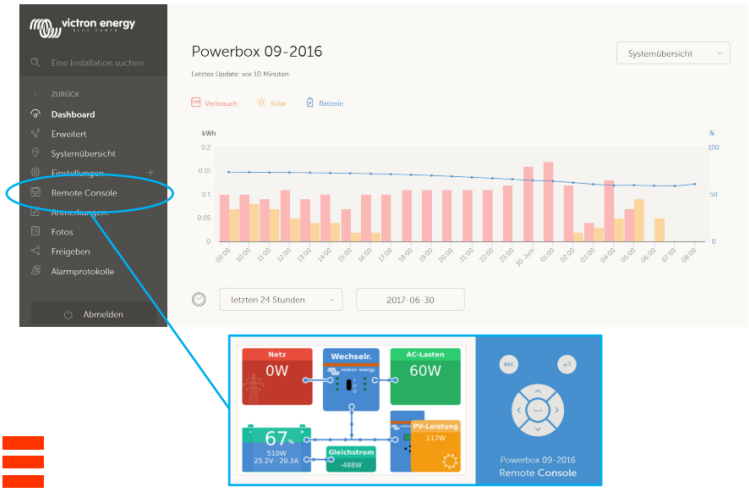
Fernzugriff und Fernwartung – eine Schlüsselfunktion



Alle Systeme im Feld werden in zentralem Portal angemeldet
Diese senden über Modem alle 10 min Datensätze zum Server

Fernzugriff und Fernwartung – eine Schlüsselfunktion

NEW ENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group



Mietflotte new enerday per Januar 2016

NEW ENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

Flotte wurde 2016 auf 25 Systeme erweitert und hat insgesamt bereits >160.000 Betriebsstunden erfolgreich absolviert; Verfügbarkeit beim Kunden > 99 %

Mehr als 50 Systeme im Kundeneinsatz seit Ende 2014

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

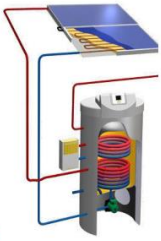
Feldtests mit Kunden liefern wertvolle Informationen zur Technologie- und Marktreife sowie zum Kundennutzen

Technisches Konzept mikroKWK Anlage mit SOFC

NEWENERDAY
ENERGY FOR THE FUTURE
A Company of the ElringKlinger Group

Flüssiggas	EN 700 CHP	Li-Ion-Batterie	Wechselrichter	Haus/Netz
	700 W	optional z.B.		110 / 220 V AC

800 - 1300 W
Wärme



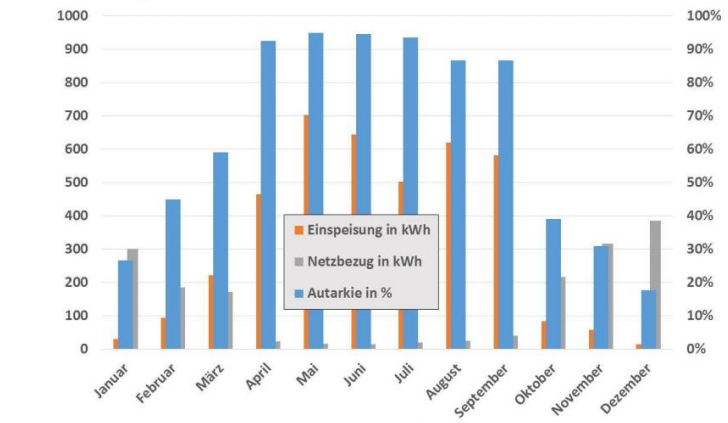
Elektrischer Wirkungsgrad min. 31 % (max. 35%)

Gesamtnutzungsgrad > 85 %

Einsparung CO_2 bis zu 50 %

Amortisationszeit für Kunden << 10 Jahre

PV mit Batteriespeicher – ideale Ergänzung zu mKWK



mKWK-System läuft von Oktober bis März und gleicht Autarkiedefizite aus

1500 kWh Netzbezug + 1500 kWh Einspeisung = 3000 kWh / 4400h = 680 W

Aktuelle Installation PG Dresden April 2017

- El. Leistung: 700 W
- El. Wirkungsgrad > 31 %
- Gesamtnutzungsgrad > 85 %
- Lebensdauer > 40.000 h
- Bauvolumen < 170 l
- Gewicht < 75 kg

Entwicklung eines Hochtemperatur – Latent – Wärmespeichers für hohe Ausspeiseleistung“

A. Dengel[1], Maike Johnson[2], Bernd Hachmann[3]

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

[2]Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

[3]F.W. Brökelmann GmbH & Co KG, Oesterweg 14, 59469 Ense-Höingen

Schlüsselwörter

Heizkraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung, Hochtemperatur-Wärmespeicher, Besicherung, Lastspitzen, Primärenergieeinsparung, Wärmeübergang

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Am Standort Wellesweiler wird neben Industriekunden insbesondere ein Werk zur Herstellung von Kunststofffolien mit Dampf versorgt. Da dieser Produktionsprozess sehr empfindlich auf Parameteränderungen des Dampfes reagiert, erfolgt bislang die Besicherung des von einer Gasturbine gefeuerten Abhitzekessels durch Dampfkessel. Könnte nun ein Wärmespeicher innerhalb von zwei Minuten beim Ausfall des Abhitzekessels die Dampfversorgung für etwa 15 Minuten übernehmen, könnten die Dampfkessel aus der Warmhaltung heraus hochgefahren werden und müssten nicht dauerhaft mit Mindestlast betrieben werden. Diese hohe Ausspeiseleistung setzt jedoch eine diffizile Struktur der Wärmeübertragung zwischen Speichermedium und Dampf-, bzw. Wasserrohren voraus.

Einleitung

Bereits zum 19. Symposium REGWA Ende 2012 war die Projektidee zur Integration von Hochtemperatur-Wärmespeichern als Flexibilisierungsinstrument für Kraftwerke vorgestellt worden.

Gemeinsam mit den Partnern Badische Engineering GmbH (BSE), Badische Stahlwerke GmbH (BSW), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und F.W. Brökelmann Aluminiumwerk GmbH & Co. KG (FWB) wird nun ein öffentlich gefördertes Vorhaben mit dem Titel „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken“ unter dem Förderkennzeichen 03ESP011 beim BMWi durchgeführt. Neben einer Studie, die das Potenzial für solche Speicher an den Standorten der beiden Unternehmen aus Energiewirtschaft und Stahlerzeugung ermittelt hat, wird konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers in einem Heizkraftwerk der STEAG New Energies GmbH umgesetzt.

Motivation

Unter den Abnehmern des Dampfes aus dem Heizkraftwerk Wellesweiler der STEAG New Energies (Abbildung 1), befindet sich ein Folienwerk, welches hohe Ansprüche an die Qualität und die Verfügbarkeit des Dampfes stellt. Deshalb wird immer, parallel zu einem von einer Gasturbine befeuerten Abhitzekessel, einer von zwei unter anderem zur Besicherung dort aufgestellten Heizkessel betrieben.

Abbildung 1: Heizkraftwerk Wellesweiler

Dieser läuft rund um die Uhr mindestens auf Minimallast, da er im Falle einer Störung der Turbine, die Sicherstellung der Dampfversorgung innerhalb von kurzer Zeit übernehmen muss. Durch den Minimallastbetrieb entfallen die sonst notwendigen Anfahrzeiten. Deshalb erzeugt das Kraftwerk vor allem in den Sommermonaten überschüssige Wärme.

Durch den Einsatz eines Wärmespeichers entfällt der Minimallastbetrieb eines zusätzlichen Heizkessels zur Sicherstellung der Dampfversorgung, da der Speicher die kurzzeitige Dampfversorgung im Falle einer Störung der Turbine übernimmt, bis ein Dampfkessel hochgefahren ist.

Hierfür muss ein Latentwärmespeicher für eine kurze Zeit (circa 15 Minuten) den erforderlichen überhitzten Dampf produzieren. Bisherige Speicher in diesem Temperaturbereich wurden für längere Entladezeiten im Bereich 1-2 oder 6-8 Stunden – insbesondere für solarthermische Kraftwerke, und mit entsprechend geringeren Leistungen ausgelegt. Zudem wird in dieser Anwendung überhitzter Dampf benötigt, der ebenfalls im Latentwärmespeicher erzeugt werden soll. Bisherige Erfahrungen beschränkten sich auf die Erzeugung von Sattdampf.

Verfahrenstechnische Einbindung

Der Speicher wird in der Anlage zwischen der Speisewasserpumpe und der Dampfleitung, parallel zu dem bestehenden Abhitzekessel (AHK) und dem zusätzlichen Heizkessel eingebunden [1].

Diese Einbindung ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt. Für die Entladung wird Speisewasser von unten in den Speicher gepumpt. Dieses verdampft und wird zum Verbraucher weitergeleitet.

Die Beladung ist verfahrenstechnisch interessant, weil der überhitzte Dampf aus dem Abhitzekessel, der für die Beladung verwendet wird, bei dem im Speicher herrschenden Druckniveau nur zu Beginn der Beladung kondensiert werden kann. Daher wurde eine verfahrenstechnische Einbindung des Speichers geplant, bei der der Speicher während der Beladung zunächst nur von einem Teil des Massenstroms durchströmt wird. Der restliche Massenstrom wird am Speicher vorbei geleitet und an einer Mischstelle mit dem Dampfmassenstrom aus dem Speicher gemischt. Der Dampf vom Abhitzekessel wird zur Beladung mit einer Temperatur von 350 °C von oben in den Speicher eingeleitet. Dieser kühlt sich im Speicher zu Beginn auf unter 300 °C ab.

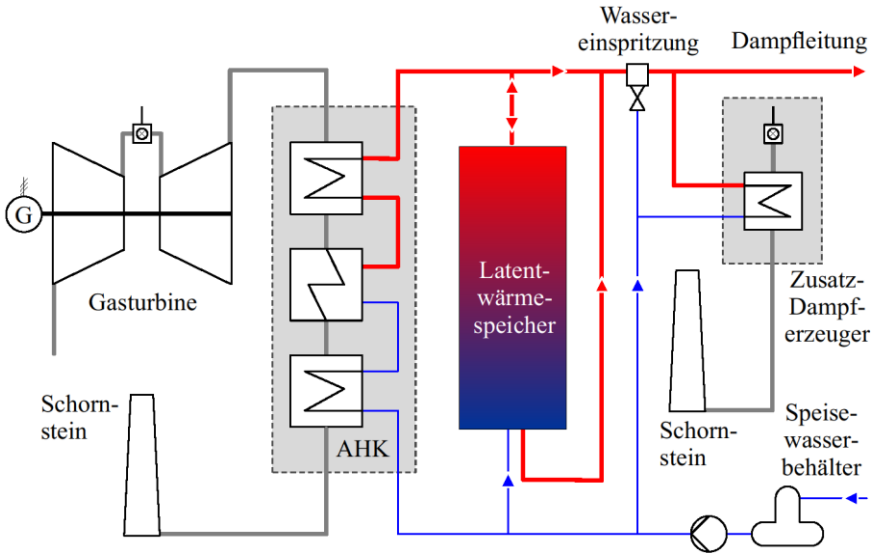


Abbildung 2: Verfahrenstechnische Einbindung des Speichers im Heizkraftwerk Wellesweiler

Das Kondensat wird abgeleitet; an der Unterseite austretender Dampf wird an einer Mischstelle wieder mit dem Dampf aus dem Abhitzekessel vermischt. Durch die beschriebene Aufteilung des Massenstroms ist es möglich, an der Mischstelle eine Mischtemperatur größer 300 °C zu gewährleisten. Der Massenstrom, der durch den Speicher geleitet wird, wird langsam erhöht, bis der komplette Massenstrom durch den Speicher geleitet wird. Bis zur vollständigen Beladung des Speichers wird dieser von dem gesamten verfügbaren Dampfmassenstrom durchströmt.

Speicherauslegung

Für diese Anwendung wurde ein Speicher mit Natriumnitrat als Speichermedium konzipiert. Dieses ändert seine Phase von flüssig zu fest während der Entladung des Speichers, und gibt dabei thermische Energie frei. Das Speicherkonzept basiert auf dem Konzept eines Rohrbündelwärmeübertragers. Durch die Rohre im Bündel fließt Wasser, bzw. Wasserdampf und nimmt Wärme vom Speichermaterial auf. Das Speichermaterial befindet sich im Mantelraum vom Rohrbündelspeicher. Um die hohe Leistung der Anwendung bereitstellen zu können, sieht die Auslegung vor, Wärmeleitstrukturen an Rohre zu fixieren. Geplant ist ein Rohrabstand von 70 mm. In Gesprächen mit Herstellern von Speichern wird dieser Rohrabstand als noch fertigbar betrachtet. Das von F. W. Brökelmann erarbeitete Rippendesign ist in Abbildung 3 links dargestellt. Hierfür wurden Simulationen zur Wärmeverteilung durchgeführt, gezeigt in Abbildung 3 rechts.

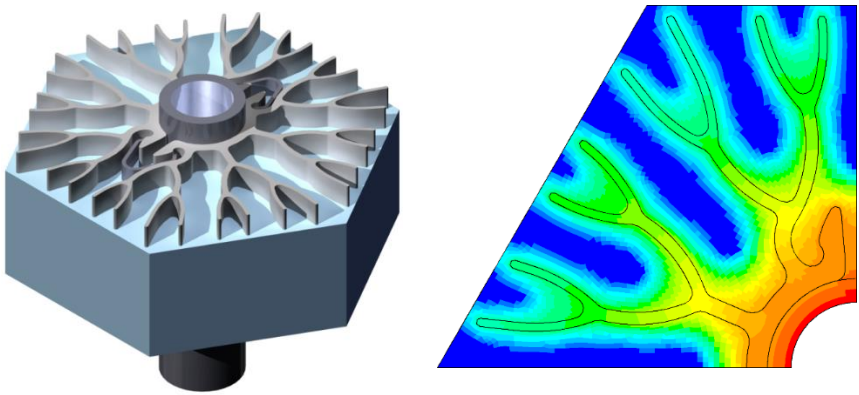


Abbildung 3: Links: Rippenauslegung in grau, mit Speichermaterial in blau und ein Rohr in dunkelgrau dargestellt. Rechts: transient thermisches Berechnungsergebnis während der Beladung des Speichers

Mit diesem Rippendesign wurde der Speicher ausgelegt und im System simuliert. Die Temperatur-verläufe während einer Entladung am Speicherausgang sind in Abbildung 4 links in rot dargestellt. Diese sinken langsam von der Beladetemperatur von 350 °C auf die Grenztemperatur ab, bis diese nach 28 Minuten erreicht ist. Die Speisewassertemperatur bleibt konstant bei 103 °C (blau). Auch dargestellt sind die gemittelten Temperaturen im oberen, mittleren und unteren Bereich des Speichermaterials in grün. In Abbildung 4 rechts ist die Auslegung des Speichers gezeigt. Der Speicher hat Abmessungen von ca. 1,5 m x 2 m im Querschnitt und ist ca. 8 m hoch. Im Speicher befinden sich ca. 850 berippte Rohre, um die angeforderte Leistung im Heizkraftwerk Wellesweiler bereitzustellen.

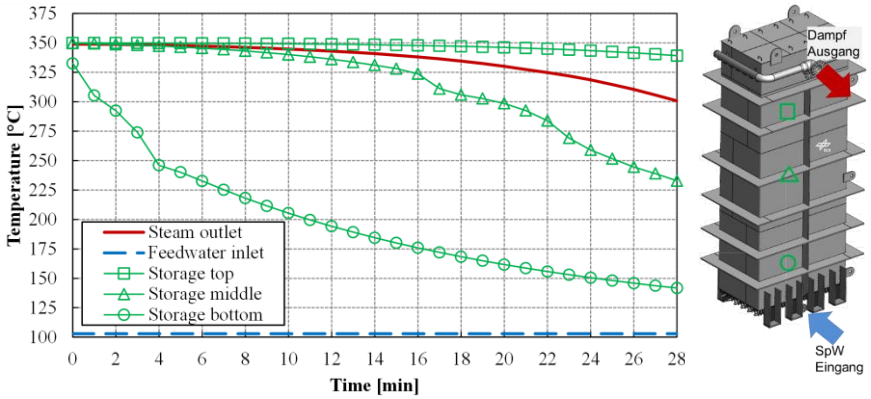


Abbildung 4: Temperaturverlauf im Speicher und an den Ein- und Ausgängen während der Entladung

Zusammenfassung und Ausblick

Die detaillierte Auslegung des Speichers sowie die Einbindung es Speichers im Heizkraftwerk Wellesweiler ist nahezu abgeschlossen. Mit diesem Speicher wird der größte Hochtemperatur-Latentwärmespeicher mit der ersten großtechnischen Anwendung von axial berippten Rohren gebaut (Abbildung 5).

Abbildung 5: Bau des Latentwärmespeichers

Danksagung

Die Autoren bedanken sich beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung des Projekts TESIN (Förderkennzeichen 03ESP011).

Referenzen

[1] Johnson M, Vogel J, Hempel M, Dengel A, Seitz M, Hachmann B. High temperature latent heat thermal energy storage integration in a co-gen plant. 9th Int. Renew. Energy Storage Conf., Düsseldorf: 2015.

Einsatz der Niedertemperatur-PEM-Technologie in einem kompakten Energiespeichersystem auf Basis flüssiger organischer Wasserstoffträger

Johannes Geiling[1], Michael Steinberger[1], Patrick Preuster[2], Lisa Wagner[2], Richard Öchsner[1]

1: Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB, Schottkystraße 10, 91058 Erlangen

2: Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Egerlandstraße 3, 91058 Erlangen

Schlüsselwörter: Wasserstoffspeicherung, Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), PEM-Brennstoffzelle, PEM-Elektrolyseur, Gleichstromnetz, Energiespeicher

Zusammenfassung

In einem 20-Fuß-Container am Standort des Fraunhofer IISB in Erlangen wird aktuell ein Speichersystem für elektrische Energie auf Basis flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHC) aufgebaut, in dem eine Brennstoffzelle und ein Elektrolyseur installiert sind. Beide Komponenten beruhen auf der PEM (Polymerelektrolytmembran)–Technologie und haben eine elektrische Stackleistung von etwa 25 kW. Die Betriebstemperaturen der Stacks liegen unterhalb von 80 °C. Über eigens entwickelte leistungselektronische Wandler können Brennstoffzelle und Elektrolyseur sehr effizient in das Gleichstromnetz des Instituts integriert werden, an das auch eine Photovoltaik-Anlage mit einer maximalen Einspeiseleistung von 33 kW angeschlossen ist. Die Speicherung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs erfolgt durch chemische Bindung an das Molekül des flüssigen Trägerstoffs Dibenzyltoluol, wodurch sich eine hohe volumetrische Energiedichte von bis zu 1,9 MWh/m^3 erreichen lässt. In den im Container eingebauten Tanks lassen sich damit etwa 600 kWh an chemischer Energie, bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff, unter Umgebungsdruck und -temperatur speichern. In der Veröffentlichung werden erste Messergebnisse zur Inbetriebnahme der Komponenten vorgestellt sowie grundsätzliche Fragen der Systemauslegung behandelt.

1. Einleitung

Wasserstoff eignet sich auf Grund seiner hohen gravimetrischen Energiedichte sehr gut als Speicher für große Energiemengen. Eine grundsätzliche Herausforderung bei der Wasserstoffspeicherung stellt allerdings die niedrige volumetrische Energiedichte dar. Flüssige organische Wasserstoffträger (englisch: Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) stellen hier eine vielversprechende Alternative zu konventionellen Speichertechnologien wie Druck- und Flüssigspeicherung dar [1, 2]. Das LOHC-System Dibenzyltoluol/Perhydro-Dibenzyltoluol kann Wasserstoff bis zu einem Massenanteil von 6,2 % aufnehmen [3], was einer volumetrischen Energiedichte von etwa 1,9 MWh/m^3 entspricht. Zum Vergleich: Auf 700 bar komprimierter Wasserstoff weist eine volumetrische Energiedichte von 1,3 MWh/m^3 auf, bei verflüssigtem Wasserstoff liegt diese bei 2,4 MWh/m^3 [4]. Ein großer Vorzug der LOHC-Technologie besteht darin, dass das mit Wasserstoff beladene Trägermaterial unter Umgebungsdruck und Umgebungstemperatur im flüssigen Zustand gelagert werden kann, ohne dass während der Lagerung eine unbeabsichtigte Freisetzung von Wasserstoff aus dem Trägermolekül erfolgen kann. Die Freisetzung erfolgt grundsätzlich nur unter Anwesenheit eines Katalysators bei den entsprechenden Reaktionsbedingungen [3].

Die hohe Speicherdichte von LOHC ermöglicht den Aufbau sehr kompakter Energiespeichersysteme, was mit dem nachfolgend beschriebenen System am Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB in Erlangen demonstriert werden soll (Abbildung 1). Speicherung und Freisetzung von Wasserstoff finden dabei im selben Reaktor statt, dem sogenannten oneReactor, einer Neuentwicklung des Lehrstuhls für Chemische Reaktionstechnik (CRT) der Universität Erlangen-Nürnberg. Das weltweit einmalige Energiespeichersystem auf Basis eines 20-Fuß-Containers wird im Rahmen des Leistungszentrum Elektroniksysteme (LZE) aufgebaut und dient dazu, die Einbindung LOHC-basierter Systeme zur Speicherung elektrischer Energie in einem lokalen Energiesystem zu untersuchen. Solche Energiesysteme kommen beispielsweise in Industriebetrieben, Quartieren, Rechenzentren oder Krankenhäusern vor. Für den Versuchsbetrieb im vorliegenden Projekt wird das Energiespeichersystem in ein modernes Gleichstromnetz mit fluktuierender Einspeisung aus Photovoltaikanlagen eingebunden.

Abbildung 1: LOHC-Container am Fraunhofer IISB

Die installierten elektrochemischen Wandler, der Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung und die Brennstoffzelle zur Wasserstoffverstromung, beruhen dabei jeweils auf der Niedertemperatur-PEM (Polymerelektrolytmembran)-Technologie. PEM-Elektrolyseure weisen ein schnelles dynamisches Verhalten und eine sehr gute Teillastfähigkeit auf, weshalb Sie sich gut für die Anbindung an ein Energiesystem mit fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energieträgern eignen [5]. Charakteristische Merkmale von Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzellen sind eine hohe Leistungsdichte und eine gute Kaltstartfähigkeit [6]. Beide Merkmale sind hinsichtlich der angestrebten Kompaktheit und einer schnellen Verfügbarkeit des Gesamtsystems für den vorliegenden Aufbau erforderlich.

Im Folgenden wird der Aufbau des Energiespeichersystems beschrieben sowie die Rahmenbedingungen für die elektrische und verfahrenstechnische Einbindung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle erläutert. Relevante Messergebnisse aus dem Betrieb der Komponenten sind dabei mit eingebunden.

2. Systemaufbau

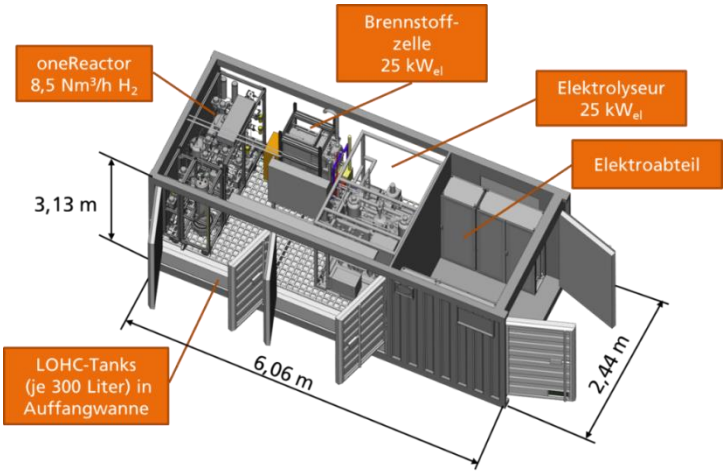


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung des LOHC-Containers am Fraunhofer IISB

In Abbildung 2 ist der prinzipielle Aufbau des Energiespeichersystems vereinfacht dargestellt. Der 20-Fuß-Container ist in zwei Abteile gegliedert, wobei eines den verfahrenstechnischen Aufbau von Brennstoffzelle, Elektrolyseur und LOHC-System (Komponentenabteil, kurz K-Abteil) beinhaltet. Das andere Abteil (Elektroabteil, kurz E-Abteil) dient der Unterbringung von Schaltschränken, Steuerungstechnik und den leistungselektronischen Wandlern. Die Aufstellung der Komponenten im K-Abteil erfolgt dabei auf einem Gitterrostboden als zweiter horizontaler Ebene. Unterhalb des Gitterrostbodens ist eine Auffangwanne installiert, in der die beiden Tanks für den beladenen und unbeladenen LOHC eingebaut sind. Im Container können darin etwa 300 Liter an beladenem LOHC gelagert werden, was einer chemischen Energie von bis zu 600 kWh bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff entspricht. In einem außen am Container angebrachten Gasflaschenschrank befindet sich neben benötigten Hilfsgasen ein Wasserstoffpuffertank. Große Teile des Kühlkreislaufs sind auf dem Dach des Containers untergebracht. Mit den installierten elektrochemischen Wandlern können je 25 kW in das Gleichstromnetz des Instituts eingespeist oder von dort bezogen werden. Neben dem Anschluss an das Gleichstromnetz bestehen für die Versorgung von Hilfssystemen mit Wechselspannung sowie dem Datentransfer noch weitere Anschlüsse an das Institutsnetz.

3. Einspeicherung von Energie

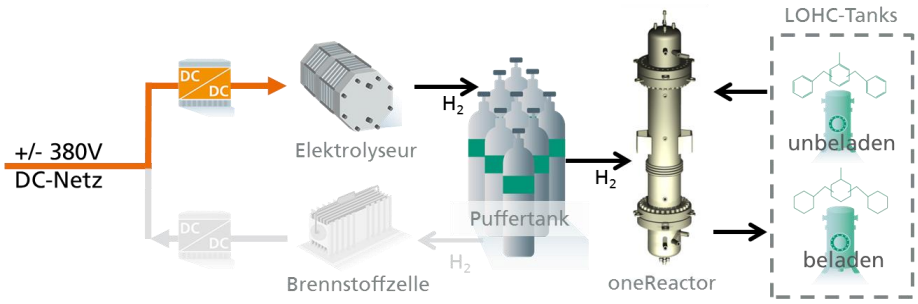


Abbildung 3: Prozess der Einspeicherung von Energie in den LOHC-Container

Der grundsätzliche Ablauf der Einspeicherung elektrischer Energie in den LOHC-Container ist aus Abbildung 3 ersichtlich. Dem Elektrolyseur wird dabei elektrische Energie aus dem Gleichstromnetz zugeführt. Die Netzspannung von 380 V liegt oberhalb des Bereichs der Stackspannung des Elektrolyseurs, weshalb der Stack über einen DC/DC-Wandler als Tiefsetzsteller an das Gleichstromnetz angebunden ist. Der Wandler ist dabei isolierend ausgeführt, um eine galvanische Trennung zwischen Stack und Gleichstromnetz zu gewährleisten [7]. Die Stackspannung liegt im Bereich zwischen 66,4 V bei einem Stackstrom von 27 A und 77,7 V bei 308 A, wie in der zu Beginn der Lebensdauer gemessenen U-I-Kennlinie in Abbildung 4 dargestellt ist. Erkennbar wird aus der U-I-Kennlinie auch der weite Betriebsbereich des Elektrolyseurs. Der niedrigste Stackstrom von 27 A entspricht auf der Stackebene einer Teillast von unter 8 %.

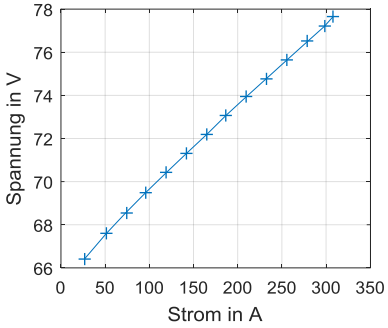


Abbildung 4: Gemessene U-I-Kennlinie des Elektrolyseurs

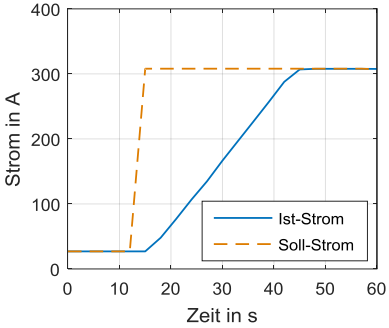


Abbildung 5: Lastwechsel des Elektrolyseurs von 27 A auf über 300 A

Innerhalb des Elektrolyseur-Stacks wird durch Zufuhr elektrischer Energie Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespaltet, wobei der erzeugte Sauerstoff prozesstechnisch nicht weiterverwendet wird. Der beim Betriebsdruck von 35 bar(g) erzeugte Wasserstoff wird nach einer Aufreinigung dem oneReactor zugeführt, in welchem die Hydrierung des unbeladenen LOHCs stattfindet. Bei der exothermen Hydrierreaktion reagieren bis zu neun Wasserstoffmoleküle mit einem Molekül des LOHCs Dibenzyltoluol. Als Betriebsparameter für den oneReactor bei Hydrierung sind Temperaturen von 250 - 290°C sowie Drücke zwischen 20 – 50 bar(g) angesetzt. Bei der Auswahl des eingesetzten Elektrolyseurs war daher maßgeblich, dass der Ausgangsdruck in einem für die Hydrierreaktion günstigen Bereich liegt, so dass keine zusätzliche Kompression des Wasserstoffs zwischen Elektrolyseur und Reaktor stattfinden muss. An der verfahrenstechnischen Schnittstelle zwischen Elektrolyseur und dem Reaktor bzw. Brennstoffzelle und dem Reaktor ist ein Wasserstoffpuffertank installiert. Das damit bereitgestellte Puffervolumen ermöglicht, dass Reaktor und Elektrolyseur temporär in Betriebspunkten laufen, in denen die Volumenströme von erzeugtem und verbrauchtem Wasserstoff voneinander abweichen, ohne dass der für die Hydrierreaktion günstige Druckbereich verlassen wird. Dies ist v. a. deshalb erforderlich, da sich das dynamische Verhalten von Elektrolyseur und Reaktor stark voneinander unterscheiden. Der Elektrolyseur ist fähig, im eingeschalteten Zustand in etwa 30 Sekunden einen Lastwechsel vom niedrigsten Lastpunkt (27 A) zum Volllastbetrieb bei über 300 A vorzunehmen, wie in Abbildung 5 dargestellt. Der LOHC-Reaktor benötigt für Betriebspunktwechsel hingegen mehrere Minuten. Bei den Versuchen zur Messung der U-I-Kennlinie sowie dem Lastwechselverhalten

wurde ein bidirektionales DC-Netzgerät zur Versorgung des Elektrolyseurstacks mit Gleichstrom verwendet, welches die Funktion der leistungselektronischen Wandler emulieren kann.

Nach erfolgter Aufwärmphase läuft die Wasserstofferzeugung im Stack des Elektrolyseurs bei einer Temperatur von etwa 65 °C ab. Die anfallende Abwärme des Elektrolyseurs wird im LOHC-Container an den Kühlkreislauf abgegeben und über einen auf dem Containerdach befestigten Konvektionskühler in die Umgebung abgeführt. Da der eingebaute DC/DC-Wandler höhere Kühlmitteltemperaturen zulässt als der Elektrolyseur, ist der Wandler im vorliegenden Kühlkreislauf hinter den Elektrolyseur geschaltet und trägt damit zu einer weiteren Temperaturerhöhung des Kühlmittels bei. Erreicht werden können im vorliegenden Fall Kühlmitteltemperaturen von über 65 °C. Bei Integration des Energiespeichersystems in industrielle Anlagen oder Quartiere könnte die Abwärme von Elektrolyseur und Wandler damit grundsätzlich zu Heizzwecken oder der Trinkwassererwärmung genutzt werden. Die exotherme Hydrierreaktion wird im vorliegenden Fall über einen zwischengeschalteten Thermostatkühlkreislauf gekühlt, wobei die Wärmeabgabe an den Hauptkühlkreislauf auf einem Temperaturniveau unterhalb der von Elektrolyseur und Wandler erreichbaren 65 °C liegt. Grundsätzlich ließe sich aber bei geänderter thermischer Einbindung des oneReactors eine weitere Anhebung des Temperaturniveaus der Abwärme erreichen, wenn die Abwärme der Hydrierreaktion erst nach Elektrolyseur und Wandler in den Kühlkreislauf eingespeist wird.

4. Ausspeicherung von Energie

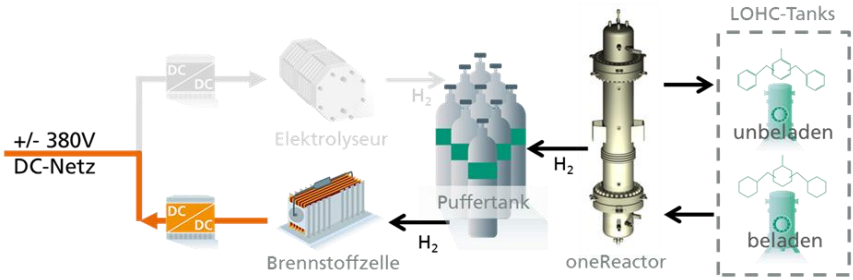


Abbildung 6: Prozess der Ausspeicherung von Energie aus dem LOHC-Container

Abbildung 6 zeigt, wie die Ausspeicherung von Energie aus dem LOHC-Container abläuft. Durch die Dehydrierung des beladenen LOHCs im oneReactor wird der gespeicherte Wasserstoff freigesetzt. Die Dehydrierreaktion verläuft endotherm bei niedrigen Drücken im Bereich von 0 - 2 bar(g). Ein Versorgungsdruck unterhalb von 2 bar(g) ist für die Brennstoffzelle ausreichend, weshalb auch bei der Ausspeicherung von Energie keine Kompression des Wasserstoffs notwendig ist. Die Betriebstemperatur bei der Dehydrierreaktion liegt im Bereich von 290 - 310 °C. Die Abwärme der Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle und des angebundenen DC/DC-Wandlers können zu einer Temperaturerhebung des Kühlkreislaufs auf etwa 60 °C beitragen, womit die Einbindung in eine Gebäudeinfrastruktur analog zum Elektrolyseur grundsätzlich möglich ist. Für die Wärmezufuhr während der endothermen Dehydrierreaktion ist das Temperaturniveau allerdings nicht ausreichend, weshalb für die Beheizung des oneReactors eine externe Wärmequelle notwendig ist. Bei der vorliegenden Versuchsanlage erfolgt die Beheizung über ein elektrisches Thermostat, was eine erhebliche zusätzliche elektrische Leistungsaufnahme bedeutet. Für die Wärmezufuhr während der Dehydrierung in LOHC-Systemen mit Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle existieren allerdings effizientere Möglichkeiten, von denen hier folgende genannt seien:

- Einsatz eines Wasserstoffbrenners: ein Teil des dehydrierten Wasserstoffs wird dabei einem Wasserstoffbrenner zugeführt. Im Fall von Perhydro-Dibenzyltoloul als LOHC müssen mindestens 27 % des freigesetzten Wasserstoffs verbrannt werden, um die Reaktionsenthalpie bereitzustellen [3]. Ein Konzept sieht dabei vor, den Wasserstoff nicht direkt nach der Dehydrierung abzuzweigen, sondern die Brennstoffzelle überstöchiometrisch zu betrieben und den nicht verbrauchten Wasserstoff dem Wasserstoffbrenner zuzuführen [8].
- Nutzung von Abwärme: Liegen Wärmequellen mit einem Temperaturniveau oberhalb des für die Dehydrierung erforderlichen Temperaturbereichs vor, wie sie z. B. in der Zementindustrie vorkommen, können diese für die Beheizung des Reaktors eingebunden werden. [9]
- Bei stationärer Anwendung kann die Abwärme aus der Hydrierung in einem Hochtemperaturwärmespeicher zwischengespeichert werden und bei Bedarf der Dehydrierung zugeführt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass die Hydrierreaktion mindestens auf einem gleich hohen Temperaturniveau ablaufen kann wie die Dehydrierung. [10]

Das Wasserstoffpuffervolumen ermöglicht – ähnlich wie bei der Einspeicherung von Energie – eine höhere dynamische Flexibilität der ans Netz angebundenen Komponente. Abhängig vom Füllstand im Puffertank kann die Brennstoffzelle so bereits eine Lastanforderung aus dem Gleichstromnetz abdecken, während sich der Reaktor noch in der Aufheizphase befindet und kein Wasserstoff aus dem LOHC freigesetzt wird. Auch können Betriebspunkte der Brennstoffzelle angefahren werden, in denen der Wasserstoffverbrauch und die dehydrierte Wasserstoffmenge voneinander abweichen. Die Leistung der Brennstoffzelle soll damit auf netzseitige Anforderungen geregelt werden können und von der trägen Dynamik des LOHC-Reaktors teilweise entkoppelt sein. Abbildung 8 illustriert ein Beispiel für die dynamischen Fähigkeiten der Brennstoffzelle bei Lastwechseln. Für eine Lastanhebung von 120 A auf 270 A, was eine Laständerung von mehr als einem Drittel der Auslegungsleistung bedeutet, wurde ein Intervall von 22 Sekunden gemessen.

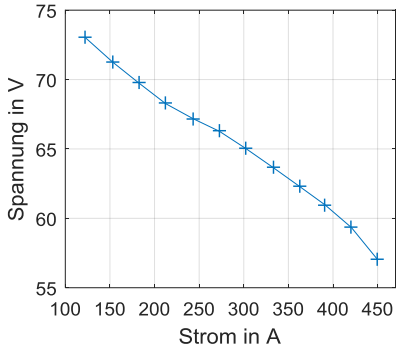


Abbildung 7: Gemessene U-I-Kennlinie der Brennstoffzelle

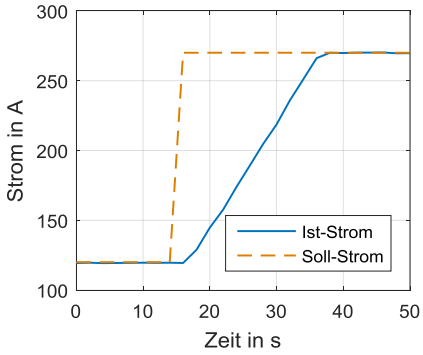


Abbildung 8: Lastwechsel der Brennstoffzelle von 120 A auf 270 A

Abbildung 7 zeigt die im LOHC-Container gemessene U-I-Kennlinie der Brennstoffzelle für den Betriebsbereich zwischen 120 - 450 A. Der verwendete Wasserstoff wurde dabei aus konventionellen Druckgasflaschen der Qualität 5.0 zugeführt. Wie auch bei der Anbindung des Elektrolyseurs wird bei der Brennstoffzelle ein isolierender DC/DC-Wandler für die Integration in das 380 V-Gleichstromnetz eingesetzt. In den Versuchen zur Ermittlung der U-I-Kennlinie sowie dem Lastwechselverhalten erfolgte die Einspeisung in ein bidirektionales DC-Netzgerät, das die Funktion der leistungselektronischen Wandler emulieren kann.

5. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die eingesetzten Komponenten Elektrolyseur und Brennstoffzelle auf Basis der Niedertemperatur-PEM-Technologie eignen sich auf Grund ihres Arbeitsdruckbereichs gut für das Zusammenwirken mit dem LOHC-Reaktor bei der jeweiligen Reaktion. Die anfallende Abwärme auf Temperaturen bis über 65 °C kann grundsätzlich für Heizzwecke oder Trinkwassererwärmung eingesetzt werden. Eine Wärmeauskopplung aus der Brennstoffzelle zur Beheizung des Reaktors während der Dehydrierreaktion ist auf Grund des zu niedrigen Temperaturniveaus nicht möglich, was eine externe Beheizungseinheit erforderlich macht. Die Fähigkeit zum Betrieb im niedrigen Teillastbereich sowie zu dynamischen Lastwechseln im Bereich weniger Sekunden qualifizieren die Komponenten zum Einsatz in elektrischen Netzen mit fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Die Anbindung über DC/DC-Wandler in lokale Gleichstromnetze stellt dabei eine vielversprechende Option dar. In Kombination mit dem LOHC-Reaktor, der für Laständerungen wesentlich längere Zeitintervalle benötigt als Elektrolyseur und Brennstoffzelle, wird ein Puffervolumen an Wasserstoff als notwendig erachtet, um vorgegebene elektrische Lastprofile mit wechselnden Leistungsanforderungen nachfahren zu können. Es sei darauf hingewiesen, dass für die Abdeckung schneller dynamischer Vorgänge im Bereich von Millisekunden bis wenigen Sekunden grundsätzlich eine Hybridisierung mit einem Kurzzeitenergiespeicher, beispielsweise einer Lithium-Ionen-Batterie, erforderlich ist. Im Rahmen der weiteren Forschungsaktivitäten sollen Elektrolyseur und Brennstoffzelle in Kombination mit dem oneReactor betrieben werden, wobei das dynamische Verhalten untersucht und relevante Einflussfaktoren ausfindig gemacht werden sollen.

6. Danksagung

Der vorliegende Konferenzbeitrag entstand im Rahmen des Leistungszentrums Elektroniksysteme (LZE), einer gemeinsamen Initiative der Fraunhofer-Gesellschaft, ihrer Institute IIS und IISB und der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), sowie des Projekts SEEDs.

7. Literatur

[1] *Teichmann, D.; Arlt, W.; Wasserscheid, P.; Freymann, R.*: A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). Energy Environ. Sci. 4 (2011) Nr. 8, S. 2767

[2] *von Wild, J.; Friedrich, T.; Cooper, B.; Toseland, G.; TeGrotenhuis, W.; Wang, Y.; Humble, P.; Karim, A.*: Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC): An auspicious alternative to conventional hydrogen storage technologies (2010)

[3] *Preuster, P.; Papp, C.; Wasserscheid, P.*: Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. Accounts of chemical research 50 (2017) Nr. 1, S. 74–85

[4] *Shell Deutschland; Wuppertal Institut*: Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Hrsg.: Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg 2017

[5] *Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J.*: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie, Kurzfassung des Abschlussberichts 2011

[6] *Mohrdieck, C.; Venturi, M.; Breitrück, K.; Schulze, H.*: Mobile Anwendungen. In: *Töpler, J.; Lehmann, J.* (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. SpringerLink : Bücher. Imprint: Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg 2014, S. 59–111

[7] *Seliger, B.; Matlok, S.; Zeltner, S.*: Scalable insulated DC/DC converters for safe and efficient coupling of fuel cells, electrolyzers and DC grids. PCIM Europe 2016. VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach 2016

[8] *Hoffmann, J.*: Verfahren zur Energieerzeugung sowie Energieerzeugungsvorrichtung, insbesondere für mobile Anwendungen WO2017102285 A1

[9] *Krieger, C.; Müller, K.; Arlt, W.*: Coupling of a Liquid Organic Hydrogen Carrier System with Industrial Heat. Chem. Eng. Technol. 39 (2016) Nr. 8, S. 1570–1574

[10] *Jorschick, H.; Preuster, P.; Dürr, S.; Seidel, A.; Müller, K.; Bösmann, A.; Wasserscheid, P.*: Hydrogen storage using a hot pressure swing reactor. Energy Environ. Sci. 10 (2017) Nr. 7, S. 1652–1659

Abwasserreinigung mit Windstrom

Tilmar-Tobias Grähn / Vertriebsingenieur ENERCON GmbH
Martin Vogt / Verbandsvorsteher Abwasserzweckverband Körkwitz

Schlüsselbegriffe

Eigenstromversorgung, Klärwerk, Wasserwerk, Windenergie, Dezentrale Energieversorgung, Hofanlage

Abkürzungsverzeichnis

AWZV	Abwasserzweckverband	m^3	Kubikmeter
BauGB	Baugesetzbuch	M-V	Mecklenburg-Vorpommern
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	NT/HT	Niedrigtarif / Hochtarif
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Mio.	Million
EVU	Energieversorgungs-unternehmen	PV	Photovoltaik
kW	Kilowatt	WEA	Windenergieanlage
kWh / MWh	Kilowattstunde / Megawattstunde	WEG	Windeignungsgebiet

1 Einleitung

Der Abwasserzweckverband Körkwitz (AWZV) hat den öffentlichen Auftrag das Abwasser seiner Trägergemeinden aufzubereiten und dem natürlichen Wasserkreislauf wieder zuzuführen. Darüber hinaus versteht sich der AWZV als kommunales Unternehmen mit einer gesellschaftlichen Verantwortung gegenüber der Umwelt und den Menschen in seinem Wirkbereich.

Der AWZV betreibt am Standort Körkwitz ein Klärwerk mit einem hohen Bedarf an elektrischer Energie. Statt der klassischen Strombeschaffung – ausschließlicher Stromeinkauf über ein EVU – sieht das Versorgungskonzept des AWZV die Stromerzeugung unmittelbar vor Ort durch Erneuerbare Energien vor. Dadurch wird die vorhandene Ressource Wind genutzt, die Stromkosten werden beachtlich gesenkt, die Abwassergebühren signifikant niedrig gehalten und das Klima geschont.

2 AWZV

- Inbetriebnahme des Klärwerkes 1990, Gründung des AWZV 1992, 16 Mitarbeiter
- 21.000 Einwohner im Verbandsgebiet
- Reinigung von ca. 4.500 – 5.000 m³ Abwasser täglich (über 1,6 Mio. m³ jährlich)
- Hauptstromverbraucher: Belüftungskreisel (6x 33 kW), Klärschlammpressen
- Sonstige Verbraucher: Pumpen- und Kanalsystem, Verwaltung

Abbildung 1: Verbandsgebiet AWZV Körkwitz

- Jährlicher Stromverbrauch ca. 1,5 Mio. kWh, saisonale Schwankungen
- Jährliche Stromkosten (NT+HT) zwischen 200 T und 300 T€

Abbildung 2: Becken mit Belüftungskreisel

Abbildung 3: Klärschlammpressen

3 Rechtlicher Rahmen

Unter anderem stecken drei wesentliche Gesetze den Rahmen ab: BauGB, BImSchG und EEG.

BauGB: bestimmt die raumordnerische Zulässigkeit. Durch die Regionalplanung werden im Plangebiet Windenergiekonzentrationszonen, die Windeignungsgebiete (WEG), festgelegt. Außerhalb dieser WEG sind WEA unzulässig. Eine Ausnahmeregelung bilden nach § 35 BauGB die sogenannten Hofanlagen. Das sind einzelne WEA, die einem anderen privilegierten Vorhaben untergeordnet sind – unter anderem sind hier Betriebe zur Wasserver- und –entsorgung expliziert genannt, sofern noch weitere Voraussetzungen erfüllt werden (ortsgebundene Errichtung, Verhältnis Eigenverbrauch zu Stromerzeugung)
BImSchG: Grundlage für das Genehmigungsverfahren zur Errichtung einer WEA. In diesem ist auch die Abprüfung der baurechtlichen Zulässigkeit nach BauGB enthalten.
EEG 2014: regelt die gesetzlich festgelegt Vergütung für den elektrischen Strom, der nicht vor Ort verbraucht wird, sondern stattdessen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird

4 Prinzip Eigenversorgung Hofanlagen

Nachfolgend wird ein fiktives Beispiel mit einem Strombedarf von 1,2 Mio. kWh dargestellt. Aufgrund der oben erwähnten Eigenbedarfsregelung für Hofanlagen darf der Jahresertrag der WEA maximal dem doppelten Strombedarf des Betriebes entsprechen. Gegenüber der reinen Versorgung über ein EVU (vgl. Abbildung 4: klassische Stromversorgung durch EVU) sind zwei Betriebsweisen denkbar.

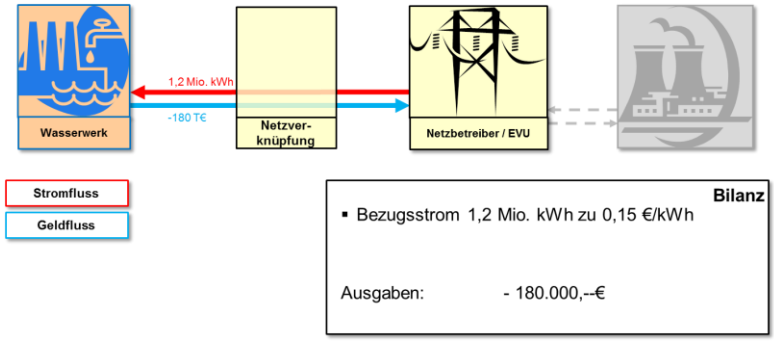


Abbildung 4: klassische Stromversorgung durch EVU

Die Errichtung einer WEA nach BImSchG und Volleinspeisung nach EEG 2014 (vgl. Abbildung). Der vergütete Strom ist mit 0,07 € (EEG 2014, abzgl. Betriebsaufwand) dargestellt. Die Kosten für den Bezugsstrom sind im Rechenbeispiel mit 0,15 € angegeben.

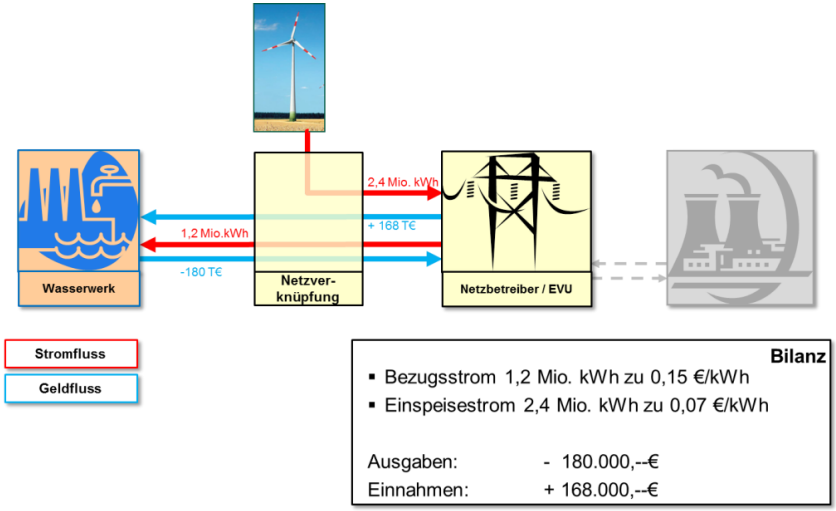


Abbildung 5: Volleinspeisung WEA in das öffentliche Stromnetz

Eine weitere Möglichkeit ist die tatsächlich reale Stromversorgung des Betriebes (vgl. Abbildung). Da Windangebot und Strombedarf nicht immer deckungsgleich sind, ist im Beispiel eine 50-%-Versorgung veranschlagt. Der nicht vor Ort

verbrauchte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG 2014 vergütet.

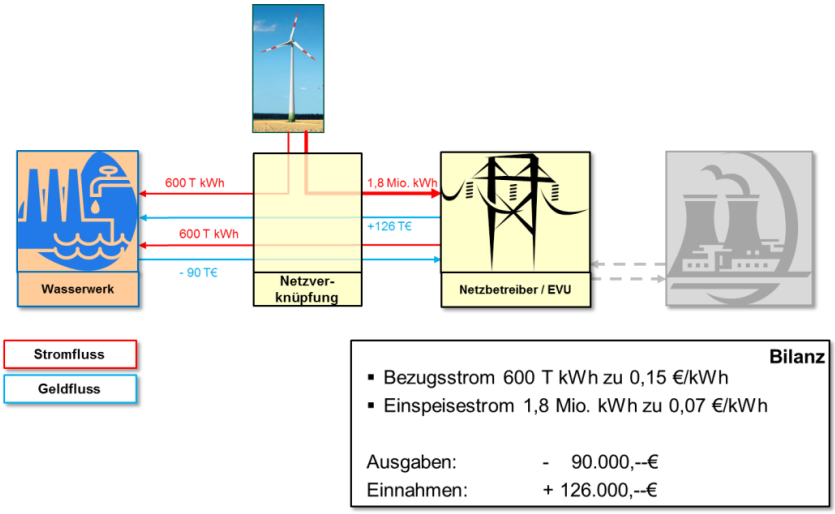


Abbildung 6: reale (Teil-)Versorgung des Betriebes durch eine WEA

5 Versorgungskonzept Klärwerk Körkwitz

Beim AWZV ist ein Versorgungskonzept umgesetzt, bei dem der erzeugte Windstrom zu einem Großteil im Klärwerk vor Ort verbraucht wird. Hinzu kommt, dass auf mittlerweile ungenutzten Flächen eine PV-Anlage an sonnenreichen Tagen Strom erzeugt mit den zusätzlichen Einnahmen für den AWZV generiert werden. Überschlägig betrachtet, erzeugt der AWZV mehr als 60 % seines Strombedarfs selbst vor Ort und finanziert den Bezugsstrom der windschwachen Stunden mit dem Einspeiseerlös aus den wind- und sonnenreichen Stunden.

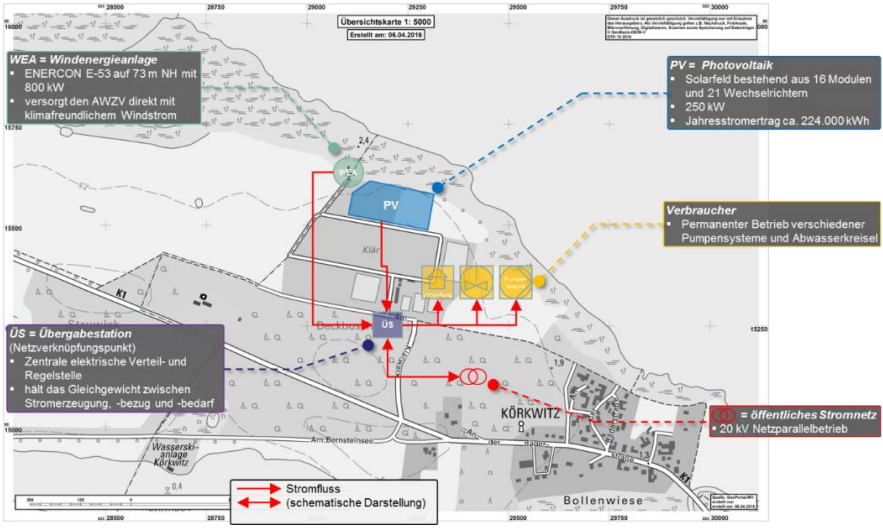


Abbildung 7: Versorgungskonzept AWZV Körkwitz

6 Die Windenergieanlage

Zum Einsatz kommt eine getriebelose Windenergieanlage des Typs ENERCON E-53 mit 800 kW Nennleistung auf einer Nabenhöhe von 73 m. Die durchschnittliche Jahresleistung an diesem Standort beträgt etwa 1.992 MWh. Neben verschiedenen Sicherheits- und Überwachungs-einrichtungen wurde die Anlage aufgrund eines benachbarten Fledermaushabitats mit einer Fledermausabschaltautomatik sowie einem Fledermausmonitoringsystem ausgestattet.

Abbildung 8: E-53_73mNH am Standort Körkwitz

Abbildung 9: Gondelschnitt des getriebelosen Antriebssystems der ENERCON E-53

7 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Nutzung der Ressourcen Wind und Sonne kann der Strombezugsanteil des Klärwerks auf einen geringen Teil reduziert werden. Der nicht selbst verbrauchte Strom der ertragsstarken Stunden wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß EEG 2014 fest vergütet. Diese Einspeiseerlöse finanzieren wiederum den verbleibenden Anteil Bezugsstrom während der wind- und sonnenschwachen Stunden. Die daraus resultierenden niedrigen Betriebskosten ermöglichen, dass die Abwassergebühren des AWZV trotz des großen Entsorgungsgebietes zu den niedrigsten in M-V zählen.

Das Versorgungskonzept des Klärwerks Körkwitz ist ein Paradebeispiel der intelligenten Umsetzung der Energiewende: klimafreundliche Stromerzeugung am Verbrauchsort mit Kostenvorteilen für die Anwohner. Leider ist mit Revision des EEGs 2017 und der darin enthaltenen Reglung nach § 27 zum Verbot der gesplitteten Vermarktung (Eigenverbrauch vor Ort und Vergütung für ins Stromnetz eingespeisten Strom nach Ausschreibung) solchen Projekten die betriebswirtschaftliche Grundlage entzogen. Um auch zukünftig die reelle Eigenversorgung und Stromeinspeisung zu ermöglichen, sollte der Gesetzgeber an dieser Stelle nachbessern.

In einem weiteren Schritt wäre es denkbar, durch eine intelligente Regelungstechnik, Einsatz von Speichern oder die Erweiterung der Anwendung auf andere Prozessschritte, den Eigenverbrauchsanteil von derzeit 60 % noch zu vergrößern.

OptiCharge - Optimiertes, speichergestütztes Lademanagement für autarke, regenerativ betriebene Stromparkplätze

Bodo Groß, Alexander Berhardt, Stephan Schulte, Alejandro Tristan

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Vanadium-Redox-Flussbatterie, Elektromobilität, regenerative Ladestation

Zusammenfassung

Was ist OptiCharge? Elektromobilität trägt nur dann sinnvoll zur Energiewende bei, wenn Elektroautos auch mit regenerativ erzeugtem Grünstrom geladen werden. Doch die stark fluktuierende Erzeugung von PV-Strom lässt dies nur bedingt zu und vor allem meist nicht dann, wenn das E-Auto gebraucht wird. Mittels des Einsatzes von Batterien kann der Strom jedoch zwischengespeichert und später je nach Bedarf ins Auto übertragen werden. Vanadium-Redox-Flussbatterien sind dafür besonders geeignet, da hier die Leistung und die gespeicherte Energie vollständig voneinander entkoppelt werden können. Am Innovationscampus Saar in Saarbrücken wird im Vorhaben „OptiCharge“ eine derzeit einzigartige Testanlage aufgebaut. Ziel ist der Aufbau einer autarken (selbstversorgenden) Grünstrom-Ladestation für Elektrofahrzeuge.

1. Einleitung

Das Ziel des Verbundvorhabens „OptiCharge“ ist die Konzeptionierung, der Aufbau, der Betrieb und die Optimierung einer quasiautarken, regenerativ versorgten und speichergestützten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Das OptiCharge Gesamtsystem wurde im zweiten Halbjahr 2016 und im ersten Halbjahr 2017 am Standort der IZES gGmbH (IZES) in Saarbrücken Burbach aufgebaut. Insgesamt können drei Schnellladepunkte (Typ 2 Stecker, Lademodus 3) und ein Schukostecker-Ladepunkt (Lademodus 1) zum regenerativen Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Die Ladepunkte bzw. die Parkplätze werden von

einem Carport überspannt, auf welchem eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) installiert ist. Die Ladung der Elektrofahrzeuge wird möglichst autark und unabhängig vom öffentlichen Netz und nur über die auf dem Dach des Carports installierte 10,5 kW_{peak} PV-Anlage gespeist. Zur Pufferung der stark fluktuierenden PV Erzeugung dient eine Vanadium-Redox-Flussbatterie (VRFB). Die Kombination der einzelnen Komponenten und vor allem die Einbindung der VRFB stellt ein bisher einzigartiges Konzept zur regenerativen Ladung von Elektrofahrzeugen dar. Neben dem Aufbau der Testanlage sind die Schwerpunkte des Vorhabens die Entwicklung von Methoden zur Konzeption und Dimensionierung einer derartigen Ladeinfrastruktur. Damit verknüpft bildet die Methodenentwicklung für das Energiemanagement beim Einsatz dieser Ladeinfrastruktur mittels neuartiger stochastischer und modellprädiktiver Regelungsalgorithmen einen weiteren Kernbestandteil des Vorhabens. Das Vorhaben OptiCharge adressiert nicht nur informations- und regelungstechnische Fragen. Anhand der Testanlage werden Einzelkomponenten – speziell Membran- und Elektrodenmaterialien – am praktischen Beispiel optimiert bzw. weiterentwickelt und evaluiert. Dabei stehen insbesondere die Komponenten- und die Gesamtsystementwicklung für die VRFB sowie die Verknüpfung von Energie- und Batteriemanagementsystem und deren Test im Alltagsbetrieb im Fokus des Vorhabens.

2. Projektstand und Aufgabenverteilung

Mit Stand Juni 2017 waren alle Kernkomponenten wie Ladesäulen, Batteriecontainer, Carport und PV-Anlage installiert und bereits teilweise in Betrieb genommen. Erste „Grünstrom-Ladungen“ konnten unter direkter physikalischer Verknüpfung der produzierten PV-Energie mit der Ladung des elektrischen IZES Autofuhrparks Ende Juni realisiert werden. Im Juli 2017 wurde das zugehörige Monitoringsystem weiter ausgebaut und die Inbetriebnahme der Regelungs- und Managementsysteme durchgeführt. Ende September 2017 erfolgte die Füllung der Elektrolyttanks sowie die Installation der Stacks und der Wechselrichter. Die Inbetriebnahme des OptiCharge Gesamtsystems ist für die erste Oktoberhälfte 2017 geplant.

Das Vorhaben wird gemeinsam von der SCHMID Energy Systems GmbH aus Freudenstadt (SCHMID), der Technischen Universität Kaiserslautern (TU KL), der Universität des Saarlandes (UdS) und der IZES gGmbH aus Saarbrücken (IZES) bearbeitet. Die TU KL ist vorwiegend für die algorithmusbasierte Entwicklung des Energiemanagementsystems inklusive Regelung und Prognose, sowie gemeinsam

mit IZES für den Aufbau des Monitoring- und Datenverarbeitungssystems verantwortlich. Die UdS richtet den Schwerpunkt ihrer Arbeiten auf die Optimierung des Energiespeichersystems, wobei die Verbesserung der Aktivmaterialien der VRFB bzw. des Gesamtsystems im Vordergrund stehen. SCHMID stellt das benötigte Know-how sowie das VRFB System an sich zur Verfügung und wirkt bei deren Optimierung umsetzungsorientiert mit. IZES hat neben der Koordinierung des Gesamtvorhabens und der modellgestützten Simulation der Anlage als Hauptaufgabe die Projektierung, den Aufbau, den Betrieb und das Monitoring bzw. die wissenschaftliche Begleitung der Anlage. Weiterhin stellt IZES die benötigten Elektrofahrzeuge (BMW i3, Peugeot iOn, Smart electric drive) zur Verfügung und realisiert die benötigte Dateninfrastruktur, wie beispielsweise das Online-Auslesen der Elektrofahrzeuge, das Buchungssystem und das Monitoringsystem der Gesamtanlage.

3. Aufbau der OptiCharge Gesamtanlage

Der Batteriecontainer wurde Anfang Mai 2017 geliefert. Zuvor wurde die notwendige Infrastruktur aufgebaut sowie die geforderten (Bau-)Genehmigungen eingeholt. In Abbildung ist der Abladevorgang des rund sechs Tonnen schweren Batteriecontainers zu sehen. Dieser wurde auf den vorgesehenen Streifenfundamenten positioniert und anschließend ausgerichtet. Nach Abschluss der Containeraufstellung konnten die Arbeiten am Carport fortgesetzt bzw. die Überdachung des Containers montiert werden. Die Containerüberdachung sorgt durch die Verschattung der VRFB für niedrigere Temperaturen und damit für eine Reduzierung der Kühlleistung innerhalb des Containers und bietet gleichzeitig zusätzliche Flächen für die Vergrößerung der PV-Anlage. Der Elektrolyt, die Stacks sowie die Wechselrichter wurden separat zu einem späteren Zeitpunkt geliefert. Abbildung zeigt die komplett installierte und betriebsbereite Gesamtanlage.

Abbildung 1: Lieferung und Aufstellung des Batteriecontainers (Bildquelle: IZES gGmbH)

Abbildung 2: Betriebsbereite OptiCharge Gesamtanlage (Bildquelle: IZES gGmbH)

4. Anlagen- und Messtechnikkonzept

Abbildung zeigt das Anlagen- und Messtechnikkonzept der OptiCharge Gesamtanlage. Geplant sind hierbei hauptsächlich die Erfassung der Energieflüsse des Solar-Carports bzw. die Daten von dessen Einzelkomponenten. Zusätzlich werden die aktuelle Einstrahlung sowie einige Temperaturen erfasst.

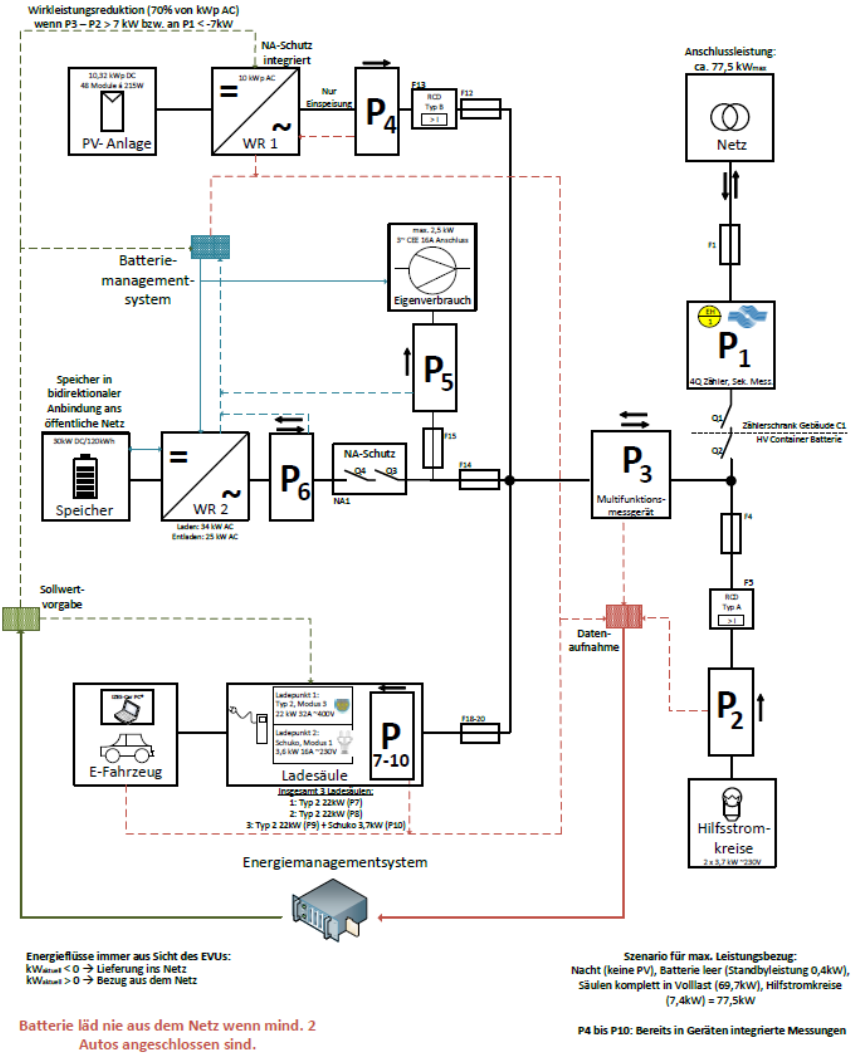


Abbildung 3: Anlagen- und Messkonzept des Solar-Carports bzw. der OptiCharge Gesamtanlage (Bildquelle: IZES gGmbH)

Tabelle 1: Beschreibung der Zähler im OptiCharge Anlagenschema

P1	Zähler Stadtwerke, nachbildbar über P2 und P3
P2	Stromzähler, Hilfsenergiestromkreise (Messrechner, Messtechnik)
P3	Stromzähler, Gesamtanlage
P4	Solarwechselrichter; PV-Ertrag
P5	Integriert in BMS; Eigenverbrauch VRFB (Pumpen, BMS, usw.)
P6	BMS; VRFB-Daten (Temperaturen, Leistung, usw.)
P7-P9	Stromzähler und Ladesäulen;
P10	Reserviert für eine vierte Ladesäule

Alle Daten der Zähler P2-P9 werden auch für die Regelung der Anlage benötigt. Daher werden die Messwerte dieser Zähler über das EMS ausgelesen und in die gemeinsame Datenbank geschrieben. Die einzelnen Zähler werden über verschiedene Schnittstellen (RS485, Ethernet) und verschiedene Protokolle (Modbus, TCP-IP, TCP-UDP) übertragen. Als zusätzliche Messpunkte wurden zwei Pyranometer sowie vier Temperatursensoren auf dem Dach des Carports installiert. Diese messen die Einstrahlung im gleichen Winkel wie die PV-Anlage. Unter vier Modulen ist jeweils ein Temperatursensor angebracht um die Temperaturabhängigkeit der Anlage auswerten zu können. Unter dem Dach des Carports wurde eine Unterverteilung angebracht. Dort werden die einzelnen Sensoren angeschlossen. Die Sensorsignale werden dann über ein 20-poliges, geschirmtes Sensorkabel in den Container geführt. Die Erfassung der Einstrahlungsleistung und der Temperatursensoren erfolgt über eine INES-Box, einem von IZES eigenentwickelten dezentralen Messsystem. Die Box wird vom Messrechner über eine serielle Schnittstelle ausgelesen und die Daten ebenfalls in die Datenbank geschrieben. Die INES-Box ist im Serverschrank untergebracht. Dort sind neben den Mess- und EMS-Rechnern die Switche und ein Patchfeld untergebracht. Alle Datenleitungen laufen auf dem Patchfeld auf und werden von dort aus verteilt. Diese Art der Anbindung hat den Vorteil, dass alle Verbindungen steckbar ausgelegt werden konnten. Dadurch kann der Serverschrank bei Bedarf sehr einfach wieder aus dem Container ausgebaut werden, beispielsweise um entsprechenden Platz für den geplanten Austausch der Stacks bzw. für Umbaumaßnahmen zu schaffen.

Zusätzlich wurden im Container zwei über Zähler P2 gemessene Steckdosen für die Versorgung der Messtechnik installiert. Damit ist die Stromversorgung der Messtechnik unabhängig von der VRFB, wodurch gewährleistet wird, dass auch

während Wartungsarbeiten oder bei Ausfällen der Batterie Daten erfasst werden können. Kurzfristig soll zusätzlich zur Vorbeugung eines Datenverlusts eine Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) installiert werden um bei Stromausfall zu gewährleisten, dass die Rechner geordnet heruntergefahren werden können.

5. Erste Messergebnisse

Mit Stand Anfang Oktober 2017 wird die Messtechnik bzw. das übergeordnete Energiemanagementsystem in Betrieb genommen. Die einzelnen Messpunkte müssen final noch plausibilisiert werden, sodass nach der Inbetriebnahme des OptiCharge Gesamtsystems in der ersten Oktoberhälfte die Messdatenerfassung beginnen kann.

Abbildung zeigt eine Tagesauswertung des Solar-Carports bezüglich der PV-Leistung sowie der Ladeleistungen an den drei Ladesäulen und ohne den Batteriespeicher. An diesem Tag wurden alle drei Fahrzeuge zu unterschiedlichen Zeiten geladen. Die Fahrzeuge selbst können anhand ihrer Ladeleistung identifiziert werden. Es ist deutlich erkennbar, dass die beim Ladevorgang zur Verfügung stehende PV-Leistung nur einen Bruchteil der tatsächlich benötigten Leistung beträgt. Die über den Tag verteilte PV-Leistung bzw. die daraus resultierende Energiemenge hätte jedoch, ohne die Berücksichtigung von Verlusten, bei Nutzung einer Batterie ausgereicht um alle drei Fahrzeuge regenerativ laden zu können.

Durch die Regelung der Ladeleistung, die Vermeidung von Lastspitzen und der Anpassung der Ladeleistung an die PV-Leistung ist ein optimiertes regeneratives Laden möglich. Eine weitere Optimierungsstufe zur Erhöhung des regenerativen Energieanteils beim Laden der Elektrofahrzeuge besteht im "bedarfsoptimierten Laden", d. h. es wird nur dann mit hoher Leistung geladen, wenn ein Fahrzeug innerhalb kurzer Zeit wieder komplett geladen sein muss. Beide Optimierungsschritte können mittels eines Energiemanagementsystems, gekoppelt mit einem Buchungssystem erreicht werden. Diese Kombination wird im Rahmen von OptiCharge entwickelt und getestet.

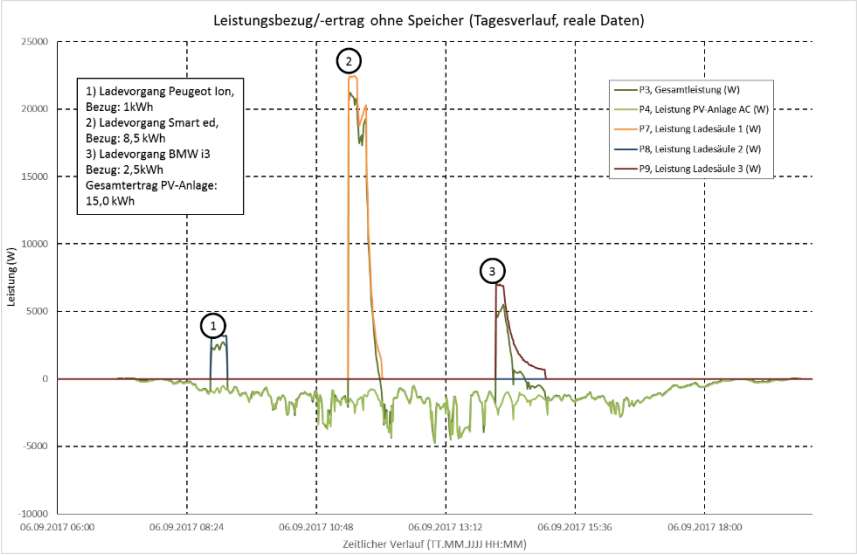


Abbildung 4: Tagesauswertung Solar-Carport bezüglich der PV-Leistung sowie der Ladeleistungen der drei Ladesäulen

6. Danksagung

Das Vorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags innerhalb der Fördermaßnahme: Forschungsförderung 6. Energieforschungsprogramm – Energieeinsparung und Energieeffizienz im Förderbereich: Energiespeicher für stationäre und mobile Anwendungen unter der FKZ 03ET6053 A-D gefördert. Die fachliche und administrative Betreuung des Vorhabens OptiCharge wird durch den Projektträger Jülich (PtJ) wahrgenommen.

Das Vorhaben wird durch die Energie SaarLorLux AG sowie der Gesellschaft für Innovation und Unternehmensförderung mbH (GIU) unterstützt.

Besonderer Dank geht an die Verbundpartner bzw. deren Mitarbeiter: Henrik Buschmann, Joachim Langner, Ruben Wößner (SCHMID), Jan Geiser, Rolf Hempelmann, Harald Natter, Konstantin Weißhaar (UdS), Daniel Görges, Tobias Lepold (TU KL).

Die Rolle der Stickstoffoxide in der Natur als Brückenverbindung zwischen elementarem Stickstoff und pflanzlichem Eiweiß

[E. the role of nitrogen oxides in the nature as bridging between elementary nitrogen and plant protein]

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp

Obmann der Fachgruppe Umwelt des VDI-Bezirks Frankfurt-Darmstadt

Die erdnahe Atmosphäre, d. h. unsere Luft, setzt sich zusammen aus

78,09 %	Volumenanteilen Stickstoff, N_2,
20,95 %	Volumenanteilen Sauerstoff, O_2,
0,943 %	Volumenanteilen Argon, Ar,
0,04 %	Volumenanteilen Kohlenstoffdioxid, CO_2,

u. a. Gasen. Von diesen Elementen sind die Edelgase, Stickstoff und Kohlenstoffdioxid sehr reaktionsträge.

Sie müssen erst durch eine hohe Energiezufuhr aktiviert werden, um z. B. mit Sauerstoff zu reagieren:

$$946\ kJ + N_2 \longrightarrow 2\ N$$

$$1523\ kJ + Ar \longrightarrow Ar^+ + e^- \text{ , Ionisierung von Argon}$$

Im Kohlenstoffdioxid liegt der Kohlenstoff in seiner höchsten Oxidationsstufe vor. Um dieses Molekül reaktionsfähig zu machen, muss es zu Kohlenstoffmonoxid reduziert werden. Wie z. B. bei der Fotosynthese und den Synthesegasreaktionen.

$$CO_2 \longrightarrow CO + \tfrac{1}{2}O_2\ ; \quad \Delta_R H = +282{,}92$$

Bei der Fotosynthese wird dieser endotherme Energiebetrag durch die Sonne geliefert.

Der molekulare Stickstoff wird in der Natur durch wetterbedingte Blitze während der Gewitter in atomaren Stickstoff gespalten und in höheren Atmosphärenschichten von kurzwelligen, d. h. energiereichen Solarstrahlen.

Der atomare Stickstoff reagiert dann mit dem atmosphärischen Sauerstoff zu den Stickstoffoxiden.

Stickstoff		Sauerstoff		Stickstoffmonoxid
2 N	+	O_2	⟶	2 NO;
				ΔH = +90,25 kJ/mol
Distickstoffmonoxid				Distickstoffdioxid
2 NO			⟶	N_2O_2
				ΔH = -190,75 kJ/mol
Distickstoffdioxid		Sauerstoff		Stickstoffdioxid
N_2O_2	+	O_2	⟶	2 NO_2
				ΔH = +76,61 kJ/mol

Die Stickstoffoxide reagieren mit der Feuchtigkeit der Atmosphäre zu Salpetersäure, zum Beispiel:

Stickstoffdioxid bzw. -monoxid		Wasser		Salptersäure		Wasserstoff	
NO_2	+	H–OH	⟶	HNO_3	+	$\frac{1}{2}$ H_2;	ΔH = +117,9 kJ/mol
NO	+	2 H–OH	⟶	HNO_3	+	$\frac{3}{2}$ H_2;	ΔH = +347,1 kJ/mol

Beide Reaktionen verlaufen endotherm, ihnen muss Energie zugeführt werden, die wieder durch Solarstrahlung vorhanden ist.

Diese in starker Verdünnung in der atmosphärischen feuchten Luft vorliegende Salpetersäure wird mit dem Regen ausgewaschen und gelangt auf den Erdboden. Dort reagiert sie exotherm mit den vorhandenen Alkali- und Erdalkalisalzen. Es bilden sich die entsprechenden Nitrate, die für die Pflanzen wichtige stickstoffhaltige Nährstoffe sind.

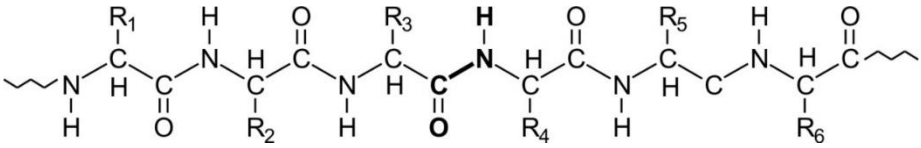
Folgende Reaktionsgleichung ist ein Beispiel dafür:

Salpetersäure		Kalium-carbnat		Kalium-nitrat		Wasser		Kohlenstoff-dioxid	
$2\ HNO_3$	+	K_2CO_3	⟶	$2\ KNO_3$	+	H–OH	+	CO_2 ;	$\Delta H = -125{,}36$ kJ/mol

Diese Nitrate sind die Quelle für die Proteinbildung in den Pflanzen. Die kennzeichnende Gruppe für die Proteine ist die Aminogruppe, $-NH_2$, die sich mit den

Carboxylgruppen der α-Aminosäuren, $R-\underset{\displaystyle NH_2}{\underset{|}{C}}H-COOH$,

über die Peptidbindungen, $-\underset{\displaystyle O}{\underset{\|}{C}}-\underset{\displaystyle H}{\underset{|}{N}}-$, zu den Proteinpolymeren verknüpfen.



Peptidkette

In den lebenden Systemen mikroorganischer, pflanzlicher, tierischer und menschlicher Art gibt es 20 Aminosäuren unterschiedlicher Strukturen, aus denen die Proteine aufgebaut sind (Abb. 1).

Um die Aminogruppen für die Aminosäuren zu erhalten, müssen die Nitrate reduziert bzw. hydriert werden. Der dafür notwenige Wasserstoff wird aus dem Wasser während der Fotosynthese in den Pflanzen freigesetzt:

$$n \cdot 241\ kJ\ \left(\begin{matrix}\text{Sonnen-}\\ \text{energie}\end{matrix}\right) + 2\,n\ H{-}OH \xrightarrow{\text{Enzym}} n\{2\,H\cdot + 2\,H\cdot\} + n\,O_2$$

Es gibt Pflanzen, die vermögen unmittelbar den elementaren Luftstickstoff in Aminogruppen, den Aminosäuren und in die entsprechenden Struktur- und Funktionsproteine umzuwandeln. Sie leben mit Bakterien, z. B. den Knöllchenbakterien (Rhizobien) in Symbiose.

Knöllchenbakterien leben als knöllchenartige Anschwellungen in der Wurzelrinde von Erbsen, Bohnen, Lupinen, Klee, Soja. Aber auch einige Bäume wie Erle nutzen den Luftstickstoff unmittelbar zur Proteinsynthese. Die Pflanze versorgt die stickstofffixierenden Bakterien über die Fotosynthese mit Glucose und der notwendigen Energie, um den Luftstickstoff als Ammoniumionen zu binden und daraus Aminosäuren und Proteine aufzubauen. Es gibt ca. 250 luftstickstoffbindende Pflanzen.

Durch die stickstofffixierenden Mikroorganismen werden schätzungsweise ca. 200 Mio. t Luftstickstoff jährlich weltweit im Boden gebunden und sind den Pflanzen auf diese Weise zugängig. *Escherichia Coli*, die u. a. im Verdauungstrakt des Menschen, im Darm, angesiedelt sind, können aus Ammoniumionen Aminosäuren aufbauen.

Chemisch lassen sich diese Ausführungen wie folgt zusammenfassen (Abb. 1):

Auf unserem Erdplaneten pendelt der Stickstoff zwischen den Wertigkeiten -3 und +5. Dazwischen kommt er als elementarer Luftstickstoff in der Stufe 0 (null) vor.

Die Wertigkeitsstufe +5 erreicht er durch Oxidation zu Stickstoffoxiden während der elektrischen Entladungen in Gewittern und der weiteren Umsetzung zu Nitraten. Auch bei technischen Prozessen (ab Temperaturen von ca. 800 °C) entstehen Verbindungen der Wertigkeitsstufe +5.

Im Ammoniak, NH_3, den Amminogruppen, $-NH_2$, und den Peptidbindungen innerhalb der Proteine, $-\overset{\overset{O}{\|}}{C}-\overset{\overset{H}{|}}{N}-$, liegt die Wertigkeitsstufe -3 vor.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass die Stickstoffoxide im Stickstoffkreislauf der Natur eine zentrale Rolle spielen. Ohne sie gäbe es für den größten Teil der Pflanzen keine Möglichkeit, elementaren Stickstoff für den Proteinaufbau zu aktivieren.

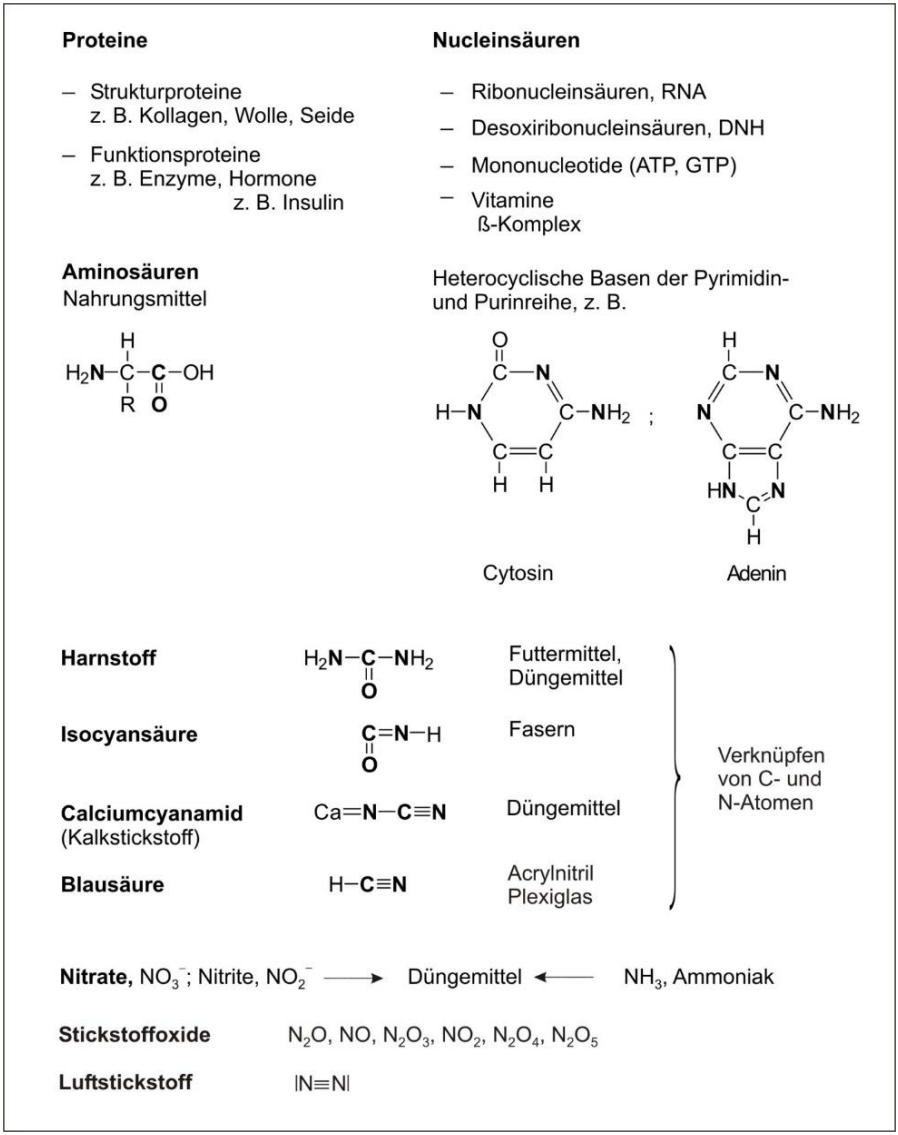


Abb. 1: Hierarchie von Stickstoffverbindungen [E. hierarchy of nitrogen compounds]

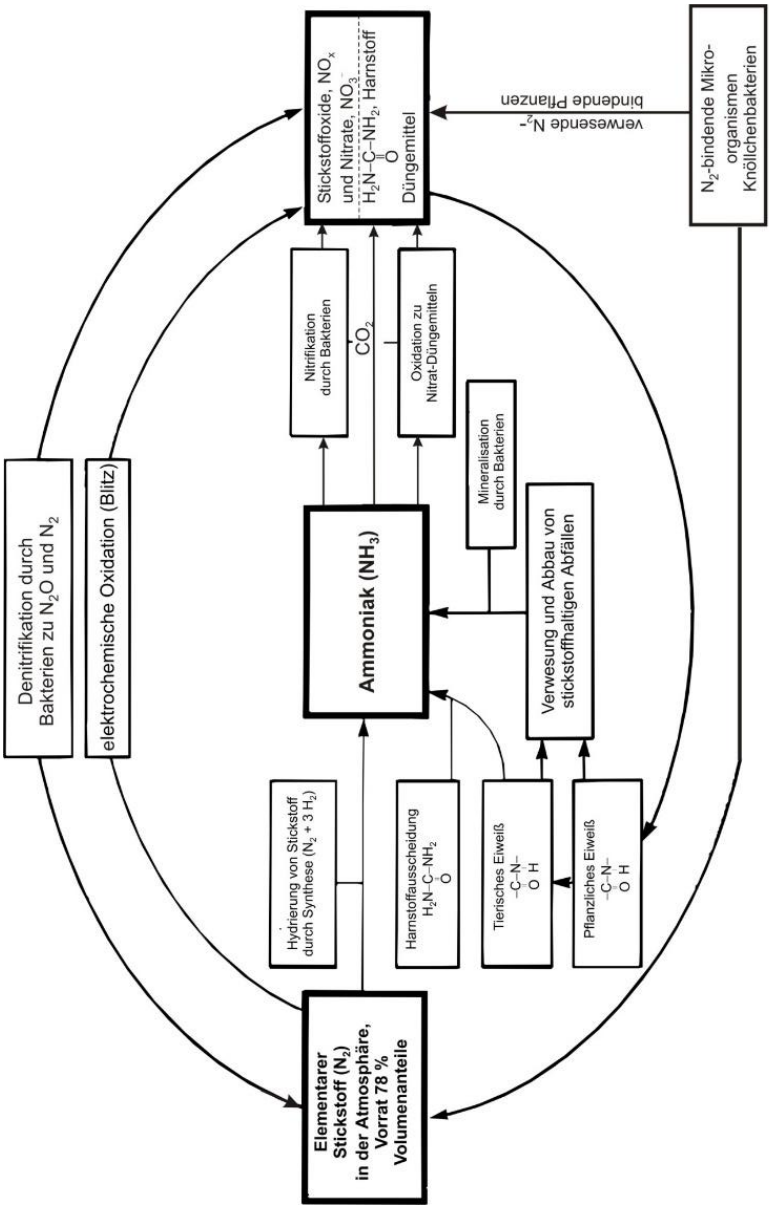


Abb. 2: Kreislauf des Stickstoffs in der Natur und Technik
[E. cycle of nitrogen in the nature and technics]

Eine weitere Erkenntnis aus diesen chemischen Betrachtungen ist, dass überall dort, wo technische Prozesse bei hohen Temperaturen (ab ca. 800 °C) in Gegenwart von Luft ablaufen, auch Stickstoffoxide entstehen, z. B. durch Beheizen von Häusern mit fossilen Brennstoffen, Verkehr durch Kraftstofffahrzeuge, Militärfahrzeuge aller Art, Flugzeuge, Dampfer, Kalkbrennen für den Bausektor, Stahlherstellung und viele andere Prozesse.

Vom Stickstoffoxidgehalt in der erdnahen Atmosphäre

Die Fähigkeit der biologischen Systeme kann nicht hoch genug bewertet werden, wie sie aus den reaktionsträgen Ausgangsstoffen der Natur wie

- Kohlenstoffdioxid, CO_2,
- Stickstoff, N_2, Stickstoffoxide, NO_x,
- Phosphate, $Ca_3(PO_4)_2$,
- Schwefel, S_X,

zusammen mit dem reaktionsfreudigen Wasser und Sauerstoff die biopolymeren Produkte Kohlenhydrate, Cellulose, Fette und Proteine sowie die Wirkstoffe Vitamine, Enzyme und Hormone synthetisieren. In diesen Stoffen ist die Sonnenenergie als chemische Energie gespeichert, die dann während der Stoffwechselprozesse als physiologische Energie genutzt wird.

Die vorausgegangenen Ausführungen zeigen, dass die erdnahe Atmosphäre immer einen bestimmten Anteil an Stickstoffoxiden, NO_x, enthält. Dieser Anteil ist je nach Wetter- und örtlicher Lage unterschiedlich. Er ist natürlichen Ursprungs und notwendig, damit die Pflanzen mit Nitraten als Nährstoffe (Dünger) versorgt werden.

Folgende Bildungsenthalpien wurden verwendet:

$\Delta_B H$ =	-285,9	kJ/mol für Wasser, H_2O
$\Delta_B H$ =	-393,51	kJ/mol für Kohlenstoffdioxid, CO_2
$\Delta_B H$ =	+90,3	kJ/mol für Stickstoffmonoxid, NO
$\Delta_B H$ =	+33,6	kJ/mol für Stickstoffdioxid, NO_2
$\Delta_B H$ =	-1148,6	kJ/mol für Kalumcarbonat, K_2CO_3
$\Delta_B H$ =	-494,4	kJ/mol für Kalumnitrat, KNO_3

Auch die Kalium-, KNO_3, und Natriumnitrate, $NaNO_3$, der Salpeterwüste im nördlichen Chile sind biogenen[2] Ursprungs, d. h. sie sind ein Abbauprodukt der stickstoff- und phosphathaltigen Exkremente, Guano[3] genannt, von Seevögeln und Fledermäusen, die in den Jahrhunderttausenden von Jahren an den trockenen Küsten Perus und Chiles bis zu 80 m Schichtdicke angehäuft worden sind. Die ursprüngliche Quelle ist der Luftstickstoff, der über die Stickstoffoxide der Luft und über die Nahrungskette von Pflanzen und Tieren in den Guano gelangt ist.

Die derzeitige Diffamierung der Stickstoffoxide, die durch moderne Prozesse, wie z. B. den Verkehr, industriellen Produktionsmethoden und Heizungen in privaten und öffentlichen Gebäuden freigesetzt werden, ist nicht gerechtfertigt.

Dort, wo eine hohe Verkehrsdichte in den Stadtzentren und dicht besiedelten Regionen zu verzeichnen ist, muss darauf geachtet werden, dass ein bestimmter Konzentrationsgrenzwert nicht überschritten wird, um die Gesundheit von Menschen und auch Tieren nicht zu gefährden. Gesetzliche Regelungen könnten für eine örtliche Verkehrsverdünnung an bestimmten Tageszeiten sorgen.

> Der medizinische Grenzwert für Stickstoffdioxid, NO_2, ist mit 40 µg ($40 \cdot 10^{-6}$ g)[4] pro Kubikmeter [m^3] atmosphärischer Luft festgelegt. Der Wert für die maximale Arbeitsplatzkonzentration, MAK[5], ist mit 950 µg (Mikrogramm), $950 \cdot 10^{-6}$ g, deutlich höher eingestuft worden.
>
> Im Bereich der Medizin versteht man unter Grenzwerten die Mindest- und Höchstwerte eines quantitativen Merkmals (z. B. Blutzellzahl, Enzym- oder Hormonkonzentration etc.). Diese oberen und unteren Grenzwerte müssen für das jeweils zu betrachtende Patientenkollektiv im Vorfeld validiert[6] sein.

---

2 Bios (grch.) – Leben, gen (grch.) - erzeugen

3 Huano (peruanisch) - Mist

4 1 Mikrogramm (µg) = 10^{-6} g.

5 MAK, Maximale Arbeitsplatzkonzentration. Das sind diejenigen Konzentrationen eines gas-, dampf- oder staubförmigen Arbeitsstoffes in der Luft des Arbeitsraumes, die bei täglich achtstündiger Arbeitszeit unter starker körperlicher Betätigung ertragen werden können, ohne bleibende Gesundheitsschäden hervorzurufen.

6 valid (lat.) – kräftig, rechtskräftig; validieren heißt, etwas in eine rechtskräftige Form überleiten, wissenschaftlich heißt das, einen Messwert durch eine andere Messmethode bekräftigen bzw. bestätigen.

Die Messdaten in der Abb. 3, die vom Bundesumweltamt herausgegeben worden sind, besagt, dass das erdnahe atmosphärische Stickstoffdioxid in den letzten 15 Jahren ständig im Abnehmen ist. Interessant ist, dass diese Werte alle unter den medizinischen Grenzwerten liegen.

Die Abb. 4 zeigt den Anteil des Diesel-PKW an den Gesamt-NO_x-Emissionen in Europa, er beträgt nur 8 %.

Literaturhinweis:

Müller, Fred F., Argumente gegen den Verbotsirrsinn: Diesel-Verteufelung: Krieg gegen das eigene Volk

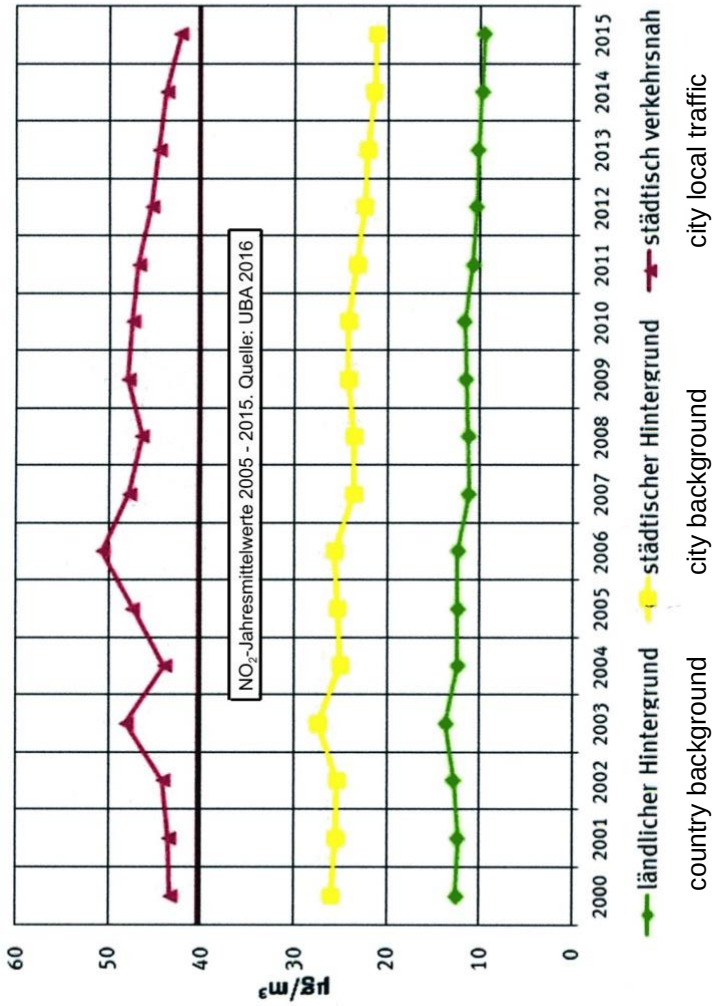


Abb. 3: Darstellung der NO_2-Immissionenswerte an Messstationen
[E. diagram of the NO_2-emmissions on different measuring points](Grafik: UBA)

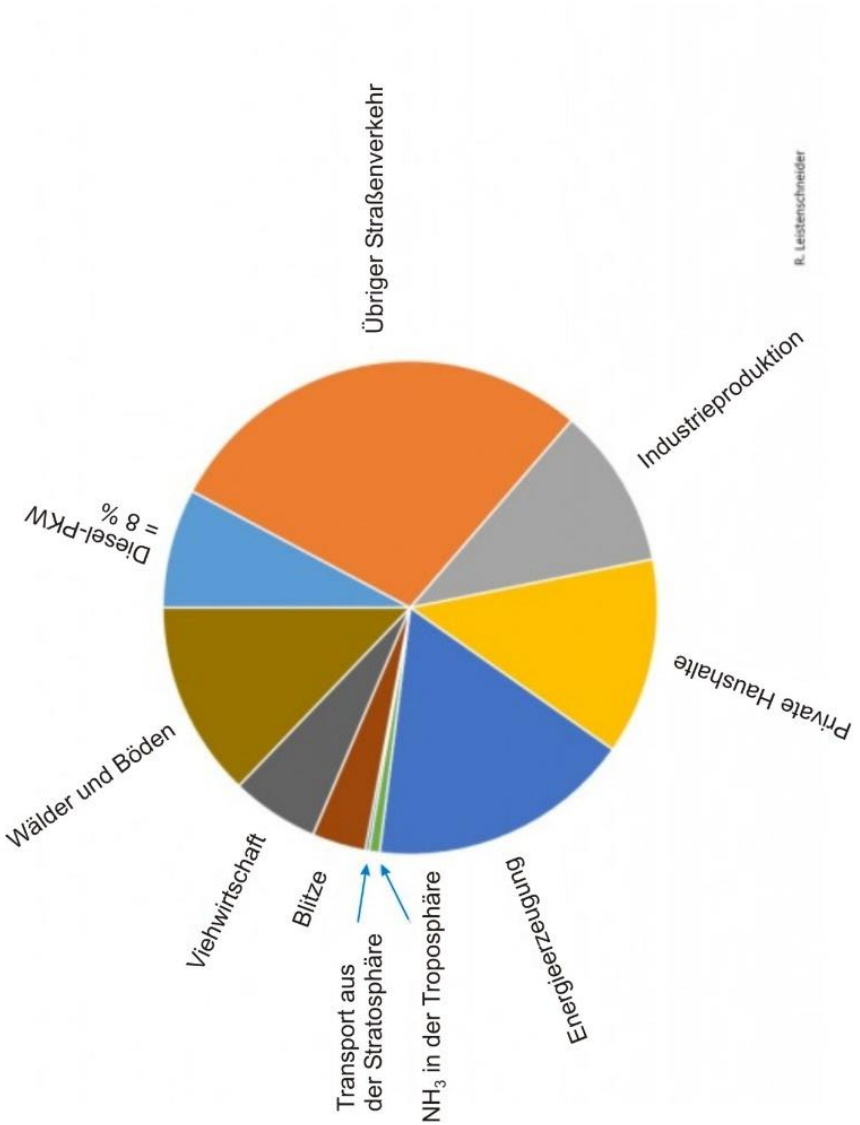


Abb. 4: Stickstoffoxidemissionen in Europa in Vergleichsanteilen Gesamt = 8,538 Mt
[E. emissions of nitrogen oxides in Europe in comparison of parts; total quantity 8.538 mio.

Das Versuchsfeld „Virtuelles Kraftwerk“ an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig
- Inbetriebnahme und erste Erkenntnisse im Betriebsverhalten -

Prof. Dr.-Ing. Uwe Jung, Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Wozniak
Prof. em. Dr.-Ing. habil. R. Müller, Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz
HTWK Leipzig, Fakultät ME (Nieper-Bau), Karl-Liebknecht-Straße 134, 04277 Leipzig

Schlüsselwörter Photovoltaik, Windenergie, Wasserstofftechnologie, Verknüpfung im virtuellen Kraftwerk, Messtechnische Untersuchungen

Einleitung

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

Aus diesem Grund wurde seit Ende der 1990er Jahre an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig, der größten Fachhochschule in Sachsen, der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ schrittweise auf einer Fläche von 230 m² aufgebaut. Neben einer ca. 130 m ² großen Freifläche mit verschiedenen technischen Anlagen wurde seit dem Jahr 2008 schrittweise eine ca. 100 m² große Fläche in einem Laborgebäude für den Aufbau von Demonstrationsanlagen zur Vermittlung von technischen Grundlagen genutzt.

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

Die einzelnen Versuchsanlagen für das virtuelle Kraftwerk

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

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

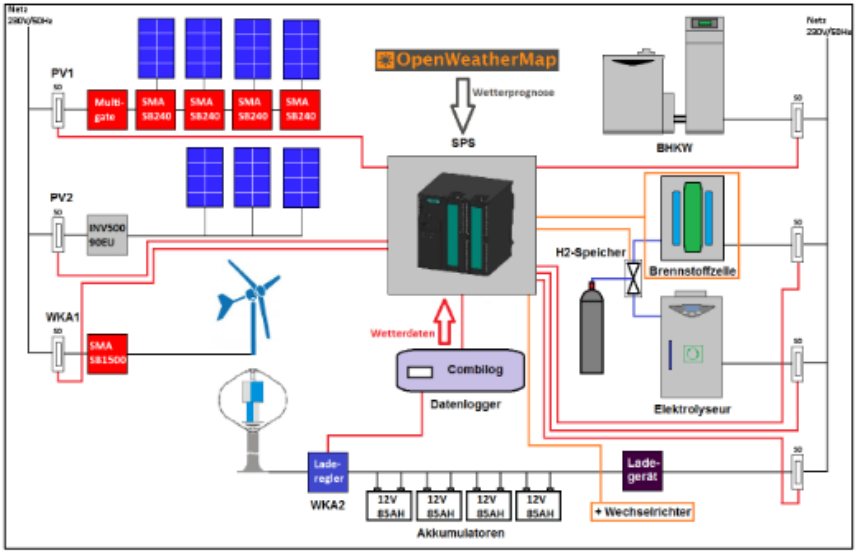


Bild 1: Übersicht des Aufbaus des virtuellen Kraftwerkes

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

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

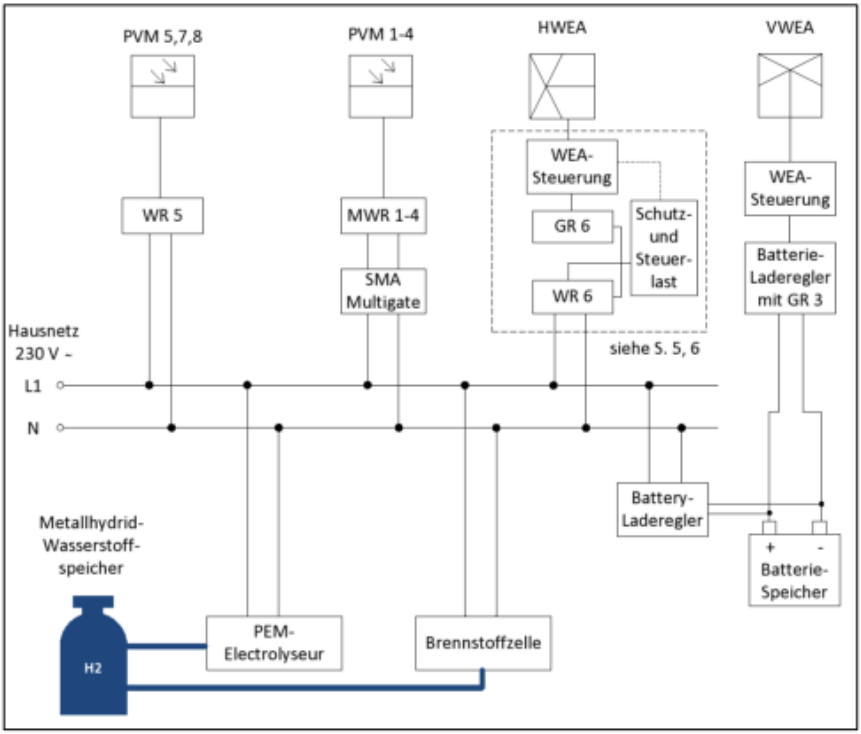


Bild 2: Übersicht Systemaufbau des virtuellen Kraftwerkes

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

Aus dem im Bild 3 dargestellten Schema für die Erfassung der meteorologischen Daten und der Leistungsdaten der einzelnen Anlagen ist ersichtlich, dass die gewonnenen Daten auf zwei handelsüblichen Datenloggern erfasst werden. Die Übertragung an die zentrale speicherprogrammierbare Steuerung des virtuellen Kraftwerkes erfolgt über eine RS232Schnittstelle. Mit der speicherprogrammierbaren Steuerung werden die aktuellen Leistungswerte der Generatoren und Speicher des virtuellen Kraftwerkes erfasst und weiterverarbeitet. Für die Planung eines ordnungsgemäßen Betriebes des virtuellen Kraftwerkes wurde das System außerdem um ein Wetterprognose-Tool ergänzt, mit dem meteorologische Vorhersagedaten für einen Zeitraum von 5 Tagen einfließen. Damit ist es möglich, einen Plan zu erstellen, mit dem durch den Vergleich der zur Verfügung stehenden Leistung mit dem tatsächlichen aktuellen Bedarf die einzelnen Teilnehmer dem hausinternen Wechselspannungsnetz zu- oder abgeschaltet werden können. Als Schutz der Steuerung und der verwendeten Peripheriegeräte vor Berührung, Staub und Schmutz wurden sämtliche elektronischen Bauelemente in einen Schaltschrank eingebaut, in dessen Tür die Meldeleuchten für die Erkennung des Betriebszustandes der Anlagenkomponenten eingebaut wurden (siehe Bild 4). Zusätzlich eingebaut wurde noch eine LED-Balkenanzeige, die in Abhängigkeit des Betriebszustandes den resultierenden Netzbezug bzw. die resultierende Netzeinspeisung anzeigt.

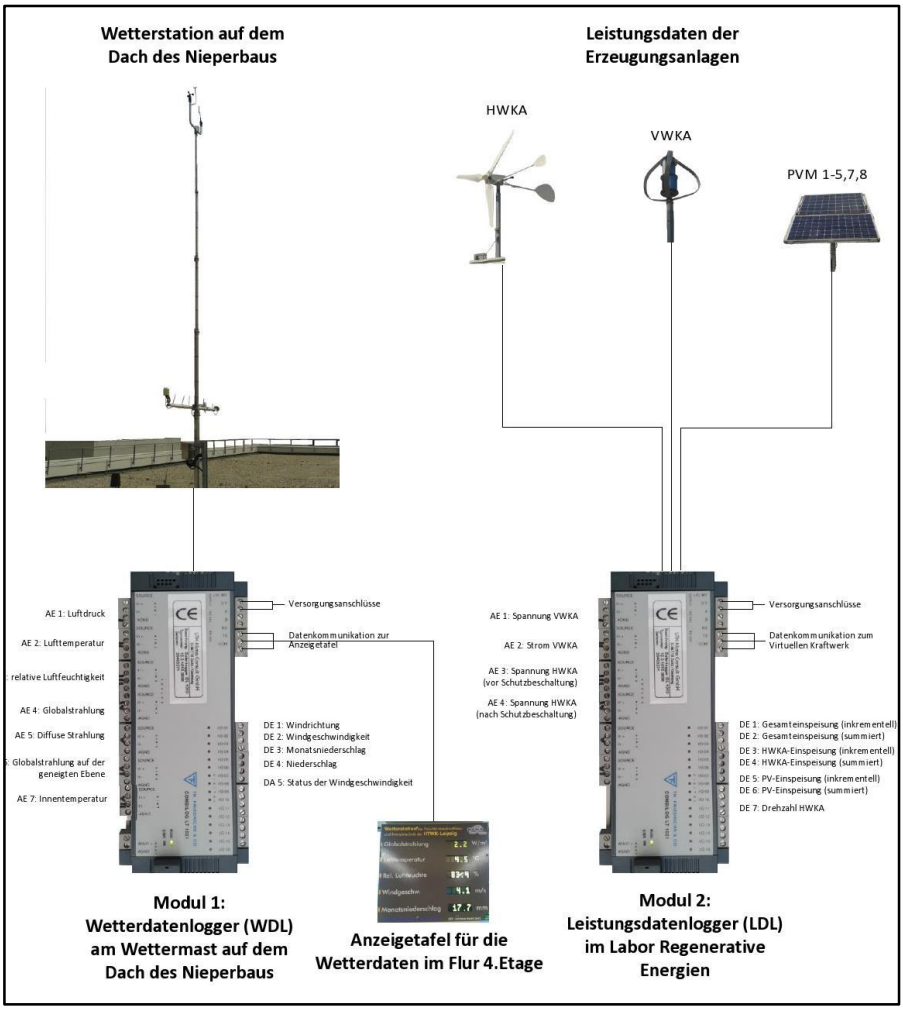


Bild 3: Schema für die Erfassung der meteorlogischen Daten und der Leistungsdaten

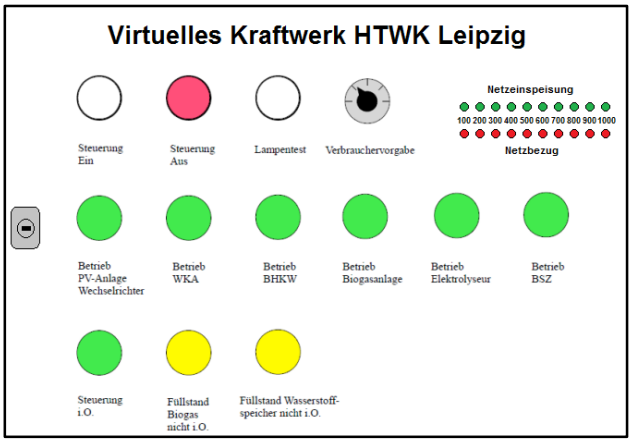


Bild 4: Bedienelemente des virtuellen Kraftwerkes

Geplante Versuche

Mit dem an der HTWK Leipzig errichteten virtuellen Kraftwerk soll die synergetische Vernetzung der Kraftwerkskomponenten für die Versorgung eines Einfamilienhaushaltes mit 4 Personen untersucht werden. Seit der Inbetriebnahme der Anlage zum Jahresende 2016 wird das Steuerverhalten des Systems bezüglich der Leistungsbereitstellung zur Versorgung eines im Vorfeld dimensionierten Musterhaushaltes analysiert. Dabei liegt der Fokus auf der Bereitstellung des elektrischen Bedarfs durch die Kombination der eingesetzten Einzelsysteme. Der durchschnittliche Jahresverbrauch des Musterhaushaltes an elektrischer Energie wurde mit 4.500 kWh festgelegt. Damit ist es definitiv nicht möglich, den Jahresbedarf an Elektroenergie ausschließlich mit den vorhandenen PV- und Windkraftanlagen abzusichern, so dass für die Bereitstellung des restlichen Energiebedarfes das an der Fakultät errichtete Mikro-Blockheizkraftwerk eingesetzt werden muss. Dieses wurde so optimiert, dass es in einem stromgeführten Betrieb geführt wird, um damit keinen überdurchschnittlichen Überschuss an thermischer Energie zu erzeugen, der aktuell an dem Fakultätsgebäude nicht genutzt werden kann.

Erste Tests mit dem virtuellen Kraftwerk haben gezeigt, dass in den Winter- und Frühjahrsmonaten auf Grund der kurzen Sonnenscheindauer und der geringen solaren Einstrahlung nur ein sehr geringer Tagesertrag der PV-Anlagen zu erwarten ist. In den Sommermonaten kann mit der PV-Anlagentechnik aber dagegen ein Großteil der benötigten elektrischen Leistung des Einfamilienhauses abgedeckt werden. In Anbetracht der Betriebszeiten des Blockheizkraftwerkes und dessen elektrischen Tagesertrages kann eine umgekehrte Proportionalität festgestellt

werden. Durch den wärmegeführten Betrieb des Blockheizkraftwerkes ist es wiederum möglich, das Leistungsdefizit der PV-Anlage während der Wintermonate auszugleichen. Generell ist es entscheidend, wie die einzelnen Anlagenteile des virtuellen Kraftwerkes dimensioniert und miteinander kombiniert werden. Für die Maximierung des Eigenstromverbrauches müssen diese hinsichtlich ihrer synergetischen Effekte und der Leistungsklassen gut miteinander abgestimmt werden. Hierzu sind in diesem und vor allem im kommenden Jahr weitere umfangreiche Tests geplant.

Zusammenfassung

Mit dem an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig errichteten Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ und der Zusammenführung der einzelnen technischen Anlagen im Rahmen eines virtuellen Kraftwerkes ist es gelungen, auf einer relativ kleinen Fläche eine Vielzahl von Möglichkeiten für die Nutzung erneuerbarer Energien zu zeigen, die einerseits im Rahmen der studentischen Ausbildung für Forschungszwecke genutzt werden und andererseits für interessierte Mitmenschen zur Verfügung stehen, die an diesen zukunftsorientierten Techniken interessiert sind.

Hochdruck PEM-Elektrolyse

Karl-Heinz Lentz[1], Ulrich Rost[2], Wolfgang Oberschelp[3], Michael Brodmann[4]

[1]*iGas energy GmbH, Cockerillstr. 100, D-52222 Stolberg*
[2]*ProPuls GmbH, Neidenburgerstr. 10, D-45897, Gelsenkirchen*
[3]*Obitronik GmbH, Tückingschulstr. 24, D-58135 Hagen*
[4]*Westfälische Hochschule Gelsenkirchen Bocholt Recklinghausen, Westfälisches Energieinstitut, D-45877, Gelsenkirchen*

Korrespondierender Autor: kh.lentz@igas-energy.de, *Tel: +49 (0)2402 797160-1*

Schlüsselwörter: Wasserstoffgeneration, PEM-Elektrolyse, hydraulische Verpressung, 100 bar

Zusammenfassung

Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse ist eine zurzeit vieldiskutierte Technologie, um Überschüsse aus regenerativen Energieanlagen zu speichern und Wasserstoff für eine spätere Verwendung bereitzustellen. Jedoch ist die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff gering im Vergleich zu flüssigen oder festen Brennstoffen, sodass eine Verdichtung zu Speicherzwecken zumeist notwendig ist. Übliche Elektrolysesysteme sehen daher mechanische Kompressoren vor, welche häufig wartungsintensiv sind und zusätzliche Verluste sowie höhere Anlagenkosten verursachen. In diesem Beitrag wird ein Konzept für einen PEM-Elektrolyseur vorgestellt, mit dem Wasserstoff bei 100 bar ohne einen zusätzlichen Kompressor bereitgestellt werden kann.

PEM-Elektrolyse

Durch den stetigen Ausbau regenerativer Energieanlagen in Deutschland, insbesondere Windkraftanlagen und Photovoltaik, wächst die Herausforderung, das gewohnte hohe Maß an Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu garantieren. Derzeitig ist eine Peakleistung von über 80 GW PV- bzw. Windkraft in

Deutschland verbaut, wobei die Leistung der installierten Pumpwasser-Speicherkraftwerke zusammen etwa 7 GW beträgt [1]. Durch die fehlenden Speicherkapazitäten resultieren heute bereits Stillstandzeiten bei Windkraftanlagen, da insbesondere in dünn besiedelten Gebieten mit stark ausgebauten Windparks die generierte elektrische Leistung nicht abgenommen werden kann [2]. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass die Peakleistung (PV und Wind) in Deutschland innerhalb der nächsten 15 bis 20 Jahre auf über hundert Gigawatt ausgebaut wird, wodurch gleichzeitig die Notwendigkeit des Ausbaus effizienter Speichertechnologien notwendig wird [2, 3]. Der Bedarf an Speichermöglichkeiten, um die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energieanlagen zu kompensieren, wird daher bei dem angestrebten weiteren Zubau zukünftig steigen. Die Produktion von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse ist hierbei eine effektive Möglichkeit, große Mengen elektrische Energie in Form eines Gases zu speichern. Wasserelektrolyse kann somit genutzt werden, um Überschüsse aus regenerativen Energieanlagen zu puffern und für spätere Zwecke nutzbar zu machen.
Die Wasserelektrolyse folgt hierbei der elektrochemischen Reaktion:

H_2O + Energie → H_2 + ½ O_2

In heute üblichen Elektrolyseursystemen größerer Bauart werden etwa 4,3 bis 5 kWh elektrischer Energie benötigt, um 1 Nm³ Wasserstoff zu produzieren. Dies entspricht einem Wirkungsgrad oberhalb von 70% gemäß dem oberen Heizwert von Wasserstoff (3,6 kWh Nm^{-3}) [4]. Je nach Systemdesign können auch höhere Wirkungsgrade erzielt werden, jedoch beziehen sich diese Angaben zumeist auf den Anlagenzustand nach einer initialen Einfahrprozedur. Nach einigen tausend Betriebsstunden kann der Wirkungsgrad einer Elektrolyseanlage zum Teil deutlich sinken. Zwei Ausführungsformen stellen heute die etablierte Technik dar – Wasserelektrolyseure mit alkalischem Elektrolyt sowie mit einer Polymerelektrolytmembran (PEM). Während alkalische Elektrolyseure sich durch niedrige Anlagenkosten, höhere Wirkungsgrade und hohe Standzeiten auszeichnen, können PEM-Elektrolyseure dynamisch bei hohen Betriebsdrücken betrieben werden. Für zukünftige Anlagen (ab 2023) wird gemäß dem Multi Annual Work Plan (FCH JU) angestrebt, dass Elektrolyseure auf 100% Nennleistung in unter 1 sec anfahren können (Warmstart) [5]. Dies wird voraussichtlich nur mit PEM-Elektrolyseuren realisiert werden können. Insbesondere für Anwendungen, in der eine direkte Kopplung der Elektrolyse an ein regeneratives Energiesystem vorgesehen ist, bieten sich daher PEM-Elektrolyseure an, zu Speicherzwecken lastabhängig Wasserstoff zu produzieren.

Elektrolyse auf Basis hydraulischer Verpressung

Ein PEM-Elektrolyseursystem umfasst eine Vielzahl von Einzelzellen, die zu einem Stack elektrisch in Reihe geschaltet werden. Typischerweise werden die PEM-Einzelzellen bipolar ausgeführt und mechanisch mittels Zuganker miteinander verpresst. Erste PEM-Elektrolyseurstacks mit einer Anschlussleistung von mehreren Megawatt sind bereits vorgestellt worden [6]. Jedoch sind große Stacks der MW-Klasse geprägt von massiven Druckplatten, welche die mechanischen Verpresskräfte aufnehmen und in der aktiven Fläche der Zellen verteilen. Grundsätzlich gilt hierbei, dass die mechanische Verspannung zu einer typischerweise inhomogenen Druckverteilung über der aktiven Fläche führt, welche die Leistungsfähigkeit des Stacks reduzieren kann. Durch konstruktive Anpassung von der Geometrie der Druckplatte sowie der Anzahl der Zuganker können diese Effekte reduziert werden. Insbesondere bei aktiven Zellflächen jenseits von 500 cm^2, einer Vielzahl an Einzelzellen im Stack sowie einem angestrebten Ausgangsdruck von größer 30 bar ist die Realisierung der notwendigen Flächenpressung mittel mechanischer Verspannung aufwändig.
Die Westfälische Hochschule hat ein neuartiges Konzept für PEM-Elektrolyseure vorgeschlagen, welches auf einer hydraulischen Verpressung von Einzelzellen beruht [7]. Hierbei wird der Bereich zwischen zwei Einzelzellen mit einem Hydraulikmedium gefüllt, welches im Betrieb auf ein höheres Druckniveau als Zellinnendruck gebracht wird. So erreicht man, dass jede Einzelzelle gleichartig homogen verpresst wird und in Abhängigkeit des Zellinnendrucks der Hydraulikdruck optimal gehalten werden kann [8]. Darüber hinaus ist denkbar, jede Zelle in der Ebene in Teilzellen zu unterteilen. Auf diese Weise kann erreicht werden, dass das Spannungsniveau pro Zelle angehoben und der notwendige Elektrolysestrom reduziert werden kann.

VOMPELS

Ein Konsortium aus den Firmen iGas energy GmbH, ProPuls GmbH und Obitronik GmbH sowie der Westfälischen Hochschule entwickelt zurzeit im laufenden Projekt VOMPELS einen Hochdruckelektrolyseur im industrienahen Maßstab. Es wird angestrebt, einen PEM-Elektrolyseursystem zu entwickeln, welches bis zu 25 kW elektrische Leistung aufnehmen und Wasserstoff bei einem Druckniveau von 100 bar bereitstellen kann. Die Entwicklung des Systems basiert hierbei auf einem klassischen Elektrolyseur in Containerbauweise, der an die prozesstechnischen Anforderungen der hydraulischen Verpressung sowie elektrotechnisch an den Aufbau eines planar segmentierten Stacks angepasst und erweitert wird (vgl. Abb. 1).

Abbildung 1: PEM-Elektrolyseursystem in Containerbauweise (schematische Darstellung)

Es konnten bereits erste prototypische Einzelzellen unter Laborbedingungen getestet werden. Diese weisen ein Zelldesign mit einer industrienahen Elektrodenfläche von 600 cm² auf. Es konnte in vergleichenden Untersuchungen gezeigt werden, dass aufgrund der homogenen Betriebsbedingungen gegenüber 25 cm^2 Testzellen keine spezifischen Leistungseinbußen eingetreten sind, wie es bei konventionellen Zellen zu erwarten gewesen wäre [9]. Weitere Optimierungen sind in der Folge durch Anpassungen des Elektrodenaufbaus in kleineren Probenzellen (25 cm^2 Elektrodenfläche) erzielt worden. Mit diesen Testzellen konnte mit dem aktuell verfügbaren Laborprüfstand erfolgreich der Funktionsnachweis der Wasserstoffproduktion bis zu einem Ausgangsdruck von 5 bar erbracht werden [10]. Die Drucknachführung hat in jedem Arbeitspunkt den Anpressdruck konstant gehalten, so dass die Zellen optimal betrieben werden konnten. Die letzte Revision hydraulisch verpresster Testzellen erreichte spezifische Leistungswerte von 4 W cm^{-2} bei einer Zellspannung von etwa 2 V) [11]. Zurzeit bereitet sich das Projektteam auf den Aufbau einer optimierten Elektrolyseurzelle mit 600 cm² Elektrodenfläche sowie die Inbetriebnahme eines Zellstapels mit mindestens 5 Einzelzellen vor.

Danksagung
Die vorgestellten Ergebnisse sind im Rahmen des öffentlich finanzierten (NRW, EFRE) F&E-Projekts „Entwicklung eines vollmodularen PEM-Elektrolyseurs mit segmentierten, planaren Polplatten - VOMPELS“ erarbeitet worden (Fördernummer EFRE-0800099).

Literatur
[1] https://de.statista.com/
[2] V. Quaschning, Sektorkopplung durch die Energiewende (2016)
[3] C. Rehtanz et a., dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030 (2012).
[4] D. Stolten, D. Krieg, Alkaline Electrolysis – Introduction and Overview, in D. Stolten (Ed.), Hydrogen and Fuel Cells Fundamentals, Technologies and Applications, S. 243-270, Wiley VCH, Weinheim, 2010.
[5] MAWP Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH2%20JU%20-%20Multi%20Annual%20Work%20Plan%20-%20MAWP%20(ID%20623483).pdf
[6] S. Geitmann, TARGET: 100 MEGAWATTS, H2international, September 2017, S. 8, ISSN 2367-3931.
[7] M. Brodmann et. a., Energy Conversion Apparatus in Particular Fuel Cell Stack or Electrolyzer, WO002011069625A1.
[8] M. Brodmann et. a., Method and System for Operating an Electrolyser, WO002014040746A1.
[9] F.J. Wirkert, J. Roth, U.W. Rost, M. Brodmann, Hydraulic cell compression for performance preserving upscaling of PEM electrolyzers, Int. J. Smart Grid Clean Energy, 6, 3 (2017) S. 171-176, DOI: 10.12720/sgce.6.3.171-176.
[10] F.J. Wirkert, J. Roth, U. Rost, M. Brodmann, A novel PEM Electrolysis System with Dynamic Hydraulic Compression for an Optimized High-pressure Operation, NEIS Conference 2016, S. 169-174, Hamburg, 2017, DOI: 10.1007/978-3-658-15029-7_26.
[11] F.J. Wirkert, U. Rost, J. Roth, M. Brodmann, Performance enhancing study for large-scale PEM electrolyser cells based on hydraulic compression, 6th European PEFC & Electrolyser Forum, Luzern, Kapitel 7, S. 6-13, 2017, ISBN 978-3-905592-22.

EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum und Beschäftigung
Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen
Leitmarkt Agentur.NRW

Versuchsstand zum praxisnahen Test von Wandaufbauten für thermische Energiespeicher – Materialuntersuchung des Einblasdämmstoffs aus Polyurethan-Hartschaum-Partikeln

Jan Markus Mücke[1*], Thorsten Urbaneck[1], Bernd Platzer[1]

[1]Technische Universität Chemnitz, Institut für Mechanik und Thermodynamik, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz,
[*]jan-markus.muecke@mb.tu-chemnitz.de

Schlüsselwörter: Speicher, Wanddämmung, Wärmeleitung, Konvektion, Schüttung, Wärmeleitfähigkeit, Rütteldichte, Porosität, Polyurethan, Versuchsstand

Einleitung

Thermische Energiespeicher können einen weitgehenden Einsatz beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Verbesserung der Kraft-Wärme-Kopplung erlangen. Dabei ist die Reduzierung der Wärmeverluste über die Speicherhülle bei gleichbleibenden oder sinkenden Kosten für entsprechende Dämmstoffe ein Kernthema. Im Rahmen des Projektes OBSERW (Oberirdische Speicher in Segmentbauweise für Wärmeversorgungssysteme) [1] hat die TU Chemnitz, Professur Technische Thermodynamik (TUC/TT) einen Versuchsstand zum praxisnahen Test mehrschichtiger Wandaufbauten (VS-WA) entwickelt. Das Vorhaben ist in der Energiespeicherinitiative der Bundesregierung angesiedelt [2].

1 Versuchsstand zum praxisnahen Test mehrschichtiger Wandaufbauten

Mit dem Versuchsstand (Abbildung 1) sind praxisnahe Untersuchungen verschiedener Dämm- und Dichtstoffe sowie von Wandsegmentmaterialien in einer Einheit möglich. Die Strategie besteht darin, vor dem realen Einsatz neue Wandkonstruktionen im halbtechnischen Maßstab zu testen. Diese Vorgehensweise bietet mehrere Vorteile. Im Labor herrschen definierte Bedingungen mit hoher Reproduzierbarkeit. Es entstehen relativ niedrige Kosten bezüglich des Aufbaus und des Betriebs und bei eventuellen Fehlentwicklungen besteht nur ein geringes Risiko.

Der wesentliche Unterschied zu herkömmlichen Versuchsständen zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit (z. B. Zwei-Platten-Apparatur) oder anderen Tests (z. B. für Dichtstoffe) besteht in der Möglichkeit, ein repräsentatives Flächenelement (RFE) zu untersuchen. Das

Element repräsentiert einen typischen Wandausschnitt mit allen geplanten oder eingesetzten Materialien (Dämmstoff, Wandsegment, Verbindungen, Dichtungen usw.). Mit dem Versuchsstand stellt man die typischen Randbedingungen an der Innen- und Außenseite ein, sodass die Wärme- und Stoffübertragung im RFE praxisnah abgebildet wird. Die Maße der untersuchten Dämmstoff-Proben sind zudem deutlich größer als bei anderen experimentellen Untersuchungen. Der Versuchsstand wird momentan zur Untersuchung des effektiven Wärmeübergangs im Wandaufbau sowie zu Langzeittests der Materialien (Temperaturbeständigkeit, Dichtheit) eingesetzt. Weiterhin ist es problemlos möglich, vertikale und horizontale Aufbauten zu untersuchen, weil der Versuchsstand drehbar gelagert ist.

Der Versuchsstand besteht aus einem Hydraulikkreislauf (hier nicht dargestellt), mit dem Wasser durch eine Wanne gepumpt wird. Die Temperatur ist exakt einstellbar und simuliert die Verhältnisse an der Speicherinnenseite.

Abbildung 1b zeigt den Aufbau inklusive der verbauten Messtechnik. In der Frontansicht ist ein ca. 1 m x 1 m großes Wandsegment zu erkennen, welches aus einem ca. 3 mm starken emaillierten Stahlblech besteht, wie es auch bei realen Speichern in Segmentbauweise zum Einsatz kommt. Dieses Wandsegment wurde auf die Wanne analog der vorgesehenen Bautechnologie geklebt (Dicht- und Klebstoff: Sikasil AS-70). Auf der Vorderseite befindet sich die zu untersuchende Wärmedämmung aus Polyurethan-Hartschaum-Partikeln (PUR-Granulat), welches ein Glattblech (Speicherverkleidung) umschließt. In jede Richtung ist eine ca. 50 cm starke Dämmschicht zur Unterdrückung der geometriebedingten Wärmeverluste installiert, wobei auf der Rückseite Steinwolle und extrudierter Polystyrol-Hartschaum (XPS) zum Einsatz kommen.

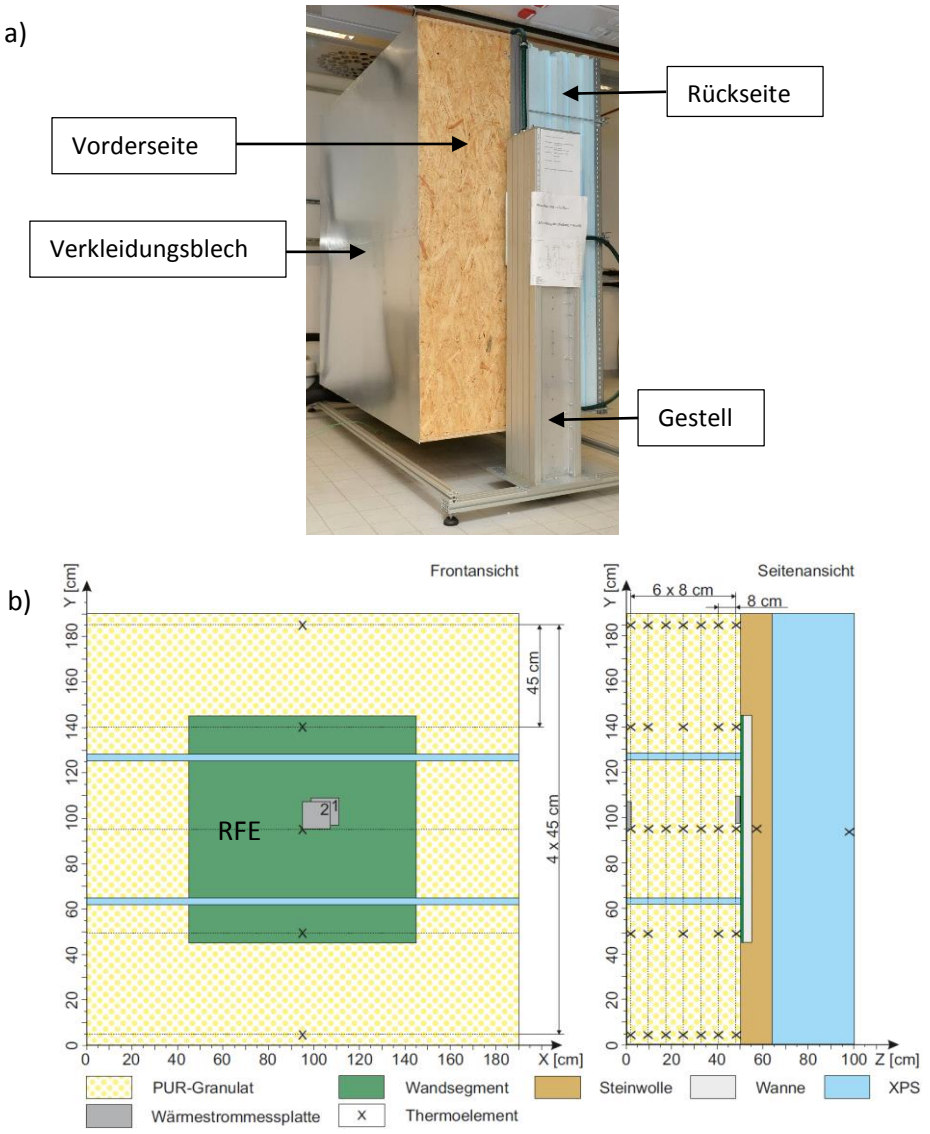


Abbildung 1: a) Versuchsstand zum praxisnahen Test mehrschichtiger Wandaufbauten; b) schematischer Aufbau des Versuchsstandes im Querschnitt der Front- und Seitenansicht mit eingezeichneter Messtechnik

Zur Bestimmung der effektiven Wärmeleitfähigkeit, die als Maß für den effektiven Wärmeübergang im RFE verwendet wird, kommen Wärmestrom-Messplatten und Thermoelemente zum Einsatz. Die Wärmestrom-Messplatten befinden sich zentral auf der Oberfläche des Wandsegments und auf der Innenseite des Verkleidungsblechs. Die insgesamt 31 Thermoelemente in der zu untersuchenden Schüttung sind auf fünf verschiedenen Höhen (Abbildung 1b, Frontansicht, Abstand 45 cm) und in sieben verschiedenen Schichten verbaut (Abbildung 1b, Seitenansicht, Abstand 8 cm). Diese Konfiguration ermöglicht die Aufnahme von vertikalen und horizontalen Temperaturprofilen im Wandaufbau.

2 Materialuntersuchung

In der ersten Phase des OBSERW-Projektes [3] kommt ein Schüttgut aus PUR-Hartschaum-Partikeln (Abbildung) zur Dämmung der Wand und der Decke zum Einsatz (Abbildung) [4]. Erste Informationen zum genutzten Granulat (Rathipur) sind Lang [5] und Gerschitzka [6] zu entnehmen. Dieser Beitrag stellt die entsprechenden Ergebnisse zu den weiterführenden Stoffuntersuchungen vor. Diese bilden eine wichtige Grundlage für die Untersuchungen zum Wärmeübergang im Wandaufbau. Der Test von Dicht- und Wandsegment-Materialien erfolgt beim Betrieb des Versuchsstandes zeitgleich, soll aber nicht Inhalt dieses Beitrags sein.

Abbildung 2: Polyurethan-Hartschaum-Granulat Rathipur [4]

Wie in Abbildung 2 zu erkennen ist, besteht Rathipur aus unterschiedlich großen Partikeln, die sich auch in der Form unterscheiden (polydisperses Schüttgut). Zudem unterliegt Rathipur signifikanten Materialschwankungen. Der oben beschriebene

Versuchsstand ist nicht für alle Stoffanalysen geeignet. Um das Schüttgut genauer charakterisieren zu können, erfolgten daher noch zusätzliche Stoffuntersuchungen.

Die Ermittlung der Massenanteile der verschiedenen Korngrößen (KG, Tabelle 1) durch eine Siebanalyse ermöglicht die Aufnahme einer Sieblinie. Dabei erfolgt die Bezeichnung der erhaltenen Korngrößen wie in Tabelle 1 beschrieben.

Tabelle 2: Korngrößen und Mittelwerte der Massenanteile der ausgesiebten Fraktionen [7]

Bezeichnung	KG 1	KG 2	KG 3
Partikeldurchmesser	> 5 mm	< 5 mm und > 2 mm	< 2 mm
durchschnittlicher Massenanteil	50 %	41 %	9 %

Mit Hilfe der Sieblinie kann nach DIN 19661-2 eine mittlere Korngröße d_m von rolligem Material bestimmt werden [8]. Die so ermittelten Korngrößen bewegen sich im Bereich von 5 - 6 mm. Die DIN 14688-2 beschreibt zusätzlich eine Ungleichförmigkeitszahl C_U [9]. Sie trifft eine Aussage über die Steilheit der Sieblinie im Bereich von 10 bis 60 % des Massenanteils. Sie ist mit

$$C_U = \frac{d_{60}}{d_{10}} \quad (1)$$

definiert, wobei d_{10} und d_{60} die Korndurchmesser bei 10 % bzw. 60 % Siebdurchgang (Massenanteil) sind. Im Mittel ergibt sich eine Ungleichförmigkeitszahl von 2,7.

Die Rütteldichte $\rho_{Rüt}$ von Rathipur schwankt um bis zu 5 kg/m³ zwischen den verschiedenen Proben einer Charge. Die Unterschiede verursachen oft die feineren Anteile (KG 3). Der Massenanteil und die Rütteldichte variieren stark. Die gröberen Anteile (KG 1) zeigen wesentlich kleinere Schwankungen. Im Mittel hat das Rathipur eine Rütteldichte von 29 kg/m³. Die vom Hersteller angegebene Dichte von 40 - 50 kg/m³ [4] konnte nicht erreicht werden. Dies zeigt bereits, wie groß die Schwankungen sind, denen das Material unterliegt. Tabelle **3** fasst die Ergebnisse zum Partikeldurchmesser d, der Ungleichförmigkeitszahl, der Rütteldichte und der äußeren Porosität $\psi_{a,RP}$ zusammen.

Tabelle 3: Partikeldurchmesser, Ungleichförmigkeitszahl, Mittelwert der Rütteldichte und der äußeren Porosität für Rathipur [7]

d [mm]	d_m [mm]	C_U [-]	$\rho_{Rüt}$ [kg/m³]	$\psi_{a,RP}$ [%]
ca. 1-16	5,3	2,7	29,0	53

3 Effektive Wärmeleitfähigkeit

Um den Einfluss der Materialschwankungen auf die effektive Wärmeleitfähigkeit des Schüttguts zu analysieren, erfolgten im ersten Schritt Untersuchungen mit unterschiedlichen Korngrößen, wobei ein anderer Versuchsstand (Ein-Platten-Apparatur) an der Professur verwendet wurde. Abbildung 3 zeigt die Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von der Temperatur für alle Proben und den signifikanten Einfluss der Korngröße. Die Werte mit dem Feinanteil (Tabelle 1, KG 3) liegen etwas unter denen der Originalschüttung, während die Werte des Grobanteils (Tabelle 1, KG 1) deutlich über dem Wert für Rathipur in der Original-Zusammensetzung liegen. Diese Tendenz deckt sich mit den Erkenntnissen von Yagi und Kunii [10], [11], die jedoch andere Schüttgüter untersucht haben.

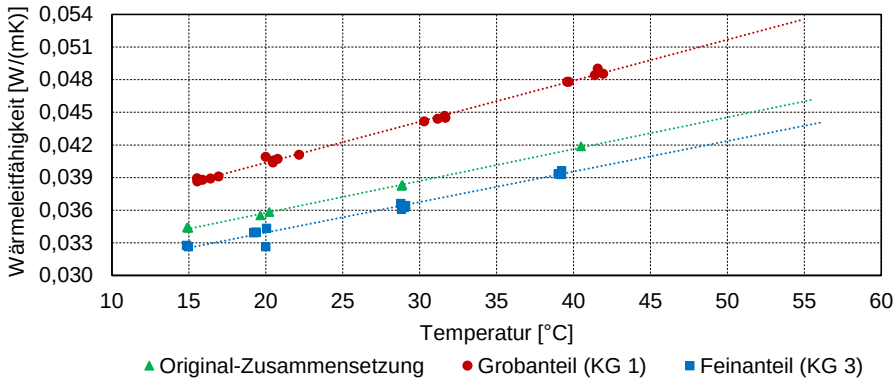


Abbildung 3: Effektive Wärmeleitfähigkeit von Rathipur in Original-Zusammensetzung, des Grobanteils und des Feinanteils in Abhängigkeit der Mitteltemperatur des Dämmstoffs [12], Einsatz einer Ein-Platten-Apparatur

Die Ergebnisse der Ein-Platten-Apparatur (Abbildung 3) weichen zum Teil stark von den Ergebnissen des praxisnahen Tests (Abbildung 4) für die Original-Zusammensetzung ab. Vergleicht man die Werte für die horizontale (VS-WA horizontal) und vertikale Lage (VS-WA vertikal) in Abbildung 4, so zeigt die letztgenannte Variante einen sehr starken Anstieg, welcher auf freie Konvektion zurückzuführen ist. Für den Nachweis wurden Konvektionsbremsen (KB, Platten aus XPS mit nahezu identischer Wärmeleitfähigkeit wie Rathipur) eingebaut. Diese Varianten (VS-WA horizontal und vertikal KB in Abbildung 4) unterdrücken die Konvektion offensichtlich so gut, dass Werte der effektiven Wärmeleitfähigkeit näherungsweise mit Abbildung 3 und Abbildung 4 (VS-WA horizontal) übereinstimmen.

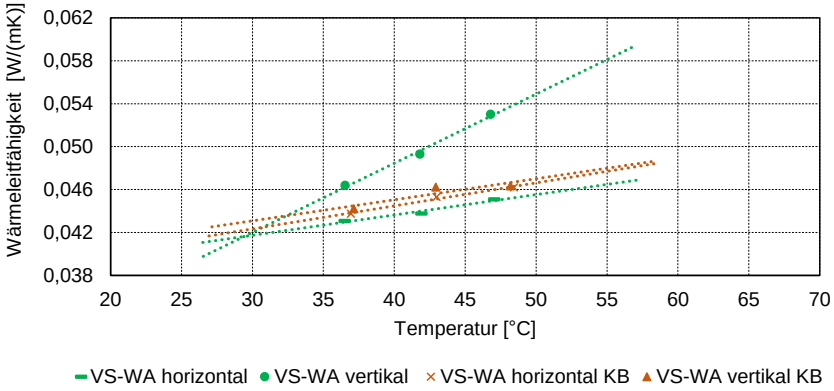


Abbildung 4: Effektive Wärmeleitfähigkeit von Rathipur in Original-Zusammensetzung, Abhängigkeit von der Mitteltemperatur des Dämmstoffes für die vertikale und horizontale Aufstellung mit und ohne Konvektionsbremsen am VS-WA

Abbildung 5 zeigt die aufgenommenen Temperaturverläufe. Die unterschiedlichen Farben entsprechen verschiedenen Abständen zur Oberfläche des Wandsegments. Die mittlere Temperatur in der Wanne beträgt in diesem Fall 60 °C. Das Wandsegment befindet sich im Diagramm rechts und das Außenblech links.

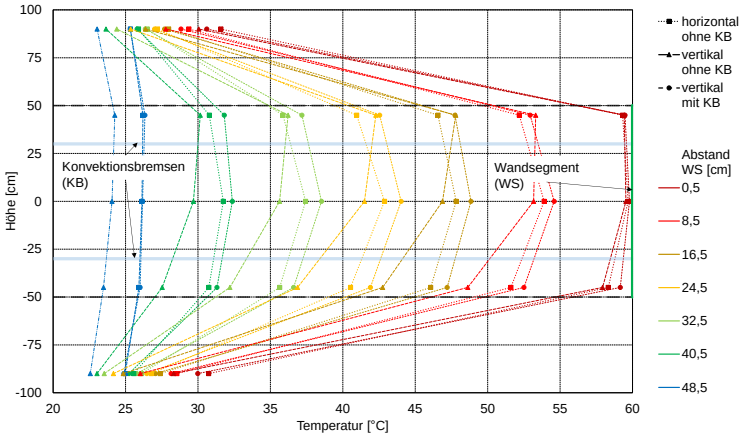


Abbildung 5: Temperaturprofile über die Höhe (vertikale Lage) bzw. Breite (horizontale Lage) des Versuchsstandes mit und ohne Konvektionsbremsen (KB); 60 °C Wassertemperatur in der Wanne

Für die horizontale und die vertikale Lage mit Konvektionsbremse besitzen die Verläufe eine ähnliche Form. Der zentrale Bereich (bei Höhe 0 cm) weist die höchsten Temperaturen auf. Aufgrund des Randbereichs ohne Beheizung und der größeren Übertragungsfläche außen, sinken die Temperaturen für die außenliegenden Stützstellen.

Der Temperaturverlauf für die vertikale Lage ohne Konvektionsbremsen unterscheidet sich signifikant von den zwei anderen Verläufen. Durch Aufheizung der Luft in der Nähe des Wandsegments ergeben sich bei den Stützstellen auf 45 cm Höhe größere Temperaturen als im Zentrum. Zusätzlich ergeben sich am unteren Ende bei den Stützstellen auf Höhe von -45 cm signifikant niedrigere Temperaturen. Die Verläufe zeigen daher, dass sich ein Luftstrom über die gesamte Plattenhöhe erwärmt. Die Temperaturverteilung in der Nähe der Außenabdeckung des Versuchsstandes (Abstand zum Wandsegment: 48,5 cm) spricht passend hierzu für einen dort abwärts gerichteten Luftstrom, der sich abkühlt. Die Temperaturprofile über die Versuchsstandhöhe in vertikaler Lage ohne Konvektionsbremsen deuten daher auf ein Auftreten von freier Konvektion im Schüttgut hin.

Weitere Abweichungen liegen im Bereich der Messunsicherheit der verwendeten Wärmestrom-Messplatten. Eine zusätzliche Annahme ist, dass außerdem ein Alterungseffekt des PUR-Granulats auftritt. Beim Vergleich identischer Proben ist die Zunahme der effektiven Wärmeleitfähigkeit mit dem Probenalter beobachtet worden. Dies könnte das Ausgasen der Zellfüllung hervorrufen. Hier sind weitere Arbeiten geplant.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das Schüttgut aus PUR-Hartschaum-Partikeln ist zur Dämmung von Warmwasserspeichern geeignet und stellt einen Fortschritt gegenüber bisherigen Lösungen dar. Detailuntersuchungen zeigen Materialschwankungen bei der Rütteldichte, der äußeren Porosität und der Korngrößenverteilung. Diese Schwankungen verursachen signifikante Unterschiede hinsichtlich der effektiven Wärmeleitfähigkeit. Außerdem tritt in vertikalen Wandkonstruktionen freie Konvektion auf, die die Wärmedämmwirkung mindert. Dies ist bei Schüttgütern mit ähnlich niedrigen Permeabilitäten laut der Literatur nicht zu erwarten [10], [13], [14], [15]. Die Langzeittests zeigen eine Eignung der eingesetzten Materialien. Diese werden bei der weiteren Speicherentwicklung zum Einsatz kommen. Das Konzept des neu aufgebauten Versuchsstandes hat sich bewährt. Weitere Untersuchungen müssen den Einfluss der Korngrößenverteilung und die Alterungshypothese bestätigen. Eine Optimierung des Versuchsstandes für höhere Temperaturen, im Idealfall bis 98 °C, ist anzustreben. Außerdem sind für die aufgezeigten Ergebnisse noch weitere, vergleichende Untersuchungen notwendig.

5 Quellen

[1] Urbaneck, T. et al.: www.obserw.de. Projektseite für das Verbundvorhaben: Oberirdische Speicher in Segmentbauweise für Wärmeversorgungssysteme (OBSERW), Energiespeicherinitiative der Bundesregierung (BMWi), FKZ 03ET1230 A/B/C, 2017

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: www.forschung-energiespeicher.info

[3] Findeisen, F. et al.: Development of Overground Hot Water Stores in Segmental Construction for Solar and District Heating Systems within the Project OBSERW. International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry, Abu Dhabi, 2017

[4] http://www.rathi.de/produkte/rathipur-daemmgranulat-kd/

[5] Lang, S.; Bauer, D.; Drück, H.: Neue Untersuchungen zu Wärmedämmstoffen für thermische Energiespeicher. 5. OTTI Fachforum Thermische Energiespeicher, 30.06. – 01.07. 2016, Neumarkt i.d. Opf.

[6] Gerschitzka, M., Marx, R., Lang, S., Bauer, D., Drück, H.: New Developments related to Thermal Insulation Materials and Installation Techniques for Overground Seasonal Thermal Energy Stores. GREENSTOCK 2015, 13 th International Conference on Energy Storage, Beijing, China, 2015

[7] Roscher, W.: Interne Arbeiten. Technische Universität Chemnitz Institut für Mechanik und Thermodynamik, 2017

[8] Norm DIN 19661-2: September 2000. Sohlenbauwerke

[9] Norm DIN 14688-2: Dezember 2013. Geotechnische Erkundung und Untersuchung – Benennung, Beschreibung und Klassifizierung von Boden – Teil 2: Grundlagen für Bodenklassifizierungen

[10] VDI e.V.; VDI-GVC: VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage Berlin Heidelberg. Springer-Verlag 2013, 754ff.

[11] Yagi; Kunii: Studies on Effective Thermal Conductivities in Packed Beds

[12] Uhlig, M.: Interne Arbeiten. Technische Universität Chemnitz Institut für Mechanik und Thermodynamik, 2017

[13] Michejew, M. A.: Grundlagen der Wärmeübertragung. 3. Auflage Berlin. VEB Verlag Technik 1964, 24; 84

[14] Holzbecher, E.: Modeling Density-Driven Flow in Porous Media. 1. Auflage Berlin: Springer-Verlag, 1998

[15] Berkovsky, B.M.; Polevikov, V.: Numerical Study of Problems on high-intensive free convection. In: Heat transfer and turbulent buoyant convection, Vol. 1 and 2. Washington: Spalding, 1976

Die Smart Meter Gatewayadministration als neue Marktfunktion in Deutschland.

Stefan Saatmann, M.Sc.

Energieökonom, Emser Str. 16 10719 Berlin, saatmann.stefan@gmail.com

Keywords: Digitalisierung der Energiewende, Smart Meter Gateway-administration, Datenschutz und Datensicherheit

Abstract: Der Rollout digitaler Messtechnik steht in den Startlöchern. [1] Rechtliche Vorgaben sind mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und den Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik verabschiedet. Derzeit befindet sich die Energiewirtschaft in der Vorbereitung zur Umsetzung. Der Aufbau der neuen Marktfunktion Smart Meter Gatewayadministrator ist der nächste Schritt in der Entwicklung des Energiemarkts in Deutschland.

The Rollout of smart meters in Germany is about to begin. Legal requirements have been passed with the law on the digitization of the energy supply and the Technical Guidelines 03109 of the Federal Office for Information Security. Currently, the energy industry is in the process of preparing for implementation. Building the new market function Smart Meter Gatewayadministrator is the next step in the development of the energy market in Germany.

1 Smart Meter Gatewayadministration – Komponenten und Rolloutvorgaben

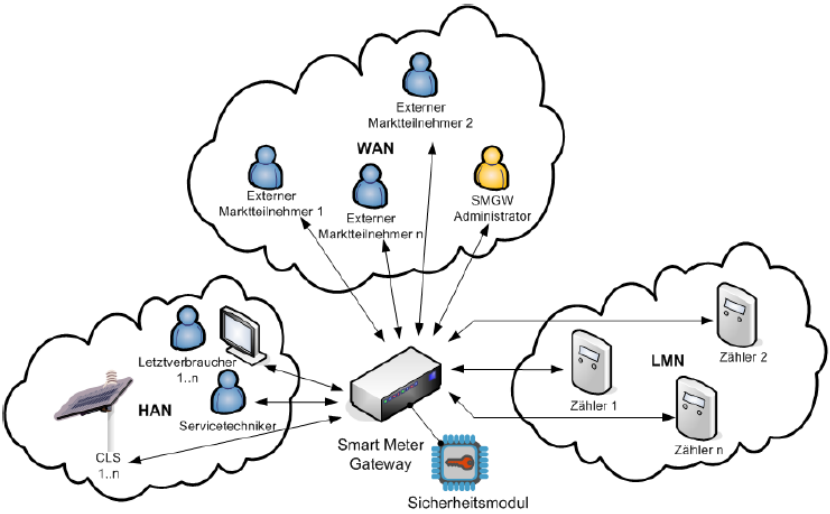
Die Gateway-Administrationslandschaft besteht aus vier Komponenten:

- FNN Basiszähler,
- Smart Meter Gateway,
- Datenübertragung und
- Datenverarbeitungssystem.

Diese Komponenten funktionieren in einem komplexen Zusammenspiel, wie das nachfolgende Schaubild des Bundesamtes für Sicherheit in der

Informationstechnik (BSI) verdeutlicht. Hier sind die drei Bereiche Heimnetzwerk - HAN (Home Area Network), Lokale Metrologische Netze - LMN (Local Metrological Network) und Weitverkehrsnetz - WAN (Wide Area Network) aufgezeichnet. Die drei Wolken symbolisieren drei getrennte Welten, in denen verschiedene Schnittstellen technisch-infrastrukturell und protokollarisch bedient werden. Das Gateway baut über das Sicherheitsmodul etablierte Verbindungen zu den Schnittstellen auf, um Administrationsbefehle durchzuführen oder Kommunikationsinfrastruktur anzubieten. Der in Goldfarbe hervorgehobene Marktpartner ist die Vertrauensinstanz im WAN, der Smart Meter Gatewayadministrator. Die Vielzahl an Funktionen entsteht dabei erst im Zusammenspiel der Schnittstellen. Zentrale Basis für den Energiemarkt ist die Erfassung, Tarifierung und Speicherung von Messwerten inklusive der Zeitstempelung. [2]

Abbildung 1: *Smart Meter Gateway in seiner Einsatzumgebung*



Quelle: BSI, TR 03109-1

Im Ergebnis formuliert das BSI Vorgaben für die einzusetzende Technologie und die Marktteilnehmer. Diese sind im Dachdokument der technischen Richtlinie TR 03109 enthalten und lauten

- Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines iMs
- Anforderungen an das Sicherheitsmodul

- kryptografische Vorgaben (Public-Key-Infrastructure)
- Anforderungen zur Prüfung dieser Funktionalitäten. [3]

1.1 Einführung intelligenter Messsysteme

Die Einführung intelligenter Messsysteme wird seitens des BSI begleitet. Der Regulator hat verschiedene Zertifizierungen entlang der Systemkomponentenkette intelligenter Messsysteme verpflichtend eingeführt. Nachfolgende Tabelle enthält neben der Perspektive, die Marktrolle und die entsprechende Normvorgabe für die Zertifizierung. Hintergrund für die Präqualifikation ist die Teilnahme an der Public-Key-Infrastructure, einem asymmetrischen Verschlüsselungszertifikate System, dessen hoheitlicher Vertrauensanker das BSI ist.

Tabelle 1: *Nachzuweisende Zertifizierungen bei Teilnahme an der Wirk-SM-PKI*

Perspektive	**Marktrolle**	**Normvorgabe**
Betreiber	Smart Meter Gatewayadministrator	ISO 27001 & TR 03109-6
Betreiber	Wurzelzertifikat/ Sub-Wurzelzertifikat	ISO 27001 & TR 03145
Hersteller	SMGW-Hersteller	CC-PP-0073
Perspektive	**Marktrolle**	**Normvorgabe**
Hardware	Smart Meter Gateway	CC-PP-0073 (TR-03109-1)
Marktteilnehmer	Externer Marktteilnehmer	passiv: Sicherheitskonzept / aktiv: ISO 27001

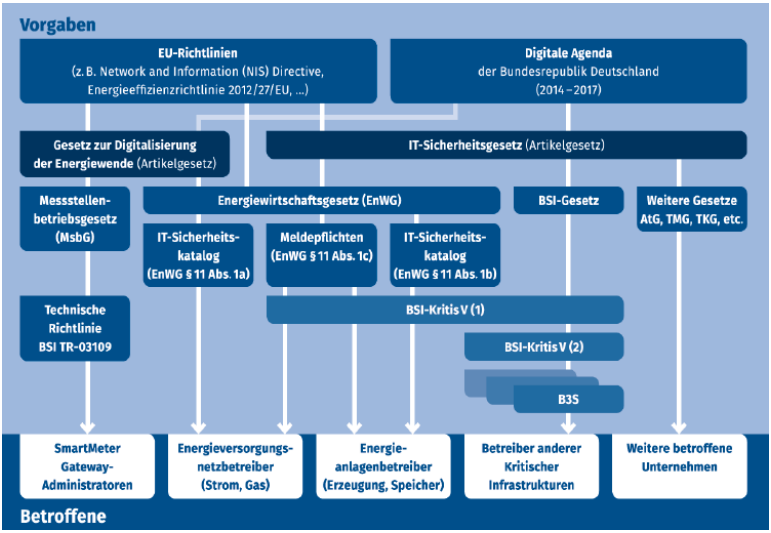
Quelle: Eigene Auflistung

Voraussetzung für den Rollout intelligenter Messsysteme sind neben Hard- und Software für die Gatewayadministratoren die Zertifizierung eines Informationsmanagementsystems nach ISO 27001 und der BSI TR 03109-6. [3] Das BSI weist bereits 18 erfolgreiche Zertifizierungen für diesen Bereich aus. [4] Anzumerken ist, dass selbst passive Marktteilnehmer, die alleinig Daten in ihren Back-End-Systemen aufnehmen, ein IT-Sicherheitskonzept nachweisen müssen.

1.2 Rechtliche Vorgaben

Die rechtlichen Vorgaben lassen sich nach europäischer und nationaler Ebene unterscheiden. Sie sind für Energieunternehmen zudem aufgrund ihrer Marktrolle abzugrenzen. *Cordsen* hat dazu eine Übersicht erarbeitet, die Struktur und Übersichtlichkeit gewährleistet und die ich gern übernehmen möchte. Für die SMGWA zeigt sich vorwiegend die TR 03109 Richtlinienfamilie als unmittelbar entscheidende Vorgabe.

Abbildung 2: Rechtliche Vorgaben und Betroffene



Quelle: Cordsen, Jörg, 2016

2 Smart Meter Gatewayadministration als neue Marktfunktion

2.1. Prozesse der Gatewayadministration

Die Prozesse der Gatewayadministration umfassen aus der Perspektive eines GWA-Betreibers den kompletten Lebenszyklus eines Smart Meter Gateways. Das sind die Hauptprozesse Beschaffung, Installation, Inbetriebnahme, Betreiben, Wechselprozess und Deinstallation. Hinzukommen die Gatewayadministrationsanwendungsfälle, die das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik in der Technischen Richtlinie TR 03109-6 definiert. Diese umfassen die Blöcke Dienste, Administration & Konfiguration, Monitoring,

Unterstützung der Messwertverarbeitung und Fehlerbehandlung. Diesen Blöcken unterliegen 37 abgrenzbare Anwendungsfälle, die in der FNN Arbeitsgruppe Systeme und Prozesse beispielhaft ausdefiniert wurden. Hier ist jeder SMGWA angehalten in Zusammenarbeit mit seinen IT-Dienstleistern eine eigene funktionierende Prozesslandschaft zu entwickeln.

2.2. Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit

Datenschutz und Datensicherheit sind voneinander abzugrenzen. Der Datenschutz ist der Umgang mit Daten. Dazu gehören die Datenerhebung (Sparsam und/oder mit Einwilligung des Verbrauchers), die Datenspeicherung und die Datenlöschung (Vorgaben aus dem regulatorischen Umfeld) sowie die Datenanalyse bzw. –weiterverwendung. Hingegen die Datensicherheit beinhaltet alle Maßnahmen zur sicheren Aufbewahrung und Datenverarbeitung.
Die Anforderungen sind in den Technischen Richtlinien strukturiert. Die ergeben sich Handlungsspielräume für die Unternehmen. Ein Beispiel ist der Unterschied zwischen einer technischen und organisatorischen Maßnahme, mit der eine Mindestvorgabe umzusetzen ist.
In Bezug auf den Datenaustausch von personenbezogenen Daten und Netzzustandsdaten von intelligente Messsysteme müssen folgenden Gesetze berücksichtigt werden:

- Messstellenbetriebsgesetz
- Energiewirtschaftsgesetz
- Bundesdatenschutzgesetz.

Nach § 50 Abs. 1 Nr. 3 und 4 MsbG darf die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten aus einer Messeinrichtung, einer modernen Messeinrichtung, einem Messsystem, einem intelligenten Messsystem oder mit deren Hilfe nur mit Einwilligung des Anschlussnutzers erfolgen oder soweit dies erforderlich ist […]

> (3.) zur Erfüllung rechtlicher Verpflichtungen, welche den berechtigten Stellen auf Grund dieses Gesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes, […] auferlegt sind, oder
>
> (4.) zur Wahrnehmung einer Aufgabe des Netzbetreibers, die in Ausübung ihm übertragener hoheitlicher Befugnisse erfolgt.

Das bedeutet, dass die Marktteilnehmer unterschiedliche Ausgangspositionen in der Datenverarbeitung haben. Externe Marktteilnehmer wie beispielsweise Energiedienstleister brauchen eine Erlaubnis des Kunden zur Datenverarbeitung. Netzbetreiber und Grundversorger liegen hoheitliche Befugnisse zugrunde. §§ 11, 17, 18, 49 EnWG ist die rechtliche Verpflichtung z.B. eines Netzbetreibers, für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes zu sorgen, was die Beseitigung von Störungen einschließt. Folglich lässt sich aus § 50 Abs. 1 Nr. 3 und Nr. 4 MsbG die Erforderlichkeit ableiten, bestimmte Daten aus den dort genannten Messgeräten zu erheben und zu nutzen.

§ 50 Abs. 2 Nr. 11 MsbG konkretisiert insoweit, dass zu den in § 50 Abs. 1 MsbG genannten Zwecken (s.o.) insbesondere auch *die Ermittlung des Netzzustandes in begründeten Fällen* zählt.

Dementsprechend regelt § 56 Abs. 1 S. 1 MsbG, dass Netzzustandsdaten vom Messstellenbetreiber nur im Auftrag des Netzbetreibers und nur in begründeten Fällen erhoben werden dürfen. Begründete Fälle der Netzzustandsdatenerhebung liegen nach § 56 Abs. 1 S. 2 MsbG vor, wenn Netzzustandsdaten erhoben werden

1. an Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
2. an unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes oder
3. an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 20 000 Kilowattstunden.

Nach § 2 Nr. 16 MsbG gelten Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbare oder herleitbare Werte, die zur Ermittlung des Netzzustandes verwendet werden können, als Netzzustandsdaten. In den vorstehenden Regelfällen ergibt sich ein begründeter Fall folglich unmittelbar aus dem Gesetz.

Tabelle 1: *Datenbereitstellung bei Tarifanwendungsfällen des SMGW*

Tarifanwendungsfälle	**Datenbereitstellung**	**Rückschluss auf Verbraucherverhalten**
TAF1 Datensparsame Tarife	ein Zählerstand pro Abrechnungszeitraum	Da es sich hierbei um einen Einzelwert und keinen Lastgang handelt, können keine Rückschlüsse auf die Person erfolgen.
TAF7 (Zählerstandsgangmessung, externe Tarifierung)	Erfassung und Versendung von Zählerstandsgängen - Messwerte für verbrauchte Energiemengen - Messwerte für eingespeiste Energiemengen	Durch die Erfassung eines Lastgangs ist ein Rückschluss auf das Verbrauchsverhalten des Anschlussnutzers möglich. Dadurch können diese Daten nur für Kunden >20 000 kWh oder mit Einwilligung erfasst werden.
Tarifanwendungsfälle	**Datenbereitstellung**	**Rückschluss auf Verbraucherverhalten**
TAF9 Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage (nach §6 (1) EEG)	IST-Einspeiseleistung	Lt. §56 Abs 1 S1 ist eine Nutzung der Daten möglich.
TAF10 Abruf von Netzzustandsdaten	Netzzustandsdaten (§2 Nr. 16 MsbG) im SMGW oder Statusinformation dem am Gateway angeschlossenem Zähler	Eine Nutzung der Daten ist wie oben hergeleitet möglich, da keine personenbezogenen Daten.

Quelle: BSI, TR 03109-6

3 Ausblick und Auswirkungen auf den Energiemarkt

Der bisher in seiner Form sehr detaillierte und auf Genauigkeit ausgelegte Energiemarkt wächst in den Verbraucherbereich hinein. Hier ist weiterhin Genauigkeit in den Marktprozessen gefragt, jedoch erweitert um ein Vielfaches an Datenauflösung und Datenhandling. Dies gilt sowohl für die zu betreibende IT-Infrastruktur, als auch für Datenschutzprozesse und Speicherung.

Marktrolle:	Die Smart Meter Gatewayadministration ist ein neue Marktrolle für Messstellenbetreiber, der ebenso IKT-Netz zur Verfügung stellt
Prozesse:	Auf Basis der neuen Messinfrastruktur digitalisieren sich Marktprozesse. Es entstehen zudem neue und veränderte Betriebsprozesse für Messstellenbetreiber
Akteure:	Neue Akteure dringen in den Energiemarkt weiter vor; der SMGWA-Markt bildet sich ebenso heraus
Anwendung:	BSI stellt die SMGWA-Roadmap vor und zeigt perspektivisch auf in welchen Handlungsfeldern die SMGWA-Infrastruktur zum Einsatz kommen soll.
Netzbetrieb:	Gemäß § 14 EnWG trägt der Netzbetreiber Verantwortung für sein Netzgebiet. Alle nach § 14 a EnWG steuerbaren Verbraucher sowie Erzeuger werden an ein intelligentes Messsystem angeschlossen. Dies erfüllt zum einen den Zweck der Abrechnung und zum anderen den Zweck der Überwachung und Steuerung im Netz.

Die deutsche Energiewende ist in einem digitalen Stadium angekommen. Durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende im September 2016 wurde das Investitionsfeld für den Smart Meter Rollout abgesteckt und der Aufbau der Systemkompetenz in diesem Energiesegment durch den festgeschriebenen Ausbaupfad manifestiert. Im Gegensatz dazu stehen die Kostenunsicherheit der Unternehmen und die Akzeptanzfragen bei den Verbrauchern. Die Markteinführung im Strombereich wird in der Energieindustrie für 2018 erwartet. [5] Offen bleibt, wie schnell die komplette Systemkomponentenkette nach BSI-Vorgaben tatsächlich zertifiziert ist und die digitale Sektorkopplung, die das BSI mit den Handlungsfeldern z.B. Smart Building oder Smart Health vordenkt, greift.

4 Quellenverzeichnis

[1] Wolf, Frank, energiespektrum, 06.2017, S. 32.f.

[2] BSI TR 03109-1, S. 15 ff.

[3] BSI TR 03109, S. 5 ff.

[4] BSI, https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/AdministrationBetrieb/Zertifikate25Msbg/zertifikate25MsbG_node.html

[4] Messstellenbetriebsgesetz, § 25 ff.

[5] Starzacher, Nikolaus, energiespektrum, 06.2017, S. 34.f.

Verwendung der abgetrennten festen Phase einer mikrobiologischen anaeroben Hydrolyse als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Biokohle

Mathias Schlegel[1], Bassel Ibrahim[2], Dietmar Kipping-Rössel[3], Hipólito Ortiz-Laurel[4], Eliecer Pérez Pineda[5]

[1] Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, 18059 Rostock, Justus-von-Liebig Weg 6b, Deutschland, *mathias.schlegel@uni-rostock.de*

[2] Innovations- und Bildungszentrum e.V. Hohen Luckow, 18239 Hohen Luckow, Bützower Str. 1a, Deutschland, *bassel.ibrahim@ibz-hl.de*

[3] Colegio de Postgraduados, Campus San Luis Potosí. Iturbide No. 73, Salinas de Hgo., S.L.P., C.P. 78600. México, *edietmar@colpos.mx*

[4] Colegio de Postgraduados, Campus Córdoba, km 348, Carr. Fed. Córdoba-Veracruz, Córdoba, Veracruz, C.P. 94500. México, *hlaurel@colpos.mx*

[5]*Universidad de Granma, Facultad de Medicina Veterinaria, Departamento de Sanidad Animal, eperez@udg.co.cu*

1 Einleitung

Hinsichtlich des Klimaschutzes spielt Biomasse eine größer werdende Rolle[1]: in modernen Energieversorgungskonzepten sowie in ihrer Einbeziehung für die stoffliche Verwertung. Es kann in Bezug auf die Kompensation von Kohlenstoff-Emissionen erhebliche Potenziale haben, beispielsweise Biogas zu gewinnen oder Biokohle herzustellen.

Beide Biomasseverwendungswege überschneiden sich an bestimmten Wegpunkten. Das ist nicht ungewöhnlich, weil die Biomasse (z.B. Küchenabfälle, Mais, Erntereste) der Ausgangsstoff in beiden Verwendungswegen ist. Häufig sind solcherart Wegüberschneidungen von einer Konkurrenz gekennzeichnet, was schließlich zur Hinwendung zum rentableren Weg führt. Allerdings, der Begriff „rentabler" bedeutet nicht unbedingt, dass diese Rentabilität für die Etablierung des „rentableren" Verfahrens auf dem Markt ausreichend ist. Interessant kann es jedoch dann werden, wenn solche Verfahren miteinander verkoppelt werden, die für sich allein unrentabel sind. Die Autoren möchten im vorliegenden Beitrag zwei Verfahren vorstellen, die mit aufeinander aufbauenden Wertschöpfungen

[1] Autorenkollektiv (2007): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU). Erich Schmidt Verlag. ISBN 978-3-503-10602-8

gemeinsam eine ausreichende Rentabilität möglich erscheinen lassen. Es kann in diesem Fall von einer kaskadenartigen Biomassenausnutzung gesprochen werden.

Nachfolgend wird zuerst ein Verfahren vorgestellt, in welchem es um die Gewinnung organischer Säuren aus wasserhaltigen Biomassen geht. Es bleibt hieraus ein Reststoff übrig. In einem anderen Verfahren, der hydrothermalen Karbonisierung, kann der Reststoff als besonders geeignete Ausgangsbiomasse für die Erzeugung von Biokohle dienen.

2 Gewinnung organischer Säuren

Einer der mikrobiologischen Abbauwege von wasserhaltigen organischen Reststoffen, beispielsweise von städtischen organischen Abfällen, Ernteresten oder dergleichen, ist der anaerobe Abbau. Der anaerobe Abbau kann in vier Phasen eingeteilt werden. Obwohl vielfach beschrieben sollen sie noch einmal aufgeführt werden, weil ihr zeitlicher und verfahrenstechnischer Ablauf wesentlich den Kern des Beitrags berührt.

Die vier Phasen sind die Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese. In der ersten Phase, der Hydrolyse, werden die komplexen Verbindungen des Ausgangsmateriales, beispielsweise Kohlenhydrate, Eiweiße und Fette, in einfachere organische Verbindungen, beispielsweise Aminosäuren, Zucker und Fettsäuren, aufgespalten. Die beteiligten hydrolytischen Bakterien setzen hierzu Enzyme frei, die das Ausgangsmaterial auf biochemischem Wege zersetzen. Die so gebildeten Zwischenprodukte werden dann in der zweiten. der Versäuerungsphase, auch Acidogenese genannt, durch fermentative (säurebildende) Bakterien weiter zu niedrigeren Fettsäuren sowie Kohlendioxid und Wasserstoff abgebaut, wobei auch geringe Mengen an Milchsäure und Alkoholen gebildet werden. Die Zusammensetzung der in dieser Phase gebildeten Produkte wird unter anderem von der Konzentration des im Verfahrensablauf gebildeten Wasserstoffs bestimmt. In der daran anschließenden Phase, der Acetogenese, der Essigsäurebildung, werden die Produkte durch acetogene Bakterien zu Vorläufersubstanzen des Biogases umgesetzt, wobei auch hier der Wasserstoffpartialdruck von großer Bedeutung ist. Ein zu hoher Wert verhindert aus energetischen Gründen die Umsetzung der Zwischenprodukte der Acidogenese, so dass sich in diesem Falle längerkettige organische Säuren anreichern und die Methanbildung hemmen. Die acetogenen Bakterien (Essigsäurebildner) müssen aus diesem Grund in einer Lebensgemeinschaft mit dem Wasserstoff verbrauchenden methanogenen Mikroorganismen stehen, die Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid unter Bildung von Methan

verstoffwechseln und somit für die erforderlichen Milieubedingungen der essigsäurebildenden Bakterien sorgen. In dem anschließenden letzten Schritt der Bildung von Biogas, der Methanogenese, werden vor allem Essigsäure und damit Wasserstoff und Kohlendioxid von anaeroben methanogenen Organismen in Methan umgewandelt.

Der aus allen vier Phasen bestehende mikrobiologische Ablauf bis zum Biogas vollzieht sich jedoch nur dann reibungslos, wenn die Bedingungen dafür verfahrenstechnisch eingestellt werden. Die Bedingungen führen dann von polymeren zu monomeren Strukturen und schließlich zu Biogas.

Sind die Bedingungen während des Verfahrensablaufs bewusst anders eingestellt – beispielsweise die Temperatur des Fermentationsablaufs wird nicht für mesophile, sondern für thermophile Mikroorganismen eingestellt und/oder die Raumbelastung wird erhöht – sind die mikrobiologischen Verhältnisse durchaus so stark beeinflusst, dass u.a. die im oben genannten Abbauweg vorkommenden säureverbrauchenden Mikroorganismen absterben oder inaktiviert werden. Der aus sämtlichen vier Phasen bestehende Verfahrensablauf der Biogasentstehung vollzieht sich nicht mehr vollständig. Vielmehr versauert der Reaktor, so dass der pH-Wert beispielsweise deutlich unter 7 liegt. Es können pH-Werte von um die 3,5 erreicht werden. Durch den niedrigen pH-Wert sind die im Reaktor vorliegenden Substrate für die methanbildenden Mikroorganismen, die nahezu neutrale Verhältnisse für ihren Stoffwechsel brauchen, nicht mehr abbaubar. Die Substrate können infolgedessen als stabilisiert bezeichnet werden. Bekannt und genutzt wird dieses Vorgehen traditionell bei der Sauerkraut- und Silageherstellung.

Die Verfahrensweise der Versauerung, unabhängig von den genannten Herstellungen, wird auch im Biogasbereich seit einiger Zeit angewendet. Eines der Beispiele ist bei der Fa. GICON[2] zu finden; ein anderes wurde durch Wissenschaftler der HAWK Göttingen[3] vorgestellt. Auf die Vor- und Nachteile dieser beiden Vorgehensweisen soll hier nicht eingegangen werden, sondern es soll

[2] Anonymous (2017): Das GICON-Biogasverfahren.
http://www.gicon-engineering.com/gicon-biogas-technologien/das-gicon-biogasverfahren.html (abgerufen am 11.09.2017)

[3] Ganagin, W; Loewen, A.; Hahn, H.; Nelles, M. (2017): Flexible Biogaserzeugung durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung.
https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/Flexible_Biogaserzeugung_durch_technische_uun_prozessbiologische_Verfahrensanpassung.pdf *(abgerufen am 11.09.2017)*

der Fokus auf einen dritten, wissenschaftlich neuen Ansatz[4] gerichtet werden, der kurz gesagt in der Kombination zweier Verfahren besteht.

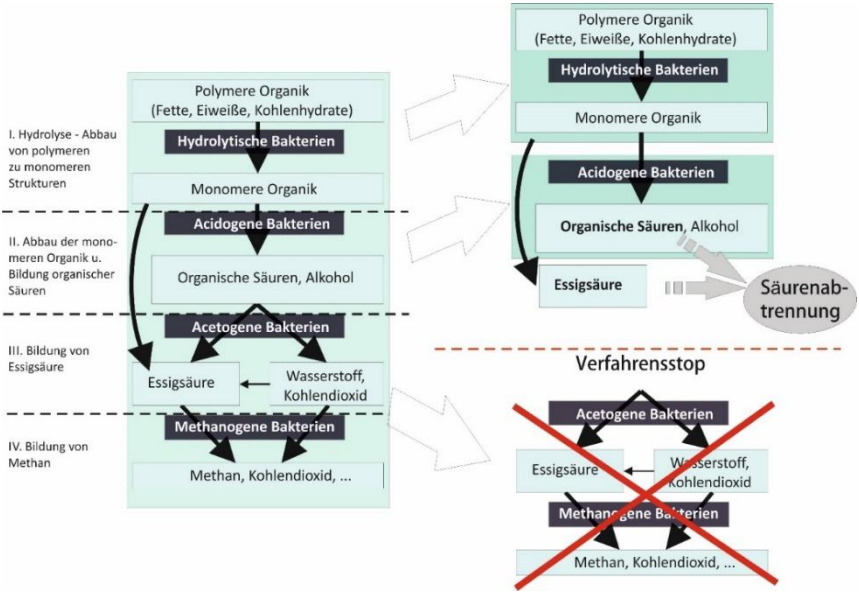


Abbildung 1: Biogasbildung mit vier Phasen des anaeroben Abbaus (links), Gewinnung organischer Säuren mit zwei Phasen des anaeroben Abbaus (rechts)

Der erste Verfahrensteil besteht darin, dass ein Substrat mikrobiologisch nur bis zum Abschluss der ersten beiden Phasen (Hydrolyse, Acidogenese) abgebaut wird (Abbildung). Das Produkt ist also noch nicht Biogas, wie es auf der linken Seite der Abbildung dargestellt ist, sondern das Produkt ist eine stark versauerte Biomasse (rechte Seite). Dieser Zustand ist erwünscht und wird bewusst verfahrenstechnisch herbeigeführt. Der große Vorteil dieser Versauerung besteht in der Ausschaltung weiterer mikrobiologischer Umsetzungen. Dadurch entsteht genau jenes Zeitfenster, das es erlaubt, die Säuren technisch abzutrennen. Diese technische Abtrennung der entstandenen organischen Säuren ist der zweite Verfahrensteil des neuen Ansatzes.

Bei fehlender Versauerung, also, wenn neutrale Bedingungen bestehen, konkurriert neben der technischen Abtrennung ein weiterer Prozess um die entstehenden

[4] UNIVERSITÄT ROSTOCK, *Einrichtung und Verfahren zum biologischen Abbau eines Substrats*. Erfinder: Mathias SCHLEGEL. Anmeldung: 18.03.2014. DE10 2014 103 660

Säuren. Dieser Prozess ist ein natürlicher: Mikroorganismen (methanogene) würden die Energie enthaltenen Säuren verstoffwechseln. Sie sind darin sehr schnell. Das können sie aber nur, wenn nahezu neutrale Verhältnisse vorliegen würden.

Der technische Prozess der Abtrennung der organischen Säuren aus der versauerten Substratbrühe ist im Verhältnis gesehen nicht sehr viel schneller als der natürliche Prozess, was bedeutet, dass die entstehende Gesamtmenge an organischen Säuren nur teilweise technisch abgetrennt und der menschlichen Nutzung zugänglich gemacht werden könnte. Der andere Teil würde durch die Mikroorganismen parallel, während der Zeit der technischen Abtrennung, verstoffwechselt werden. Die mikrobiologisch umgesetzten und somit den technischen Trennverfahren entgangenen Säuren würden die Rentabilität der Säurengewinnung reduzieren. Durch die Versauerung jedoch, also der Abwesenheit neutraler Bedingungen, werden methanogene Mikroorganismen inaktiv und die organischen Säuren können in der technisch notwendigen Zeit abgetrennt werden.

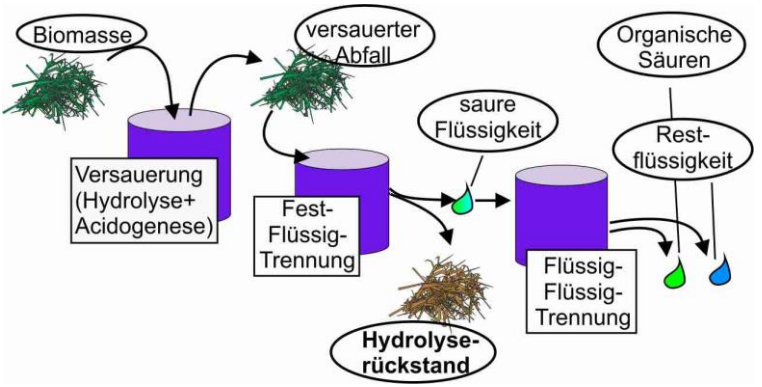


Abbildung 2: Schema des verfahrenstechnischen Ablaufs zur Erzeugung organischer Säuren aus Biomasse mit der Kenntlichmachung des Hydrolyserückstandes

Mit der Möglichwerdung der stofflichen bzw. energetischen Verwertung der Säuren entstehen Erlöse. Sie gehören zu den Kennziffern, die in eine ökonomische Bewertung u.a. eingehen. Hinsichtlich der Rentabilität spielt die Kostenseite jedoch eine ebenso wichtige Rolle. Kostenseitig sind beispielsweise auch die Entsorgungskosten für den übrigbleibenden Hydrolyserückstand zu nennen (Abbildung, siehe fette Schrift). Dieser Rückstand weist keine mikrobiologisch leichter abbaubaren Bestandteile mehr auf, es fehlen die Proteine und Fette nahezu zur Gänze; aber auch die Hemizellulose, die im Verhältnis zum Lignin als labiler –

also schneller abbaubarer – zu bezeichnen ist, ist nur noch zu geringen Anteilen vorhanden. All diese Bestandteile wurden u.a. zu organischen Säuren abgebaut. Es wäre sehr hilfreich, eine Verwertung für die Rückstände zu haben, um die hier entstehenden Kosten zu vermeiden.

Bei der Suche nach entsprechenden Verwertungsoptionen fällt auf, dass die Rückstände eine „löchrige“ oder poröse Struktur aufweisen. Überdies sind fast alle Bestandteile, die als labiler zu bezeichnen sind, bereits abgebaut. Diese Eigenschaften bilden eine ausgezeichnete Grundlage für die Herstellung von Biokohle. Da der Rückstand Wasseranteile aufweist, kann die Behandlung zur Bildung von Biokohle insbesondere in einem hydrothermalen Karbonisierungsprozess (HTC) bestehen.

3 Herstellung und Einsatzmöglichkeiten von Biokohle

Biokohle entsteht durch die Erhitzung von wasserhaltiger, meist pflanzlicher Biomasse. In der Pyrolyse oder der hydrothermalen Karbonisierung führen höhere Temperaturen u.a. zur Verdampfung bestimmter Biomasseanteile. Durch das Entstehen ihrer Flüchtigkeit können sie einfach als Gas abgelassen bzw. entfernt werden. Als Rest verbleibt ein fester Anteil, der einen hohen Kohlenstoffanteil aufweist, als Biokohle[5] bekannt. Nun entsteht die Möglichkeit ihrer energetischen Nutzung einerseits, der stofflichen andererseits (Abbildung 3).

[5] Titrici, M.-M. (2013): Sustainable Carbon Materials from Hydrothermal Processes. WILEY, p. 372. ISBN 978-1-119-97539-7

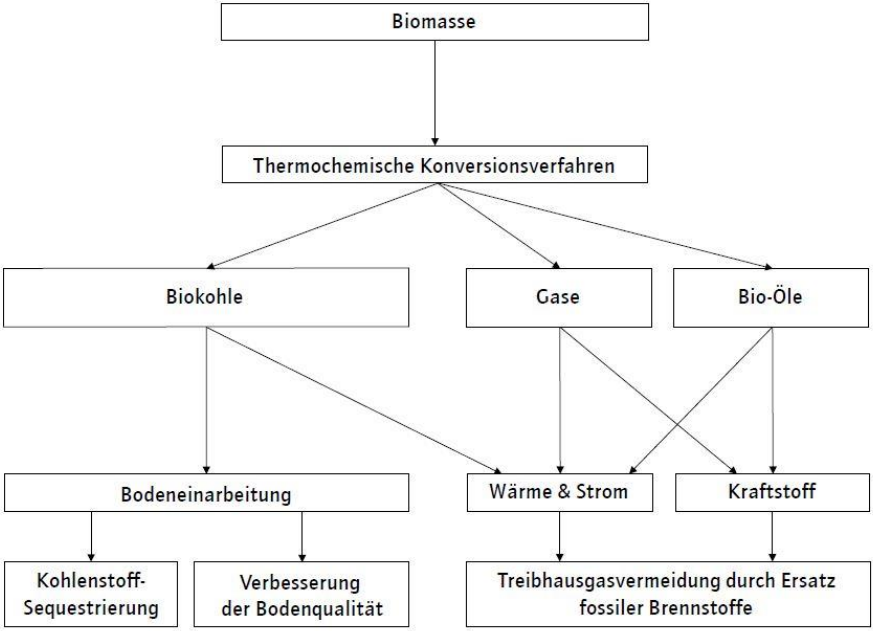


Abbildung 3: Flussdiagramm Biokohle[6]

In ihrer energetischen Verwendung kann sie fossile Brennstoffe ersetzen. Das ist sinnvoll, wenn der Transport von Biomasse wegen des hohen Wasseranteils oder deren unmittelbare energetische Nutzung nicht sinnvoll ist. Die Biokohle kann in konventionellen Kohlekraftwerken mitverbrannt werden. Angesichts der globalen Erderwärmung kann Biokohle somit einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Bei der Betrachtung der Biokohle für stoffliche Verwertungen werden interessante Eigenschaften offenbar. Die Kohlenstoffstruktur zeichnet sich durch eine hohe Stabilität aus, so dass sie durch die natürlichen, chemischen und biologischen Prozesse wesentlich langsamer abgebaut wird als der Kohlenstoff in der

[6] Teichmann, I. (2014): Klimaschutz durch Biokohle in der deutschen Landwirtschaft: Potentiale und Kosten. 81. Jahrgang. DIW Wochenbericht Nr.1+2

Ausgangsbiomasse dieser Biokohle. Es wird eingeschätzt, dass auf diese Weise der Kohlenstoff von Biokohlen ca. 1.000 Jahre im Boden festgelegt werden kann[7].

Aus der Stabilität ergibt sich eine weitere Anwendungsmöglichkeit, und zwar die Einbringung der Biokohle in den Boden. Zwei vorteilhafte Aspekte werden aus dieser Anwendung abgeleitet:

Erstens ist die Kohlenstoffsequestrierung zu nennen. Damit ist die „Festlegung von Kohlenstoff (C) in einem anderen C-Reservoir als in der Atmosphäre“[8] – in diesem Fall im Boden – gemeint. Verschiedene Autoren sehen diesen Weg positiv, um der Klimaveränderung (Verminderung von Treibhausgasen) entgegenzutreten.

Zweitens kann mit der Kohle das Wasserhaltevermögen des Bodens über längere Zeiträume verbessert werden, was auch indirekt mit einer besseren Bindung von darin gelösten Nährstoffen[9] verbunden ist - in diesem Zusammenhang wird häufig der Begriff Terra Preta[10] genannt. Das Wasserhaltevermögen der Kohle ist zum größten Teil durch die Beschaffenheit der Oberfläche zu begründen – zwar ist das kaum mit dem bloßen Auge sichtbar, aber die Kohle ist äußerst porös. In den unzähligen, sehr kleinen Poren kann sich das Wasser fangen.

Das Vorhandensein der Poren wird auch für die Reinigung von Flüssigkeiten und Gasen ausgenutzt, beispielsweise für die Entfernung von Ammoniak (NH_3) aus der Stallluft[11]. Die außerordentlich hohe Porenoberfläche wird dafür funktionalisiert[12] und so können chemisch erklärbare Anziehungskräfte zu bestimmten Molekülen erzeugt werden.

---

[7] Lehmann, J. (2007): Bio-energy in the black. Frontiers in Ecology and the environment, 5 (7), P. 381-387

[8] Autorenkollektiv (2016): Chancen und Risiken des Einsatzes von Biokohle und anderer „veränderter“ Biomasse als Bodenhilfststoffe oder für die C-Sequestrierung in Böden. Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften. Hrsg. Umweltbundesamt, p. 205

[9] Favoino, E; Hogg, D. (2006): The potential contribution of biowaste to tackle climate change: shortcomings of life cycle analysis concerning biowaste and relevance to policy-making. ORBIT 2006: Biological Waste Management. From Local to Global; Proceedings of the International Conference ORBIT 2006. Eckhard Kraft (Hrsg.) Weimar. ISBN 3-935974-09-4

[10] Scheub, U.; Pieplow, H.; Schmidt, H.P. (2013): Terra Preta: die schwarze Revolution aus dem Regenwald; mit Klimagärtnern die Welt retten und gesunde Lebensmittel produzieren. Verlag Oekonom. p. 206, ISBN 978-3-865-81407-4

[11] Ibrahim, B.; Schlegel, M.; Kanswohl, N. (2014): Investigation of applicability of wetland biomass for producing biochar by hydrothermal carbonization (HTC). Landbauforschung · Applied Agriculture and Forestry Research. 64 (2), pp.119-124, ISSN 0458-6859

[12] Schrage, C.; Modrow, A.; Fichtner, S.; Giebelhausen, J.M.; Böhringer, B. (2013): Funktionalisierte polymerbasierte sphärische Aktivkohle für Flüssig- und Gasphasenanwendungen. Chemie Ingenieur Technik 2014, 86, No. 1–2, pp. 27–34

Wenn die Biokohle auf die Weise funktionalisiert ist, dass sie z.B. NH_3 binden kann, ist dieses Molekül aus der Stallluft entfernbar und in der Kohle gebunden. Auch Farbpigmente können zur Reinigung von Wasser aus ebenselbigen entfernt werden (Abbildung 4). Das gefärbte Wasser durchfließt dafür einen Biokohlefilter (hier in Form einer langen dünnen Glassäule gefüllt mit Kohle zu sehen) und danach kann die Filterleistung anhand des sauberen Wassers gemessen werden.

Abbildung 4: Biokohle als Filtermaterial in einer Säule zur Reinigung gefärbten Wassers[13]

4 Bewertung der Kohlequalität

Da für viele der Anwendungen die Stabilität der Biokohle der entscheidende Grund für ihre besondere Eignung ist, diese unmittelbar mit dem Kohlenstoff bzw. dessen Struktur zusammenhängt, ist es sinnvoll, dass mittels geeigneter Parameter immer

[13] Ibrahim, B.; Kanswohl, N.; Schlegel, M. (2015): Künftig Pflanzenkohle als Vorbeuger gegen Gestank? Science Slam, Rostock, 22.05.2015

eine Bewertung hierzu hergestellt wird. So sehen wir in der Tabelle 4 einige wichtige Parameter für verschiedene thermochemische Biomassebehandlungen.

Tabelle 4: Kohlenstoffgehalte und –ausbeuten sowie Feststoffausbeuten von Biokohlen [nach 14]

		Prozess-temperatur	Verweil-dauer	Kohlenstoff		Feststoff-ausbeute [1)]
				Gehalt	Ausbeute [1)]	
		°C		M.-%	%	
Pyrolyse	langsam	ca. 400	Minuten-Tage	95	ca. 58	ca.30
	schnell	ca. 500	ca. 1 Sek.	74	12-26	12-26
HTC[2)]		180 - 250	1-12 Std.	<70	88	<66
Vergasung		ca. 800	<20 Sek.	-	-	ca. 10

[1)] Masse Produkt/ Masse Ausgangsbiomasse [2)] Hydrothermale Karbonisierung

Die Parameter Kohlenstoffgehalt und –ausbeute sowie die Feststoffausbeuten, die im Sinne einer hohen Rentabilität allesamt möglichst hohe Werte aufweisen sollen, hängen u.a. eng mit der ursprünglichen Zusammensetzung der Ausgangsbiomasse zusammen.

Auswirkungen der Biomassezusammensetzung auf die Biokohlequalität

Wie weiter oben bereits angedeutet, die Lignozellulose ist im Verhältnis zu den Bestandteilen Fett und Protein derjenige Anteil, welcher zu den stabileren Strukturen zu zählen ist. Unter anderem deswegen bildet vor allem sie die Ausgangsstruktur für die Biokohle. Wenn nur die Lignozellulose betrachtet wird, ohne Fett und Protein zu berücksichtigen, ist unter den drei Bestandteilen der Lignozellulose – Hemizellulose, Zellulose und Lignin – die Hemizellulose deutlich labiler als das Lignin. Lignin ist reaktionsträger, die Ausbeuten sind bei stärker ligninhaltigen Biomassen höher als bei Biomassen, die im Verhältnis dazu mehr

[14] Meyer, S.; Glaser, B.; Quicker, P. (2011): Technical, Economical, and Climate-Related Aspects of Biochar Production Technologies: A Literature review. Environmental Science & Technology, 45 (22), 9473 - 9483

Zellulose aufweisen[15]. An anderer Stelle wird in der Literatur festgestellt, dass die Elementarzusammensetzung von Lignin nur in sehr geringem Maße während der Verkohlung verändert wird[16].

Wärme und Druck haben stärkere Wirkungen auf die labileren Lignozellulosebestandteile. Die stabileren unterliegen zwar den gleichen Gegebenheiten, es gibt auch an Ihnen Veränderungen, aber diese sind sehr viel geringer. Es ist in diesem Zusammenhang zu vermuten, dass bei der Verkohlung einer Ausgangsbiomasse, die weniger Kohlenstoffanteilen labilerer Art, so wie der Hydrolyserückstand, enthält,

1. die Ausbeute verbessert ist, weil der höhere Anteil stabileren Materials in der Ausgangsbiomasse auch dessen Anteil in der Kohle ansteigen lässt,
2. der Energieeinsatz verringert ist, weil eine geringere Menge an Biomasse verdampft werden kann bzw. muss und
3. die Prozesswasser (bei HTC) um jenen Teil weniger mit den Abbauprodukten beeinflusst sind, die eigentlich in den labileren Biomasse- und Kohlenstoffbestandteilen enthalten sind.

Erste Rentabilitätbetrachtungen der kaskadenförmigen Biomasseverwendung

Die Aneinanderreihung zweier wertschöpfender Prozesse eröffnet aus der vorliegenden Argumentation die Möglichkeit einer höheren Rentabilität. Bei ersten dazugehörigen Betrachtungen werden verschiedene Aspekte bereits jetzt offenbar. Die Rentabilität wird beeinflusst von

- der Produktion organischer Säuren und deren Verkauf/ Verwendung,
- den wegfallenden Entsorgungskosten für die Hydrolyserückstände und
- der Produktion von Kohle und deren Verkauf und Verwendung.

Weiterhin erscheint die Verwendung des wasserstoffhaltigen Hydrolysegases oder eines methanhaltigen Biogases für das Aufheizen des Karbonisierungsreaktors als machbar und rentabilitätsbeeinflussend. Unklar ist in einem anderen

[15] Funke, A. (2012): Hydrothermale Karbonisierung von Biomasse – Reaktionsmechanismen und Reaktionswärme. Dissertation. Berlin: Fakultät III-Prozesswissenschaften der Technischen Universität Berlin

[16] Liebeck, M. (2015): Untersuchung zur Hydrothermalen Carbonisierung an Modellsubstanzen. Dissertation. Darmstadt: Fachbereich Chemie, Technische Universität Darmstadt

Zusammenhang, ob die höchste Wertschöpfung für den Hydrolyserückstand allein durch die Anwendung der hydrothermalen Karbonisierung erreicht werden kann oder ob mit anderen thermochemischen Prozessen, wie mit der hydrothermalen Verflüssigung, Vergasung oder Pyrolyse höhere Wertschöpfungen erreicht werden können. Das soll in forschungsseitig überprüft werden. Auch die Forschung betreffend und in Beziehung zur Rentabilität stehend kann folgende Überlegung angestellt werden: Bei Verwendung originärer Biomassen für die Verkohlung sind noch Fette, Proteine und Hemizellulosen u.a. vorhanden. Ihre Abbauprodukte liegen entweder im HTC-Schlamm oder in der Gasphase vor und könnten bei Repolymerisationen eine positive Rolle hinsichtlich der Qualität der Kohle spielen. Wenn sie nun bei Verwendung eines Hydrolyserückstandes nicht mehr vorliegen, können sie auch nicht mehr für Repolymerisationen, wenn sie denn erwünscht sind, bereitstehen.

Residential Waste to Energy

Sahataya Thongsan* and Sukruedee Sukchai

School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand

Corresponding author: Sahatayal@nu.ac.th

Keywords: residential waste, biogas, anaerobic digestion

Abstract

This study was conducted with the aim of biogas production from residential wastes at ambient condition which consisted of food waste, leave and grass. The organic wastes would be grinded to small particulates for offering the high potential of biogas production. Methane proportion was proximately 53-60% which could be used as fuel gas from renewable energy source for cooking or heating. The benefits are not only reducing the costs of fuel but also respond to the environment.

1. Introduction

An aerobic digestion is a biological process to degrade organic matter by microorganism under anoxic condition. Energy from biogas not only compensates fossil fuel but also reduce the pollution associated with converting organic waste to valuable biofuel [1]. The main compositions of biogas are 60-70% CH_4, 28-38% CO_2 and various gas product such as H_2S and N_2. It is an odorless and colorless gas which has a blue flame similar to LPG. It is 20% lighter than air with an ignition temperature range of 650-750 °C. Its calorific value is 21.1 MJ/m^3 and usually burns with 60% efficiency in conventional biogas stove [2]. In most case, silages, manures, municipal and industrial wastes are raw materials for biogas production. The difference of biomass feedstock and operating condition such as temperature, pH, pretreatment and total solid (%TS) are key factors affecting the yield of biogas and its composition. Wastes such as animal manure, municipal wastes, industrial wastes, agricultural wastes and residential wastes can be digested by bacteria in the absence of oxygen subsequently producing biogas. The use of animal dung as a feedstock for

biogas production is well known, however, there are some areas with less or without animals to use its dung as feedstock for biogas production [3]. Food waste is one of the alternative feedstock from household for biogas production because it has more biodegradable organic matter such as protein, carbohydrates and lipids, high moisture content (76.2 -83.5%), high carbon/nitrogen ratio (79.7-89.6), high chemical oxygen demand (13.6-26.7%) and more nutrients available for biogas production. Further, the potential of biogas from food waste is higher because it is readily available unlike energy crops which need to be planted hence requiring high investment cost and occupy precious lands. On the other hand, food waste freely accumulates in the commercial and public areas such as hospitals, schools, universities, prisons and restaurants in the form of eaten and uneaten food [4]. Majority of the organic solids generated in the landfill are mainly from food waste. This is increasingly posing challenges in solid waste management. Thailand has been marked as one of the country with the highest amount of food waste in Asian countries [5]. Other residential wastes are grass clippings and leaves around the house which can be used for the source of biogas production. Plant residues are enriched with carbon sources and compose of cellulose, hemicellulose and lignin. Thus the pretreatment process is necessary to facilitate the reasonable yield of biogas. This study determined the suitable total solid of mixing raw materials; food waste, grass and leave.

2. Materials and Methodology

2.1 Raw materials

Food waste, grass clippings and leaves from household were feed for biogas production. After they were blended into small particles, then mixed them with the ratio of 1:1:1 by weight before feeding biogas system. Raw materials were determined total solid (TS), volatile solids (VS), pH, carbon/nitrogen ratio (C/N ratio) and chemical oxygen demand (COD). Then the mixing raw materials were 5%, 10%, 15% and 20% by weight.

Figure 1: Raw materials; food waste, grasses and leaves

2.2 Inoculum

Cow dung used as the inoculum of the digester at the started up of system; cow dung and water 1:1 by weigh. After that the inoculum was fed with 0.1% glucose solution for activation microorganism. When the inoculum was well worked, it was observed by the produced gas. It meant that it was ready to be the startup of biogas production.

Figure2: Cow dung used as the inoculum of the digester at the started up of system

2.3 Batch fermentation

The batch fermentation was setup with varying raw materials content as 5, 10, 15 and 20% TS. The system was flushed with nitrogen gas to generate anaerobic condition. CH_4 fermentation was conducted at ambient temperature. During the experiment, total gas volume and composition were periodically monitored by gas counter and gas analyzer.

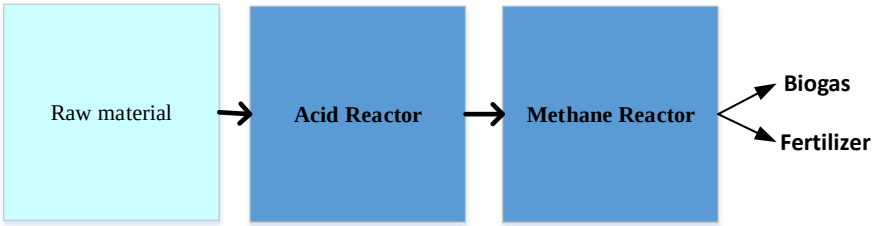


Figure 3: Diagram of two stage biogas production

2.4 analysis

Biogas were collected to compare the composition of biogas (CO_2 and CH_4,) concentration by the use of the gas chromatography (Shimadzu Gas Chromatography, series GC-2014, WG100). This gas analyzer was able to detect the percentage of carbon dioxide, hydrogen sulfide, methane and moisture content in biogas produced. The temperature of the GC column was controlled at 50°C and helium was used as a carrier gas. The column flow rate was at 60.0 mL/min.

3. Results and discussions

Raw materials were investigated pH, moisture content, carbon nitrogen ratio, chemical oxygen demand, volatile solid and total solid as shown in table 1.

Table 1: Chemical characteristics of Waste

Paramrters	Value
pH	6.95
Moisture Content (%)	50.17
Carbon nitrogen ratio	22.49
Chemical oxygen demand (mg/kg)	278,388
Volatile Solids (%)	98.47
Total Solids (%)	40.83

The whole anaerobic digestion process took place within 23 days. The study used 1,000 mL digesters made from the glass bottle which were operated in a batch system. Wastes were diluted with distilled water to come up with four different total solid content of 5%, 10%, 15% and 20%.

Initially, the digesters were filled with 100 mL of cow dung (inoculums) and 100 mL of water as a started up as in the figure 2. The main reason for using cow dung as a start up in this experiment was to grow microorganisms suitable for biogas production. It has been previously stated that microorganisms suitable for producing biogas are naturally available in the wetlands, lake sediments, rice paddies and in the stomach of the ruminants such as cow dung [6] .The digesters were made airtight to prevent any access of air into the digesters.

Biogas is the mixture of carbon dioxide, methane and water vapor with few traces of hydrogen sulfide. The results were shown as the table 2.

Table 2: Methane yield from different total solid content of 5%, 10%, 15% and 20%.

Sample	**CH_4 (%)**	**CO_2 (%)**
5%TS waste	42-49	51-58
10%TS waste	47-55	45-53
15%TS waste	53-60	37-40
20%TS waste	40-47	53-60

Influence of Total solids on the volume of biogas

Figure 4 shown the daily yield of biogas from the waste with different total solids of 5%, 10%, 15% and 20% operated under the same conditions. This indicates that AD process can increase biogas yield at the TS_{15}. From the discussion in literature review, high total solids contain low volume of water hence high thickness of the slurry and this might lead to abrasion. On the other hand, when the solids are

reduced from TS_{15}, biogas yield eventually reduced. Therefore, the optimum total solid that yielded maximum biogas yield was TS_{15}.

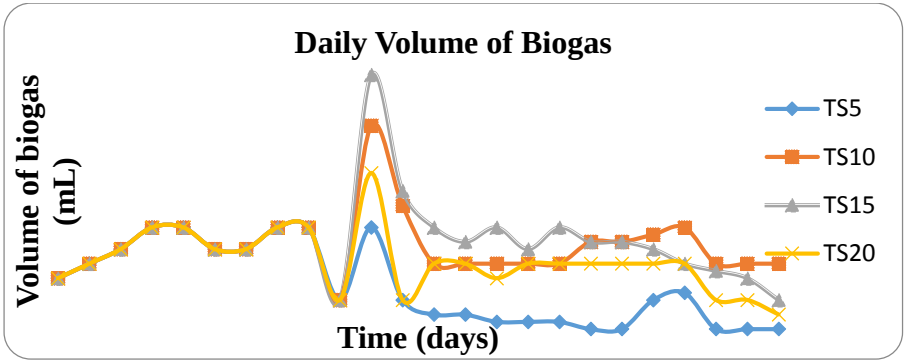


Figure 4: Daily biogas production from different total solid

4. Conclusions

In recent years, biogas production has become the most interesting option for the solid waste management. There are several studies done in the past on biogas production from animal dung and municipal wastes in Thailand however, there is not work done on food waste mixed with lignocellulosic biomass. Therefore, this study concentrated on biogas production from residential wastes. To improve biogas production from lignocellulosic biomass, previous studies have been done mainly on the use of addictive such as zeolites, use of recycled slurry, and pretreatment methods such as chemical, physical and biological. However, these methods are very expensive. Optimization of some parameters that have effect on biogas production has been recommended by other studies as the least expensive and easy method for enhancing biogas production. In addition, this method is environment friendly because there is no usage of chemicals and heat. There are several parameters that can be optimized such as C/N ratio, pH, total solids, particle size and temperature. Total solid is parameter chosen for this research. The influence of total solids on biogas production was measured by performing a series of laboratory digesters in different total solid of 5%, 10% 15% and 20%. The physical composition analysis results indicated that wastes contained high biodegradable materials making them suitable substrates for biogas production because they can be easily digested by the microorganisms. In conclusion, the study observed that total solid of waste had higher influence on biogas production.

5. References

[1]. Sawasdee, N. (2010). Feasibility study for biogas production from Napier Grass, in School
of renewable energy technologies. Naresuan university.

[2] Patterson, T., Esteves,S., Dinsdale, R. and Guwy,A (2011).An evaluation of the policy and
techno-ecomic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in uk. **Energy policy**, 39: p. 1806-1816.

[3] Zhang, R., et al.(2005). Anaerobic phased solid digester pilot demonstration project.

[4] D.Das,.(2012). Feasibility study of food waste to energy conversion through anaerobic
digestion.Califonia state university.

[5] G. Ali, V. Nitivattananon, S. Abbas and M. Sabir, (2012). Green waste to biogas :
Renewable energy posibilities for Thailand's green markets. **Renewable Energy:Power for a sustainable energy reviews**, vol. 16**:** p. 5423-5429.

[6] A.Schnurer and A. Jarvis (2009). Microbiological handbook for biogas Plants: Swedish
Waste Management U2009:03 Swedish Gas Centre Report 207. 2009, Avfall Sverige.

GRÜNER WASSERSTOFF – DIE ENERGIE-ZUKUNFT

Dr. Johannes Töpler,

Deutscher Wasserstoff und Brennstoffzellen-Verband (DWV)

In Deutschland ist die Energiewende beschlossen. Aber in dem Klimabkommen von Paris im Dezember 2016 haben sich die Staaten auch weltweit verpfichtet, in Zukunft erneuerbare Energien zu nutzen und auf fossile Energieträger zu verzichten. Die Gründe dafür sind im Wesentlichen:

- Fossile Energieträger emittieren bei ihrer Nutzung CO_2, das vorher über Jahrmilliarden durch biologische Prozesse gebunden worden ist. Dieses CO_2 verändert den Wärmehaushalt der Atmosphäre und führt zu einem Treibhauseffekt, der wahrscheinlich zu einer Erderwärmung mit unkalkulierbaren Risiken führen wird.
- Die fossilen Ressourcen sind beschränkt und reichen nur noch für wenige Jahrzehnte. Nachwachsende bzw. erneuerbare Energiequellen sind daher zwingend erforderlich.
- Fossile Energieträger sind Rohstoffe für die organische chemische Industrie. Zukünftige Generationen werden sie noch als Rohstoffe benötigen.
- Auch aus einem volkswirtschaftlichen Blickwinkel kann der Aufbau erneuerbarer Energien sinnvoll sein, wenn z.B. durch den Import fossiler Energieträger hohe Ausgaben erforderlich sind (in Deutschland 100 Milliarden Euro pro Jahr), gleichzeitig aber innerhalb des eigenen Wirtschaftsraumes erneuerbare Energien z.B. Wind und Sonne verfügbar sind.

Ein mögliches Energieszenario mit der Verteilung zukünftiger Primärenergieträger zeigt Abb.1.

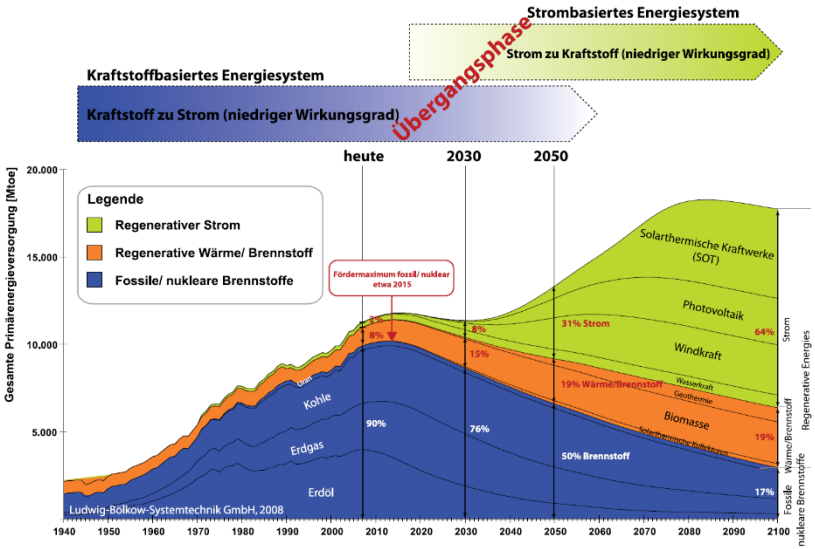


Abb. 1: Zukünftige Versorgung mit Primärenergien (Quelle LBST)

Die bisherigen konventionellen Energieträger sind blau eingefärbt. Die Besonderheit hierbei ist, dass die Energie in der Materie gebunden ist und in dieser Form auch transportiert, gelagert und gespeichert werden kann. Auch die erneuerbare Energie aus Biomasse (im Bild braun eingefärbt), kann gelagert und gespeichert werden. Der größte Teil der erneuerbaren Energien (grün), wird jedoch in einem ersten Schritt zur technischen Anwendung in Strom umgewandelt, sodass der Strom die Rolle eines Primärenergieträgers übernimmt. Der strategische Aspekt dabei ist, dass von einem bisherigen kraftstoffbasierten Energiesystem ein Übergang stattfindet zu einem vorrangig strombasierten Energiesystem mit entsprechenden Anforderungen für Verteilung und Speicherung dieser Energie. Abgesehen von der Biomasse sind die erneuerbaren Energien stark fluktuierend bezüglich ihres Angebotes und damit nicht stetig oder auf Abruf verfügbar. Die Fluktuationen, die in diesem Zusammenhang zu betrachten sind, werden in Abb. 2 skizziert

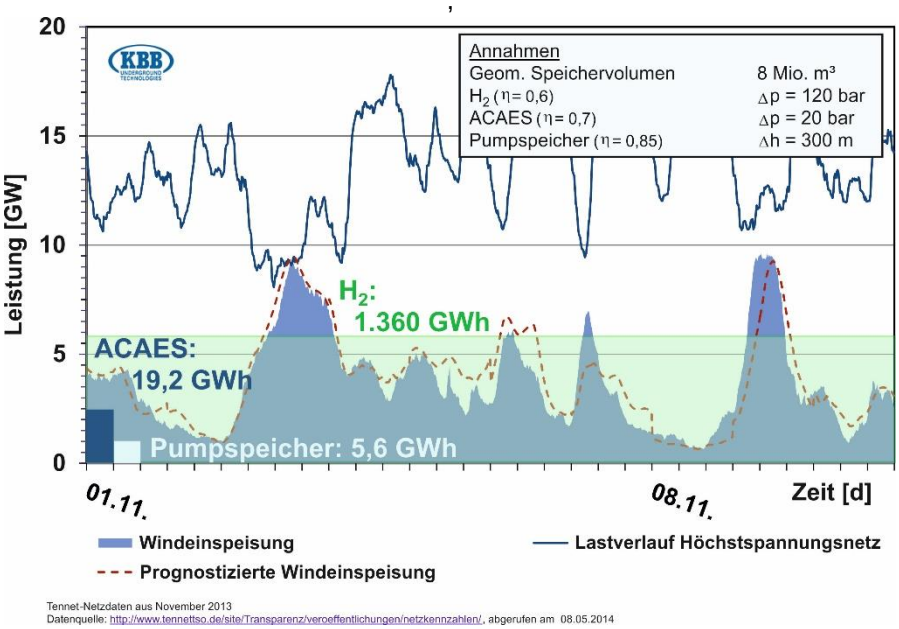


Abb.2: Fluktuationen der Windenergie (Quelle: KBB-UT)

Die Abbildung zeigt über einen Zeitraum von 10 Tagen im November 2013

- den Lastverlauf im Höchstspannungsnetz der Tennet (blaue Linie)
- die eingespeiste Windenergie im gleichen Netz (blaue Fläche)
- die prognostizierte Windleistung (rot gestrichelte Linie)

Um erneuerbare Energien – im abgebildeten Beispiel die Windenergie - grundlastfähig zu machen oder dem Bedarf anpassen zu können, sind Speicher notwendig. Speicherkapazitäten für verschiedene Speichersysteme mit einem geometrischen Speichervolumen von 8 Millionen m³ sind in dem Diagramm ebenfalls eingezeichnet, wobei Pumpspeicherwerke mit einer typischen Kapazität von ca. 5,6 GWh hellblau dargestellt sind und adiabatische Druckluftspeicher (ACAES = Adiabatic Compressed Air Energy Storage) dunkelblau dargestellt sind. Die Speicherung in Wasserstoffkavernen ist durch den hellgrün unterlegten Bereich dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass nur Wasserstoffspeicher eine erforderliche Energiespeicherkapazität aufbringen, um eine Verstetigung der

Fluktuation der Windenergie zu erreichen. Dieser Energiespeicherbedarf wird umso größer, je mehr in Zukunft der Anteil der erneuerbaren Primärenergien steigen wird.

Bisher sind in Deutschland hauptsächlich Pumpspeicherwerke im Einsatz mit einer max. Leistung von etwa 1 GW und einer speicherbaren Energiemenge von ca. 5 – 8 GWh. Diese Pumpspeicher werden im Wesentlichen zum Ausgleich kleinerer Schwankungen genutzt sowie zur Stabilisierung der Netzfrequenzen.

Auch erste Druckluftspeicher (z.B. in Huntorf) sind bereits im Einsatz, die im Falle von kurzen Ein- und Ausspeicherzyklen betrieben werden können.

In beiden Fällen geschieht die Energiespeicherung durch potentielle physikalische Energie unterschiedlicher Höhenlagen von Wasserreservoiren bzw. Druckdifferenzen der komprimierten Luft. Die gespeicherten Energiemengen reichen jedoch für einen Lastausgleich des Energieangebotes erneuerbarer Energien über mehrere Tage bei weitem nicht aus. Eine Lösung bietet der Wasserstoff an, der durch seine Reaktionsenthalpie bei der Verbrennung zu Wasser über erheblich höhere volumetrische Energiedichten verfügt, wie Abb. 3 zeigt.

Deutlich zu erkennen ist der erhebliche Unterschied der Energiedichten durch potentielle physikalische Energie bzw. chemische Reaktionsenthalpie. Größer als im Falle des Wasserstoffs ist die volumetrische Energiedichte bei Methan. Die Energiespeicherung mit Hilfe von Methan setzt allerdings voraus, dass der aus Überschüssen von erneuerbaren Primärenergien erzeugte Wasserstoff über einen zusätzlichen Sabatier-Prozess unter Verwendung von CO_2 (z.B. aus der Biomasse) methanisiert wird. Dieser Vorteil der größeren Energiedichte wird allerdings in der späteren Anwendung, z.B. in der Mobilität, durch einen geringeren Wirkungsgrad des Methans im Verbrennungsmotor gegenüber dem Wasserstoff mit Verwendung in der Brennstoffzelle teilweise kompensiert.

Bei einer thermischen Endanwendung spielt dieser Wirkungsgradunterschied allerdings keine Rolle.

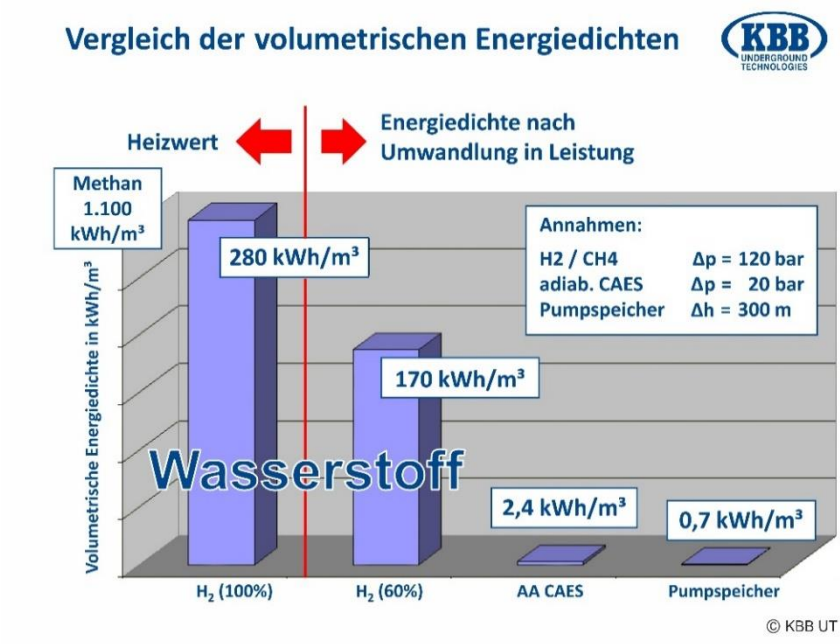


Abb. 3 Vergleich der Nettospeicherkapazitäten (Quelle KBB-UT)
(CAES = Compressed Air Energy Storage)

Fazit: Durch die Speicherfähigkeit großer Energiemengen macht der Wasserstoff erneuerbare Energien speicherbar und damit grundlastfähig.

Eine schematische Übersicht über die Energiepfade inkl. Speicherung zeigt Abb. 4.

Die erneuerbaren Primärenergien sind beispielhaft durch die Windenergie dargestellt, die in elektrischer Form unmittelbar ins Netz eingespeist wird, um dann vorrangig in Industrie und Haushalten direkt benutzt zu werden. Parallel dazu kann allerdings die elektrische Energie aus dem Netz auch Tankstellen zur Verfügung

gestellt werden, die damit batteriebetriebene Elektrofahrzeuge versorgen. Die Energie aus dem Netz, die nicht unmittelbar benutzt werden kann, kann Elektrolyseuren zugeführt werden, die daraus den Wasserstoff für die Speicherung erzeugen. Die Speicherung kann zentral in großen Kavernen, aber auch dezentral in kleineren Speichern zur Bevorratung eingespeichert werden. Zu einem späteren Zeitpunkt, wenn nicht genügend erneuerbare Primärenergien verfügbar sind, kann dieser Wasserstoff wieder durch GUD-Turbinen oder später über große Brennstoffzellen dem elektrischen Netz zugeführt werden, um einen Bedarfsausgleich zu schaffen. Auch diese Rückverstromung kann, je nach Bedarf, zentral oder dezentral erfolgen, wobei die dezentrale Einspeisung vorrangig an Knotenpunkten der Mittelspannungsnetze erfolgen könnte.

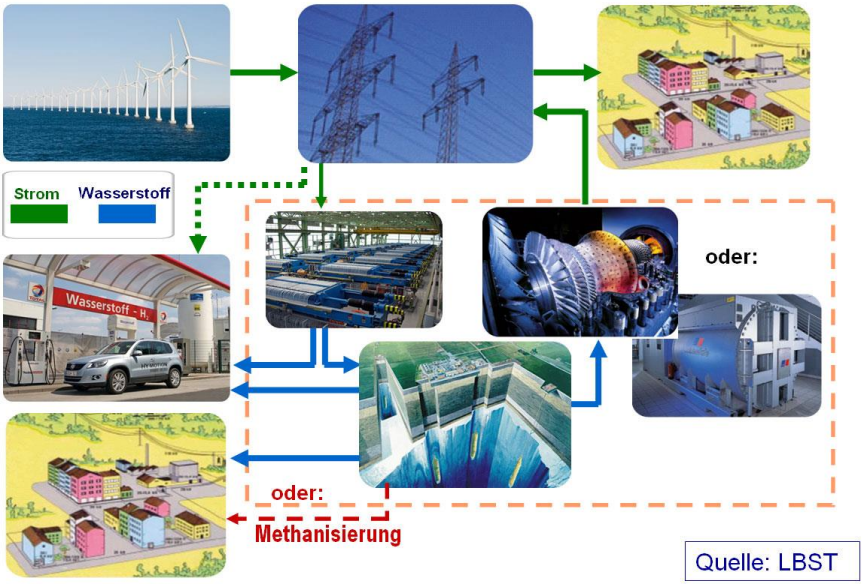


Abb.4: Beispiele von Energiepfaden mit Wasserstoff als speicherbarem Sekundärenergieträger

Dieser Speicherkreislauf zum Netzausgleich ist in dem rot gestrichelten Kasten des Bildes 4 dargestellt. Zusätzlich zu diesem Speicherkreislauf kann der Wasserstoff aber auch direkt an Tankstellen zur Versorgung von Wasserstoff-betriebenen Elektrofahrzeugen mit Brennstoffzelle eingespeist werden oder aber auch zur

Versorgung von Industrie und Haushalten über Gasnetze zugeführt werden. Im Falle der Nutzung vorhandener Infrastrukturen von Gasnetzen kann dieser Wasserstoff auch methanisiert oder partiell in die Erdgasnetze eingespeist werden. Allerdings steht der Wasserstoff im Falle der methanisierten Form oder im Falle der Zumischung ins Erdgasnetz nur noch zur thermischen Verwendung zur Verfügung. Falls eine weitere Nutzung über die Brennstoffzelle aus exergetischen Gründen sinnvoll ist, sollte er auf jeden Fall in reiner Form gespeichert und verteilt werden. Die abgebildeten Speicherpfade sind auf jeder Spannungsebene des elektrischen Netzes möglich, sodass damit auch ein wesentlicher Beitrag zur Dezentralisierung erreicht wird.

Mit dieser Speicherfunktion und den vielseitigen Anwendungen wird der Wasserstoff zum Schlüsselelement der Sektorenkopplung in einem nachhaltigen Energiesystem. Dazu ist allerdings zwingend erforderlich, dass der Strom für die Elektrolyse aus erneuerbaren Quellen kommt. Nur dadurch ist der gespeicherte Wasserstoff wirklich "grün".

Wasserstoff und Brennstoffzelle in der Mobilität

Bei der Mobilität ist grundsätzlich in Zukunft davon auszugehen, dass auf Grund der hohen Wirkungsgrade von Elektromotoren, insbesondere im Bereich von PKW, Transportern und kommunalen Nahverkehrsbussen zunehmend die elektrische Antriebstechnik umgesetzt wird. In einer gemeinsamen Studie („EU-Coalition Study") haben die Automobilfirmen und Infrastrukturunternehmen die unterschiedlichen Antriebsstränge genau untersucht. Dabei ist herausgekommen, dass insbesondere bei kleinen Fahrzeugen und kurzen jährlichen Fahrleistungen batterieelektrische Antriebe die besten Marktchancen haben. In dem Marktsegment größerer Fahrzeuge und höherer jährlicher Fahrleistungen dominieren auf Grund der kurzen Betankungszeiten und der größeren Reichweiten einer Tankfüllung eindeutig Brennstoffzellenfahrzeuge, die in der Regel zur Bremsenergie-Rückgewinnung mit einer Batterie hybridisiert sind. Die genaue Aufteilung der Marktsegmente ist in Abb. 5 wiedergegeben.

Wichtig ist, dass sowohl die batterieelektrische Mobilität als auch die Brennstoffzellenfahrzeuge wesentliche Marktanteile haben und folglich der Wasserstoff für das Marktsegment der größeren Fahrzeuge und der größeren Reichweiten zwingend erforderlich ist.

In den letzen 2 Dekaden wurden von nahezu allen Automobilherstellern PKW's mit Wasserstoff und Brennstoffzellen entwickelt und serienreif gemacht. Die Reichweiten liegen mit Drucktanks von 700 bar bei ca. 500 km, wobei Betankungszeiten von weniger als 5 min erreicht werden.

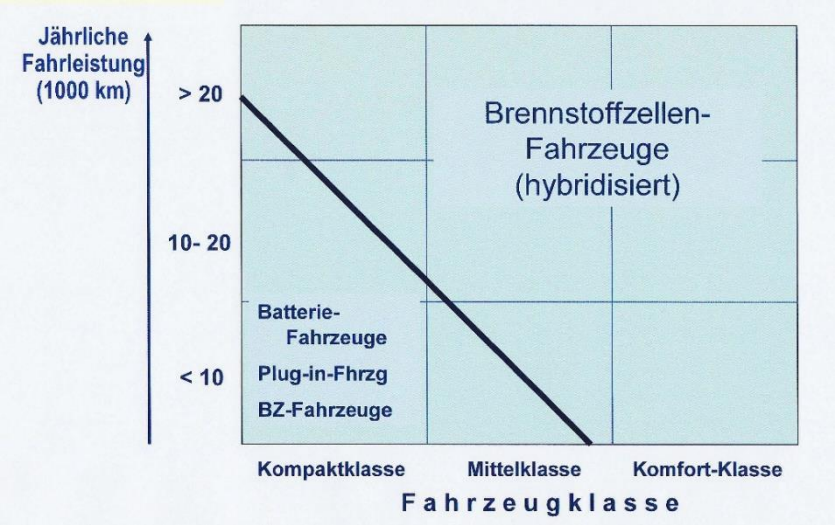


Abb. 5: Marktsegmente für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge (originäre Quelle: „EU-Coalition Study") /1/

Daimler demonstrierte mit H2/BZ-Fahrzeugen (B-Klasse) bereits 2011 mit einer Erdumrundung über 30000 km in 125 Tagen den hohen Entwicklungsstand. s. Abb. 6

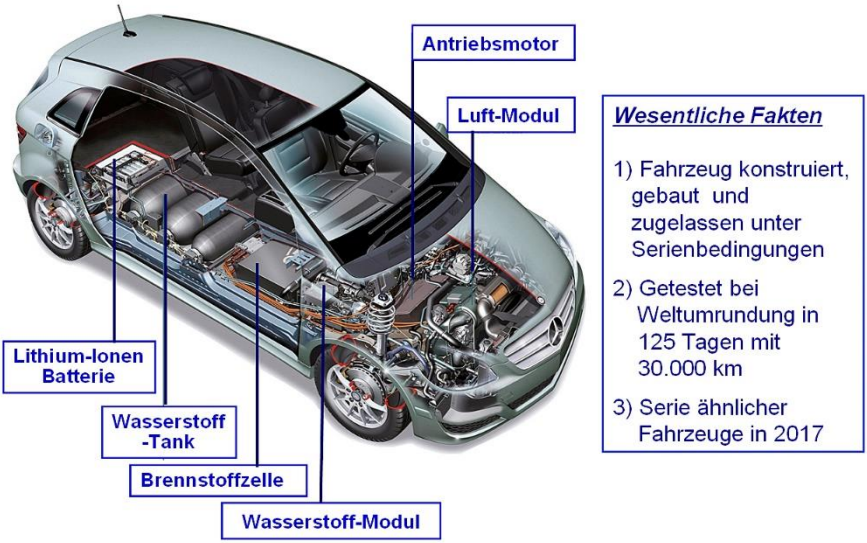


Abb. 6: Daimler B-Klasse mit H_2-Speicherung (700b) und Brennstoffzelle

Einige asiatische Hersteller sind bereits mit PKW's auf dem Markt: TOYOTA mit dem Mirai, Honda mit dem Clarity und Hyundai mit dem ix35. Aber auch in öffentlichen Nahverkehrsbussen wird die H2/BZ-Technologie für den emissionsfreien Verkehr bereits eingesetzt. Zurzeit werden in dem von der EU geförderten CHIC-Projekt 83 Busse in 20 europäischen Städten betrieben /2/

Aber nicht nur für den Straßenverkehr sind Wasserstoff- und Brennstoffzelle von Bedeutung. Auch für den Schienenverkehr sind erste konkrete Anwendungen in Vorbereitung. Mit dem Winterfahrplan 2017/18 werden erste Züge mit H2/BZ-Antrieb der Firma Alstom in Norddeutschland ihren Betrieb aufnehmen.

Fazit: Wasserstoff…

- *macht erneuerbare Energien mobil,*
- *gibt Elektrofahrzeugen mit Hilfe von Wasserstoff und Brennstoffzelle große Reichweiten*
- *ermöglicht kurze Betankungszeiten*
- *und macht die Mobilität CO_2 -frei*

Wasserstoff- und Brennstoffzelle in der stationären Anwendung

In der stationären Anwendung werden Wasserstoff- und Brennstoffzelle zurzeit in zwei verschiedenen Anwendungsgebieten eingeführt. Als erstes ist die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) zu nennen, mit der wichtige Systeme auch bei Stromausfall des Netzes mit Elektrizität versorgt werden müssen. Diese sind u.a.

- Notstromversorgung und Back-up-Systeme, kritische Infrastrukturen
- Telematik, Verkehrsleittechnik
- Tunnel, Bahnhöfe, Flughäfen
- Bergwerke, Pipelines
- Klinik, Polizei, Katastrophenschutz
- Messtechnik, Umweltschutz
- Rechenzentren

Vergleichbare Systeme wurden bisher durch Batterien oder Notstrom-Dieselaggregate dargestellt. Wasserstoff- und Brennstoffzellen haben wesentlich längere Betriebszeiten als Batterien und keinerlei schädliche Abgase wie z.B. Dieselaggregate. Dies ist insbesondere im Falle des Katastrophenschutzes wichtig, um schädliche Abgase in Katastrophengebieten zu vermeiden. Diese Systeme sind marktreif und bereits bei der Steuerung kritischer Industrieanlagen im Einsatz. Für technische Details sei auf das Kapitel 7 „Ersatzstromversorgung“ des Buches /3/ verwiesen.

Auch in der Hausenergieversorgung werden zunehmend Wasserstoff- und Brennstoffzellensysteme eingesetzt. Viele Firmen, die mit der Heiztechnik auf dem deutschen Markt vertreten sind, haben sich zu diesem Zweck zusammengetan zu einer „Callux-Projektinitiative“ um die Markteinführung von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung voran zu treiben.

Ein wesentliches Ziel dabei ist, die hohe Effizienz der H_2/BZ-Systeme für die Wärme-Kraft-Kopplung zu nutzen - insbesondere durch den hohen elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. Für eine genaue Beschreibung dieser Systeme sei auf das Kapitel „Stationäre Anwendungen der Brennstoffzellentechnik“ in diesem Buch verwiesen.

Durch die Vielzahl der Anwendungsmöglichkeiten des Wasserstoffs ergeben sich nicht nur neue Technologien, sondern auch ein erhöhter Bedarf von Wasserstoff, der die Speicher, die zur Verstetigung der Netze notwendig sind, zusätzlich auslastet. Somit hat der Wasserstoff – insbesondere auch über die hohe Effizienz der Brennstoffzelle – eine zentrale Rolle für die notwendige Verstetigung der Netze, als auch zur Optimierung verschiedener weiterer energietechnischer Anwendungen.

Fazit: Wasserstoff- und Brennstoffzelle leisten einen erheblichen Beitrag, im Rahmen Erneuerbarer Energiesysteme hohe Effizienz bei der Umsetzung zu erreichen, neue Technologien zu entwickeln und damit auch die Energiewende bezahlbar zu machen.

Strategischer Ausblick

In den vorangegangenen Ausführungen ist der Versuch gemacht worden, die Bedeutung des Wasserstoffs als einem zentralen Sekundärenergieträger in einem erneuerbaren und nachhaltigen Energiesystem darzustellen. In dieser Funktion leistet er einen wesentlichen Beitrag, in neuen Energiesystemen den Umwelt- und Naturschutz zu erhalten und die Lebensgrundlagen künftiger Generationen nicht zu beeinträchtigen. Allerdings ist die Fokussierung auf die Energiesysteme der Zukunft für dieses Ziel zwar notwendig, aber nicht ausreichend. Wichtig ist, die gesamten Wirtschaftssysteme der Zukunft so bald wie möglich auf Erneuerbarkeit und Nachhaltigkeit umzustellen.

In der Vergangenheit waren großtechnische, weltweite Entwicklungen immer mit den sogenannten Kondradjew-Zyklen verknüpft. Alle bisherigen Kondradjew-Zyklen waren gekennzeichnet durch den zunehmenden Verbrauch von Ressourcen und hohen Umweltbelastungen durch industrielle Prozesse.

Nach Einschätzung vieler Umweltforscher muss der nächste Kondradjew-Zyklus eine Nachhaltigkeit in allen Wirtschaftsbereichen umfassen. Dazu gehören Ressourcenschonung, Energieeffizienz, nachhaltige Energieversorgung und natürlich die entsprechenden Technologien und nachhaltigen Prozesse.

Die Details dieser notwendigen Entwicklung, aber auch die damit verbundenen Chancen und Marktpotentiale, sind in dem Buch „Faktor Fünf“ von E.U. von Weizsäcker /4/ detailliert beschrieben. Die Darstellung eines neuen Innovationszyklus ist in Abb. 7 dargestellt.

Im Zusammenhang mit diesen Überlegungen zu den langwelligen Kondrajew-Zyklen der Wirtschaft wird dann auch deutlich, dass Wasserstoff- und Brennstoffzelle nicht nur wesentliche Elemente einer nachhaltigen Energieversorgung und damit auch einer erfolgreichen Energiewende sind, sondern im umfassenderen Sinne auch wesentliche Elemente für ein neues nachhaltiges Wirtschaftssystem.

Die ursprüngliche Frage im Titel dieses Beitrages, ob Wasserstoff und Brennstoffzelle wesentliche Elemente einer Energiezukunft sein können, hat damit eine viel weiterreichende Antwort gefunden.

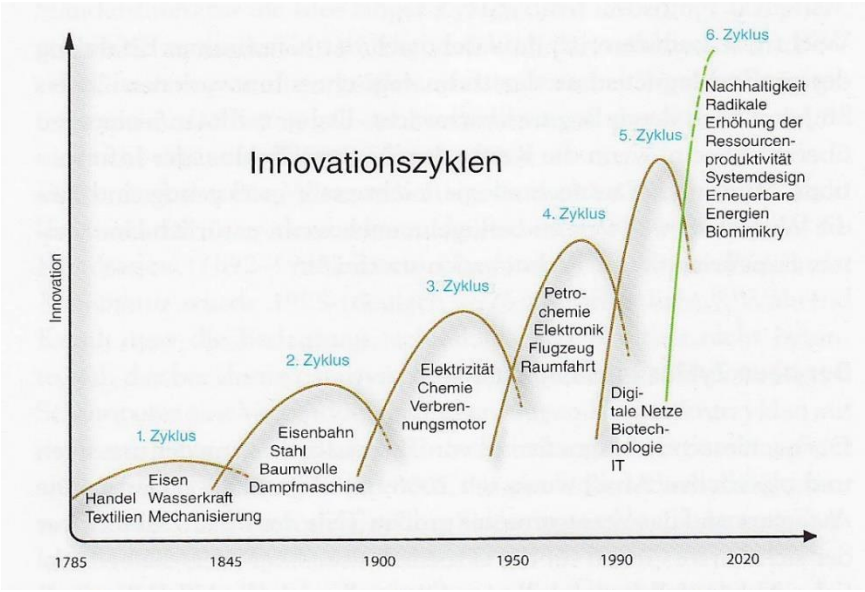


Abb. 7: Bisherige Wachstumszyklen und ein neuer hypothetischer künftiger Zyklus (aus /4/, Originalquelle: K.Hargroves und M.Smith,2005)

Fazit: Wasserstoff- und Brennstoffzelle leisten nicht nur einen erheblichen Beitrag zu Erneuerbaren Energiesystemen, sondern auch zu einer neuen nachhaltigen Weltwirtschaft

Quellenangaben

/1/ http://chic-project.eu/newsevents/news/eu-policy-news/mckinsey-european-hydrogen-infrastructure-%E2%80%99justified-and-doable%E2%80%99

/2/ http://chic-project.eu/uncategorized/element-energy-limited

/3/ J.Töpler und J. Lehman (Hrsg.), „Wasserstoff und Brennstoffzellen – Technologien und Marktperspektiven“, 2. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg, (2017), ISBN: 978-3-662-53359-8

/4/ E.U.v.Weizsäcker et al, „Faktor Fünf“, Droemer-Verlag, München, (2010), ISBN 978-3-426-27486-6

Smart Hydrogen for integrating renewables

Alejandro Tristán[1], Daniel Aklil[2], Federico Azzolina-Jury[3], Francesco Contino[4], Lionel Estel[5], Bodo Groß[1], Paul McCormack[6], Pahvai McKee[7], Kieran McLaughlin[8], Rory Monaghan[9], Isabelle Polaert[5], John Bell[7] and Mark Welsh[10]

[1]IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, Germany
[2]Pure Energy Center, 3, Hagdale Industrial Estate, Baltasound, Shetland ZE2 9TW, United Kingdom
[3]ENSICAEN, 6 Boulevard Maréchal Juin, 14000 Caen, France
[4] Vrije Universiteit Brussel, Boulevard de la Plaine 2, 1050 Brussels, Belgium
[5]INSA de Rouen, 685 Avenue de l'Université, 76800 Saint-Étienne-du-Rouvray, France
[6]Belfast Metropolitan College, 125-153 Millfield, Belfast BT1 1HS, United Kingdom
[7]Williams Industrial Services, 62 New Forge Land, Belfast, 62, BT9 5NF Belfast, United Kingdom
[8]TK Renewables, Station Rd 52, BT465EY Maghera, United Kingdom
[9]National University of Ireland, Galway, University Rd, Galway, Ireland
[9]Williams Industrial Services, 62 New Forge Land, Belfast, 62, BT9 5NF Belfast, United Kingdom
[10]Energia, Ashtowngate, Mill House, Navan Rd, Pelletstown, Dublin 15, Ireland

Keywords: Renewable Energy, Hydrogen, Energy Storage

Summary

As renewable sources continue their penetration in the global energy mix, they meet a series of challenges that can jeopardize their growth. Intermittence, overcapacity, long transmission distances, dissimilar CAPEX and OPEX of renewable technologies and changing market conditions are the main obstacles these technologies meet which can jeopardize their prolonged growth into the future. The usage of hydrogen as an energy carrier has the ability to mitigate these challenges by acting as a buffer between energy demand and supply while multiplying the potential energetic and non-energetic uses of renewable energy. In order to achieve this potential, hydrogen has to overcome its own challenges, low conversion efficiencies, high CAPEX and OPEX and public safety concerns. Project GENCOMM is aimed to overcome these challenges by the creation of a techno-economic model and subsequent decision support tool that can technically and financially optimize the production and commercialization of renewable hydrogen.

1. Introduction

Renewable energy sources continue to increase their share of installed capacity worldwide. A general consensus exists that their integration constitutes the best opportunity to achieve energetic sustainability and avert the risks conventional, non-renewable, sources pose on health and the environment. In accordance with their commitment to the Paris Agreement of 2015, most countries in the world have created national energy action plans (NEAPs) that involve increasing renewable energy penetration targets for the electricity, heating and cooling and transport sectors, while planning mixed energy matrixes that rely on a variety of renewable sources. [1]

In spite of their key role in the complete energy transition towards sustainability, this transition cannot be achieved by the incorporation of renewable sources alone. In order to achieve robust, secure and resilient sustainable energy matrixes, the introduction of a mixture of energy vectors or energy carriers is necessary. These energy carriers allow for renewable sources to increase their capability to supply different forms of energetic demand, strengthen their technical and economic viability, and facilitate their transport and conversion [2].

2. Current challenges in Renewable Energy Sources

In order to establish the niche that hydrogen as energy carrier can play in the sustainable energy matrixes of the future, it is important to understand the current context of renewable sources in the global energy mix and the challenges they face as they increase their penetration in the global energy mix. Currently there are eight different renewable sources identified and present in global energy markets: (1) Biomass energy, (2) Geothermal power and heat, (3) Hydropower, (4) Ocean Energy, (5) Solar Photovoltaics, (6) Concentrating Solar Thermal Power (CSP), (7) Solar Thermal Heating and Cooling and (8) Wind power. In 2015, the share of renewable energy in the global final energy consumption was 24.5 % [3].

The global energy context can be subdivided into 3 main sectors: power, heating and cooling, and transport. In spite of seeing a growth deceleration from the early years of this century, global electrical power demand is expected to continue in a trend of unceasing growth. Projections up to 2040 present an expected average annual growth trend of 0.6% for OECD countries while a considerable higher 1.9% trend for the non-OECD nations. Parallel to the constant increase in power demand, renewable energy capacity has experienced and will continue to experience an exponential rise. At the end of 2015 renewable electricity represented 23.7% of the

global electricity production. In Europe alone, continuing an ongoing trend, renewable energy accounted for a large majority (86%) of all new power installations in 2016, being wind power and solar PV the predominant technologies [4].

Energy use for heat (water and space heating, cooking and industrial processes) accounted for more than 50% of the total world final energy consumption in 2016. Energy demand for cooling is significantly lower, but it is increasing rapidly in many countries, particularly emerging economies located around the tropics. Renewable energy can, by either direct use or through the conversion of renewable electricity, be used to supply the heating and cooling demand. In 2016, renewable energy's share of final energy uses in the heat sector remained stable at around 25%. The main renewable source for heat, more than two-thirds, was traditional biomass, used predominantly in the developing world. In 2016, Europe was the region in the world with the highest share, 18.6%, of renewable energy for heat production. The primary source of renewable heat in the continent is solid biomass. Nonetheless, in Germany, Europe's largest consumer of heat, the share of renewables in heating and cooling remained stable in 2016.

Global energy demand in the transport sector has followed a continuous increase of 2% annually in average since 2005. The sector accounts for about 28% of overall energy consumption and for 23% of energy-related GHG emissions. Crude Oil products account for around 93% of final energy consumption in transport. Renewable energy in the transport sector follows mainly 3 entry points: liquid biofuels as a stand-alone or in a mixture with conventional liquid fuels, gaseous biofuels, and the electric transport, which relies on battery storage or hydrogen as an energy carrier [5].

The considerable progress and potential of renewable sources in the different sectors have brought substantial importance to the challenges faced by renewable technologies, being intermittence the most frequently mentioned. Intermittence is defined as the lack of continuous availability of an energy source due to some factor outside direct control. Solar and wind energy technologies in their different forms are perhaps the most common examples of intermittent renewable sources due to the constant variation of their availability and generation capacity. Nonetheless, most renewable technologies -with the notable exception of geothermal power and heat- are sensible to intermittence mostly related to relatively unpredictable climatic phenomena. Currently, intermittence, particularly in the power grid is met with an action that is vastly detrimental to expand the penetration of renewable sources, overcapacity. Overcapacity is the usage of hefty backup energy sources, in most

cases non-renewable, that can swiftly ramp up and down and hence compensate any variation in the supply. Overcapacity has been a common practice for a considerable time to deal with unexpected surges in power demand. Overcapacity overall and indirectly increases the cost of the power grids and, as mentioned, introduces non-renewable power capacity parallel to the increase of renewable power capacity.

Although it is not exclusive to renewable energy sources, the distance between generation and demand is also a challenge faced by renewable technologies. This challenge is explained by the concentration of demand in urban spaces while most renewable sources, with the considerable exception of solar PV, have a high potential in rural and remote areas or offshore. As nations pursue their renewable energy potential the necessity to increase the capacity and number of power transmission lines has become essential. The investment in transmission lines and other energy transmission infrastructure is in most cases highly expensive as distances increase and meet considerable rejection from the population in the vicinity of their path. In case of relying on the transport sector to transfer energy will reduce efficiency and might possibly increase demand for non-renewable energy sources.

In power grids, as transmission lines cannot cope with the transportation of peak renewable power generation, grid operators have introduced curtailment. Curtailment is the reduction in the output of a generator from its available generation potential due to external considerations. Curtailment of generation is a normal practice of power grid operators to allow the system a flexible reaction capability to variations in the different grid agents. Nonetheless, renewable sources are suffering operator-induced curtailment due to transmission lines congestion. In some cases, the operator has gone as far as denying transmission access, rendering new investments in renewable power generation unviable. Market-based grid control protocols that dispatch generation based on economic costs have also resulted in renewable power plants, particularly wind and solar fueled, to be curtailed [6].

The dissimilar capital and operative expenditures of the different renewable power technologies also represents a challenge for additional renewable penetrations. Some renewable technologies have reduced their costs per unit of power generated dramatically. Studies mark that for plants entering service in 2022, onshore wind power, geothermal and solar PV will present Levelized cost of electricity in par or lower than those of well-established non-renewable technologies. Although an overall a positive trend, these costs asymmetries between technologies might push investment to focus only on these currently attractive renewable power technologies. The unilateral investment might create a negative economic phenomenon like technological dumping, reduce the support on research and

development of parallel renewable energy technologies and jeopardize the economic viability of existing renewable power generation schemes. As the renewable power markets mature, the legislative schemes that supported their introduction into power grids are also changing. The removal of priority access and dispatch for renewable energy sources in power grids, the absence of binding national targets or indicative benchmarks in new policies, the considerable cutback in public subsidies and the replacement of feed-in tariffs for tendering schemes are changing the projection scenarios of existing and new renewable energy projects [7].

In the case of heat and cooling and transportation sectors, additional challenges can be enumerated. Deployment of renewable technologies in these sectors is inhibited by several factors; (1) limited awareness of the technologies, (2) distributed nature of the consumption in time, (3) market fragmentation, (4) comparatively low fossil fuel prices, (5) ongoing fossil fuel subsidies, and (6) a comparative lack of policy support. In developing countries, the lack of installation know-how remains an important barrier, particularly for wide-scale renewables for heat, cooling, and transport.

3. Hydrogen as a sustainable energy carrier

The usage of hydrogen as an energy carrier has been traced back to the early 1800s. The possibility for it to become the central energy carrier in modern energy matrixes came to light in the 1970s as it acquired importance as the fuel behind the "Space Race". Several advantages have positioned hydrogen in this position. It is the most abundant element on earth, present mainly in hydrocarbons, ammonia, and water. Hydrogen presents a high energy density, 33 kWh/Kg, about 3 times higher than current conventional fuels. Parallel to its energetic potential, Hydrogen nowadays constitutes one of the key raw materials for the petrochemical industry. Currently, 60 MT/year are demanded per year constituting a €29bn market, mainly in the production of ammonia for a variety of uses [8].

In the past and spite of its clear advantages, hydrogen has not been able to compete with conventional non-renewable sources due mainly to economic viability. Nonetheless, in the current context, where decarbonization of the energy matrix is mandatory and there is a need of an energy carrier that can serve as a buffer between renewable sources and the different forms of energetic demand, hydrogen has acquired a new relevance. Hydrogen as a complement of renewable sources with relies upon electrolysis for its generation. Electrolysis is the electrochemical process in which water is split by an electric current produced by the renewable source- into its constituent elements, (di)-hydrogen (H2) and oxygen (O). Hydrogen can then be

used in a multitude of applications through, (1) hydrogen fuel cells, (2) combustion and (3) power to hydrocarbons applications. Fuel Cells follow the reverse process as electrolysis and converts the stored chemical energy of hydrogen into electricity and heat through an electrochemical reaction with oxygen. Hydrogen combustion is the high-temperature exothermic redox chemical reaction of hydrogen with oxygen the reaction will only produce water in a gaseous form as a product. Both technologies can be used for re-electrification and heat production supplying the demand of the 3 main sectors: Power, Heat, and Transportation. Power to Gas applications use the produced hydrogen to be either injected into the natural gas grid or recombine it with waste carbon dioxide to produce methane, methanol and other energy valuable hydrocarbons.

Overall, hydrogen responds the different challenges pointed in the last section for renewable sources. The usage of hydrogen will eliminate the problems associated to intermittence as hydrogen will function as a buffer between supply and demand. The physical properties of hydrogen make it particularly suited to large-scale, long-term re-electrification applications. The high energy density allows for extensive storage capacity, it benefits for negligible loses during the storage phase and current advancements in the hydrogen conversion technologies make it able to react to the variable nature of energetic supply and demand. In the particular case of overcapacity, the easiness in which hydrogen fuel cells can ramp up and down, render the need of this practice to overcome intermittence obsolete. Hydrogen will offer several alternatives to the problematic of the distance between energy supply and demand. It will open new routes of transport as pipelines and vessel transport become available for long distance transportation. The technologies of hydrogen transport are mature due to its important usage in the petrochemical industry. Nonetheless, they remain relatively costly. However, the addition of Hydrogen into the energy matrixes gives room to a variety of smart solutions that mitigate this problematic. For example, decentralized hydrogen storage in which, hydrogen is produced and stored closer to the demand. This helps to maximize the usage of the existing transmission infrastructure by taking advantage of periods of idle capacity to transport energy that will be later stored in the form of hydrogen. Furthermore, Hydrogen opens several new revenue streams for renewable power within and beyond the energy sector. Creating attractive economic pathways that prevent curtailment, help compensate price asymmetries and strengthen the renewable energy market to make it resilient to political and economic variations.

4. Smart Hydrogen and GENCOMM

The potential of hydrogen as an energy carrier and complement of renewable energy sources is only hindered by techno-economic challenges. The most signaled challenge against hydrogen is the conversion efficiency. The generation and reconversion of hydrogen carry relatively low efficiencies ranging from 20 to at best 48%. Even though extensive research is focused on improving hydrogen conversion technologies, the use of hydrogen as energy carrier cannot and should not compete with the direct distribution of energy in its physical forms, without introducing intermediate chemical carriers. As mentioned before hydrogen acts as a supplement not a competitor to electrical power. As efficiency affects the operational costs (OPEX) of hydrogen conversion, the considerable capital investment (CAPEX) is also an important inhibitor to the widespread implementation of hydrogen-based energy technologies. These technologies are facing a "valley of death" as they progress to their maturity curve. A "chicken and egg" dilemma also impedes the realization of hydrogen full potential as the construction of hydrogen infrastructure is still not attractive due to the low existing demand. Finally, there is safety, in spite of the considerable use of hydrogen in the petrochemical industry the general public still raise considerable safety concerns. As is the case for fossil fuels hydrogen entails (1) flammability, (2) detonability and (3) embrittlement of handling vessels. Therefore, as it exists for fossil fuels, regulations should exist based on the existing set of international codes and standards. Education about the proper and safe handling of hydrogen should involve the stakeholders involved in order to ensure safety and hence achieve public acceptance [8].

Project GENCOMM is aimed to technically and financially validate hydrogen as an energy carrier and create a decision support tool (DST) that allows communities, through the utilization of hydrogen, to maximize the use of their renewable sources while sustainable supplying their main forms of energy demand. In order for GENCOMM to achieve its goals, the project has to reconcile the current challenges both renewable sources and hydrogen technologies face in the current energy context and create opportunities that allow the creation of energetically sustainable communities. As the previous sections showed, most of the challenges that renewable sources face can be mitigated by maximizing the use of its idle capacity while multiplying the potential applications in which renewable energy can be used. Hydrogen challenges can be overtaken by minimizing operative costs while maximizing process efficiencies and potential revenue streams. This is the concept of smart hydrogen, hydrogen whose production is powered by the idle renewable capacity of a given location and that is sorted and utilized on a diversity of

applications thus maximizing its profitability. In the heart of GENCOMM it the techno-economic model that will, match the idle capacity of renewable sources in a specific location, with its energetic demand at different points in time, thus projecting the potential production of hydrogen and calculate the optimal usage routes of the produced hydrogen in order to maximize return on investment while, minimizing process inherit inefficiencies.

The project will start with the implementation of 3 pilot plants in different areas of NWE and at a different capacity. The pilots will connect the three main sources of renewable energy in North West Europe –Bioenergy, Solar PV, and Wind-with the three main forms energetic demand -power, heat, and transport- while also testing long-term storage and potential commercialization of the produced hydrogen outside the energy markets. The pilot plant will provide the necessary technical inputs to build technical and financial integrated overall models, with the previously described capabilities. In order to assure the widespread utilization of these models, they will be adapted to a decision support tool that can provide location specific results and signaled the additional actions, necessary to guarantee the success of the eventual hydrogen-based energy matrix. The overall structure of the project is presented in the following figure.

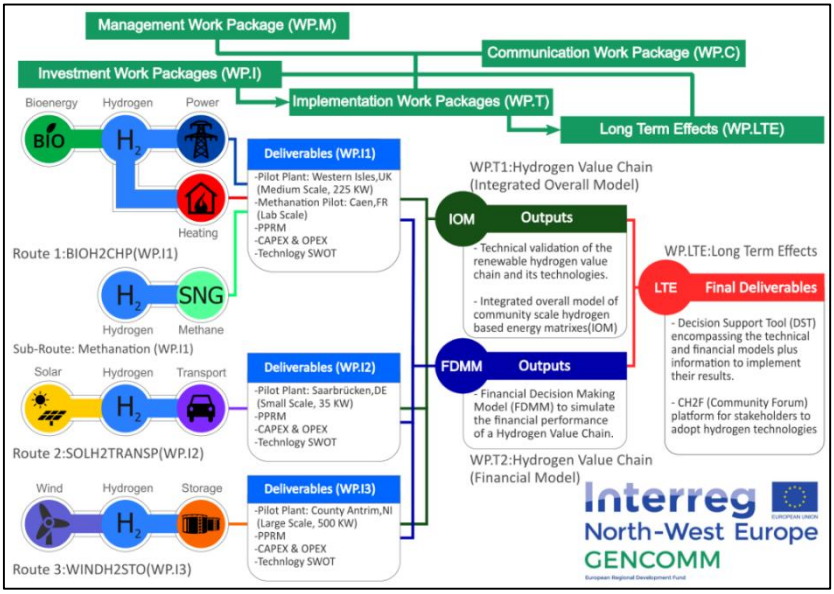


Figure 1. GENCOMM Project Structure

5. Bibliography

1. *Energy. (2017). National Energy Efficiency Action Plans and Annual Reports - Energy - European Commission. [online] Available at: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive/national-energy-efficiency-action-plans [Accessed 21 Sep. 2017].*
2. *Wilson, I., Rennie, A. and Hall, P. (2014). Great Britain's Energy Vectors and Transmission Level Energy Storage. Energy Procedia, 62, pp.619-628.*
3. *Publishing, O. (2017). Renewables Information 2017 -. Paris: OECD Publishing.*
4. *Publishing, O. (2017). World Energy Statistics 2017 -. Paris: OECD Publishing.*
5. *REN21. Renewables 2017: Global Status Report. (2017). Paris: REN21 Secretariat.*
6. *Wind and Solar Energy Curtailment. (2014). 1st ed. [ebook] Denver: NREL. National Renewable Energy Laboratory. Available at: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf [Accessed 22 Sep. 2017].*
7. *Eia.gov. (2017). Analysis & Projections - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online] Available at: https://www.eia.gov/outlooks/ [Accessed 22 Sep. 2017].*
8. *Hydrogen-Based Energy Conversion. More than Storage:System Flexibility (Fact Book). (2014). 1st ed. [ebook] SBC Energy Institute. Available at: http://www.sbc.slb.com/SBCInstitute [Accessed 22 Sep. 2017].*

Brühl Solar District Heating in Chemnitz - The technical implementation

Thorsten Urbaneck[a], Thomas Oppelt[a], Nirendra Lal Shrestha[a], Bernd Platzer[a], Thomas Göschel[b], Ulf Uhlig[b], Holger Frey[b]

[a]*Chemnitz University of Technology, Department of Mechanical Engineering, Professorship of Technical Thermodynamics, 09107 Chemnitz, Germany*
[b]*inetz GmbH, Augustusburger Straße 1, 09111 Chemnitz, Germany*

* Corresponding author. Tel.: +49 371 531 32463; fax: +49 371 531 832463.
E-mail address: thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de

***Keywords**:* large-scale district heating system; combined heat and power; solar; quarter; low temperature; network; flat plate collector, two-zone storage

1 Introduction

Chemnitz is a typical East German industrial city with a large-scale district heating system. This hot water system was designed as a municipal heating system in 1928 and had grown steadily until 1990. The generation of this system is based on a very high proportion of combined heat and power (CHP), which is produced by large lignite blocks. In recent decades, the following factors were obstacles to a solar heat supply:

- very low production costs of CHP heat from brown coal,
- a high heat surplus through the operation driven by power demands after 1990,
- design of the entire system for very high temperatures (optimal design before 1990).

Only these factors prevented an integration of solar heat. For ecological and energy policy reasons, it is very important to find solutions for the cities which are currently supplied by such classic district heating systems.

A favorable situation was present in Chemnitz from 2009 to 2011. It was recognized that the urban area Brühl (part of the northern city centre of Chemnitz) had to be renovated completely including the infrastructure due to the condition of the

buildings [1], [2]. A brief description of the urban design situation is available online [3] (in German). The main problem was the very high vacancy rate of residential and commercial units with more than 50%. Therefore, several major steps were taken to preserve the quarter and to fundamentally improve the social conditions.

The authors [4] got involved for a complete restructuring of the heat supply, in particular to increase the share of renewable energies. First, the building structure and the heat consumers as well as possible renewable energy sources were analyzed. A preliminary study (2011-2012) lead to the design of the heat supply concept [4] with measures to increase energy efficiency and the use of solar thermal energy showing the best results. The concept has been implemented as proposed except a few technical modifications. This article is intended to present the implemented solution. Basically, the following partners participated:

- Municipality of Chemnitz: Planning of urban development, application for funding urban development;
- inetz: Network planning, operator of district heating system;
- Professorship of Technical Thermodynamics, Chemnitz University of Technology: Conception, simulation, monitoring;
- AIC Ingenieurgesellschaft für Bauplanung Chemnitz GmbH: General engineering;
- RAC Rohrleitungsbau GmbH: General contractor for construction measures.

The analysis and monitoring are carried out as part of the project “Solar district heating for the Brühl district in Chemnitz - Accompanying Research (SolFW)” which is located in the 6th Energy Research Program of the German Federal Government. Further objectives and tasks can be found under [5].

2 Descriptions of the quarter and the supply system

The quarter [6] has an area of more than 10 ha and is mainly covered with apartment buildings (Figure 1) which provide more than 1300 residential units[1]. The supply (Figure 2) was decoupled from the existing main district heating system using a heat exchanger (pre-heating and post-heating stage, Figure 3) and a low-temperature network (70[2]/40 ° C) was built in the quarter. The temperature

[1] About 25% of the buildings are subject of a preservation order.
[2] Design-supply temperature of 70 °C at an ambient temperature greater than 0 °C, linear rise to 80 °C at -14 °C ambient temperature.

reduction enables the efficient use of solar thermal energy. That means, a “low-temperature island” is created in the city and the district heating area.

For the low-temperature network, special transfer stations[3] for apartment buildings are required which were developed according to an approach in [7] in order to achieve low return temperatures.

The use of collectors on the roofs in the quarter was not considered to be advantageous. The reasons are as follows:

- planning and legal uncertainties in the development of the area,
- a technically higher effort for the collector integration, the transfer stations or the networks,
- a higher effort during commissioning and operation.

The construction of a supply station (transfer station between the existing district heating system (primary line) and the low-temperature network) with relatively large collector fields and a relatively large storage brings several advantages in the present urban situation:

- using existing brownfield areas close to the quarter,
- effective execution of construction measures outside the residential area,
- the reduction of specific investment costs due to large units,
- a central operation and
- no problems related to buildungs being subject of a preservation order

Sales and marketing measures supplement the technical approaches for attracting gas customers in the area and for customer loyalty (e.g. free energy certificate for building).

[3] The solution is not presented further here.

Figure 1: renovated houses (Wilhelminian era) in the Brühl quarter

The structure of the transfer station is shown in Figure 3. Figure 4 provides a view of the system. The supply station has the following features:

- ground-mounted large flat plate collectors (Wagner, type WRG133AR and WGR80AR),
- two fields with approx. 2092.99 m² collector aperture area (matched flow, 15 l/(m²*h) at 100 % volume flow rate, 35° inclined with an ideal south orientation of the south field and with -30° field azimuth of the north field), used for charging the storage and direct supply of the network,
- avoiding of heat exchangers in the entire low-temperature section of the system (use of district heating water in the collector circuit), active frost protection of the fields[4],
- above-ground tank storage as two-zone storage (welded flat bottom tank [9]) according to patent application [10] with 1000 m³ thermally useful volume, load 500 m³, maximum operating temperature 108 °C, approx. 0.50 m thermal insulation, operation with thermal stratification, upper area for holding ready water with the desired-supply temperature (with overheating up to approx. 108 °C), total storage for buffering short solar surpluses and short-term storage for the CHP plant,
- two-stage auxiliary heating with first heat exchanger group (pre-heating stage) for using the main district heating return line (2.7 MW), second heat exchanger group (post-heating stage) for maintaining the desired flow

[4] This solution was previously practiced only by Paradigma [8].

temperature of the low-temperature network (3.3 MW), use for storage charging and direct supply of the network,

- two-pipe network for the supply of heat to the quarter (connection DN600, up to 14 MW in the final stage of construction) with pressure decoupling to the storage by the networks pumps and control valves, constant/annually varying supply temperature.

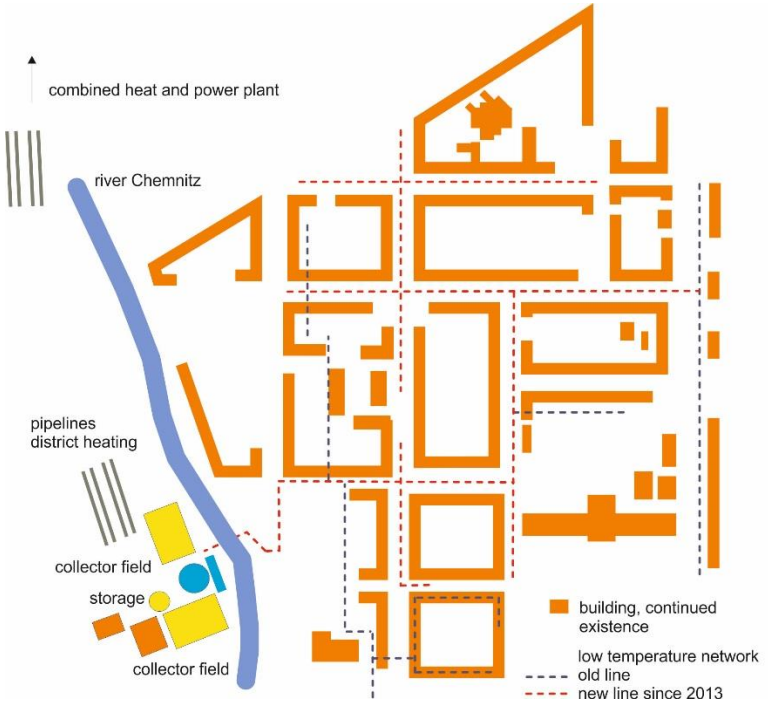


Figure 2: schematic representation of the buildings in the area of the Brühl (right of the river), the pipeline route of the low-temperature network and the supply station (left of the river)

In addition to the requirements of the supply technologies, various new concepts are to be tested and examined. Figure 3 shows that water is used as heat transfer medium without a heat exchanger between the collector and the house or to the local heating surface (e.g. radiator, floor heating). This reduces the temperature loss along the supply path and increases the collector efficiency. Furthermore, a

faster availability and the reduction of auxiliary energy requirements are achieved. In the collector, the heat transfer is enhanced due to the thermo-physical properties of water. From a practical point of view, deaeration is facilitated leading to a simple and an efficient operation. A cost reduction can be achieved by eliminating large heat exchangers, avoiding water-glycol mixtures, omission of pumps and valves on the secondary side, etc. However, the construction of a very simple active frost protection or safety system is necessary (Figure 3). The system has been in operation for one year and meets the expectations. In the SolFW project, this solution is to be investigated in detail.

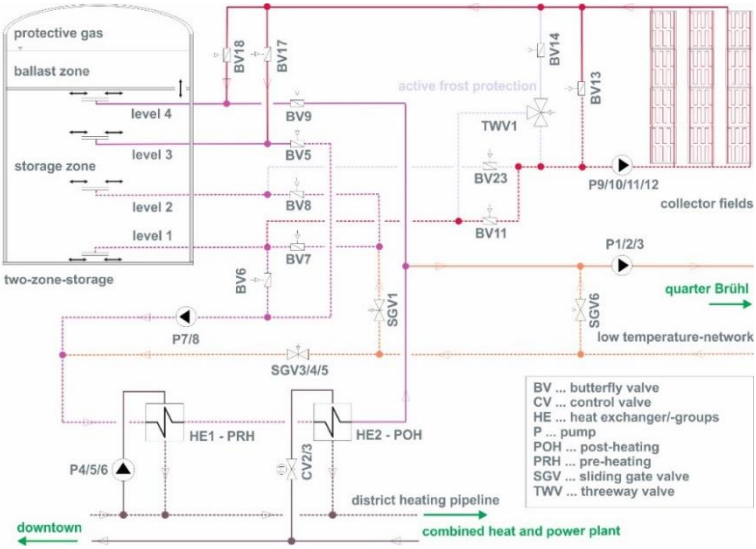


Figure 3: Structure of the transfer station (supply center), as of 2016

Figure 4: View of the transfer station with the south field and the two-zone storage

3 Discussion of the approach and conclusions

In the preliminary study [2], a heat consumption of 6.2 GWh/a and a collector area of 1800 m² have been assumed for the first expansion stage. The TRNSYS simulations provided a specific collector yield of 402 kWh/(m²a) and a solar fraction of 11.1%. That means the solar part has been designed deliberately slender to increase efficiency and to reduce the specific costs. Furthermore, under these boundary conditions it is possible to obtain approximately 45% of the annual consumption from the return line of the main district heating network via the preheating stage.

An attempt was made to rebuild the learning curve in order to achieve acceptance among investors and operators as well as heat customers. The energy policy goals cannot be achieved without this acceptance.

On the one hand, the district heating operator needs a functional and secure system that is system-compatible and profitable. The transfer of this concept into a product (e.g. solar district heating) is another important aspect. On the other hand, for the district heating customer avoiding dictated prices and excessive price increases are important points. The current status of the connections shows a very good response (205 from 260 buildings accepted the offer, connected capacity will be 15.2 MW by 2018). The authors postulate that it would bring enormous benefits if each city reached a solar fraction of 10 % in the medium term. Including all German district heating systems, approx. 7,700 GWh/a could be substituted

relatively easy [11]. This strategy could contribute to the stabilization and sustainable development of the solar thermal industry.

The systemic approach is also supposed to avoid a competition between the CHP and the solar thermal system due to the use of a short-term storage for both heat sources. Furthermore, the central concept allows an uncomplicated regenerative heat supply into the house. The cost-effective design serves to promote solar thermal energy and quarter concepts. At the same time, the requirements of urban development (e.g. preservation order) are considered. The system is designed in a way that it can be transferred to other urban areas. Initial follow-up projects are in the conceptual phase. As a result of the positive experience, higher solar fractions are strived for successively.

Other authors and the project participants involved here have recognized that a renewal of the heat supply can be realized well with a complete renovation of a quarter. This applies to network expansion, the renewal of building heat transfer stations, the development of new technical connection guidelines, the dismantling of gas networks, etc. In other words, if one wants to promote solar heating, an important concept is the assignment of this topic in the context of urban renewal.

4 Acknowledgements

The project underlying this report is funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy under the code 0325871 following a decision by the German parliament. Special thanks also go to the Project Management Jülich for supporting the project. The sole responsibility for the report's contents lies with the authors.

5 References

[1] Stadtverwaltung Chemnitz: http://www.chemnitz.de/chemnitz/de/die-stadt-chemnitz/stadtentwicklung/entwicklung-bruehl/index.html. 2016

[2] Stadtverwaltung Chemnitz: http://chemnitz-bruehl.de. 2017

[3] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR): http://www.staedtebaufoerderung.info/StBauF/DE/Programm/AktiveStadtUndOrtsteilzentren/Praxis/Massnahmen/Chemnitz/Chemnitz_node.html. Internet-Plattform zum Städtebauförderprogramm Aktive Stadt- und Ortsteilzentren, 2017.

[4] Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Platzer, B.; Frey, H.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Zimmermann, D.; Rabe, D.: Solar District Heating in East Germany – Transformation in a Cogeneration Dominated City. Energy Procedia, Vol. 70 (2015) S. 587–594. - doi: 10.1016/j.egypro.2015.02.090

[5] Urbaneck, T.: www.solfw.de. Projektseite, 2017.

[6] Hertelt, J.; Heller, M.; Dilger, M.; Valek, V; Strentzsch, C.; Pietsch, S.: Städtebauliche Planungsstudie zur Entwicklung des Gebietes „Brühl-Boulevard“ in Chemnitz. Albert Speer & Partner GmbH, C&E Consulting und Energineering GmbH, 2012.

[7] Mahler, B.: Ganzheitliche Optimierung von solaren Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicher. Diss. VDI-Verlag Düsseldorf 2004.

[8] Paradigma: http://www.paradigma.de.

[9] Urbaneck, T.; Platzer, B.; Findeisen, F.: Warmwasserspeicher – Stand der Technik und Entwicklungen. HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik Springer 67. Jg. (2016) Heft 07-08 S. 16-21. - ISSN 1436-5103

[10] Thümmler, E.: DE102013111543 A1. 2014

[11] AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK: AGFW-Hauptbericht 2014. Juli 2015

Herausforderung Elektromobilität

Uwe Ventzke

E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree
uwe.ventzke@e-dis.de

In den letzten 20 Jahren waren die wesentlichen Netzausbauten fast aller deutschen Flächennetzbetreiber dem Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen geschuldet. Der lastbedingte Ausbau dagegen, insbesondere der Niederspannungsnetze aber auch der Mittel- und Hochspannungsnetze, erfolgte in den letzten Jahren eher punktuell (z.B. Neubaugebiete) und auf Basis einzelner, konkreter Kundenanforderungen (z.B. in Gewerbegebieten). Mit dem sich nun anbahnenden Bedarf an Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität werden sich die bisherigen Erfahrungswerte für die Lastansätze in der Netzplanung verändern und ggf. zu einer grundlegenden Veränderung der Netzinfrastruktur führen. Dabei kann es zu einer ähnlichen Dynamik beim Anschluss neuer Kundenanlagen und beim Netzausbau kommen, wie dies bereits in den ländlichen Verteilnetzen durch den Boom der Erneuerbaren Energien der Fall war.

Die E.DIS Netz GmbH hat derzeit dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von fast 10 GW an ihre Netze angeschlossen, dies bei einer Lastspitze gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber von lediglich 2,3 GW. Und diese Entwicklung geht noch weiter, so kann für die nächsten 15 Jahre von einer annähernden Verdopplung der installierten Leistung ausgegangen werden. Der Anschluss dieser Anlagen erfolgt jedoch zumeist in der Mittelspannung und insbesondere der Hochspannung. Demzufolge erfolgt der dadurch bedingte Netzausbau auch hauptsächlich in diesen Spannungsebenen. Zu diesem durch die Energiewende bedingten Netzausbau kommen nun die Herausforderungen der Verkehrswende, also der Energiewende im Verkehrssektor. Soweit absehbar, wird die dafür notwendige Ladeinfrastruktur hauptsächlich in der Niederspannung und ggf. Mittelspannung installiert.

Um eine volks- und betriebswirtschaftlich sinnvollen Netzausbau zu planen und somit Stranded Investments zu vermeiden, stellt sich die Frage, nach dem Wie, Wann und Wo der zu erwartenden Ladeinfrastruktur. Dabei steht für die Auslegung der Netze die benötigte Leistung im Vordergrund. So ergibt sich im E.DIS-Netz für eine Elektro-PKW-Quote von 100 % eine Erhöhung der benötigten Arbeit von nur 20 %, aber eine Verdopplung der benötigten Leistung, wenn ein Fünftel der PKW gleichzeitig laden.

Die Prognose der zu erwartenden Leistung gestaltet sich dabei schwierig, da es sich um eine vollkommen neue Entwicklung handelt, deren Dynamik, neben den politischen Rahmenbedingungen, insbesondere von folgenden Faktoren abhängt:

- Technologische Entwicklung
- Alternative Kraftstoffkonzepte
- Steuerbarkeit von Lasten
- Zukünftige Mobilitätskonzepte

Technologische Entwicklung

Wie schnell sich die Elektromobilität auch im breiten Massenmarkt durchsetzt, hängt vor allem vom Preis und den Reichweiten der Fahrzeuge ab. Beides ist eng gekoppelt an Verfügbarkeit und Preis der Energiespeicher. So ist für Lithium-Ionen-Batterien mit einer Halbierung des spezifischen Preises bis 2020 zu rechnen (Horváth & Partners; April 2016).

Im Bereich des Kleinlastverkehrs scheint sich bereits jetzt ein lohnender Business Case abzuzeichnen. So setzt die Deutsche Post darauf ihre Paketzustellflotte von knapp 50.000 Fahrzeugen mittelfristig durch Elektrofahrzeuge des Typs Streetscooter (eine Eigenentwicklung) zu ersetzten.

Weiterhin stellt sich die Frage, wo und mit welcher Ladetechnologie zukünftig geladen wird. Insbesondere im ländlich/kleinstädtischen Bereich mit vielen Eigenheimen scheint es wahrscheinlich, dass ein Großteil der Fahrzeuge zu Hause mit Leistungen zwischen 3,7 und 22 kW geladen wird. Dies würde sich deutlich auf die vorhandenen Niederspannungsnetze auswirken. Setzen sich jedoch Kostenlos-Konzepte, wie Laden am Arbeitsplatz oder beim Einkauf durch, so kann sich ein Großteil der Leistung auch auf zentrale Punkte im öffentlichen Raum oder bei Firmen konzentrieren. Dies würde die Niederspannungsnetze entlasten, da diese Hot Spots in der Regel direkt an einer Transformatorenstation angeschlossen werden oder gar einen eigenen Mittelspannungsanschluss benötigen.

Im städtischen Bereich dagegen ist das Heim-Laden und auch das Laden am Straßenrand vermutlich keine Lösung für alle Fahrzeuge. Hier wird neben dem zuvor genannten Laden am Arbeitsplatz und beim Einkauf voraussichtlich eine Schnelladeinfrastruktur mit Leistungen bis zu 350 kW notwendig, ähnlich den heutigen Tankstellen.

Alternative Kraftstoffkonzepte

Wesentlich für die Durchdringungsszenarien ist die Frage, ob es noch weitere Technologien im Fahrzeugbereich gibt. So wird derzeit parallel noch die Forschung im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gefördert. Das Ziel ist bis zum Jahr 2020 100 und bis 2025 sogar 400 Wasserstofftankstellen zu errichten. Mit dem Toyota Mirai ist auch ein erstes Serienfahrzeug verfügbar. Und auch im Bereich des öffentlichen Nahverkehrs gab es schon diverse Pilotprojekte.

Steuerbarkeit von Lasten

Die Steuerbarkeit von Lasten ist der vermutlich heikelste Punkt und stark verknüpft mit der Digitalisierung der Energiewende.

In der Planung von Netzen wird i.d.R. mit sogenannten Gleichzeitigkeitsfaktoren gearbeitet. Dies berücksichtigt, dass nicht alle Verbraucher gleichzeitig ihre höchste Leistungsaufnahme haben. Mit dem Zubau großer relativ einfach steuerbarer Verbraucher ergeben sich jedoch neue Geschäftsmodelle. So ist z.B. denkbar, dass ein spezieller Ladestromanbieter den Startzeitpunkt der Ladung in einem gewissen Zeitraster bestimmen kann, um einen minimalen Strompreis zu garantieren. Im Jahr 2015 gab es sogar 126 Stunden in denen der Strompreis negativ war. Sollte man in dieser Zeit laden, so könnte man sogar noch Geld für den Stromverbrauch erhalten. In solchen Zeiten besteht somit die Gefahr, dass bei einer ausreichend hohen Zahl an teilnehmenden Fahrzeugen, eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladung auftritt, welche dann das Netz punktuell überlastet.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht scheint es geboten diese hohe Gleichzeitigkeit für wenige Stunden im Jahr zu minimieren. Hierzu werden verschiedene Ansätze diskutiert. So könnte der Netzbetreiber die Möglichkeit bekommen eine Art Veto einzulegen und die maximale Ladeleistung punktuell per Steuersignal begrenzen oder durch gesonderte Netzentgelte Anreize für ein netzdienliches Verhalten schaffen.

Voraussetzung dafür ist die Digitalisierung in Form Intelligenter Messsysteme (iMSys), welche all diese Funktionen ermöglichen sollen. Die Einführung in Deutschland steht kurz bevor. Ab 2017 kann grundsätzlich mit dem Einbau intelligenter Messsysteme begonnen werden bei

- Verbrauchern ab 10.000 kWh Jahresstromverbrauch
- Verbrauchern, die ein verringertes Netzentgelt für eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (z.B. Wärmepumpe, Ladeinfrastruktur) vereinbart haben
- Erzeugern (z.B. Haushalten mit einer PV-Anlage) zwischen 7 und 100 kW installierter Leistung

Ab 2020 werden sie auch in privaten Haushalten ab einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh verpflichtend, was in etwa in der Größenordnung eines Eigenheims mit einem durchschnittlich genutzten Elektro-PKW liegt.

Grundlegende Voraussetzung für den Pflichteinbau intelligenter Messsysteme ist, dass das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI) die technische Möglichkeit der Ausstattung feststellt. Die Feststellung wird das BSI veröffentlichen, wenn mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme anbieten, die den Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes genügen. Damit ist frühestens ab Herbst 2017 zu rechnen, da derzeit (Stand 26.09.2017) noch kein zertifiziertes Gerät verfügbar ist.

Zukünftige Mobilitätskonzepte

Die vielleicht spannendste Frage ist, wie und mit welchen Fahrzeugen bewegen wir uns in Zukunft vorwärts. Wie die Entwicklung in großen Städten zeigt, muss dies nicht immer das eigene Fahrzeug sein. So lag die registrierte Anzahl der Carsharing-Nutzer zum Beginn des Jahres bereits bei 1,7 Mio. (Bundesverband CarSharing). Auch der Trend zum E-Bike, kann dazu führen, den Individualverkehr mit PKW zu entlasten, bei gleichzeitig geringerem Energieverbrauch.

Ein weiterer sich derzeit abzeichnender Trend ist die Entwicklung im Bereich des autonomen Fahrens. Die Auswirkung auf das Nutzungsverhalten im Individualverkehr und öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) ist derzeit nur schwer abzuschätzen. So sind zum Beispiel kleinere flexibel einsetzbare Busse denkbar, also letztlich eine Verschmelzung des klassischen Taxis mit dem Busverkehr, inklusive des direkten Halts an der Haustür.

Insgesamt ist das Autonome Fahren auch eine Chance für den ländlichen Raum, sich der Verstädterung und den schwindenden Einwohnerzahlen zu wiedersetzen.

Viele Nachteile ländlicher Strukturen verlieren ihren Schrecken. So bleibt die Mobilität bis ins hohe Alter erhalten. Auch der Besuch des etwas weiter entfernten Arztes stellt keine Hürde mehr dar. Lange Schulwege sind leichter zu bewältigen und die starre Bindung an die Taktzeiten im ÖPNV entfallen. Und nicht zuletzt gestaltet sich das Pendeln zu einem in der Stadt liegenden Arbeitsplatz deutlich entspannter, wenn dies im Zuge einer zunehmenden Anzahl an Home-Office-Arbeitsplätzen überhaupt noch so oft notwendig ist.

Auch wenn eine genaue Prognose nicht möglich ist, so ist dennoch davon auszugehen, dass die Elektrifizierung des Individual-, Nah- und Güterverkehrs zu einer punktuell signifikanten Erhöhung des Leistungsbedarfs führen wird. Zusammen mit weiteren Entwicklungen, wie Klimatisierung und Wärmepumpen, wird dies vor allem die Mittel- und Niederspannungsnetze betreffen, so dass hier mit einem zunehmenden Netzausbau zu rechnen ist. Dies wird eine spannende, das Netzgeschäft nachhaltig beeinflussende, Aufgabe für die nächsten ein bis zwei Jahrzehnte. Eine Panikmache ist jedoch fehl am Platz. Dass eine solche Aufgabe lösbar ist, zeigt das tägliche Geschäft im Umgang mit den Erneuerbaren Energien und letztlich ist genau das die Aufgabe eines Verteilnetzbetreibers wie der E.DIS Netz GmbH.

Analyse erneuerbarer P2H2 Energiesystemkonfigurationen unter Verwendung von Matlab

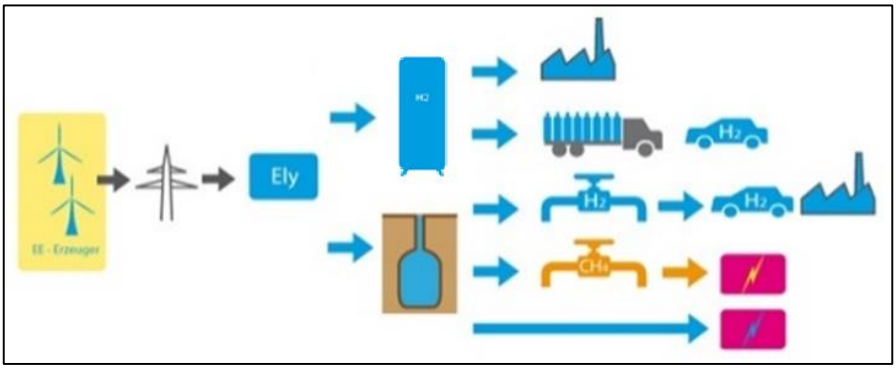
Voigt, A.; Fischer, U.; Tannert, D.; Krautz, H. J.

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg,
Universitätsstraße 22, 03046 Cottbus
andre.voigt@b-tu.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Systemanalyse, Power-to-Gas, Eigenversorgung

Einleitung

Im Rahmen der Forschungsprojektes WESpe – „Windenergiespeicherung in Brandenburg und Wasserstoffspeicherung in Kavernen“ wird eine Analyse zur Versorgung verschiedener wasserstoffbasierter Anwendungen durchgeführt. Diese jeweilig behandelten Systempfade setzen sich im Wesentlichen aus den Komponenten erneuerbare Energieerzeugung, Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung, -verteilung und -nutzung zusammen. Es werden sowohl heutige als auch zukünftige Szenarien untersucht.



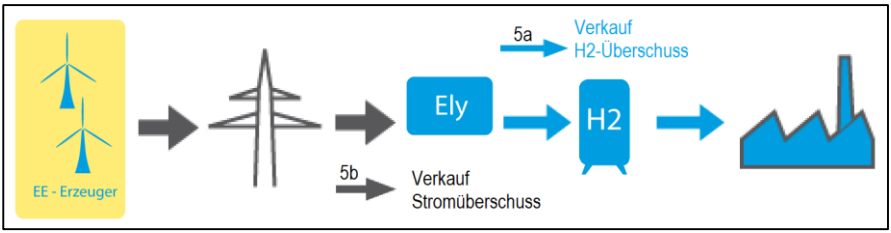
Diese Veröffentlichung behandelt die erneuerbare Wasserstoffversorgung eines Industriestandortes aus heutiger Sicht.

Die Elektrolyse dient als einziger H2-Erzeuger für einen Industriestandort. Sie ist über ein lokales Stromnetz direkt mit den EE-Anlagen gekoppelt und wird somit bei EE-Verfügbarkeit dynamisch im 24/7-Modus betrieben. Es erfolgt eine Wasserstoffspeicherung und eine konstante Abnahme des Industriestandortes mit 1 200 m^3/h (i.N.). Bei der Untersuchung dieses Szenarios wird bei vollständig gefülltem Wasserstoffspeicher zwischen zwei Szenarien unterschieden.

Szenario A: keine Drosselung der Elektrolyse und Verkauf von überschüssigem H2

Szenario B: Begrenzung der Elektrolyseleistung und Verkauf von Stromüberschuss

Generell: Stromnetz-Einspeisung (Verkauf), wenn EE-Leistung größer Elektrolyseleistung



Methodik

Als Zeitreihen für die EE-Erzeugung wurden reale Wind-, Photovoltaik- und Temperaturprofile eines nahe Berlin gelegenen Standortes verwendet. Die Systemkomponenten Elektrolyse und H2-Speicher wurden modelliert. Es erfolgte eine technische Sensitivitätsanalyse mit dem Hauptaugenmerk auf der Versorgungssicherheit der Industrieanwendung. Nachgelagert wurde eine ökonomische Kostenbetrachtung unter Variation verschiedener Parameter zur Ermittlung des Wasserstoffpreises durchgeführt.

Die technischen Berechnungen wurden für eine konstante Wasserstoffabnahme durchgeführt und können innerhalb eines gewissen Rahmens skaliert werden. Bei der Berechnung der Ökonomie müssen die Ergebnisse entsprechend der Skalierung angepasst werden.

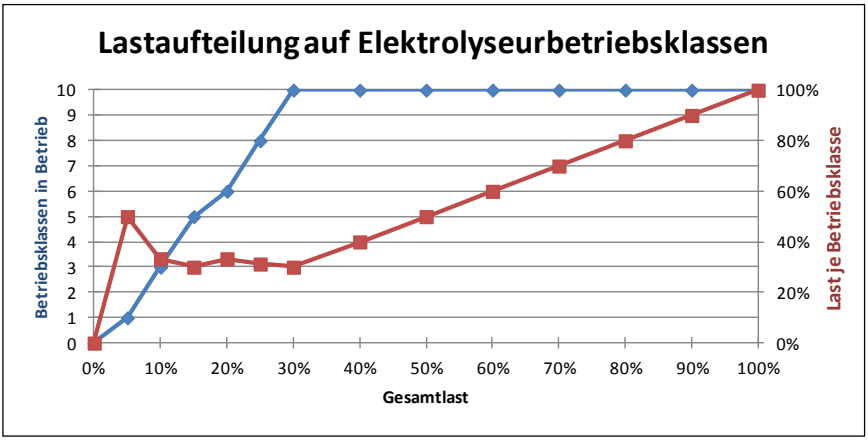
Modellierung

Es wurde das Modell eines alkalischen Elektrolyseurs erstellt, welche folgende Charakteristiken aufweist:

- Nennleistung 1 MW
- Nenn-Betriebsdruck 40 bar
- Nenn-Betriebstemperatur 80 °C

Es wurde ein detailliertes Modell des Zellstacks, der Separatoren und weiterer Hauptbestandteile des Elektrolyseurs unter Betrachtung von Zell-Spannung, Thermodynamik, Gasqualität und weiterer durchgeführt. Ebenso erfolgte die Modellierung der Nebenanlagen (Transformator/Gleichrichter, Wasseraufbereitung, Kühlung, Gasreinigung- und Trocknung) und deren Eigenverbrauch. In das Modell wurde die verfahrenstechnische Systemdynamik implementiert und die Ausgabe verschiedener technischer Bewertungskriterien und Zeitreihen für Energieverbrauch, Wasserstoffproduktionsrate, Wirkungsgrade, Betriebsdauer und weiterer umgesetzt.

Das Systemmodell verwendet reale EE-Zeitreihen (Wind, PV) eines Jahresganges eines nahe Berlin gelegenen Standortes. In jedem Zeitschritt der Simulation erfolgt eine Summierung der erneuerbar erzeugten Energiemenge. Nachfolgend wird diese Energiemenge asynchron auf 10 Betriebsklassen von Elektrolyseuren aufgeteilt. Alle Elektrolyseure innerhalb einer Betriebsklasse arbeiten synchron, jedoch ist nicht zwangsweise die gleiche Anzahl von Elektrolyseuren in jeder Betriebsklasse. Bei niedriger EE-Leistung erfolgt eine Abschaltung von Betriebsklassen und die Verteilung der Leistung auf die verbleibenden Betriebsklassen.



Der Wasserstoffspeicher arbeitet als Speicherkaskade einzelner Tank mit einer Einzelkapazität von je 300 kg. Die Industrieanwendung benötigt einen konstanten Druck von 1 bar.

Technische Betrachtung

Zur Analyse des Systempfades wurde eine technische Sensitivitätsanalyse durchgeführt und zur Berechnung folgende Parametervariationen vorgenommen.

Technische Parametervariation		
Parameter	**Variationsbereich**	
Inst. WKA-Leistung	0..4..40 MW	
Inst. PV-Leistung	0..4..40 MW	
Inst. ELA-Leistung	8..4..40 MW	1 600-8 000 m^3/h i.N.
H2-Speicherkapazität	20..10..80 *300 kg je 92.5 m^3 geom.	66 000-264 000 m^3 i.N. ≙ 1 850-7 400 m^3 geom.
H2-Bedarf	konst. 0.03 kg/s	1 200 m^3/h i.N.

Ökonomische Betrachtung

Zur ökonomischen Berechnung der Wasserstoffkosten zur Eigenversorgung wurde eine angepasste LCOE-Formel, unter Berücksichtigung der Bestandteile Investitionskosten, Reinvestitionskosten, fixe Betriebskosten, variable/verbrauchsgebundene Betriebskosten, Restwert, Einnahmen durch Veräußerung von Wasserstoff und Strom, verwendet.

$$LCOHy = \frac{\frac{Invest_{t=0}}{(1+i)^{t=0}} + \sum_{t=1}^{n}\left(\frac{Betrieb_{fix_t}}{(1+i)^t} + \frac{Betrieb_{var_t}}{(1+i)^t} - \frac{Einnahme_t}{(1+i)^t} + \frac{Reinvest_{t=x\cdot l}}{(1+i)^{t=x\cdot l}} - \frac{Restwert_{t=n}}{(1+i)^{t=n}}\right)}{\sum_{t=0}^{n}\left(\frac{m_{H2_t}}{(1+i)^t}\right)}$$

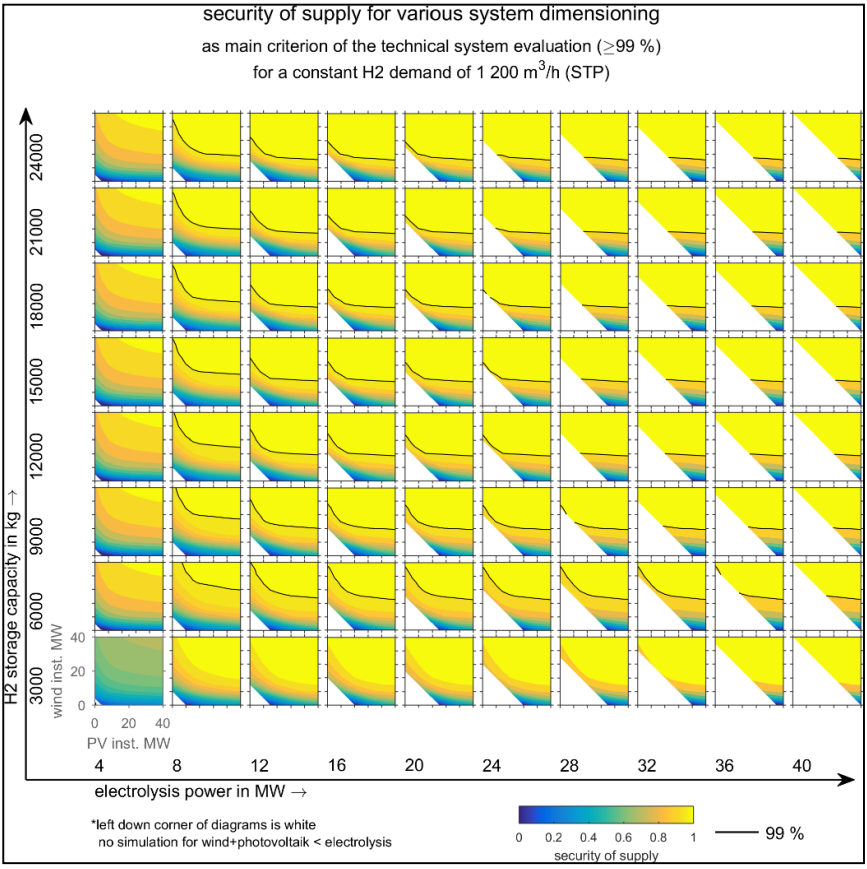
Folgende ökonomische Parameterannahmen wurden zur Berechnung des massenspezifischen Wasserstoffpreises getroffen. Die Bestimmung der ökonomischen Parameterannahmen ist innerhalb des Projektes „WESpe“ noch nicht vollständig abgeschlossen. Somit sind diese sowie die daraus resultierenden Ergebnisse als vorläufig anzunehmen.

Vorläufige Ökonomische Annahmen

Komponente	**Investkosten**	**Lebensdauer l**	**Betriebskosten/-erlöse**
WKA	1 500 EUR/kW inst.	30	2,5 % Invest /a
PV	1 800 EUR/kW inst.	30	2 % Invest /a
ELA	1 050 EUR/kW inst.	20	4 % Invest /a
Speicher (Tank)	590 EUR/kg	30	2 % Invest /a
Strombezug (aus öff. Netz)	Durchschn. Börsenstrompreis		5 ct./kWh
EE-Strom Verkauf	Durchschn. Börsenstrompreis		5 ct./kWh
Wasserstoff Verkauf	Gestehungskosten-Dampfreformierung		1.00 EUR/kg
Ökonomische Kenngrößen			
Kalkulatorischer Zinssatz i	0.07 (je Jahr)		

Simulationsergebnisse

Das technische Hauptkriterium des ausschließlich mit regenerativ mittels Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff ist die Versorgungssicherheit des Industriestandortes. Die nachfolgende Abbildung stellt die Versorgungssicherheit für verschiedene Systemkonfigurationen unter der Variation der installierten Leistung von Elektrolyse, H2-Speicher, Windkraft und Photovoltaik dar. Die Ergebnisse sind für Szenario A und B annähernd identisch.

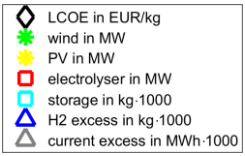


Bei der ökonomischen Bewertung der technischen Simulationsergebnisse wird zusätzlich zu den Szenarien A/B (Kriterium ob Abregelung Elektrolyseleistung bei vollem H2-Tank) noch zwischen den Optionen mit und ohne der Veräußerung von H2- und Stromüberschuss unterschieden. In dem Fall, dass die erneuerbar erzeugte Leistung die installierte Elektrolyseleistung übersteigt, herrscht in jedem Fall ein Stromüberschuss.

bei vollem Tank	**Szenario A** **Keine Abregelung ELA**	**Szenario B** **Abregelung ELA**
Verkauf H2- und Strom-überschuss	Leistung EE > ELA: Verkauf von H2, Strom EE < ELA: Verkauf von H2	Leistung EE > ELA: Verkauf von Strom EE < ELA: Verkauf von Strom
Ohne Verkauf H2- und Strom-überschuss	Leistung EE > ELA: Verwurf von H2, Strom EE < ELA: Verwurf von H2	Leistung EE > ELA: Verwurf von Strom EE < ELA: Verwurf von Strom

In der folgenden Abbildung sind die 10 ökonomischsten Systemkonfigurationen, welche eine Versorgungssicherheit >=99 % sicherstellen, dargestellt.

10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit ≥ 99 %

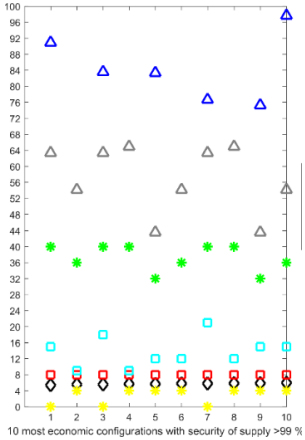


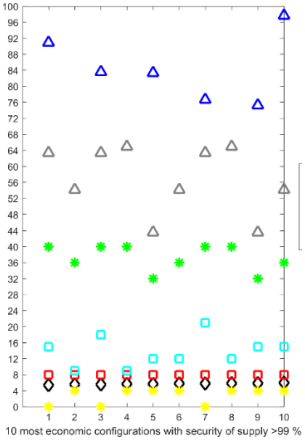
Ökonmische Sensitivität

Szenario A

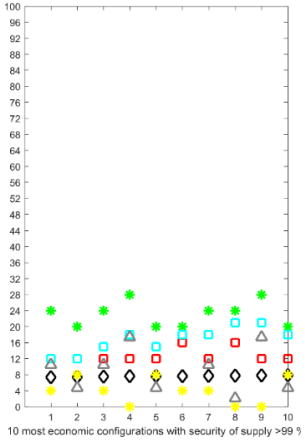
Szenario B

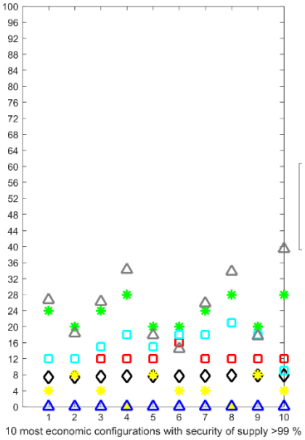
Verkauf von Strom und H2





Kein Verkauf von Strom und H2





Bei Szenario A, ohne Abregelung der Elektrolyse (Sub-Diagramme links), kommt es zu einem großen Überschuss an produziertem Wasserstoff und Strom.

Bei Szenario B, mit Abregelung der Elektrolyse (Sub-Diagramme rechts), ist der Überschuss an Wasserstoff gleich Null und es kommt zu einem weiteren Anstieg des Stromüberschusses.

Bei den Berechnungen mit Verkauf von H2- und Stromüberschuss (Sub-Diagramme oben) wurde möglichst viel Windleistung installiert und die Elektrolyseleistung klein gehalten, um einen höchstmöglichen Stromüberschuss zu erzielen.

Bei der Option ohne Verkauf (Sub-Diagramme unten) wird eine deutliche Reduzierung der Windleistung und ein Ausbau von Elektrolyse- und PV-Leistung vorgenommen, um die höchste Versorgungssicherheit mit geringsten Investitionen zu gewährleisten.

Mit Verkauf von Wasserstoff- und Stromüberschüssen ergeben sich Wasserstoffpreise zur Eigenversorgung von 5.40 EUR/kg, unter moderaten Annahmen für die Verkaufspreise. Ohne die Veräußerung der Überschüsse ergeben sich Preise von 7.30 kg.

Bei der Bewertung dieser berechneten Preise sind in jedem Fall die zugrundeliegende Berechnungsformel und die getroffenen Annahmen zu berücksichtigen. Diese sind aus Studien abgeleitet und sind nicht als allgemeingültig zu verstehen. Ihre Größe kann teils starken Einfluss auf die Ergebnisse haben.

Die Nachfolgenden Abbildungen beziehen sich auf die ökonomischste Konfiguration der jeweiligen Subszenarien, welche das Kriterium der Versorgungssicherheit erfüllt. In diesen Abbildungen erfolgt eine Aufschlüsselung der Kostenfaktoren für die jeweilige Systemkonfiguration. Nachfolgend wird eine Sensitivitätsanalyse unter Variation der ökonomischen Parameter der einzelnen Kostenfaktoren durchgeführt.

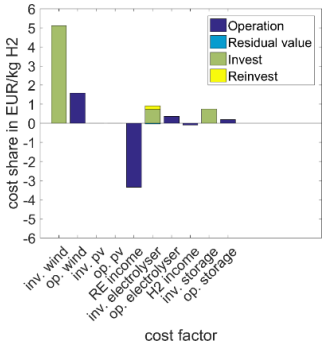
Kostenverteilung der ökonomischsten Konfigurationen mit Versorgungssicherheit ≥ 99 %

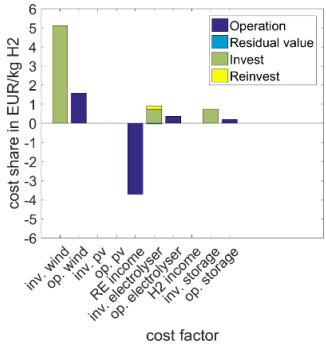
Ökonmische Sensitivität

Szenario A

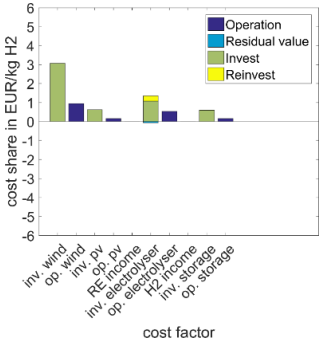
Szenario B

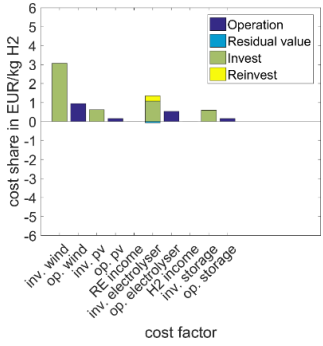
Verkauf von Strom und H2





Kein Verkauf von Strom und H2





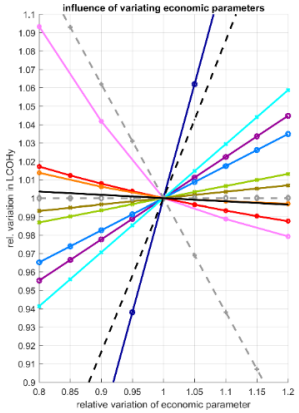
Kosteneinflussfaktoren der ökonomischsten Konfigurationen mit Versorgungssicherheit ≥ 99 %

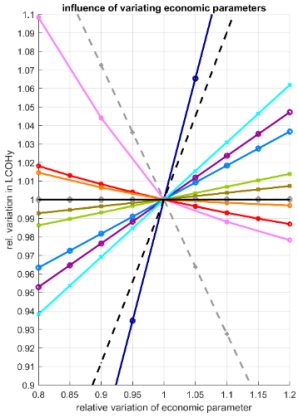
Ökonmische Sensitivität

Szenario A

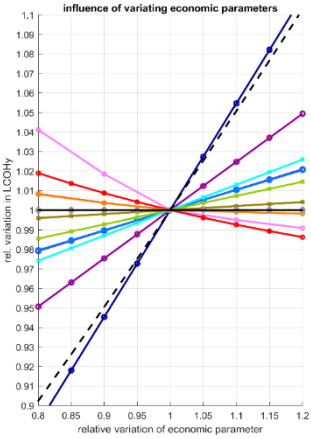
Szenario B

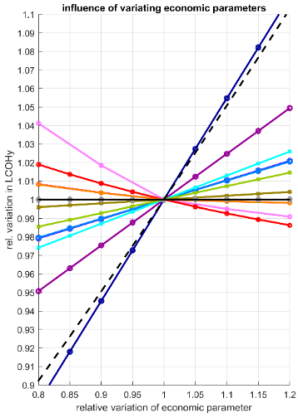
Verkauf von Strom und H2





Kein Verkauf von Strom und H2





Gefördert durch

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages

Influence of roof cover material on the heat flux transferred to the interior of building

Z. Zapałowicz
West Pomeranian University of Technology, Szczecin
Department of Heat Engineering
al. Piastów 17, 70-310 Szczecin, Poland
zbigniew.zapalowicz@zut.edu.pl

Key words: roof cover material, heat load for building

Abstract: The paper gives analysis of how reflectivity of material used for roof covering and roof construction affect the heat flux transferred to the building's interior. A model of heat transfer for a flat, horizontal roof was elaborated in order to estimate the value of outer surface temperature of roof cover. Next, heat flux transferred through the roof cover was determined in relation to its thermal resistance and reflectivity coefficient. The above flux affects the energy balance and the heat load of rooms under the roof.

1. Introduction

One of possible ways to save energy in the construction industry is to reduce the heat load of rooms. In summer, thermal comfort temperature is kept in building's interiors, and it is related to standards in particular countries. In Europe, summer outer air temperatures have values of about 10÷40°C. In case when the outer air temperature is higher than comfort temperature, the process of heat transfer to the interior occurs. Thus solar radiation is very important source of energy for building. Solar radiation affects building's surfaces which are exposed to its effect, that is, walls and roofing. A part of solar radiation is reflected from the exposed surfaces. The remaining radiation amount is transferred to the interior of a building. The amount of transferred energy depends on the kind of partition (window, wall, roof, etc.) and on its construction as well as on the applied materials.

Currently, producers of building materials focus on the possibility to restrain the amount of energy that is transferred through the roof. Application of roof covering materials with respective reflectivity coefficients allows to diminish the amount of heat transferred to the interior of a building [1-7].

The aim of the present paper is to estimate the effect of reflectivity coefficient of roof covering material and of heat transfer coefficient through the roof on the heat flux transferred to the building.

2. Model

The present paper presents the model of heat transfer for a flat building's roof [6]. The following simplifying assumptions are made for the analysis:

- roof construction is known, and so its equivalent thermal resistance is assumed,
- heat transfer processes are steady state character,
- longitudinal conductivity in roof material is neglected,
- heat transfer by radiation between the ceiling and the interior is neglected,
- $1m^2$ of roof surface is taken for the analysis.

Fig. 1 presents the simplified roof construction model with shown fluxes of heat transferred by convection and by radiation.

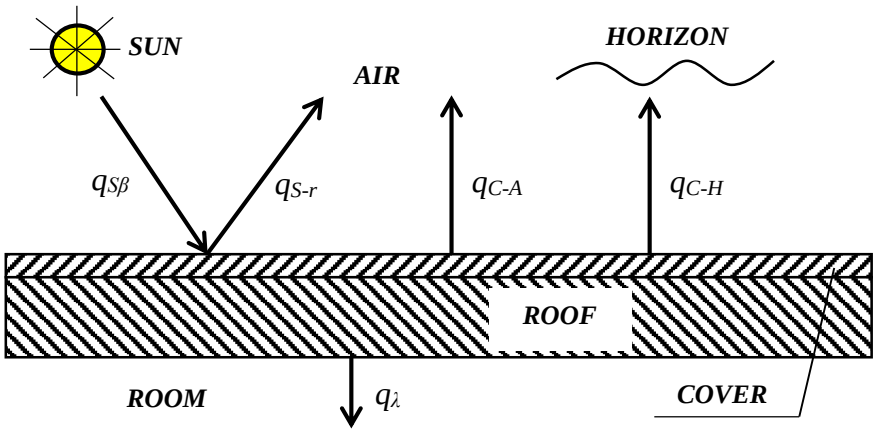


Fig. 1. Simplified scheme of flat, horizontal roof construction

Irradiance on the flat horizontal roof surface is denoted as $G_{S\beta}$. The parameter depends most of all on latitude, daytime, and season of the year. The flux of solar radiation on the outer surface of the roof cover is partially reflected and partially absorbed by the cover. Then, solar radiation energy balance equation has the shape:

$$G_{S\beta} = G_{Sr} + G_{Sa} \tag{1}$$

Irradiance reflected by the roof cover is given by the equation:

$$G_{Sr} = r_C G_{S\beta} \tag{2}$$

Irradiance absorbed by the roof cover is given by the equation:

$$G_{Sa} = a_C G_{S\beta} = (1 - r_C) G_{S\beta} \tag{3}$$

Then, balance of energy fluxes for the outer surface of roof cover, for the given moment, has the shape:

$$G_{Sa} = q_{C-A} + q_{C-H} + q_{\lambda} \tag{4}$$

Terms on the right-hand-side of equation (4) are: heat flux transferred by convection between the roof cover and the surrounding air, heat flux radiated from roof cover to the horizon, and heat flux transferred through subsequent roof layers into the air in the interior.

Convective heat flux transferred between roof cover and atmospheric air can be determined from equation:

$$q_{C-A} = h_{C-A}(T_C - T_A) \tag{5}$$

Heat flux radiated from roof cover to the horizon can be determined from the relation:

$$q_{C-H} = \varepsilon_C \sigma (T_C^4 - T_H^4) \tag{6}$$

Equivalent temperature of horizon can be determined from Swinbank formula [8]:

$$T_H = 0{,}0553 \cdot T_A^{1,5} \tag{7}$$

Heat flux transferred through subsequent roof layers to the air in the interior is shown by the equation:

$$q_{\lambda} = U_e (T_C - T_R) \tag{8}$$

Equivalent heat transfer coefficient depends on thermal resistances of particular roof cover layers and on heat transfer resistance between the plaster on the wall and the air in the interior. Hence:

$$U_e = \frac{1}{R_e} \tag{9}$$

Heat resistance of several layers of roof cover, and heat transfer resistance to the air in the interior can be determined from the equation:

$$R_e = \sum_{i=1}^{N} R_i + R_R \tag{10}$$

Heat resistance resulting from heat conductivity by a single layer of roof cover is determined from the pattern:

$$R_i = \frac{\delta_i}{\lambda_i} \tag{11}$$

Then, heat resistance of convection from the ceiling to the air in the interior is described by the relation:

$$R_R = \frac{1}{h_R} \tag{12}$$

After substitution of equations (3), (5), (6) and (8) in equation (4), the following equation is drawn:

$$(1 - r_C)G_{S\beta} = h_{C-A}(T_C - T_A) + \varepsilon_C \sigma (T_C^4 - T_H^4) + U_e(T_C - T_R) \tag{13}$$

Temperature of the outer surface of the roof cover can be determined from equation (13):

$$T_C^4 + C_1 \cdot T_C + C_2 = 0 \tag{14}$$

where:

$$C_1 = \frac{h_{C-A} + U_e}{\varepsilon_C \cdot \sigma} \tag{15}$$

$$C_2 = -\frac{(1-r_C)\cdot G_{S\beta} + h_{C-A}\cdot T_A + U_e \cdot T_R + \varepsilon_C \cdot \sigma \cdot T_H^4}{\varepsilon_C \cdot \sigma} \tag{16}$$

After the above temperature is known, it is possible to determine heat flux transferred from the outer surface of the roof cover to the air in the interior from equation (8).

3. Results

Roofs of buildings can be constructed in various ways [9-11], so the estimation of their heat resistance is difficult (Fig.2). The roof is supported by a framework. The framework is generally covered on its outer side by insulating foil or some other insulating material, then there is sterling OSB as the support for the roofing and the roofing itself. The inner side is covered by sheetrock and plaster.

Sometimes, between the supporting framework and the sheetrock there is empty space. The insulation layer is most decisive for roof's heat resistance, and most of all, the kind and thickness of applied material. For instance, if 0,2 m thick layer of rockwool is applied, its heat resistance is about 6,5 (m^2K)/W [12,13]. A ferroconcrete ceiling with thickness of about 0,15 m has the heat resistance of appr.

1 (m^2K)/W. Values of heat resistance for sheetrock and roofing tar paper are similar and they are in the range from 0,15 to 0,3 (m^2K)/W [12].

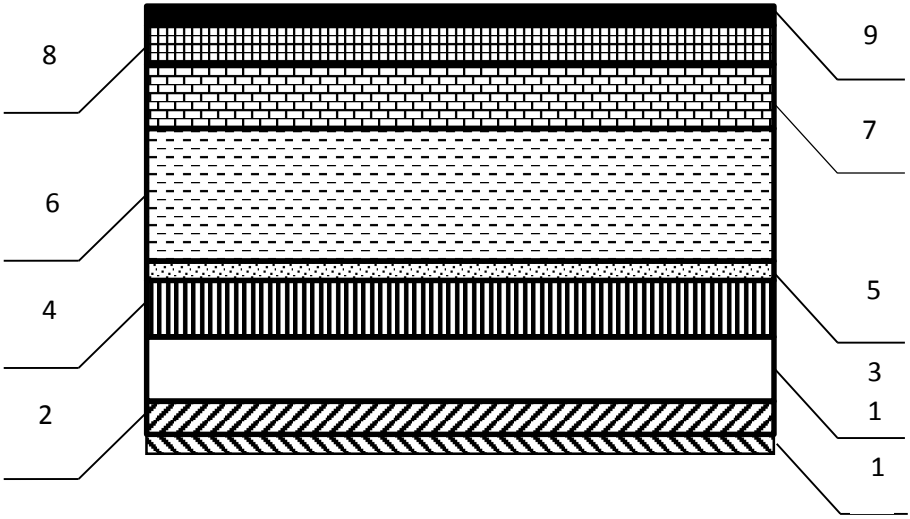


Fig.2. Example of roof construction

1) Plaster, 2) Sheetrock, 3) Empty space (Air space), 4) Support 5) Vapor isolation foil, 6) Isolation material 7) Wood construction, 8) Sterling OSB or base roof covering material, 9) Roof covering material (roofing paper)

Heat resistance of convection from the plaster to the interior air overflowing the ceiling can be estimated on the basis of valid standards or research [14]. By horizontal direction of heat transfer, the resistance equals 0,13 (m^2K)/W [14].

Heat resistance of convection from the plaster to the interior air overflowing the ceiling can be estimated on the basis of valid standards or research [PN-EN ISO 6946:2008]. By horizontal direction of heat transfer, the resistance equals 0,13 (m^2K)/W.

In the present analysis, there change only: the kind of material used for the outer surface of roof covering and the surface's optical properties. The surface is thin and so its thermal resistance does not affect the thermal resistance of the whole roof covering.

So, it is assumed that approximate range of changes of equivalent heat resistance for the roof is within values from 6 to 15 (m^2K)/W. Thus, equivalent heat transfer coefficient changes in the range from 0,05 to 0,20 W/(m^2K). Presently valid regulations oblige for the parameter U_e to be lower than 0,18 W/(m^2K) for partitions over interiors with temperature t_R of 18°C [6]. Only one value of the parameter,

arbitrarily chosen from the range of 0,05÷0,30 W/(m^{2}K), is applied for the calculations.

The roof cover is overflown on its outer surface by the outdoor air. If the wind velocity amounts circa 1 m/s, it can be assumed that heat transfer coefficient from the roof cover to the environment is constant and equals about $h_{C-A} = 5{,}8$ W/m^{2}K [15].

Besides, it is assumed that temperature inside the building is constant and it equals $T_R = 295{,}15$ K (t_R = 22°C). Stephan-Boltzmann constant equals $\sigma = 5{,}67 \cdot 10^{-8}$ W/(m^{2}K^4).

Thus, two factors are decisive for heat transfer. The momentary atmospheric conditions (irradiance $G_{S\beta}$ and outdoor air temperature T_A), and optical properties of roof cover (reflectivity coefficient r_C and emissivity coefficient ε_C).

Roof covers produced in old technologies are characterized by the low value of reflectivity coefficient ($r_C = 0{,}1 \div 0{,}2$, whereas at the new, so called "cool roofs", this parameter equals $r_C = 0{,}7 \div 0{,}9$ [5].

For grey bodies, the emissivity coefficient ε_C equals with the absorption coefficient a_C. Its value depends also on the temperature of roof cover. Values of the parameter ε_C equal circa 0,80 ÷ 0,85 [5]. $\varepsilon_C = 0{,}8$ is assumed for the calculations.

It is advised for practical use to apply materials with high reflexivity and emissivity coefficients for the roof covers.

Figs 3-5 show exemplary calculations results for outdoor air parameters that are common in Poland in summer, that is, $G_{S\beta}$ = 1000 W/m^2 and T_A= 303,15 K (t_A =30°C).

Fig.3 presents change of the roof cover temperature in function of its equivalent heat transfer coefficient for various values of its reflexivity coefficient. Analysis of the calculations results shows that equivalent roof heat transfer coefficient only slightly affects the value of outer temperature of roof surface. On the other hand, significant effect of the reflexivity coefficient can be observed. Roof covers with high values of this coefficient let diminish the outer roof surface temperature even threefold.

The roof construction is decisive for equivalent heat transfer coefficient, which in turn affects the heat flux transferred to the interior of the building. Fig.4 presents calculations results for heat flux transferred to the room directly below the roof in function of reflexivity coefficient and of equivalent heat transfer coefficient. Increase of roof cover reflexivity results in significant decrease of heat load of the interior.

In order to compare changes of heat fluxes transferred through the roof, the referential roof variant is assumed. Equivalent heat transfer coefficient for referential roof equals 0,2 W/(m^{2}K), and its outer surface is made of traditional roofing tar paper, for which the reflexivity coefficient equals 0,2. Fig.5 presents calculations results for relative change of heat flux, when only reflexivity

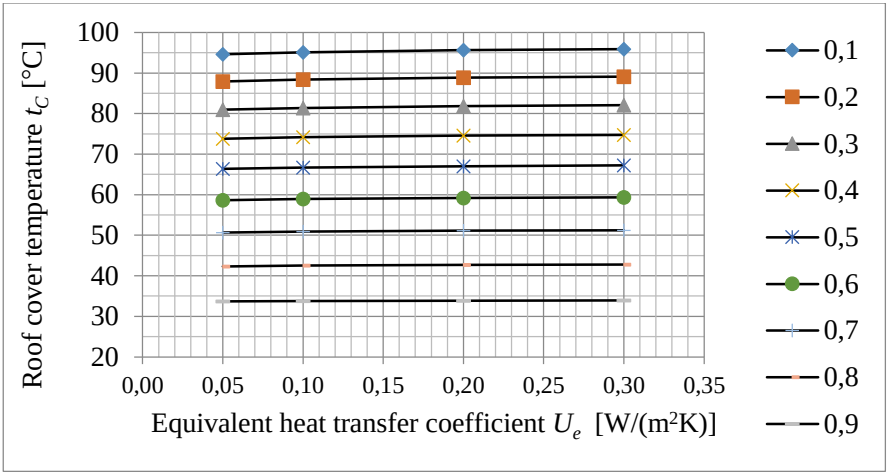


Fig. 3. Relation of roof cover temperature from equivalent heat transfer coefficient, for various values of reflexivity coefficient

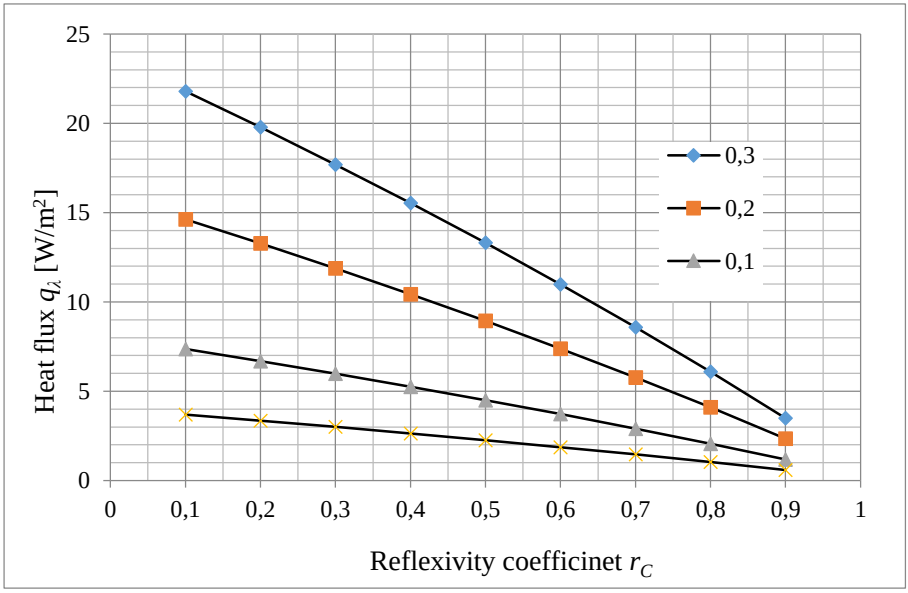


Fig. 4. Heat flux transferred to the interior through the roof in function of reflexivity coefficient for chosen values of roof equivalent heat transfer coefficient.

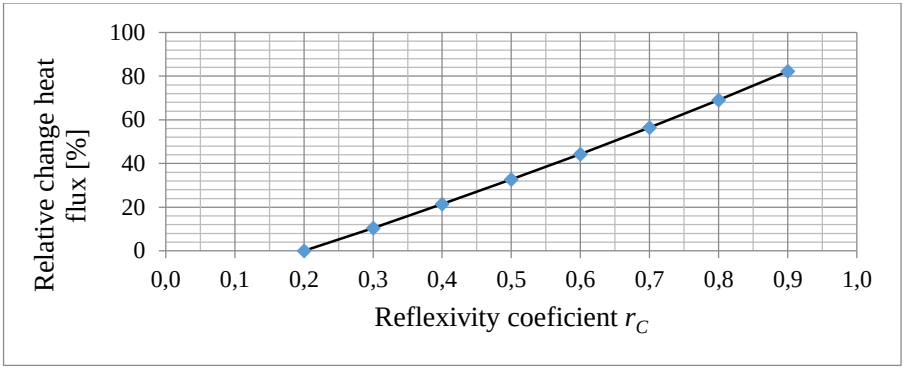


Fig.5. Per cent relative change of heat flux transferred to the interior through the roof with reflexivity coefficient for equivalent heat transfer coefficient equal 0,2 W/(m^{2}K)

coefficient of roof cover changes. If material of which the cover is made could have the reflexivity coefficient of ca 0,8, the heat flux transferred to the interior could be reduced by about 80% as compared with the cover of referential roof. At the same time, temperature of such a roof would equal ca 42,5 ºC.

4. Conclusions

The paper presents a model of heat transfer for the roof of a building. The model allows to determine temperature of the outer roof surface and the heat flux transferred to the interior directly below the roof. Calculations carried on by means of this model allow to state that:

- materials with high reflexivity coefficient and with high emissivity coefficient should be applied for roof covers,
- reflexivity of roof cover affects relevantly its temperature; increase of reflexivity coefficient can result in even threefold decrease of temperature of its outer surface,
- roof equivalent heat transfer coefficient only slightly affects the change of the roof cover temperature, but it significantly diminishes heat transfer to the interior through the roof,
- change of reflexivity of roof surface can cause decrease of heat flux through the roof even by 80%.

Bibliography

1. https://energy.gov/energysaver/energy-efficient-home-design/cool-roofs (30.08.2017)
2. http://coolroofs.org/resources/home-building-owners (28.08.2017)
3. https://heatisland.lbl.gov/coolscience/cool-roofs (28.08.2017)
4. https://www.epa.gov/heat-islands/using-cool-roofs-reduce-heat-islands (30.08.2017)
5. http://coolroofs.org/products/results (29.03.2017)
6. Monczynski B., Ksit B.: Komu w Polsce są potrzebne chłodne dachy. Inżynier Budownictwa. 147, nr 2, 2017, 96-100 (in Polish)
7. Zapałowicz Z.: Wpływ właściwości optycznych pokrycia dachowego na gęstość strumienia ciepła przenikającego do wnętrza budynku. Instal, Nr 5, 2017, str. 18-21 (in Polish)
8. Pluta Z.: Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000 (in Polish)
9. http://www.understandconstruction.com/types-of-construction.html (29.07.2017)
10. http://www.abc-dachy.pl/ (30.08.2017) (in Polish)
11. http://www.edach.eu/pl (30.07.2017) (in Polish)
12. http://www.dachyplaskie.info.pl/technika-i-technologie/zimny-dach/ (in Polish)
13. http://www.dachy.info.pl/technika/wplyw-pokryc-dachowych-o-wysokiej-refleksyjnosci-na-zuzycie-energii-w-budynku/, (in Polish)
14. Standard PN-EN ISO 6946: 2008
15. Chwieduk D.: Energetyka słoneczna budynku. Arkady, Warszawa 2011 (in Polish)

Nomenclature

a – absorption coefficient,
G – irradiance, W/m^2,
h – convective heat transfer coefficient, W/(m^{2}K),
r – reflexivity coefficient,
q – heat flux, W/m^2,
R – heat resistance, (m^{2}K)/W ,
T – temperature, K,
U – heat transfer coefficient, W/(m^{2}K),
δ – thickness of the layer, m,
ε – emissivity coefficient,
σ – Stephan-Boltzmann constant, $\sigma = 5{,}76 \cdot 10^{-8}$ W/(m^{2}K^4),
λ – conductivity, W/(mK).

Subscripts

a – absorption,
A – air,
C – cover,
e – equivalent,
H – horizon,
r – reflection,
R – room,
S – solar,
β – angle,
λ – conduction.

COMPARISON OF WIND POWER PLANT AND PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTED TO THE MEDIUM VOLTAGE SYSTEM

O. Małyszko, S. Szkolny, M. Zeńczak

West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Gen. Sikorskiego 37 str. Pl 70-313 Szczecin,

michal.zenczak@zut.edu.pl

Keywords: medium voltage power system, wind power plant, photovoltaic power plant.

Abstract: Wind power plants and photovoltaic power plants may be connected to medium voltage system, when the nominal powers are not higher than a few megawatts and distances between plants and point of common coupling are not higher than a few kilometers. The paper contains the comparison of wind power plants and photovoltaic power plants connected to the medium voltage system. The range of analysis covers such the problems like: quality of energy, short-circuits conditions, changes of voltage, reserve of power in HV/MV node and safety of the local HV network.

1 Introduction

When the nominal powers of wind powers plants (WPP) and photovoltaic power plants (PVPP) are not higher than a few megawatts and distances between plants and points of common coupling (PCC) are not higher than a few kilometers, then these power plants can be connected to medium voltage (MV) system. Very often investors are on the horns of a dilemma which kind of power plant is the best for given PCC: WPP or PVPP. The level of energy production is the function of local weather conditions: mainly wind speed and solar radiation and their dependences on time. These factors are rather independent of investors, therefore they will be not analyzed in the paper. Not only the level of production is important, but also the cooperation of WPP and PVPP with existing power system is very important.

The comparison of WPP and PVPP connected to the MV system should be done taking into consideration the current regulations [1, 2, 3, 4]. According to criteria of estimation of possibility of connection to medium voltage network and technical requirements for generation units with the power above 2 MW the range of expertise is following:

- Quality of energy (QofE),
- Short-circuits conditions (S-CC),
- Changes of voltages (CofV),
- Reserve of power in HV/MV node (RofP),
- Safety of the local HV network (SofHVLN).

Distribution Company can decide to make expertise for any generation units connected to MV network. The paper contains such the analysis for typical MV system, which is shown in figure 1.

2 Quality of energy

Analysis of quality of energy according to the regulations [4] contains the following parameters: distortion of voltage (Harmonics) and voltage fluctuations (VF). Voltage fluctuations may be caused by switching processes. Voltage fluctuations may cause flickers.

2.1. Distortion of voltage

In order to estimate power quality in PCC the analysis should be done for the harmonics of voltage from 2th to 50th order. Factor *iHDu* = u_h is estimated in relation to first harmonic U_1:

$$iHDu = u_h, \quad u_h = \frac{U_h}{U_1} \tag{1}$$

Besides the total harmonics distortion factor is calculated:

$$THDu = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} u_h^2} \tag{2}$$

2.2. Voltage fluctuation

For the estimation of voltage fluctuation in PCC the following quantities are defined:

- Indicator of flicker (short term P_{st} and long term P_{lt}) by the continuous working:

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k^{''}} \sqrt{\sum_{i=1}^{N} \left(c_i\left(\Psi_k, \nu_a\right) \cdot S_{ni}\right)^2} \tag{3}$$

where: $S_k^{''}$ – short-circuit power in PCC, N – number of wind power units, $c_i\left(\psi_k, \nu_a\right)$ – indicator of flicker for single unit, S_{ni} – nominal power of single generation unit.

- Indicator of flicker P_{st} and P_{lt} caused by the switching processes:

$$P_{st} = \frac{18}{S_k^{''}} \left[\sum_{i=1}^{N} N_{10,i} \cdot \left(k_{f,i}\left(\Psi_k\right) \cdot S_{ni}\right)^{3.2} \right]^{0.31} \tag{4}$$

$$P_{lst} = \frac{8}{S_k^{''}} \left[\sum_{i=1}^{N} N_{120,i} \cdot \left(k_{f,i}\left(\Psi_k\right) \cdot S_{ni}\right)^{3.2} \right]^{0.31} \tag{5}$$

where: $N_{10,i}$, $N_{120,i}$ – number of switching processes for single WPP during 10 minutes and 2 hours, $k_{f,i}(\Psi_k)$ – step indicator of flicker for single unit.

- Relative change of voltage *d* caused by switching of single WPP in [%]:

$$d = 100 \cdot k_u(\Psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k''} \tag{6}$$

where: $k_u(\Psi_k)$ – indicator of voltage changes for given phase angle Ψ_k of network impedance in PCC.

For estimation the above mentioned quantities the data from special reports like for example Wind Tests are necessary. The voltage fluctuation should be analyzed only for WPP.

2.3 Estimation of results of analysis of quantity of energy

This criterion is fulfilled if for normal states and for *n*-1 state for transformers in PCC and in balancing bus (for sources connected inside MV network) the following relations are fulfilled:

$$THDu \le 4\%,\ iHDu \le 1.5\%,\ P_{st} \le 0.45,\ P_{lt} \le 0.35,\ d \le 2.5\%$$

Range of fast changes of rms value of voltage cannot exceed 2.5% for rate till 10 faults per hour, and 1.5% for rate till 100 faults per hour.

There is allowable the exceed of permissible value of individual harmonics distortion factor of voltage but $iHDu \le 2.5\%$ and $THDu \le 4\%$.

3 Short-circuits conditions

Short-circuits analysis should be done in order to check:

- Thermal short-circuit capacity of network elements, because they should be able to sustain short-circuits currents before switching off them.
- Breaking capacity of apparatus in switch-bay.

The maximum short-circuit power and minimum short-circuit power should be calculated. For calculation of maximum short-circuit power all the sources and all the line are working and all the switches in bus bars are closed. For calculation of minimum short-circuit power only one 110 kV line is connected to the power substation. If the parameters of sources are not known, then the following ratios "*k*" for short-circuit current should be assumed:

- WPP (synchronous generator connected to network through the converter) – $k_{WPP} = \frac{I''_{KWPP}}{I_{nWPP}} = 1.3$
- WPP (asynchronous generator) – $k_{WPP} = \frac{I''_{KWPP}}{I_{nWPP}} = 7.5$
- PVPP $k_{PVPP} = \frac{I''_{KPVPP}}{I_{nPVPP}} = 1.1$

Thermal short-circuit capacity of network elements should be higher than thermal short-circuits currents. Breaking capacity of apparatus should be higher than breaking short-circuit currents.

4 Changes of voltages

Analysis of changes of voltage covers two cases:

- Changes of voltages in PCC caused by the generation units in range of inadmissible slow voltage changes,
- Switching-on and switch-off generation units in range of inadmissible fast voltage changes.

Static voltage changes should be estimated in normal state for system with generation units and without generation units. The differences of voltage for these both cases are static voltage changes Δu_a , which should fulfill the relation $\Delta u_a \leq 2\%$.

For sudden switching-on or switch-off (most often) generation units in PCC the voltage changes d_d in each point of power system should fulfill the relation $d_d \leq 3\%$.

5 Reserve of power in HV/MV node

The essence of this criterion is comparison of nominal power of transformer (S_{ntr}), minimum power of load (P_{Lmin}) and total permissible power of generation units (P_{Pgen}):

$$P_{Pgen} \leq S_{ntr} \cdot \cos(\varphi) + P_{L\min} \tag{7}$$

where $cos(\varphi)$ = 0.9285 – for permissible $tg(\varphi)$=0.4 for load. The criterion (7) should be analyzed for the state *n*-1 (only one transformer is working). If criterion (7) is fulfilled, then it is not necessary to replace transformers by transformers with higher nominal power.

6 Safety of the local HV network

This analysis should confirm, that the new generation units in MV network do not cause overload of the HV network in the closest surroundings in state *n*-1.
The analysis needn't be done:

- if the transformed power from MV network to HV network is not higher than 2 MW,
- if the nominal power of units is not higher than 2 MW.

When the criterion is fulfilled, then it is not necessary to invest in HV network in order to inrease current-carrying capacity.

7 Comparison of WPP and PVPP

Results of analysis of the above mentioned criteria may be independent of the type and kind of the generation units with the same nominal power. But there are results of analysis for some criteria which are different for WPP and PVPP with the same power. Table 1 contains the set of criteria for WPP and PVPP.

Table 1. Set of criteria for WPP and PVPP (D – different, Ind – independent)

	QofE (Harmonics)	QofE (VF)	S-SC	CofV	RofP	SofHVLN
WPP	D	D	D	Ind.	Ind.	Ind.
PVPP	D	D (useless)	D	Ind.	Ind.	Ind.

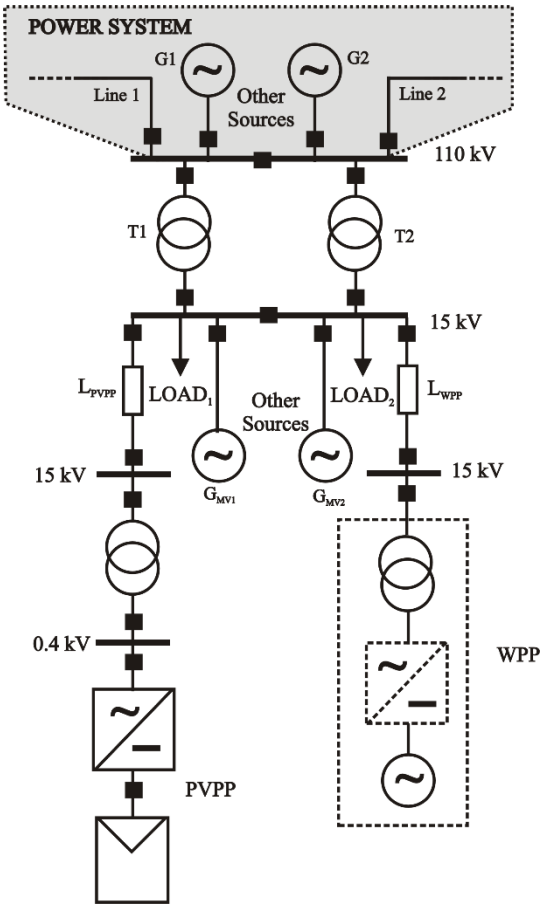


Fig. 1. Typical MV system with PVPP and WPP

Three different plants have been compared connected to the same PCC:

- 2 MW PVPP with 40 inverters of 50 kW: PVPP,
- 2 MW WPP with asynchronous generator (S_{nG} = 2.1 MVA, P_{nG} = 2.0 MW, k_{rG} = 6.5, R_G/X_G = 0.42, X_G = 0.922·Z_G, transformer: S_{nT} = 2.1 MVA, U_Z = 8.5%, ΔP_{Cu} = 16.4 kW): WPP_A,
- 2 MW WPP with synchronous generator: WPP_S.

Levels of harmonics of currents for generation units and harmonics of voltages in PCC are presented in figure 2. Results of calculation of *THDu* and additional short-circuits power in PCC are presented in table 2.

Table 2. Levels of *THDu* in PCC and additional short-circuits power in PCC

	PVPP	WPP_A	WPP_S
***THDu* [%]**	**0.202**	**0.455**	**0.289**
$S_K^{"}$ **[MVA]**	**2.2**	**9.9**	**2.6**

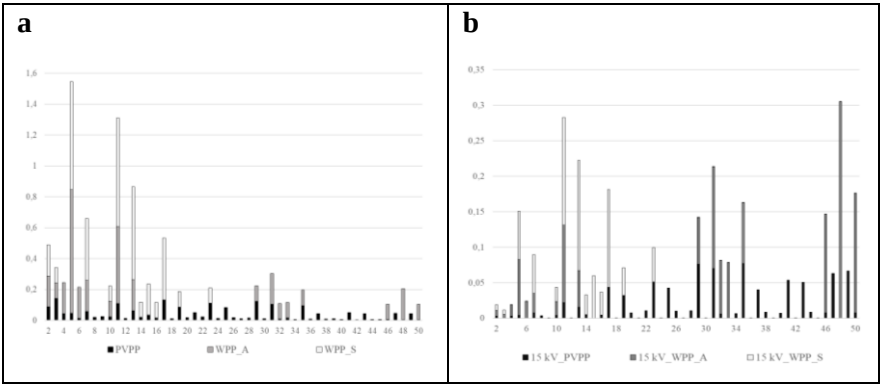


Fig. 2. Levels of harmonics of currents for generation units (a), harmonics of voltages in PCC (b)

8 Conclusions

The results of calculations show, that additional short-circuit power in PCC is the highest for WPP_A. Generally the relationship is fulfilled: $S_{KPVPP}^{"} < S_{KWPP_S}^{"} < S_{KWPP_A}^{"}$, but for the short MV lines ($L_{PVPP} = L_{WPP_A} = L_{WPP_S} \approx 0$). The long MV line can cause the essential decrease of additional short-circuit power.

Typical value for short-circuit power on MV bus bars (in PCC) is about 100 ÷ 250 MVA. Therefore only WPP with asynchronous generator (WPP_A) can creates essential problems with short-circuits capacity of equipment in PCC, because the relative increase if short-circuits power is 3.96%÷9.9%, while for WPP_S the range is 1.04%÷2.6% and for PVPP the range is 0.88%÷2.2%.

Of course short-circuit capacity should be checked for all the new power plants, especially for the old substations with equipment with low short-circuit capacity.

The level of THDu for WPP, WPP_A and WPP_S are similar. They depend mainly on the quality of inverters.

Some advantage of PVPP is the criterion of voltage fluctuation, which should be analyzed only for WPP.

9 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] 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)
[4] Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Document of Distribution Company concordant with Instruction book of operation of distribution network. ENERGA Operator.

SAFETY ASPECTS RELATED TO THE OPERATION OF THE LNG TERMINAL IN ŚWINOUJŚCIE

A. Adamkiewicz[1]and W. Zeńczak[2]
[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: energy safety, LNG terminal, ship propulsion, environment protection

Abstract: The article presents the characteristics of the LNG terminal in Świnoujście. It stresses its importance in diversifying gas supplies to Poland and securing Poland's energy safety. The safety criteria related to LNG tanker tasks have been mentioned. Attention was paid to ensure environmental safety of LNG tankers by using environmentally friendly propulsion systems. The paper notices a reduction in toxic emissions from ships in the Baltic Sea area which is due to the increased number of ships using liquefied natural gas as fuel. The increased demand for LNG requires LNG terminal infrastructure development to allow safe bunkering in ship-ship and quay-ship relations.

1. Introduction

Resources of conventional natural gas in Poland according to data from 31st December 2015 were equal to 77.7 billion m^3[1]. Poland also possesses significant reserves of shale gas. However, its initial estimations of about 5.3 trillion m^3 were quickly verified to be about 364 -768 billion m^3 and the number of licenses issued to shale gas prospectors dropped from 102 in 2013 to 20 at the end of June 2017 [2]. In this situation it is not likely that Poland will cover its demand for gas using its own recourses.

Each year Poland uses approximately 17 billion m^3 of natural gas. From its own conventional resources, it uses about 6 billion m^3 annually and the remaining 11 billion m^3 is imported [1]. Due to a limited amount of gas from conventional

reserves it is expected that in the next few years the participation of imported gas will increase.
At present, the gas imported to Poland comes mainly from the East. Until 2022 Poland is obliged, by a long term Jamal contract, to accept deliveries of primarily 10.2 billion m^3 of gas annually (since 2013 8.5 billion m^3). It is a very disadvantageous situation for Poland from the point of view of energy safety. Therefore, steps have been taken to diversify gas deliveries. The measures initiated in 2011 comprise the so called ”virtual reverse” on Jamal pipeline joining Russia with western Europe, enabling gas purchases in Germany with the physical delivery from the east. At the same time that action helped to unite Poland’s delivery directions with the European Union market. Thanks to that the percentage of deliveries from the east decreased from 55% in 2014 and the percentage of deliveries from the EU increased to 17% (with Poland’s own input at a constant level).

Building the LNG terminal in Świnoujście was the key decision to improve the energy safety of Poland by diversifying deliveries of its energy sources. It was assumed that a potential contract with Gazprom after 2022 will not cover all the country’s requirements for natural gas. Then, besides deliveries from different other directions, a significant part of the gas import will be done by sea throughout Świnoujście terminal. Fig 1 shows the existing and planned directions of gas import to Poland. The numbers in parentheses illustrate the expected annual capacities.

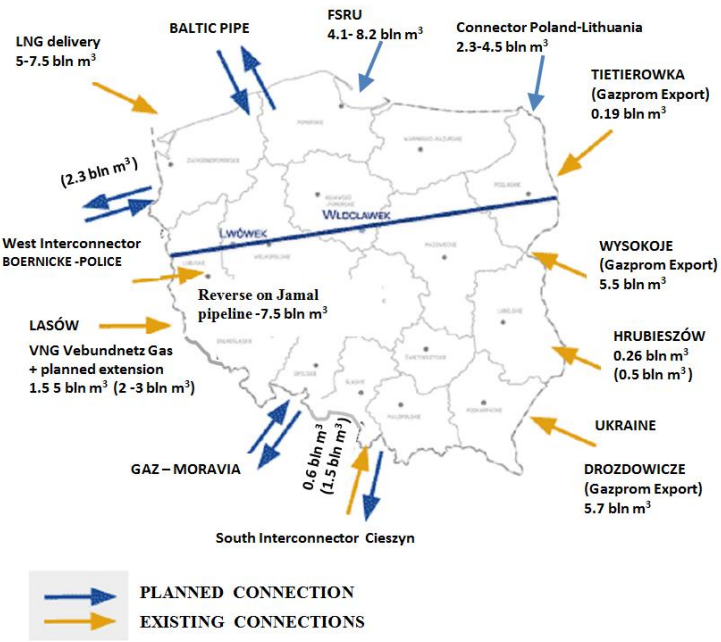


Fig. 1 Existing and planned gas import directions to Poland [2]

2. Characteristics of the LNG terminal in Świnoujście and its significance for the energy safety of Poland

The decision to locate an LNG terminal in Świnoujście was influenced by, among others, such factors as short LNG transportation route and high demand for gas in this region mainly because of the chemical plant „Police" S.A. Its construction was completed in 2015. It is located on the right bank of the Świna River covering the area of 48 ha, in about 1 km distance from the spa zone border, favourably located from the point of view of wind directions and accounting for the results of simulation of contaminations spreading in the atmosphere. Thanks to those the terminal does not adversely affect the spa qualities. In order to maintain the grey dunes, the LNG terminal is moved about 750 meters from the coastal line. From the sea side the terminal is protected by a newly-built 3-kilometre long breakwater. At present the terminal comprises a receiving installation from the LNG carriers, two cryogenic containers, each of 160,000 m^3 capacity, a re-gasification installation and pipelines connecting it with the national system of gas transport. Modern technologies of LNG carrier construction (the so-called "full-containment"- "container in a container"), special procedures and safety systems ensure the highest level of safety. There is also a place to locate the third container of the same capacity. The existing ones allow to

receive 5 billion m^3 of natural gas per year and after its extension the annual capacity of the gas port will increase to 7.5 billion m^3 [3]. There are also plans to build a station for gas re-exporting and for bunkering vessels run on gas which become more frequent on the Baltic Sea in connection with the so-called sulphur directive. The first vessel called *Al Nuaman* entered the port on the 11th December 2015 delivering 210 thousand m^3 of liquefied natural gas from *Qatargas Operating Company Limited.*

At present most of the liquefied gas comes from Qatar with which a 20-year contract for deliveries of about 1.4 billion m^3 of gas annually was signed in 2009. In March of this year an additional contract was signed increasing the deliveries to about 2.7 billion m^3 p.a. which will come into effect on the 1st January 2018 and will be in power until June 2034 [4].

There was also a single contract for 140,000 m^3 of gas from Statoil of Norway under the short term contract of the spot type.

A spot contract for deliveries of American gas was a breakthrough from the point of view of Poland's energy safety. On the 7th June this year American methane-carrier, *Clean Ocean* reached the terminal with the first delivery of gas. Possibilities to import gas from the American direction strengthen Poland's position in talks with its main supplier i.e. Gazprom regarding the Jamal contract renegotiations which will commence in 2019 [5] .

The LNG terminal in Świnoujście enables American gas deliveries not only to Poland but also to the countries of southern Europe and to the East, including Ukraine.

The so-far operation of the terminal showed a great mastery in its utilization. In 2016 its potential was used in 22%, which is equal to European average. Starting from the next year, thanks to among others, doubling the deliveries from Qatar it is to be used up to 60% of its potential. And it is only to be based on long-term contracts which will be a world record of its own kind. It is assumed that in 2022, the LNG terminal in Świnoujscie will be technically and commercially capable of replacing the existing gas import to Poland from Russia [6].

3 Safety issues in LNG carrier operation

3.1 Power systems

One of the most important issues connected with LNG carrier operation is the evaporation of a part of the cargo during the voyage. It is a phenomenon which occurs during ordinary ship operation resulting from heat permeability from the environment to the cargo dependent on the temperature changing with the season, time of day and voyage area. It means that a ship may lose a part of its cargo (about 0.15% per day). The newest technologies allow to minimize losses connected with this phenomenon throughout re-liquefaction on the ship or using that cargo to propel the ship. More or less up till the first decade of the 21st century the domineering

solution for the propulsion system was a steam turbine because of the simplicity to hest boilers both with liquid marine fuels and gas. That tendency changed when dual fuel Diesel ship engines, medium- and low-speed, which are more effective than power systems with steam turbines, became widespread.
Thus, contemporary LNG carrier fleet consists of ships equipped in:

- Dual-Fuel Steam Turbine Mechanical Propulsion – DFSM,
- Dual-Fuel Diesel Electric – DFDE (also with mechanical transmission),
- direct drive with one r two slow-speed single-fuel engines then with an installation for gas re-liquefaction DRL (Diesel with Reliquefaction) or with dual-fuel engines.

The increase in demand for natural gas has recently brought about the construction of carriers of extremely high capacities propelled by two slow-speed engines ensuring high redundancy. The biggest group is that of LNG-carriers of the Q-Flex class with gas containers of 210 to 216 thousand m^3 and the main power from 28 to 29 MW and Q-Max with gas containers of 263 to 266 thousand. m^3 and the main power from 32 to 33 MW.
The preference to welcome LNG carriers with dual fuel power (DFSM and DFDE) in Świnoujście is connected with an important aspect of LNG carriers being safe for the environment including the necessity to meet the requirements of Sulphur Emission Controlled Areas.

3.2. Authorization of LNG carriers

Construction of the LNG terminal and the approach water lane to Świnoujście harbour limits the possibility of rendered cargo services to a certain part of contemporarily operated LNG carriers. The unloading station of the terminal has been adjusted for servicing LNG carriers with the parameters given in Table 1. Despite listing specific guidelines, it has been stated that there is a possibility to admit ships with other parameters provided that they fulfill the requirements of the authorization procedure [7]. A similar situation takes place for example with admission of ships from the USA.

Table 1. Limitations on dimensions of LNG carriers mooring in Świnoujście LNG terminal [7]

Carrier register tonnage [m^3]	50000 – 217000
Total maximum length [m]	315,16
Maximum width [m]	50
Maximum submersion in fresh water [m]	12,5

All LNG carriers which are to enter Świnoujście terminal must receive a positive authorization from the terminal operator. Its aim is to ensure that both the ship and its owner meet the constructional, safety and risk management requirements to a significant degree. LNG carriers have to comply with international and Polish regulations and the standards of the Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO) as well as the Oil Companies International Marine Forum (OCIMF).
The authorization procedure is also to verify the ship from the point of view of its compatibility with the terminal also taking into account its manoeuvring abilities. Out of the so-far issued 8 authorizations, 7 refer to Q-flex carriers and 1 to another type of ship with the main propulsion system of the DRL and DFSM type.

4. Development of infrastructure for LNG bunkering in Poland

Possible solutions for bunkering ships running on LNG are shown in Figure 2. For example, the biggest ferry operating on the Baltic Sea, m/s Viking Grace, running on LNG is bunkered in Stockholm from *Seagas* bunker belonging to AGA AB. A typical vessel for LNG bunkering may accommodate 1 thousand tones of gas. At present in Świnoujście, it is only possible to reload gas into tank trucks. However, additional services like bunkering ships in Świnoujście itself and reloading onto smaller vessels are being prepared.
Poland is also designing an LNG terminal of the FSRU type (Floating Storage and Regasification Unit) in the Gulf of Gdańsk which should cater for deliveries of liquefied natural gas to Poland in amounts from 4.1 billion m^3 to even 8.2 billion m^3.

That terminal, apart from its basic service to deliver natural gas after regasification to the national transmission network, would also render services of reloading and bunkering to ships run on LNG [9].

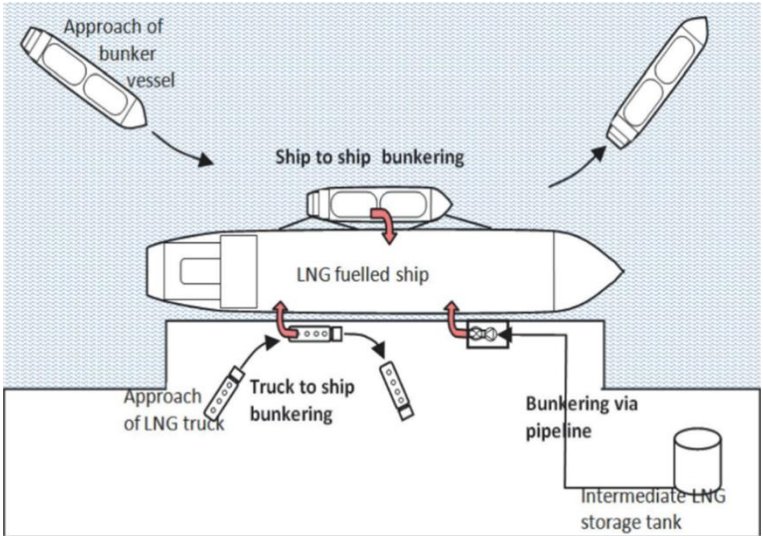


Figure 2. Possible bunkering options for ships run on LNG [8]

5. Summary

Results and effects of a two-year operation of the LNG terminal in Świnoujście confirm the rationality of its construction as it significantly improved energy safety of Poland. Another aspect strengthening its role is the increase in demand for liquefied gas used as fuel by seagoing vessels. Ship owners operating mainly on the Baltic and the North Sea, which are within the SECA region, aiming to meet the environmental requirements more often introduce ships run on LNG into their fleets. One of such ship owners is PŻB (Polska Żegluga Bałtycka). In June 2017 the construction of a new ferry running on LNG was started in Szczecin. It is to operate the Świnoujście – Ystad line beginning from the year 2019.

The LNG terminal in Świnoujście apart from its main task of supplying Polish gas receivers is to play the role of a hub in gas distribution with the aim of bunkering ships in this region of the Baltic Sea.

6. References

[1] Zbroński D., Górecka-Zbrońska A., Krajowe poziomy wydobycia i zużycia pierwotnych nośników energii nieodnawialnej, Rynek Energii nr 3(130), VI. 2017, 9-19
[2] http://www.rynek-gazu.cire.pl, access on 08.08.2017
[3] http://www.polskielng.pl, access on 08.08.2017
[4] http://www.pgnig.pl, access on 08.08.2017
[5] http://www.gospodarkamorska.pl, access on 08.06.2017
[6] Polska mistrzem Europy w wykorzystaniu gazoportu, Gazeta wyborcza, 30.05.2017
[7] Cydejko J., Adamkiewicz A., Wybór układów napędowych zbiornikowców LNG z możliwością przeładunku w terminalu w Świnoujściu, Autobusy 12/2016
[8] http://www.flexcorpusaholdingcompany.com, access on 19.03.2017
[9] http://biznesalert.pl, access on 10.08.2017

"Development of algorithms for the deployment planning and control of power-to-heat systems for the more efficient use of renewable surplus energy – project details"

C. Ziems, N.P. Sakkas, J. Posselt, H.J. Krautz

Brandenburg University of Technology Cottbus-Senftenberg (BTU)
Chair of Power Plant Technology, Universitätsstraße 22 (MZG), D-03046 Cottbus
christian.ziems@b-tu.de, nikolaospanagiotis.sakkas@b-tu.de, joachim.posselt@b-tu.de, krautz@b-tu.de

Keywords

Power-to-heat, balancing power market, renewable energy sources, surplus energy storage

Abstract

In a future energy supply system with a share of approximately 80 % renewable energies in the total energy generation [1], system services such as the provision of balancing power in close interaction with new intelligent storage concepts at all supply levels play a superordinate role. The power-to-heat concept means the conversion of electricity into heat in an energy system that can generate heat either from fossil fuels or electricity [2]. A classic example is the district heating system of a municipal utility. Power-to-heat applications offer at low investment costs the possibility of integrating electricity from renewable energy sources instead of regulating it. [3]. The technical components used have been tried and tested for decades and are therefore fully developed. Power-to-heat offers the possibility of realising substantial economic savings and reducing the emissions of climate-damaging carbon dioxide. Thermal grids are particularly suitable as a storage option for renewable energies. Necessary supply structures are available above all in the municipal utility sector. In addition, power-to-heat applications can reduce the must-run capacities of conventional power plants in the electricity market of the future [4]. In this context, algorithms for designing deployment planning and control tool are developed and checked for their usability.

Zusammenfassung

In einem zukünftigen Energieversorgungssystem mit einem Anteil von ca. 80 % erneuerbarer Energien an der Gesamtenergiebereitstellung, spielen Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelleistung im engen Zusammenspiel mit neuen intelligenten Speicherkonzepten auf allen

Versorgungsebenen eine übergeordnete Rolle. Das Power-to-Heat-Konzept bedeutet die Umwandlung von Strom in Wärme in einem Versorgungssystem, in welchem Wärme entweder aus fossilen Brennstoffen oder aus Strom erzeugt werden kann. Ein klassisches Beispiel ist das Fernwärmesystem eines Stadtwerkes. Power-to-Heat-Applikationen bieten die Möglichkeit, bei geringen Investitionskosten Strom aus erneuerbaren Energien zu integrieren, bevor dieser abgeregelt werden muss. Die eingesetzten technischen Komponenten sind seit Jahrzehnten erprobt und dementsprechend ausgereift. Weiter bietet Power-to-Heat die Möglichkeit der Realisierung erheblicher volkswirtschaftlicher Einsparungen sowie eine Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichem Kohlenstoffdioxid. Wärmenetze sind besonders geeignet als Speicheroption für erneuerbare Energien. Notwendige Versorgungsstrukturen sind vor allem im Bereich der Stadtwerke vorhanden. Zudem können Power-to-Heat-Anwendungen die Mustrun-Kapazitäten konventioneller Kraftwerksanlagen im Strommarkt der Zukunft reduzieren. In diesem Zusammenhang werden Algorithmen zur Ausgestaltung eines Einsatzplanungs- und Steuerungstools entwickelt und auf ihre Einsatzfähigkeit hin überprüft.

1. Motivation

Currently, the federal state of Brandenburg occupies a leading position in the generation of electricity from renewable energy sources throughout Germany. This is the result of the efforts that have been made for years and of the adoption of the Brandenburg Energy Strategy 2030. The cluster strategy thus makes a very concrete contribution to the implementation of the overall Brandenburg forward-looking energy strategy. In Germany the share of energy generation from renewable energy sources will continue to grow steadily in the wake of the energy system transformation. At the same time, the phasing out of nuclear and coal energy is becoming reality. Basic figures from the field of installed capacity of conventional and regenerative energies [5], as well as their changes in the time horizons 2014, 2015 and 2016 underline this development and can be seen in the following graph.

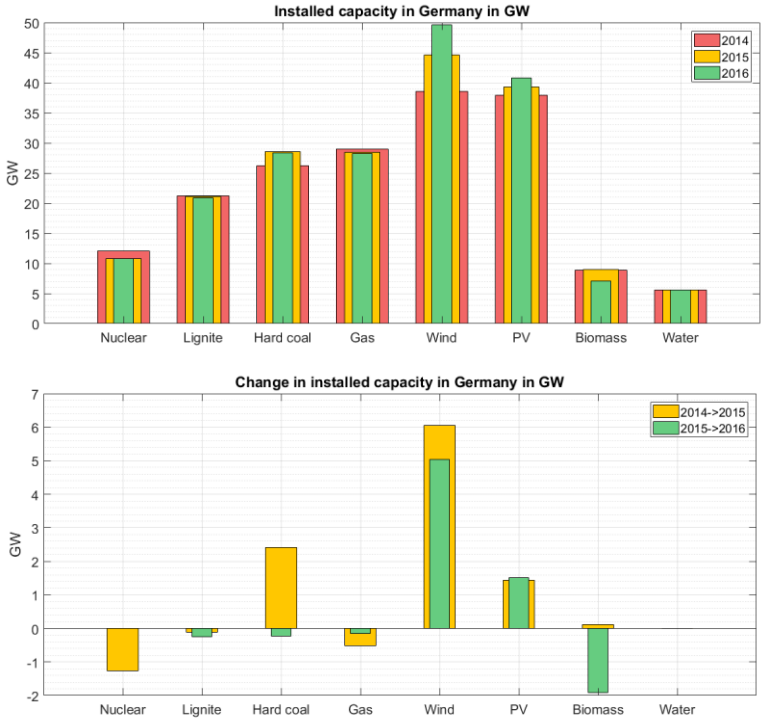


Figure 1: Installed capacities and its development in Germany 2014-2016

As far as the photovoltaics are concerned an increase in capacity of 1.43 GW for 2015 and 1.52 GW for 2016 can be recorded in relation to the previous year. This corresponds to an average annual increase of 4 %. The further expansion of the wind turbines amounted to a total of 44.61 GW for 2015 and 49.64 GW for 2016 in installed capacity. Thus, the existing capacity was increased by approx. 16 % in 2015 and 11 % in 2016. While in the area of the energetic use of biomass in 2015 a slight increase of 0.11 GW (1.2 %) was recorded, a significant reduction of 1.91 GW (21.3 %) can be observed for 2016. The increase in technical hydropower plants amounts to 0.01 GW in 2015, which corresponds to a percentage value of 0.2 % and is stagnating completely for the year 2016. Which means that the total increase in renewable energy sources was at 7.61 GW in 2015 and 4.64 GW in 2016. The share of renewable energies in gross electricity generation in Germany is actually about 30 %. In 2015, the decommissioning of nuclear power plants amounted to 1.27 GW, which corresponds to 10.5 % of the total installed capacity of the Federal Republic of Germany. However, there were no changes between the year 2015 and 2016. The

utilisation of the available nuclear power plants has been so far 97.9 %. The capacity of the lignite-fired power plants was 21.14 GW in 2015 and 2016 at 20.9 GW, gradually decreasing by 0.5 % and 1.1 % until 2016. The utilisation rate of the available power plants was around 90.5 %. The capacity of hard coal-fired power plants was approximately 28.6 GW in 2015 and 28.36 GW in 2016. This represents a percentage change of 9.2 % for the base year in terms of new capacity for 2015 and a reduction of 0.8 % for 2016. While the utilisation of available power plants amounted to approximately 57 %. Gas-fired power plant capacity in both years is down to 28.43 GW in 2015 and 28.27 GW in 2016. This represents a percentage reduction of 1.8 % and 0.6 % in the respective year of observation. The occupancy rate was 15.3 % [6]. Increasingly problematic in the sense of an overall safe and stable, as well as economical and environmentally friendly energy generation is the strongly fluctuating amount of photovoltaic and wind energy. Today‘s energy supply is characterised by large generation units based on fossil fuels and nuclear energy. The central energy supply system as a business model of traditional energy suppliers is based on the use of large-scale technologies, centralized controls, load flows in one direction and passivity of the customers. In recent years, this concept has been modernised and liberalised, including the development of customer loyalty and customer acquisition, differentiated products and new business areas, a cross-divisional organisation, more efficient processes and the development of marketing and sales know-how. However, the transformation of the energy system is leading to a completely new trend in terms of energy supply. This will be increasingly decentralised and will mainly include renewable energies. There are already more than 1.3 million solar systems and about 7900 biogas plants in Germany. The users of the plants are both producers and consumers of energy [7]. They have production, storage and distribution capacities and make decisions. The current status of decentralised trends is characterised by an extremely large number of active market participants, the use of a multitude of technologies, strong networking at the local and technological level, the pursuit of different ownership structures and operator objectives. However the lack of administration and standards in the sense of a superordinate regional energy supply, the presence of huge amounts of data that are often not sufficiently used, often a lack of plant size with regard to independent participation in various value-added options of the energy supply market, and a lack of capacity to take part in the market are the main great challenges. The accelerated expansion of a wide range of decentralised energy supply systems has led to a permanent imbalance in supply and demand, the need to maintain conventional power plant capacities and a high demand for cost-intensive balancing energy. The decentralized systems are currently presented as individual plants or as smaller compound plants. However, the more systems that can be integrated in a meaningful

way, the better you can use their advantages. A situation must be created in which operators are enabled to exploit additional advantages for themselves and the grid system [8]. The development of energy technologies (generation, distribution, storage and consumption) and in particular the development of modern information, communication and control technologies can contributes to an optimal integration of decentralized systems.

2. General objectives of the BTU project part

The main objective of the joint project is to develop algorithms for the creation of a software tool for the deployment planning and control of power-to-heat plant systems for the more efficient use of renewable energy surplus. The simulation of the complete power-to-heat system with the corresponding optional components is carried out using potential application scenarios. Within the scope of this research network, the partnership between IBAR Systemtechnik GmbH and BTU Cottbus-Senftenberg unites the respective core competencies. IBAR Systemtechnik GmbH on the one hand has many years of technological know-how in the field of planning, project planning and commissioning of energy plants of all kinds and power plant control systems. Particularly noteworthy are the experience and ability to develop complex automation and rationalization solutions. BTU Cottbus-Senftenberg on the other hand, has proven scientific know-how in the areas of increasing efficiency and making power plant technologies more flexible and integrating renewable energies into the existing energy supply system (energy conversion and storage technologies, plants and safety technology, control systems and control technology, combustion engines, energy distribution and high-voltage technology). Thus, the ideal conditions for the expansion of scientific work in the development of energy storage technologies and the integration of renewable energy into the overall energy supply could be used and a further modular building block could be created in order to implement the power-to-heat technology as a value-added option in the field of energy supply [16]. The software tool enables optimized resource planning and control of power-to-heat plant systems as an integral part of a largely digitized power supply system as well as innovative, complex and efficient decision making in resource planning and control by means of comprehensive automated data utilization (collection, analysis, real-time optimization). The software tool is a decentralized energy management system, which has an accurate database of relevant external processes in real time. These include weather forecasts, energy trading, grid operation, contract management and billing. In this way, all data of the specific system with the corresponding plant functions, controls and components are made available. The software tool is also suitable for smaller plants that want to participate in the market for balancing energy. The power-to-heat technology can be used in

principle according to three methods and illustrated in the following table [9]. This includes, among other things, the use in the balancing power market as the main variant of the considerations.

Table 1: Brief description of the application scenarios for power-to-heat systems with relevant reference data [10]

No.	Deployment scenario	Short description	Relevant data
I	Balancing power market	Use of power-to-heat systems (with storage) as flexibly controllable consumers to stabilize the mains frequency of 50 ± 0.2 Hz	- Prices for balancing energy: energy and power price (PP and NP) - Demand for balancing energy - Price trend data - Additional pooling costs if necessary
II	Electricity market	Use of power-to-heat if electricity prices on the electricity exchange are negative or if the price of electricity is very low	- Electricity exchange price - Legislation (due to taxation) - Taxes, fees, levies and apportionments - Energy prices - competing forms of energy such as oil and gas
III	Regional use of surplus electricity	Using electricity locally via power-to-heat instead of unused regulation, reducing costs for feed-in management, lowering the Renewable Energy Act levy for electricity customers	- Grid situation (bottlenecks) - Taxes, fees - Legislation (due to taxation)

When used in the balancing energy market, the maximum possible feed-in of regenerative energy sources into the electrical grid can be increased with the provision of negative primary, secondary and tertiary balancing services. The market participants are mainly larger suppliers, such as municipal utilities. Participation in the market for balancing energy is currently more economical for large and medium-sized plants compared to small decentralised plants. The prequalification procedure for participation in the balancing energy market alone is quite complex. Furthermore, direct participation in the bidding process is only possible for capacities greater 5 MW_{el}. Smaller interested parties must therefore form a pool. The pool operator

receives a corresponding remuneration from the plant owners for his work, the integration of a measuring and control system, as well as management and marketing. This amounts to about 30 % of the revenues from the energy and power balancing price [11]. The remuneration is devided to the pool members and consequently reduces the economic efficiency of the power-to-heat systems. Although the market for balancing power is limited by power-to-heat, it has so far offered market participants a high revenue potential. In this way, market participants can achieve lucrative prices in the times of corresponding demand. Two other options for making the power-to-heat concept profitable can be mentioned. The first option is to regulate renewable energy because of regional grid bottlenecks. In this case, the energy cannot be transported off the grid. This situation is solved by the grid operator by means of grid management, for example by shutting down the wind turbines. There are currently proposals to make this current available for direct use instead of regulating it. This would open up a new profitable option. The second option is the regulation of renewable energy due to negative prices on the electricity market. Electricity is bought on the energy exchange if prices are very negative. At present, this option cannot be used at all, or only to a very limited extent, because the time spans with highly negative electricity prices are very low and the tax burden on the electricity purchased is too high. However, there are also proposals here to make this stream more usable by considerably reducing the tax burden (e.g. charges, levies, fees, taxes) [17].

3. Work packages and points of the collaborative R&D project

The project part of the BTU comprises the following five work packages and priorities:

1. Analysis of framework conditions, optional scenarios and trends in the market for balancing power
2. Analysis of a real basic energy supply system, creation of the network topology for networking decentralized systems, monitoring of the current components, determination of boundary conditions and interfaces
3. Development of a complex concept for the basic design of calculation and simulation algorithms for the module (model, structure, components, database and structure, technical description, algorithm concepts)
4. Generation of component algorithms, modelling and simulation
5. Conceptual development for the software tool in cooperation with IBAR Systemtechnik GmbH

Generally, this means that work packages 1, 2 and 3 are assigned to the phase of industrial research. The work packages serve for planned and critical research into

new knowledge and skills. Therefore, the focus of the work is the analytical and conceptual research and development. The orientation to the state of the art and the determination of the system boundary is ensured amongst others by using a reference example. A qualified analytical examination is only possible in work package 2 in particular on the basis of an adequate database, on which the creation of the network topology for networking decentralized systems, monitoring of the current structure and components, system delimitation and the determination of boundary conditions and interfaces are based. The scientific results of the industrial research from work packages 1, 2 and 3 form the basis for the innovative development of a software tool for the deployment planning and control of power-to-heat plant systems for the efficient use of renewable energy surplus. Work packages 4 and 5 are assigned to the phase of experimental development. These two work packages are based to a large extent on the scientific results of work packages 1, 2 and 3. The knowledge and skills developed there are used and combined to develop the software tool to achieve the desired results. The components of the software tool must be systematically developed and tested (e.g. development of component algorithms, modeling and simulation). Only when these basics have been created, can the overall concept be developed and implemented. The software tool is an innovative possibility to use a corresponding modular principle and thus enables the integration and optimized planning and control of the power-to-heat system of an energy plant operator. This could allow prospective parties to benefit from participating in the balancing energy market.

In concrete terms, the work package 1 includes an analysis of the framework conditions and examines current developments on the volatile market for balancing energy. An important part of the investigations is the interaction with plants and plant components from the energy generation sector. For example, the use of energy supply subsystems for the provision of balancing power can influence the application scenario of the other power plant components of the same system. The combination of power-to-heat systems and power plant systems in one, requires precise calculation principles, in order to enable a financially optimal use of the components. The economic potential of power-to-heat is largely determined by the existing legal framework. Accordingly, the tool has to be able to record, acquire and process the relevant data for important optional decision-making situations. Overall, there are new opportunities for district heating grid operators in particular in the context of power-to-heat applications. Current developments in the heat generation and the flexibilization of district heating grids are particularly important for the potential and possible uses of power-to-heat. They must therefore be recorded, presented and evaluated for concrete application scenarios.

In order to record the type and scope, as well as the general data structure of typical existing data sets, which are available in the case of the plants and grids under consideration, an analysis of a power-to-heat plant as part of a basic energy supply system in work package 2 must be carried out. A typical application in the field of balancing energy is considered, so for this purpose the necessary data of the grid and energy system structure, as well as load profiles (electrical and thermal) of a typical municipal utility are recorded. Of particular importance is the interconnection and interaction of power-to-heat technology with the existing power plant facilities. In addition, the first relevant data for further potential applications of the power-to-heat technology will be investigated. These include:

- Grid data (transmittable power, interfaces of higher and lower-level grids, entry and exit points)
- Capacities of generators, storage facilities and consumers
- Regulatory framework conditions of the balancing energy market
- Temperature and pressure levels of generators, consumers
- Type of working medium (hot water, steam)
- Load profiles
- Electricity and heat price structures, fuel costs
- Correlating meteorological data (temperature, wind speed, solar irradiance)

The aim of work package 2 is to establish uniform data structures and databases for further use. Similarly, scripts for the automatic integration of new data sets into the databases (structural adjustment, unit conversion, error correction) must be generated for the data groups mentioned above. As a first step, the boundaries of the considered system have to be determined and relevant system components of the entire power-to-heat plant topology have to be defined. During the preparatory phase, as much informative data as possible, related to the operating behavior of the considered power-to-heat system are to be obtained. These can be measured data (e.g. load profiles, forecast data) or technical characteristics of individual components from manufacturers' datasheets. After the assessment of the current status, an analysis with the appropriate evaluation is carried out, possible weak points are detected and further development options are identified. A rough concept for the further development is also created. All the requirements are then presented as the specification. The set of requirements includes the services that the tool is to provide and the workflows to be designed. After the requirements have been ascertained, formulated and analysed, a written catalogue will be drawn up, in which the detailed description of the services required to achieve the project goal is given.

Based on the collected data for grids and systems in work package 2, work package 3 develops basic algorithms for the quasi-stationary modelling of the components

under consideration. MATLAB and Simulink is intended as the development platform. In a first step, it has to be defined if the considered components and grids have to be analysed and described in detail, for the needs of the porject. This analysis generally includes a determination of the exactness at which individual plants and plant components are reproduced in the model. For example, a system can be considered as a black box (with interfaces to the electricity grid, the thermal grid or gas supply) or further divided into individual components. This has a significant influence on the effort for parameterization of the individual component model, the effort for simulation and the quality of the results. In a further step, the structure and boundary conditions for basic models as well as the basic calculation algorithms have to be developed and implemented in the program. The following focal points should at least be covered by the models and algorithms to be developed:

- Preparation of energy balances
- Calculation of investment and operating costs
- Calculation of capacities, capacity utilization and available system services
- Economic efficiency calculation

In order to make sure that the program can have expansion possibilities and that a refinement of algorithms and component models can take place, a corresponding modularization has to be considered.

For the investigation and evaluation of control procedures of the power-to-heat plant, it is necessary in work package 4 to know the processes within the subsystems. A top-down approach is chosen here. Starting with abstract models for the individual process steps, such as the black box model, the system to be modeled is built up step by step. Any further progress or changes in the individual process steps can then be subsequently specified and implemented in the model. Based on individual models for components and systems of the power-to-heat system, all necessary algorithms and processes for simulation are developed step by step. The following processing steps are planned:

- Definition of a holistic simulation and evaluation methodology
- Definition of possible variants
- Model structure micro-/macroscopic systems
- Sensitivity analysis
- Evaluation of complete systems
- Parameterization with concrete measured values
- Simulation of scenarios in hourly, daily and yearly time series
- Simulation and technical-economic evaluation of an example system

The model structure, the acquisition and integration of external data, the programming and simulation environment, test installations and test runs, as well as the visualization of the results, are possible by means of an extension and adaptation of the control system.

In order to convert the developed models and algorithms into an independent software tool, the conceptual development is prepared together with IBAR Systemtechnik GmbH in work package 5 and recorded in the form of a requirement specification. During the further development of the software tool at IBAR Systemtechnik GmbH, the following points have to be agreed:

- Boundary conditions of hardware and software environment
- Visualization of user interface
- Data acquisition and data entry
- Analysis and correction of input errors
- Connection of algorithms and component models
- Implementation of simulation
- Evaluation and presentation of results
- Integration of example systems for demonstration purposes

4. Initial results

The current power supply system, and in particular the system of the near future, is increasingly being shaped by power generation components, that are fed from renewable energy sources (e.g. wind turbines and solar power plants). The resulting weather-dependency of electricity production and market-economy effects lead to potential applications for power-to-heat technology. In the complex interplay of weather data, legislation (e.g. Renewable Energy Act - REA, Energy Industry Act - EIA, Electricity Tax Act - ETA and subsidy rates), grid expansion, electrical and thermal load (demand, consumption), three technological and potentially profitable application scenarios can be identified. These are illustrated in the following diagram.

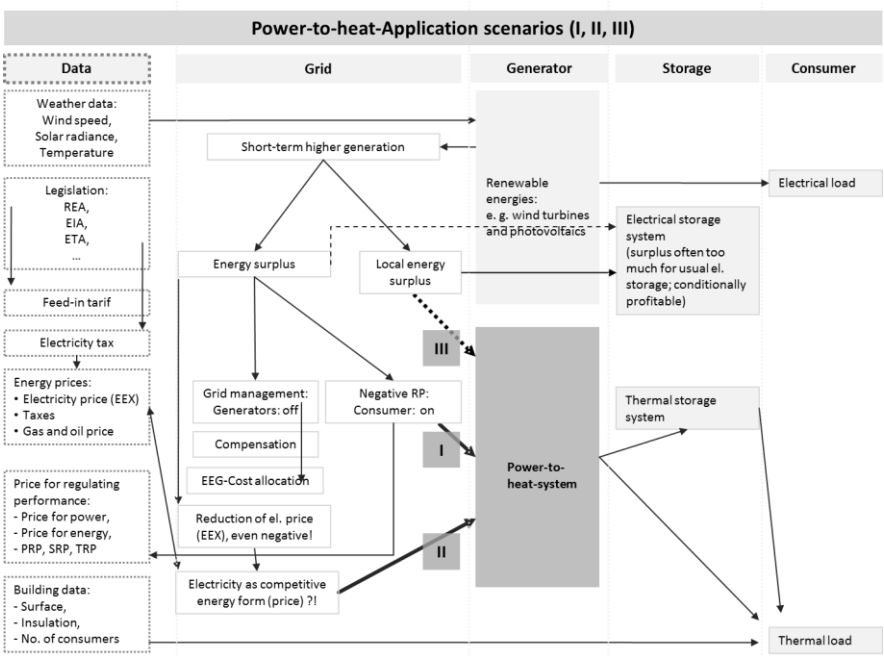


Figure 2: Application scenarios for power-to-heat systems in an energy system with relevant data

Scenario I, the participation in the system balancing services market, consisting of primary, secondary and tertiary regulating performance (PRP, SRP and TRP) is currently the most promising area of application for power-to-heat systems. In particular, maintaining a negative control power reserve (switching on a "consumer"), either independently or in pool, offers a high revenue potential. The pool operator receives up to 30 % of the revenue from the service and energy costs from the plant operator for the integration, management and marketing of the process control system. Nevertheless, the regular power market is very lucrative. The market volume for the provision of PRP, SRP and TRP amounted to 111 million €, 154 million € and 50 million € in 2015 [7]. Due to the increasing number of market participants and the resulting competition, the remuneration has been reduced significantly between 2011 and 2015, especially in the balancing service levels with longer start-up times: 58 % by SRP, 52 % by TRP, compared to 0.8 % by PRP. The evaluation of the historical data provided on the joint tendering platform of the transmission system operators (www.regelleistung.net) showed a clear increase in competition for PRP in pool operation, for negative SRP (in peak and off-peak

periods) and for negative TRP. On this basis, an increase in the payback period for power-to-heat systems has to be assumed. If plant operators could expect a payback period of only 4 years in 2011, the current market situation indicates a payback period longer than 8 years. Based on real data a model for the simulation of an electrode boiler and a segmented heat storage tank is developed, in order to be able to make concrete statements on the efficiency of a specific power-to-heat application. In addition, hourly simulations of potential market models for the negative control power products will be carried out. In order to sketch out the complexity of price fluctuations on the system balancing services market, in particular with regard to the primary and secondary level, and to explain the resulting effects on the economic efficiency model to be depicted, the following graphs can be very usefull. For the period from 2007 to 2016, the minimum, maximum and mean price for the primary balancing power, as well as the corresponding accepted and tendered amount of balancing power in MW is shown in figure 3.

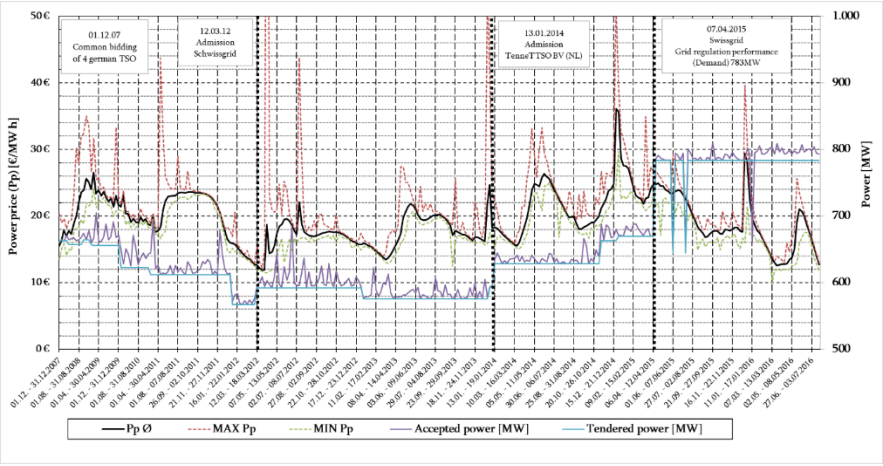


Figure 3: Presentation of the service price as well as the tendered and surcharged primary balancing power from 2007 to 2016 [11]

In analogy to the figure above, figure 4 depicts the development of the service price from 2007 to 2015 for a symmetrical supply of secondary balancing energy.

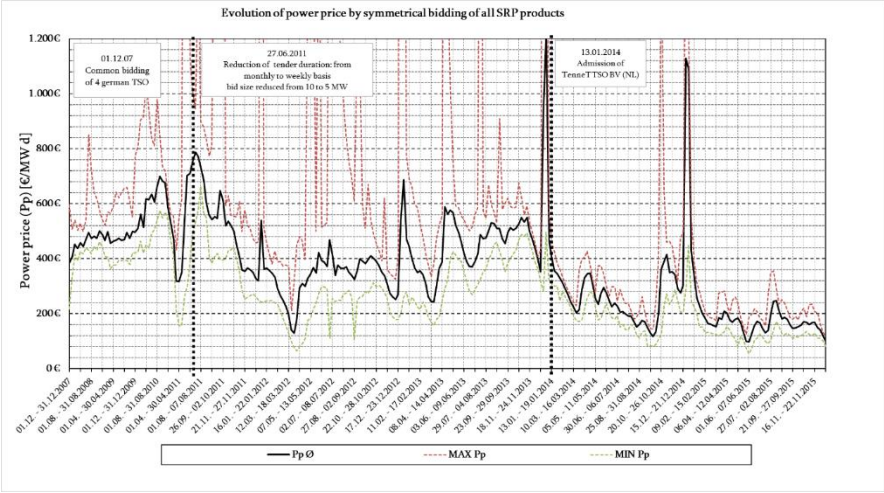


Figure 4: Presentation of the power price (minimum, maximum, average value) for symmetrical secondary balancing energy from 2007 to 2015 [11]

Scenario II for power-to-heat plants is the use of the European Energy Exchange (EEX) in the event of a very low or even negative electricity price. However, electricity is currently heavily burdened by taxes and levies. As a result, its price for the end customer is much higher than its price on the stock exchange. Due to this fact, the electricity exchange price must fall to -70 €/MWh (-0.07 €/kWh) [12], so that electricity can compete other forms of energy. Since from an economic point of view it is extremely sensible to use the electricity produced from renewable energy sources instead of regulating them, it would be conceivable and likely in the future, that the tax situation required by law would be changed at least temporarily, or at least locally. This would result in increased demand (e.g. through power-to-heat systems, etc.) and the demand would be adjusted to the current oversupply by means of price. The following two figures show the frequency of occurance of negative electricity prices (figure 5) and the duration of a price collapse based on a case study (figure 6).

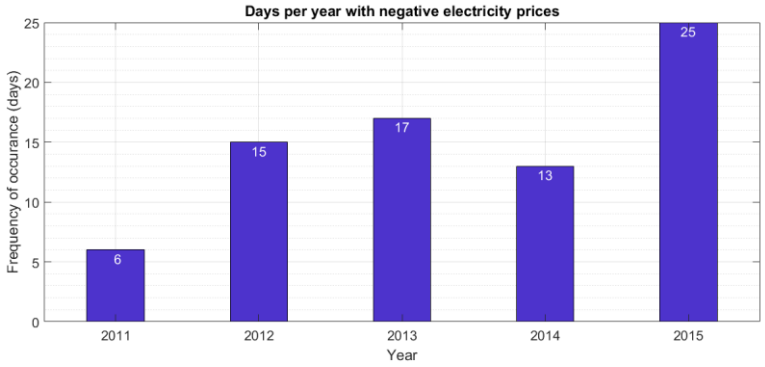


Figure 5: Number of days per year with negative electricity prices (exchange) [13]

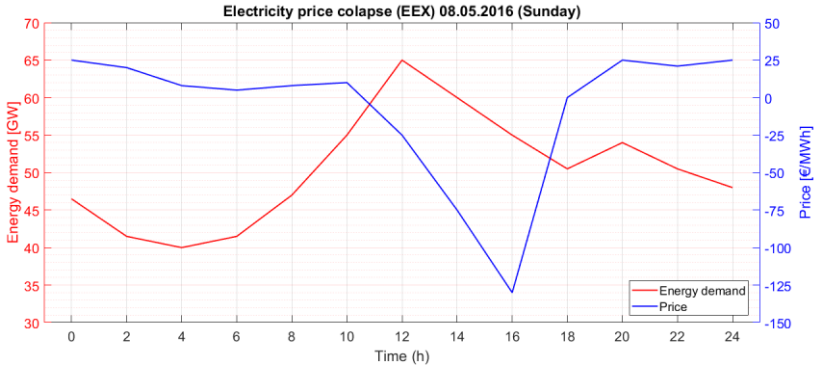


Figure 6: Example of the size of a price collapse on the European Energy Exchange [14]

Scenario III for power-to-heat systems is the local use of electrical energy surplus, which cannot be transferred to other bordering regions on a national or international level, due to grid bottlenecks. In general, this problem can be formulated for Germany with regard to the location of wind turbines on the one hand and that of the "big consumers" on the other: in the north of Germany there is a high concentration of installed wind turbines, whereas the demand centres tend to be located in the south. This necessitates a rapid expansion of the north-south grid routes [15]. As grid expansion in Germany is associated with numerous licensing procedures, it can take up to a decade in some cases before new power lines are constructed. It can also occur that technically sensible paths cannot be built either due to financial reasons or because of the lack of approval. As a result, some of the generators have to be temporarily either shut down or used locally, e.g. by converting the electricity into

heat via a power-to-heat system. The financially efficient use of power-to-heat in combination with a technically necessary heat storage tank is currently rather critical, after evaluation of the available data and taking into account the legislation for this scenario. On the one hand, the marketing of regulated electrical energy is not yet foreseen within the current legal framework, and on the other hand, the duration of wind turbines' regulation amounts according to operator data to only a few hundred hours per year. Due to the high excess power, only a small bandwidth of the potentially available electrical energy can be used for heat generation, with regard to the dimensioning of a power-to-heat system including heat storage tank. According to the current analysis, profitable use would only be possible after corresponding changes in the framework conditions of the regulated electricity market. In addition, a reduction of the electricity price, at least locally or temporarily, as far as the numerous levies, taxes are concerned could also lead to a lucrative implementation of power-to-heat systems.

5. References

[1] Das Energiekonzept 2050 - Die Ziele - für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, herausgegeben von der deutschen Bundesregierung, online: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/HTML/Breg/Anlagen/infografik-energie-textversion.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 28.09.2017

[2] Was bedeutet „Power-to-Heat"?, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, online: https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/07/Meldung/direkt-erklaert.html, abgerufen am 28.09.2017

[3] Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, herausgegeben von Agora Energiewende, online: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, abgerufen am 28.09.2017

[4] C. Brandstätt, M. Fette, Wirtschaftlichkeit und Systemnutzen von unterschiedlichen Einsatzkonzepten für Power-to-Heat und Power-to-Gas, herausgegeben vom Fraunhofer IFAM, online:

https://www.ifam.fraunhofer.de/content/dam/ifam/de/documents/Formgebung_Funktionswerkstoffe/Energiesystemanalyse/140917MuGriSto-Fette-NEIS.pdf, abgerufen am 28.09.2017

[5] Die Karte der erneuerbaren Energien, herausgegeben von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., online: http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html, abgerufen am 28.09.2017

[6] Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland in 2014, 2015, 2016, herausgegeben vom Fraunhofer ISE, online: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm?year=2014&period=annual&type=power_inst, abgerufen am 28.09.2017

[7] Monitoring Bericht 2016, herausgegeben von der Bundesnetzagentur, online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 28.09.2017

[8] A. Bloess, W.-P. Schill, A. Zerrahn, Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: Technologies, Modeling Approaches, and Flexibility Potentials, herausgegeben vom DIW Berlin, online: https://www.diw.de/documents/%20publikationen/73/diw_01.c.563007.de/dp1677.pdf, abgerufen am 28.09.2017

[9] BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, herausgegeben vom BDEW, online: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/$file/Endversion_BDEW-Roadmap.pdf, abgerufen am 28.09.2017

[10] Was ist Regelenergie?, herausgegeben von Next-Kraftwerke, online: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie, abgerufen am 28.09.2017

[11] Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, herausgegeben von den deutschen Verbundnetzbetreibern, online: https://www.regelleistung.net/ext/, abgerufen am 28.09.2017

[12] P. Graichen, T. Lenck, Energiepreise und Energiewende: Optionen für eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen, herausgegeben von Agora Energiewende, online: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Foliensatz_Abgaben-Umlagen_Grundlagen_2017-04-10.pdf, abgerufen am 28.09.2017

[13] EEX-Börse – Marktdaten download, herausgegeben von der European Energy Exchange AG, online: https://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download , abgerufen am 28.09.2017

[14] EEX Strom Phelix Baseload Year Future, herausgegeben von Finanzen.net, onine: http://www.finanzen.net/rohstoffe/eex-strom-phelix-baseload-year-future/Chart, abgerufen am 29.09.2017

[15] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energie-Leitungs-Ausbau-Gesetz - EnLAG), herausgegeben von der Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium der Justiz, online: https://1-stromvergleich.com/strom-report/ abgerufen am 29.09.2017

[16] M. Sterner, I. Stadler, Energiespeicher - Bedarf, Technologie, Integration (2. Auflage), herausgegeben von SpringerLink, online: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-662-48893-5.pdf, abgerufen am 06.10.2017

[17] D. Eller, Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland - Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen, herausgegeben von SpringerLink, online: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-658-10561-7.pdf, abgerufen am 06.10.2017

The collaborative research and development project "Module development - software tool for the planning and control of power-to-heat systems" is supported by the European Regional Development Fund (ERDF) and the Investitionsbank des Landes Brandenburg (ILB) under the project number: 80166902.

ERWEITERTES SEKTORENMODELL ZUR SYSTEMATISCHEN UNTERSUCHUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Dirk Diele

Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energiesysteme,
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

E-Mail: dirk.diele@hochschule-stralsund.de

Schlüsselwörter

Stromsektor, Wärmesektor, Verkehrssektor, Sektorenkopplung, regenerative Energie, Energiespeicher, Wasserstoff, elektrochemische Verfahren

Kurzfassung

Im Rahmen der Exzellenzinitiative Mecklenburg-Vorpommern wird das Verbundprojekt Netz-Stabil von mehreren Lehrstühlen der Universität Rostock, der Universität Greifswald und der Hochschule Stralsund bearbeitet. Im Arbeitspaket Energiespeicherstudie Mecklenburg-Vorpommern ist durch den Autor der dynamische Einfluss sektorübergreifender Speichertechnologien auf die Stabilisierung des Stromnetzes zu untersuchen. Hierzu sind Speicherstandorte zu identifizieren, Speichertechnologien für Kurz- und Langzeitspeicher zu bewerten, der optimierte Betrieb regionaler Energienetze durch die Einbindung von Speichern sowie die Funktionalität der Speicheranbindung zu untersuchen und Infrastrukturempfehlungen für den Einsatz von Speichern in Mecklenburg-Vorpommern abzuleiten.

Im Rahmen der Grundlagenarbeit zu diesem Projekt ist ein erweitertes Sektorenmodell entstanden, welches in diesem Beitrag vorgestellt und bewertet wird.

Einleitung

Für den Wandel in der Energieversorgungslandschaft wird die Sektorenkopplung[1] als wichtige Strategie zur systemübergreifenden Effizienzsteigerung und zur Hebung wirtschaftlicher Synergie-Effekte betrachtet.

Als zu koppelnde Sektoren werden der Stromsektor, der Wärmesektor und der Verkehrssektor genannt. Die dabei verwendeten Technologien werden oft mit plakativen Begriffen wie Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Fuel, Power-to-Heat zusammengefasst.

Bei näherer Betrachtung verbirgt sich dahinter eine große Vielzahl unterschiedlicher Verfahren und es fehlen technisch präzise Definitionen für die verwendeten Begriffe. Wenngleich die Definition von Sektoren einen wirtschaftlichen Bezug haben muss, um volkswirtschaftliche Relevanz zu besitzen, werden die markt- und marketing-getriebenen Begriffswelten dem notwendigen Detaillierungs- und Differenzierungsgrad für eine systematische wissenschaftliche Analyse nicht gerecht.

Zudem sind sie häufige Ursache für Missverständnisse in der gesellschaftlichen und politischen Diskussion.

Es wird ein idealerweise redundanz- und widerspruchsfreies technisches Modell der zugrundeliegenden Energiewandlungspfade für die Strukturierung der Sektoren und die Erfassung, Analyse und Bewertung der technischen Verfahren zur Sektorenkopplung benötigt.[2]

[1] Statt des Begriffs Sektorenkopplung wird von anderen Autoren auch der Begriff Sektorkopplung für denselben Sachverhalt verwendet. Da es sich hier um die Kopplung mehrerer Sektoren untereinander und nicht um die (An-)Kopplung eines Sektors handelt, wird hier der Begriff Sektorenkopplung verwendet.

[2] Unter dem Begriff Energiewandlungspfade werden auch Stoffströme von Energieträgern und deren Wandlung durch chemische Verfahren verstanden.

Die klassischen Sektoren

Unter den Sektoren im Sinne der Sektorenkopplung werden die Wirtschaftsbereiche Stromversorgung, Wärmeversorgung und Verkehr verstanden, welche sich weitgehend unabhängig voneinander entwickelt haben

Diese Wirtschaftsbereiche sind derzeit tiefgreifenden technologischen Veränderungen unterworfen, die von zunehmender Dezentralisierung, der Abkehr von fossilen und nuklearen Energierohstoffen und dem wachsenden Einfluss des Stromsektors auf die anderen Sektoren gekennzeichnet sind.

Dieser wachsende Einfluss des Stromsektors findet in der Begriffsvielfalt nach dem Muster Power-to-X seinen Niederschlag und motiviert aus verschiedenen Gründen die Suche nach und die Entwicklung von geeigneten[3] Verfahren zur Sektorenkopplung.

Zu den Gründen zählen unter anderem der zunehmende Anteil volatiler Erzeuger, die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, die schlechte direkte Speicherbarkeit von elektrischer Energie und der erwartete Umstieg auf die Elektromobilität.

Der Einfluss des Stromsektors wird weiter deutlich zunehmen. Drei Viertel der in einer Delphi-Studie befragten Experten glauben, dass im Jahr 2040 eine „All Electric Society“ Realität sein wird, also eine Gesellschaft in der die Energiewirtschaft sich zu einer Strom-Wirtschaft gewandelt haben wird. [1]

Die Wirtschaftsbereiche Stromversorgung und Wärmeversorgung lassen sich mit guter Übereinstimmung mit den physikalischen Energieformen elektrische Energie und thermische Energie in Deckung bringen.[4] Beim Sektor Verkehr gelingt dies nicht, da hier unterschiedliche Energieformen und Wandlungsverfahren Anwendung finden und so zu einer starken Heterogenität führen. Der Begriff

[3] Unter dem Begriff geeignet werden hier vor allem die Kriterien Wirkungsgrad, Aufwand/Nutzen-Verhältnis und volkswirtschaftliche Relevanz verstanden.
[4] Genauer müsste es heißen: Die in elektrischen und magnetischen Feldern gespeicherte Energie. Bei der in elektromagnetischen Feldern gespeicherten Energie gibt es Überschneidungen. Im Verständnis dieses Beitrags wird die elektromagnetische Strahlung im Infrarotbereich dem Sektor Wärme zugerechnet während die anderen wirtschaftlich relevanten Erscheinungsformen elektromagnetischer Felder dem Sektor Strom zugerechnet werden.

Verkehr eignet sich daher nicht als Sektor-Bezeichnung im physikalisch-technischen Sinne.

Sektorenkopplung

Intrasektorale Prozesse

Innerhalb eines Sektors finden Wandlungs- und Übertragungs- und Speicherprozesse von Energie und Energieträgern statt, die gleichartig sind. Ein Beispiel hierfür sind die Übertragungs- und Wandlungsprozesse im Stromnetz zwischen den verschiedenen Spannungsebenen und die Wandlung zwischen Wechselstrom und Gleichstrom, z.B. zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ).

Ein weiteres Beispiel sind die chemischen Wandlungsprozesse innerhalb der Stoffwirtschaft zur Gewinnung und Veredelung von Kraft- und Brennstoffen aus Energierohstoffen oder Biomasse.[5]

Intersektorale Prozesse

Für die Sektorenkopplung sind die sektorübergreifenden Prozesse ausschlaggebend. Bei der Betrachtung dieser Prozesse fällt auf, dass das klassische Sektorenmodell mit den drei Bereichen Strom, Wärme und Verkehr nicht ohne begriffliche und systematische Schwierigkeiten anwendbar ist.

So treten neben die klassischen intersektoralen Prozesse auch neue Prozesse auf, die sich nicht in das dreiteilige Sektorenmodell abbilden lassen. So sind z.B. folgende intersektorale Prozesse zu betrachten:

- Stoffe ← → Wärme
- Strom ← → Wärme
- Strom ← → Kraft
- Strom ← → Stoffe

[5] Bei diesen Prozessen treten als Nebenerscheinungen naturgemäß auch andere Energieformen wie z.B. Prozesswärme auf, die jedoch nicht charakterisierend für den jeweiligen Sektor sind.

Insbesondere dem letztgenannten Bereich kommt in einer zukünftigen Energiewirtschaft eine signifikante Bedeutung zu.

Erweitertes Sektorenmodell

Konzeptioneller Ansatz

Das erweiterte Sektorenmodell soll es ermöglichen, die Sektoren sowie die intra- und intersektoralen Prozesse möglichst redundanz- und widerspruchsfrei zu ordnen, um sie einer systematischen Analyse, Bewertung und Entwicklung besser zugänglich zu machen.[6]

Aufgrund der physikalisch-technischen Untersuchung energiewirtschaftlicher Handlungsfelder erscheint es naheliegend und sinnvoll, eine Gliederung und Abgrenzung anhand der auftretenden Energieformen vorzunehmen.

Als Ausgangspunkt der Überlegungen dient eine Betrachtung der klassischen Energieerzeugung durch thermische Kraftwerke, die die Energieversorgungslandschaft in der Vergangenheit maßgeblich geprägt haben. Die Zusammenhänge sind in stark vereinfachter Form in Abbildung 1 dargestellt.

Hierbei werden fossile Energierohstoffe oder biogene Energieträger gewonnen und in direkter oder veredelter Form für den weiteren Prozess bereitgestellt.[7] Die etablierten intersektoralen Prozesse sind hierbei so umfangreich, dass sie zu einem eigenen Sektor Stoffe zusammengefasst werden müssen. In anderen Arbeiten wird zwischen Stoffen und Kraftstoffen unterschieden und diese verschiedenen Sektoren zugeordnet. [2] Diese Unterscheidung erscheint für das hier vorgestellte Sektorenmodell nicht notwendig.

Die so bereitgestellten Stoffe werden in thermischen Kraftwerken als charakterisierendem Schritt zunächst in Wärme umgesetzt. Hieraus ergibt sich

[6] Das im Folgenden vorgestellte Sektorenmodell soll sich diesem Ideal nähern, erhebt jedoch nicht den Anspruch, dieses Ideal vollends erreicht zu haben.
[7] Im Wesentlichen handelt es sich hier um chemische Prozesse, weshalb der Sektor Stoffe gedanklich mit chemischer Energie verbunden wird. Eine Ausnahme stellen kernphysikalische Prozesse zur Energiegewinnung dar, die hier der Vollständigkeit halber mit einbezogen sind.

naturgemäß der Eintritt in den Wärmesektor. Auf diesen Wandlungsschritt beschränken sich Heizwerke.

Dem Begriff Kraftwerk innewohnend ist der folgende Schritt der Wandlung thermischer in mechanische Energie, welche sich als Druck, Strömung und letztlich als Rotationsenergie manifestiert. Dieser Prozess fand früher in Dampfmaschinen statt und ist bis heute kennzeichnend für Verbrennungskraftmaschinen.

Vor und während der frühen Industrialisierung, als mechanische Energie (Kraft) auch in stationären Prozessen häufig noch direkt übertragen wurde – z.B. in Windmühlen oder über Riemenantriebe in Industriehallen – war die Zusammenfassung der mechanischen Energieprozesse zu einem eigenen Sektor Kraft naheliegender als heute. Die Wandlung von chemischer Energie über Wärmeenergie in mechanische Energie als Nutzenergie in Kraftfahrzeugen ist jedoch heute noch wesentliche Antriebstechnologie der Mobilität. In der Regel wird die mechanische Energie heute lediglich als Zwischenstufe der Energiewandlung betrachtet.[8] Mit der Verbreitung von Windkraft-, Wasserkraft-, Wellenkraft- und Gezeitenkraftwerken erscheint dies zumindest eine kritische Betrachtung wert.

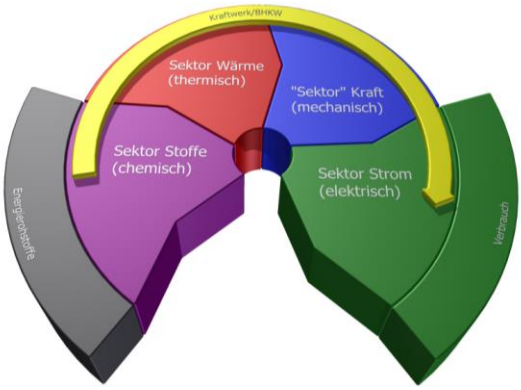


Abb. 1: Energieformen im klassischen, thermischen Kraftwerksprozess

[8] Dem soll mit den Anführungszeichen in Abbildung 1 Rechnung getragen werden.

Die Übertragung der in Kraftwerken erzeugten Energie findet abgesehen von Fernwärmenetzen und Wärmebereitstellung aus Blockheizkraftwerken (BHKW) in Form elektrischer Energie statt.

Die mechanische Energie wird deshalb über Generatoren in elektrische Energie umgewandelt, womit der Übergang zum etablierten Stromsektor erfolgt. An den Stromsektor schließt sich der Verbrauch der übertragenen Energie in Form der unterschiedlichen Nutzenergien statt.[9]

Dieser Prozess war in der Vergangenheit im Wesentlichen unidirektional, d.h. er erfolgte von den endlichen Energieressourcen über die Stoff- und Energiewandlung immer in Richtung Verbrauch. Aufgrund von Masse- und Energieerhaltung bedeutet in diesem klassischen Prozess der Verbrauch von Energie gleichzeitig auch Verbrauch von endlichen Energieressourcen.

Dem damit einhergehenden Ressourcenproblem wird im Rahmen der Energiewende durch die verstärkte Einbindung regenerativer Energiequellen entgegengewirkt.

Sektorale Struktur

Die Zuordnung der zusätzlichen Energiequellen zu den Sektoren kann im Rahmen des in Abbildung 1 gezeigten Modells weitgehend systematisch erfolgen. So können z.B. Solar- und Geothermie dem Sektor Wärme zugerechnet werden; Biomasse, Biogas und synthetische Kraftstoffe dem Sektor Stoffe; Photovoltaik direkt dem Sektor Strom; Wind-, Wasser-, Wellen- und Gezeitenkraft dem Sektor Kraft u.s.w.

Der entscheidende Punkt ist aber ein anderer. Wie in Abbildung 1 angedeutet wird, fehlt in der bisherigen Betrachtung ein entscheidendes Element. Während andere Energieformen über etablierte Verfahren ineinander umgewandelt werden können, sind Technologien, welche eine Wandlung zwischen Strom und Stoffen ermöglichen, bislang unberücksichtigt geblieben.

[9] Diese Nutzenergien umfassen naturgemäß wieder thermische und mechanische Energie, die später systematisch in den vorgenannten Sektoren abgebildet werden sollen. Die Zusammenfassung unter dem Begriff Verbrauch dient hier nur der vereinfachten Illustration.

Diese Prozesse sind in Abbildung 2 in einem fünften Sektor[10] zusammengefasst. Dieser Sektor als verbindendes Element der Sektoren Strom (elektrisch) und Stoffe (chemisch) beinhaltet naheliegender Weise elektrochemische Prozesse.

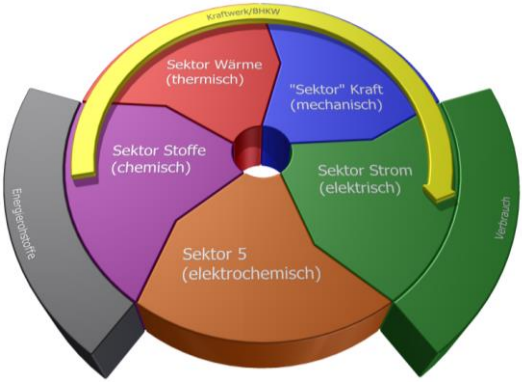


Abb. 2: Erweiterung des Sektorenmodells um einen Sektor für elektrochemische Prozesse

Gegen eine Einführung dieses Sektors kann eingewandt werden, dass es sich lediglich um Transferprozesse zwischen den benachbarten Sektoren handelt, die eine Gliederung als separater Sektor nicht rechtfertigen. Zu diesen Technologien zählen die Elektrolyse (Strom → Stoff) und die Brennstoffzelle (Stoff → Strom).

Es sprechen zwei Gründe für die Einführung dieses Sektors. Dies ist zum einen die zunehmende Technologievielfalt und Bedeutung elektrochemischer Energiespeicher, die sich nicht den anderen Sektoren zuordnen lassen, und zum anderen die zu erwartende volkswirtschaftliche Bedeutung dieses Sektors für die zukünftige Energielandschaft.

Hierbei kommt dem mit Hilfe regenerativer Energien per Elektrolyse aus Wasser gewonnenen Wasserstoff eine herausragende Position zu. Wasserstoff selbst ist ein technisch bestens beherrschter Energieträger. Zudem ist er unverzichtbares Edukt für alle Power-to-Gas-, Power-to-Liquid bzw. Power-to-Fuel-Prozesse sowie für die Herstellung von Biomethan.

[10] In Ermangelung eines treffenden und zu den anderen Sektoren vergleichbaren Begriffs wird dieser Sektor hier lediglich als fünfter Sektor bezeichnet.

Die Bedeutung des Wasserstoffs als zentrales Bindeglied einer nachhaltigen Energiewirtschaft wurde bereits in der Wasserstoff-Studie der Hochschule Stralsund ausführlich dargestellt. [3]

Bedeutung des fünften Sektors

Mit den im fünften Sektor zusammengefassten elektrochemischen Verfahren eröffnet sich eine neue Perspektive auf die Art und Weise, wie gesellschaftlich mit Energie umgegangen werden kann.

Synthetische Energieträger

Während in der Vergangenheit Energierohstoffe lediglich in andere Energieformen umgewandelt und schließlich verbraucht werden konnten, steht nun eine Lösung zur Verfügung, wie mit Hilfe (überschüssiger) elektrischer Energie wieder stoffliche Energieträger gewonnen werden können, die nicht zu einem Verbrauch endlicher Ressourcen führen.

Zu diesen Energieträgern zählen Wasserstoff, synthetisches Erdgas und Biomethan, synthetische flüssige Kraftstoffe und andere synthetische Kohlenwasserstoffe.

Alternative zu thermischen Kraftwerken

In der anderen Richtung steht durch die Nutzung dieses fünften Sektors ein Energiewandlungspfad zur Verfügung, der die nichtthermische Umwandlung von Stoffen (Energieträgern) in Strom ermöglicht, m.a.W. die Energiegewinnung aus Kraft- und Brennstoffen mit hohem elektrischem Wirkungsgrad. Die Technologieplattform bilden hier die unterschiedlichsten Arten von Brennstoffzellen.

Zusätzliche Speicheroptionen

Mit den Technologien des fünften Sektors eröffnet sich eine neue Palette von Speicheroptionen für elektrische Energie. Dies sind zum einen die unmittelbaren elektrochemischen Speicher wie Lithium- und Redox-Flow-Batterien und zum anderen die Elektrolyse als entscheidende Power-to-Gas-Technologie mit dem volkswirtschaftlich bedeutsamen Potential der Speicherung von synthetischen Gasen in Salzkavernen oder im Erdgasnetz.

Zusammenfassung und Ausblick

Das hier vorgestellte Sektorenmodell bietet einen Ansatz für die systematische Analyse, Bewertung und Entwicklung von intra- und intersektoralen Energiewandlungspfaden unter besonderer Berücksichtigung der Sektorenkopplung.

Mit der Berücksichtigung des Sektors Stoffe, der die chemischen Prozesse zur Gewinnung und Wandlung stofflicher Energieträger einschließlich biogener Energieträger zusammenfasst und der Einführung eines fünften Sektors, der die elektrochemischen Prozesse zusammenfasst, konnte das Sektorenmodell zu einer ganzheitlichen Betrachtung der Energielandschaft vervollständigt werden.

Den Technologien des fünften Sektors und dem Schlüsselelement Wasserstoff kommt dabei für die zukünftige Gestaltung einer nachhaltigen Energiewirtschaft eine besondere Bedeutung zu.

Die wirtschaftlich motivierte Abgrenzung eines Sektors Verkehr führt auf technischer Ebene zu Verletzungen der Systematik, da sich die im Verkehrssektor verwendeten Technologien bzw. Energieformen auf die anderen Sektoren verteilen. In Abbildung 3 ist das Sektorenmodell dennoch um den Anwendungsbereich Mobilität ergänzt, um die Wechselbeziehungen zu den verfügbaren Energie- und Speicherformen darzustellen. Zusätzlich sind im mittleren Ring die den Sektoren zugeordneten Speichertechnologien für eine weitere Detaillierung aufgeführt.

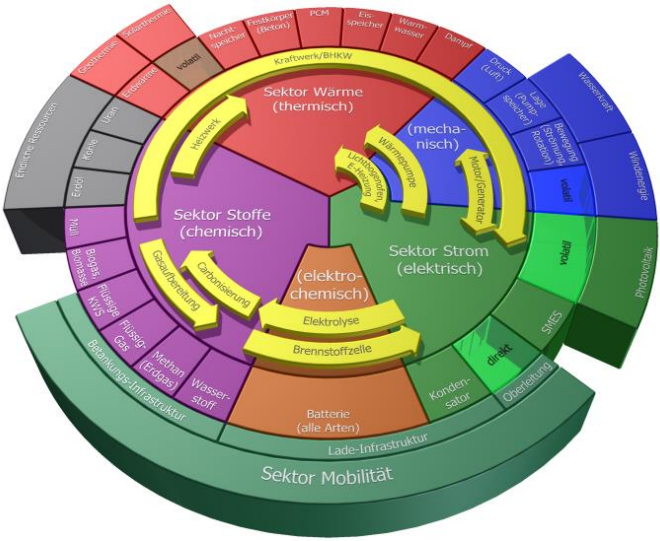


Abb. 3: Sektorenmodell unter Einbeziehung der Mobilität

Auf Basis dieses Sektorenmodells werden für die Energiespeicherstudie Mecklenburg-Vorpommern im Rahmen des Verbundprojektes Netz-stabil in der weiteren Arbeit die Energiewandlungspfade und insbesondere die sektorkoppelnden Energiespeicherpfade sowie deren dynamischer Einfluss auf die Stabilisierung des Stromnetzes untersucht.

Danksagung

Das hier vorgestellte Sektorenmodell ist als Grundlagenarbeit zur Energiespeicherstudie MV im Rahmen des Verbund-Projektes Netz-stabil entstanden. Bei der Erstellung sind Anregungen von Projektmitarbeitern beteiligter Lehrstühle eingeflossen. Besonderer Dank gilt dabei Frau Dr. Andrea Schüch von der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock für ihre wertvollen Hinweise zur Stoffstromwirtschaft. [4]

Die Arbeiten am Projekt werden im Rahmen der Exzellenzinitiative des Landes Mecklenburg-Vorpommern aus Mitteln des Europäischen Sozialfonds gefördert.

Quellenverzeichnis

[1] U. Weidenfeld, „"All Electric Society"?," *Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, zitiert in Wikipedia,* März 2016.

[2] M. Hübel, „Projektskizze Netz-stabil," Universität Rostock, Institut für technische Thermodynamik, Rostock, 2016.

[3] L. Jochen, A. Miege, C. Sponholz, L. Ortrud und S. Hans, „Wasserstoff –Medium zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie, Untersuchungen zu Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit in Mecklenburg-Vorpommern," Institut für Energie und Umwelt (IFEU) e.V. an der Fachhochschule Stralsund, Stralsund, 2005.

[4] A. Schüch, „Persönliche Konsultation," Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Rostock, 2017.

DER METHANOL-KREISLAUF EINE ALTERNATIVE FÜR DIE SPEICHERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

JOHANNES GULDEN, ANDREAS SKLAROW, THOMAS LUSCHTINETZ

Hochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Germany
Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de

ABSTRACT: Das Ziel ist die technologische Erschließung der Energie- und Wasserstoffspeicherung in Methanol. Diese Technologie ermöglicht gleichermaßen die kohlendioxidbasierte chemische Speicherung erneuerbarer Energien sowie eine dezentrale Energie- und Wasserstoffbereitstellung. Zusätzliche Vorteile sind die sehr gute Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur für flüssige Energieträger sowie die zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -verbrauch. Letztere können unabhängig voneinander gemanagt, somit dem fluktuierenden Charakter von Wind- und Sonnenenergie Rechnung getragen werden. Kernstück ist der Einsatz neuer Katalysatoren und Prozesse, die die chemischen Umsetzungen im Methanol-Kreislauf bei milden Bedingungen ermöglichen.

1. EINLEITUNG

Im Rahmen eines vom BMWI geförderten Projekt wollen die Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), die Hochschule Stralsund, das Zentrum für Brennstoffzellentechnik in Duisburg (ZBT), die ATI Küste GmbH sowie

die EnviTec Biogas AG unter Koordination des Leibniz-Instituts für Katalyse in Rostock (LIKAT) die dezentrale, indirekte Speicherung insbesondere von Wind-Elektroenergie in Form von Methanol ermöglichen. Das erzeugte Methanol wird bedarfsorientiert im Sinne eines zeitlichen und/oder interregionalen Energieaustausches über die Stufe einer Niedertemperatur-Wasserstofffreisetzung in einer Brennstoffzelle in Elektroenergie umgewandelt. Die Machbarkeit der Speichertechnologie entsprechend Abbildung 1, welche auch die Zuständigkeiten im Projektkonsortium zeigt, wird anhand von Versuchsanlagen gezeigt. Dazu werden erstmals bereits etablierte Technologien wie Windkraftnutzung, Elektrolyse, CO2-basierte Methanolsynthese, auf welcher der Fokus in diesem Artikel liegen soll, mit den neuen Prozessen Niedrigtemperaturreforming von wässrigem Methanol und direkter Einsatz des resultierenden Wasserstoff-Kohlendioxid-Gasgemisches in einer Brennstoffzelle kombiniert. Einerseits wird eine Windkraftanlage mit Elektrolyseeinheit und direkter dynamischer Umsetzung des Wasserstoffs zu Methanol in einem konventionellen Synthese- Reaktor am Standort Stralsund gekoppelt. Das hier erhaltene Methanol wird nach Zwischenlagerung und Transport in einer komplementären Versuchsanlage am Standort Erlangen in einem Niedertemperaturprozess in Wasserstoff und Kohlendioxid zurückverwandelt und direkt mit einer angeschlossenen PEM-Brennstoffzelle inklusive Wärmeauskopplung zur Elektroenergieerzeugung genutzt. Diese symbolisiert einerseits die mögliche zeitliche und räumliche Trennung von Energiespeicherung und -verwertung sowie minimiert andererseits die Kosten angesichts eines ansonsten notwendigen Transports der Reformieranlage. Verschiedene CO_2-Quellen werden bezüglich ihrer Eignung zur Methanol-Synthese evaluiert und exemplarisch Biogas-basiertes Kohlendioxid eingesetzt.

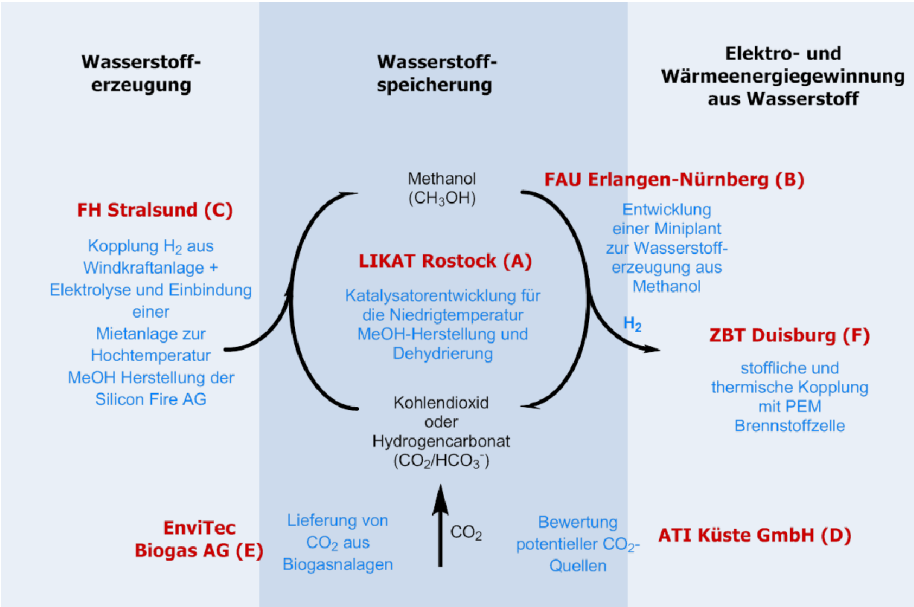


Abbildung 1. Übersicht über Projektinhalte und -partner

Ziel des Teilprojekts am IRES ist eine modulare Simulation des gesamten Systems der Methanolerzeugung und Rückverstromung. Dabei sollen vor allem neue Erkenntnisse der Projektpartner einfließen, um die Auswirkungen einzelner Entwicklungen auf das Gesamtsystem zu analysieren. Beim anschließenden Aufbau und Betrieb des kompletten Methanolkreislaufs soll ein effizienzoptimierter Betrieb entwickelt und gezeigt werden.

Die Herstellung von Methanol aus Wasserstoff und CO_2, gelingt heute bereits in Verfahren mit heterogenen Katalysatoren wie Kupfer-Zinkoxid-Aluminiumoxid bei relativ hohen Temperaturen von 170-265 °C und einem Druck von 10 bis 80 bar. Beispiele sind das "Silicon-Fire-Methanol-Verfahren" (80 bar und 265 °C) und die "George Olah CO_2 to Renewable Methanol Plant" der Carbon Recycling International (ORMP)[1]. Die Schweizer Silicon Fire AG betreibt seit 2010 eine mobile Demonstrationsanlage zur Herstellung von 50 Litern Methanol pro Tag mit einer Reinheit von 99,99 % [2]. Die ORMP produziert seit Ende 2011 in Island Methanol mit einer aktuellen Kapazität von ca. 4 Millionen Litern pro Jahr [3]. Weitere Aktivitäten bestehen in Japan bei der Firma Mitsui Chemicals (Pilotanlage

mit 100 Jahrestonnen) und in Deutschland [4]. Dabei ist der dynamische Betrieb mit einer direkten Kopplung an eine Windkraftanlage bisher nicht untersucht worden.

2. ANALYSE DER ERZEUGER POTENTIALE

Im Ersten Schritt sollen die Erzeugungspotentiale für regenerativ erzeugtes Methanol analysiert werden. Sinnvoll erscheint hier vor allem eine Nutzung von Windstrom, welcher zu gewissen Zeiten nicht im Übertragungsnetz aufgenommen werden kann. Auf Grund der enormen Stromgestehungs-Möglichkeiten aus der Windkraft in der Region wird der Fokus gezielt auf die direkte Kopplung von Windenergie und Methanolsynthese gelegt. Da zum derzeitigen Zeitpunkt zur konventionellen Synthese (s.o.) keine wirtschaftlichen Alternativen bestehen soll der dynamische Betrieb eines solchen Reaktors auf die Windpotentiale angepasst und simuliert werden, welche in einem zweiten Schritt mit den neu entwickelten Katalysatoren angepasst werden kann.

Nach den Einsman (Einspeisemanagement) Berichten [5] wurden 2016 allein in M-V 317,57 GWh an Strom nicht ins Netz eingespeist. Deutschlandweit waren es 2015 sogar fast 4725 GWh, welche an regenerativen Strom abgeregelt wurden. Auch der angestrebte Netzausbau wird bei einem Zubaukorridor von mehr als 2.8 GW pro Jahr [6] nicht ausreichen, um zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Leistung zum Verbraucher zu transportieren. Verschiedene Speichertechnologien sind daher in der Diskussion, wobei sich Power-to-Gas als Schlüsseltechnologie herauskristallisiert hat [7,8]. Die anschließende Speicherung in flüssigem Methanol ist, aufgrund der hohen Energiedichte und der Kompatibilität zu konventionellen Kraftstoffen, eine Möglichkeit eine Wind-Wasserstoff Infrastruktur wirtschaftlich zu betreiben.

Aus einer GWh Strom lassen sich bei einem Wirkungsgrad von 75 % in der Elektrolyse 750 MWh Wasserstoff erzeugen. Das entspricht bei 200 bar einem Volumen von 1.250 m^3. Wird dieser Wasserstoff nun in einem idealen Reaktor mit 83.472 Nm^3 CO_2 zu Methanol synthetisiert entstehen ca. 138.800 Liter synthetischen Kraftstoffs. Die Reaktion läuft exotherm bei 80 bar und 265 °C [2] ab.

In Abbildung 2 ist das Konzept an der Hochschule Stralsund geplanter Syntheseanlage schematisch dargestellt. Dabei soll die Anlage so ausgelegt werden,

dass verschiedene Arbeitspunkte ermöglicht werden. Ein besonderes Augenmerk liegt hier in der Anwendung von Katalysatoren, welche von den Projektpartnern entwickelt werden.

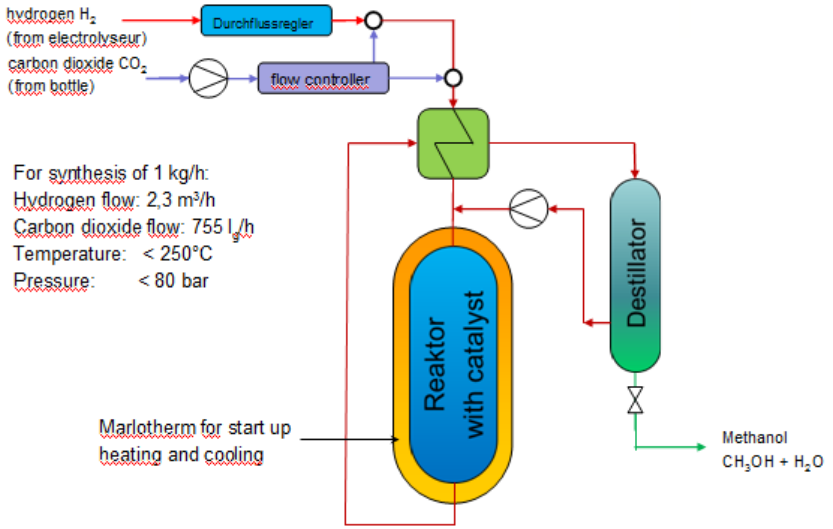


Abbildung 2. Schematische Darstellung eines Konzepts für die Methanolsynthese

Der Annahme folgend, dass der gesamte nicht eingespeiste regenerative Windstrom in Methanol umgesetzt wird, so ergeben sich zukünftig Erzeugungspotentiale von bis zu 34,8 Kilotonnen Methanol jährlich, allein in Mecklenburg-Vorpommern. Bekanntermaßen skaliert die Wirtschaftlichkeit von Technologien mit der Anzahl der Volllaststunden, daher ist anzunehmen, dass die Potentiale sogar noch größer sind, denn die Methanolsynthese-Anlagen, werden neben dem peak shaving möglicherweise auch zur regionalen Wertschöpfung und der nachgelagerten Wasserstoffwirtschaft beitragen.

3. SIMULATION DES METHANOLSPEICHERKEISES

Im Rahmen des Projekts wurde begonnen, den Methanolspeicherkreis in einem Modell abzubilden. Das Ziel ist die Simulation des gesamten

Methanolspeicherkreises inklusive der regenerativen Energieerzeugerseite und des Hydrierprozesses sowie des Dehydrierprozesses und der Rückverstromung. Auf Basis der aus der Simulation abgeleiteten Schnittstellen- und Systemparameter sowie der Ergebnisse der Projektpartner soll das Gesamtsystem im Vorfeld skaliert werden.

Dazu wird in einem MATLAB Simulink Modell jede einzelne Komponente als Block simuliert, welche über geeignete Schnittstellen miteinander kommunizieren. Dadurch ist es möglich, jede Komponente einzeln anzupassen und das Modell dieser iterativ zu verfeinern. Als Input für die Simulation sollen reale Daten aus Windkraftanlagen und anderen regenerativen Stromerzeugern dienen.

Die Ergebnisse der Projektpartner sollen in die Simulation ebenso einfließen wie die Ergebnisse des aufzubauenden Methanolreaktors, welcher erstmals Messergebnisse aus der direkten Kopplung mit der Windwasserstoffkette liefern wird. Die gewonnenen Simulationsparameter werden helfen, um optimierte Betriebsstrategien eines wirtschaftlichen Methanolspeicherkreises zu entwerfen.

4. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die zunehmend erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und die damit verbundene Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Deckung des Primärenergiebedarfs zwingen infolge des fluktuierenden Vorkommens von Wind- und Sonnenenergie und der daraus resultierenden schwer kalkulierbaren Bereitstellung dieser Energieformen zur Entwicklung zusätzlicher zentraler und dezentraler Langzeitstromspeichertechnologien in einer Größenordnung von bis zu 18 GW / 7,5 TWh. Bereits ab etwa 40 % Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, wie im Energiekonzept 2050 der Bundesregierung für 2015 geplant, sind bestehende und neu zu bauende Übertragungs- und Verteilnetze allein nicht in der Lage, das temporale und regionale Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch auszugleichen [9]. Zudem werden einzelne Regionen in Deutschland, wie z.B. Mecklenburg-Vorpommern, bereits deutlich früher eine bis zu 100%ige Abdeckung an regenerativer Energie im Strombereich erreichen.

Für die Langzeitspeicherung großer Energiemengen sind chemische Speichersysteme prädestiniert. Die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseuren unter Verwendung regenerativer Energiequellen, wie Windenergie- und

Photovoltaikanlagen ist in diesem Zusammenhang ein erster Schritt. Damit entsteht jedoch das nachgelagerte Problem der Speicherung des regenerativ erzeugten Wasserstoffs. Bisherige Technologien wie kryogene, Druck- oder Speicherung in Metallhydriden weisen zu geringe gravimetrische Energiedichten auf und der Energieaufwand für Verflüssigung und Kompression führt zu zusätzlichen Energieverlusten bis zu 30 %. Eine vielversprechende Alternative stellen flüssige energiereiche chemische Speichersysteme dar. Nach dem Vorbild der Natur, wo die Sonnenenergie größtenteils in Form von Kohlenhydraten gebunden wird, können ausgehend von regenerativ erzeugtem Wasserstoff geeignete Stoffe diese Aufgabe in einem alternativen Stoff- und Energiekreislauf übernehmen. Hierfür geeignet ist insbesondere Methanol durch Hydrierung von Kohlendioxid zugänglich.

QUELLEN

[1] G. Olah, Angew. Chem. 2013, 125, 112; b) M. He, Y. Sun, B. Han Angew. Chem. 2013, 125, 9798 und zit. Lit..
[2] http://www.silicon-fire.com/projekte.html; zuletzt aufgesucht am 1. Juli 2014
[3] Vortrag von Prof. G.K.S. Prakash, Workshop “Sustainable Fuels from Renewable Energies, IASS Potsdam, 19-20. November 2013.
[4] F. Pontzen, W. Liebner, V. Gronemann, M. Rothaemel, B. Ahlers, Catal. Today 2011, 171, 242.
[5] https://www.bundesnetzagentur.de Quartalsbericht Gesamt 2016
[6] EEG 2017
[7] J. Lehmann, T. Luschtinetz, „Wasserstoff und Brennstoffzellen, Unterwegs mit dem sauberen Kraftstoff“ ISBN 978-3-642-34668-2, Springer, 2014
[8] NOW-Elektrolyse-Studie 2011, Kurzfassung S.36 ff
[9] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE): Energiespeicher für die Energiewende, Frankfurt, 2012.

Die Vision vom SMART-GRID-LAB

Jörg Meier, Liane Voss

HOST-Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative EnergieSysteme – IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

joerg.meier@hochschule-stralsund.de; liane.voss@hochschule-stralsund.de

Schlüsselwörter: Automatisierungstechnik, Komplexlabor, Speicher-technologien, Schaltanlage, SMART-GRID, SMART-LAB, Profinet, Modbus

Vorwort

Der wachsende Bedarf an Energie, die Verknappung fossiler Ressourcen, steigende Preise für Energieträger und die mit der Bereitstellung von Energie aus fossilen Energieträgern verbundenen negativen Auswirkungen auf die Umwelt (Treibhauseffekt und Umweltverschmutzung) erfordern eine Umstrukturierung der nationalen Energiewirtschaften. Weltweit führt dies zu einem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energie, vorwiegend aus der Nutzung von Wind und Sonne mit den sich daraus ergebenden fluktuierenden Einspeiseleistungen ins Stromnetz. Daraus ergibt sich ein verstärkter Forschungsbedarf an Speicherlösungen sowie an einer intelligenten Vernetzung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch.

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken, hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 80 % bis 2050 zu erhöhen. Zur Erreichung der CO_2-Reduktionsziele muss im Rahmen der Dekarbonisierung der Energieversorgung ein breites regeneratives Stromband für die Wärmeerzeugung und die Produktion regenerativer Kraftstoffe bereitgestellt werden (Sektorkopplung). Hauptsächlich wird dazu die Energiebereitstellung aus Wind, Sonne und Biomasse beitragen. Durch die Volatilität der Wind- und PV-Einspeiser müssen die Teilsysteme sicher und hochdynamisch unter Einbeziehung von lokalen Speichern im Verteilnetz (Einsammelnetz) als auch von Großspeichern bei der Sicherung der Netzstabilität zusammenwirken.

In diesem thematischen Kontext hat sich das Institut für Regenerative Energiesysteme der Hochschule Stralsund mit dem zugeordneten Komplexlabor Alternative Energien zu einem anerkannten Kompetenzzentrum im Nordosten Deutschlands entwickelt. Das KAE bietet mit der vorhandenen Anlagentechnik in kommerzieller Leistungsgröße die Möglichkeit, interdisziplinär ausgerichtete angewandte Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und der Wasserstofftechnologie im Systembereich zu betreiben.

1 Aktueller Stand

Die derzeit vorhandene Schaltanlagentechnik des Komplexlabors Alternative Energien (KAE, siehe Abb. 1) des IRES mit den darin enthaltenen Automatisierungskomponenten wurde 1995 mit der Entstehung des Labors in Betrieb genommen. Seitdem wurde die Anlage immer wieder in Eigenregie und mit limitierten Budget an die Erfordernisse des Laborbetriebes angepasst und optimiert. Zudem wurden die Einzelanlagen sowie die dazugehörige Mess- und Sicherheitstechnik des Labors an den entsprechenden Entwicklungsstand angepasst und erweitert. Inzwischen besitzt das Komplexlabor eine sehr gute Ausstattung an Geräten und Anlagen aus allen Bereichen der regenerativen Energien.

Abbildung 1: Aktuell vorhandene Schaltanlage

Auf Grund des fortgeschrittenen Alters der Schaltanlage kam es in den vergangenen Jahren zu vermehrten Ausfällen von Komponenten sowie der Prozessvisualisierung. Es wurden verschiedene Versuche unternommen die Prozessvisualisierung zu reaktivieren, da der Stand der Technik zu weit vorgeschritten ist, konnte keine dauerhafte Lösung gefunden werden. Infolge dessen sind die Anlagen derzeit überwiegend im Einzelbetrieb aktiv. Zusätzlich sind einige der beteiligten Installationsfirmen für einen Support nicht mehr verfügbar (Marktausstieg), so dass damit ein spürbarer Verlust an Erfahrung bei der Wartung und Instandhaltung des Automatisierungssystems verbunden ist. Die Automatisierungsanlage besteht zum gegenwärtigen Zeitpunkt aus Komponenten unterschiedlicher Hersteller und Beschaffungszeitpunkte und entspricht somit nicht mehr dem aktuellen und geforderten Stand der Technik. Diese soll in naher Zukunft von Grund auf erneuert werden. Im Folgenden soll daher eine Visualisierung für ein modernes SMART GRID LAB skizziert werden.

2 Die Vision

Seit 1996 existiert an der Hochschule Stralsund eine Wind-PV-Wasserstoffkette mit netzgekoppelter Rückverstromung (erste Anlage weltweit mit Komponenten von 10 – 100 kW). Diese Wasserstoffinfrastruktur dient als Forschungs- und Erfahrungsplattform für hybride Energie- und Speicherlösungen z.B. für das Hybridkraftwerk der ENERTRAG AG und für das Modulkraftwerk welches als Insellösungen zum Einsatz kommt. Weiterhin wird sie für die Anwendung im BHKW-Bereich (Erdgas-Wasserstoff-Mischgasbetrieb) und für den Test und die Entwicklung von PEM- und SOFC-Brennstoffzellen-Systemen und ihren Komponenten genutzt.

Mit den Jahren konnte sich das Labor mit seinen Anlagen erweitern. So besitzt das Labor als Einzelanlagen inzwischen einen Stirlingmotor [50 kW_{th} und 10 kW_{el}], einen Wasserstoffheizkessel [21 kW] und einen Holzvergaserkessel [50 kW_{th}] sowie eine Adsorptionskälteanlage [10 kW] mit solarthermischer Anlage [40 kW].

Aus dieser aktuellen Situation heraus entstand die Idee, angelehnt an die Anforderungen unserer zukünftigen Energieversorgung, das aus verschiedenen Erzeuger- und Speichertechnologien sowie unterschiedlichen Verbrauchern bestehende IRES-Forschungs- und Ausbildungslabor zukünftig mit SMART GRID-

Funktionalität auszustatten. Damit sollen die aktuellen und zukünftigen Aufgaben im Forschungs- und laufenden Studienbetrieb erfüllt werden. Die SMART-LAB-Funktionalität hält auch Einzug in den verschiedenen Forschungsbereichen, so z. B. im LSA-Labor des Instituts für Verkehrssicherheit der DLR [1], [2]. Auch eine Forschungsgruppe der TU Dresden beschäftigt sich intensiv mit der Thematik für die Industrie 4.0 und der dazugehörigen technischen Laborausstattung im Bereich der Biotechnologie [3]. Mittlerweile gibt es alle zwei Jahre eine Messe in Hannover zum Thema „SMARTLab“, die LABVOLUTION [4]. Sie beschäftigt sich mit den unterschiedlichen Labortypen wie Routinelabor, Forschungslabor sowie dem Produktionslabor und informiert über Neuerungen. Bisher fehlt eine entsprechende Installation für den Energiesektor.

Das SMART GRID LAB der Hochschule Stralsund soll eine intelligente Verknüpfung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchen simulieren. Zudem soll die Möglichkeit bestehen, dass sich das SMART LAB aus dem Komplexlabor mit anderen Fachlaboren verbindet, beginnend mit dem Automatisierungslabor, so dass über die so geschaffene Plattform perspektivisch alle Fachlabore des IRES mit dem Komplexlabor untereinander kommunizieren und Daten austauschen können.

Die zukünftige Schaltanlage wird als SMART GRID LAB die Plattform zur Erarbeitung, Verifizierung und Hochskalierung innovativer Automatisierungslösungen bei der Forschungsarbeit zu nachhaltigen, wirtschaftlichen, regenerativen Energieversorgungslösungen werden. Damit wird die Voraussetzung geschaffen, um das Zusammenwirken der erneuerbaren Einspeiser mit Speichern und Energieverbrauchern auch im Zuge einer umfänglichen Sektorkopplung zu untersuchen. Somit kann das SMART GRID LAB die Schaffung regionaler SMART-GRID Lösungen durch die Netzbetreiber unmittelbar und fundiert begleiten.

Mit der Vernetzung des Komplexlabors, des Automatisierungslabors und perspektivisch weiterer Fachlabore der Hochschule Stralsund zu einem SMART-LAB haben die Studierenden die Möglichkeit, über die Kommunikationsschnittstellen direkt auf die Anlagentechnik des Komplexlabors zuzugreifen. Dies beinhaltet die Konfiguration hybrider Energieversorgungslösungen, ihre Parametrierung, die Versuchsplanung / –ablaufsteuerung und die zugehörige Datenauswertung.

Im Rahmen der zu einem späteren Zeitpunkt vorgesehenen Erweiterung des SMART GRID LAB werden Datenschnittstellen zu den kooperierenden

Energieversorgern die Durchgängigkeit bei der Bearbeitung hochaktueller Aufgabenstellungen der Industriepartner nochmals deutlich erhöhen.

Weiterhin ist eine Speicherkomponente als Erweiterung vorgesehen, die das ganze Systeme um die aktuellen Batteriespeicherproblematiken ergänzt. Mit der WEMAG AG in Schwerin wurde aus diesem Grund eine erste Kooperation vereinbart.

Die zu installierende Leistungsklasse ergibt sich aus der vorgesehenen Einbindung der vorhandenen Erzeuger- und Verbrauchsanlagen im Leistungsbereich von 2 kW (Brennstoffzellen) …10 kW (PV) …20 kW (Elektrolyseur) …30 kW (BHKW) …100 kW (WEA).

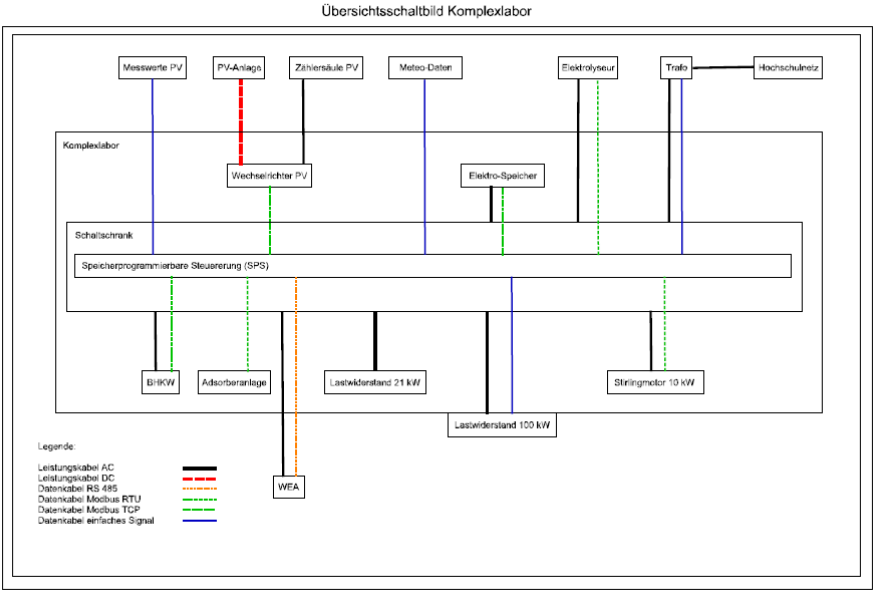


Abbildung 2: Visionäres SMART-GRID

Für die Zusammenschaltung, die Gradientensteuerung und die Untersuchungen zur Schwarzstartfähigkeit muss dieses Leistungsband durch den zukünftig vorgesehenen integrierten Energiespeicher abgedeckt werden, um im realen Betrieb aussagekräftige Daten für dieses kompakte Gesamtsystem (mit den kleinsten Anlagen in Industriegröße) zu erhalten. Die weitere Hochskalierung auf

Großsysteme wird erst in diesem Leistungsbereich möglich, sie ist vom Kleinstsystem (Laborsysteme bis 500 W) aus weitestgehend unseriös.

Für die Untersuchung zum Zusammenwirken der Anlagen und Komponenten innerhalb eines SMART-GRID ist eine sehr gute Performance der Steuerung und Protokollierung zwingend erforderlich. Das vorgesehene System sollte auf Lokalbus-Ebene Updatezeiten von 1 µs pro I/O-Modul bieten. Mit dem überlagerten PROFINET-Bussystem könnten die Prozesse in Echtzeit ablaufen und analysiert werden.

Die Kommunikation zu den Geräten und Anlagen soll über Modbus TCP und Modbus RTU erfolgen (siehe Abb. 2). Damit befindet sich das Forschungslabor auf dem Stand der Technik und besitzt die Voraussetzungen, die angestrebte Funktionalität des SMART GRID als Laborplattform umzusetzen. Die im Anlagenverbund des SMART GRID LAB zusammenwirkenden Komponenten können dazu per Fernzugriff über das Netzwerk mit Hilfe der implementierten Visualisierung entsprechend den Versuchsaufgaben konfiguriert, angepasst, gesteuert und im Betriebsverhalten ausgewertet werden. Durch den modularen Aufbau ist eine Ergänzung durch neue Komponenten jederzeit möglich.

Die gewählte Systemkonfiguration soll folgende Vorgaben beinhaltet:

- Performance auf Lokalbus-Ebene mit Updatezeiten von 1 µs pro I/O-Modul (Übertragung schneller Abtastwerte gemäß Normteil IEC 61850-9-2)
- Echtzeitfähigkeit gemäß IEC 61850
- PROFINET auf der Ebene der Speicherprogrammierbaren Steuerung nach IEC 61850
- Modbus TCP und Modbus RTU auf der Kommunikationsebene zu den Geräten und Anlagen des Labors
- Verwendung von Komponenten mit Industriestandard zur Absicherung der zu erwartenden hohen Betriebsstunden, Kompatibilität der einzelnen Komponenten zueinander

Mit dem neuen modularen Automatisierungssystem besteht die Möglichkeit, eine umfangreiche Datenerfassung zu ermöglichen und damit die Basis für eine zukunftsweisende Forschung zu legen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Betrieb des Anlagen- und Laborverbundes als SMART GRID LAB und den zukünftigen angedachten elektrischen Speicherkomponenten notwendig ist, um die derzeitigen und künftigen Forschungsaufgaben arbeitsteilig unter Zugriff auf die installierten Komponenten und Anlagen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik bearbeiten zu können. Dies schafft die Voraussetzung zur Fortführung der Arbeit als Kompetenzzentrum auf dem Gebiet der regenerativen Energieversorgung und der Wasserstoff- und Speichertechnik.

Mit dieser Vision könnte das IRES vorhandene Kompetenzen gemeinsam mit Industriepartnern ausbauen und innovative Forschungsprojekte in einer sonst strukturschwachen Region durchführen.

Quellen und Referenzen:

[1] http://www.dlr.de/ts/desktopdefault.aspx/tabid-11367/19949_read-46710/, abgerufen am 25. Sep. 2017

[2] http://www.dlr.de/ts/desktopdefault.aspx/tabid-11264/19778_read-46150/, abgerufen am 25. Sep. 2017

[3] https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/int/das-institut/bioverfahrenstechnik/SmartLab-Systeme, abgerufen am 25. Sep. 2017

[4] http://www.labvolution.de/de/news/artikel/wer-braucht-wie-viel-labor-4.0.xhtml, abgerufen am 25. Sep. 2017

Mit dem leichtesten Fahrzeug zum Titel - Europameister

Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz

HS Stralsund / Institut für Regenerative EnergieSysteme, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

andreas.sklarow@hochschule-stralsund.de

Schlüsselwörter: Leichtbau, Wasserstoffmobilität, Brennstoffzelle

Zusammenfassung: Das ThaiGer-H2-Racing Team der Hochschule Stralsund hat beim Shell Eco-marathon 2017 in London den Spitzenplatz belegt und wurde somit Europameister. Der ThaiGer VI war nicht nur das effizienteste Fahrzeug unter Prototypen in der Kategorie Wasserstoff, sondern mit 22 kg Fahrzeuggewicht mit Abstand das leichteste Fahrzeug beim Shell Eco-marathon seit Jahren. Dank innovativer Leichtbauweise und effizientem Brennstoffzellensystem konnten emissionsfrei die 16 km der Wertungsläufe mit 1,7 g Wasserstoff bzw. (rechnerisch) 2600 km mit einem Liter Benzinäquivalent zurückgelegt werden.

The ThaiGer-H2-Racing team at the Stralsund University of Applied Sciences took the top place at the Shell Eco-Marathon 2017 in London and became the European champion. The ThaiGer VI was not only the most efficient vehicle of the prototypes in the hydrogen category but with its 22 kg vehicle weight by far the lightest vehicle at the Shell Eco-marathon for years. Thanks to innovative lightweight construction and an efficient fuel cell system, the 16 km of the race were completed with 1.7 g of hydrogen. Theoretically 2600 km could be covered completely emission free with this car using the energy of one liter of petrol.

1. Einleitung

Ziel aller studentischen Projekte ist interdisziplinäre und praxisbezogene Ausbildung von Studenten. Auch das ThaiGer-Projekt ist hier keine Ausnahme. Seit 2007 baut das studentische Team ThaiGer-H2-Racing an der Hochschule Stralsund unter der Leitung von Prof. Luschtinetz wasserstoffbetriebene Prototypfahrzeuge. Zum Beginn des Projekts bestand das Team noch zum Teil aus Studenten aus Thailand und Schüler des Hansa-Gymnasiums, daher der Name ThaiGer (Thailand + Germany). Derzeit besteht das Team ausschließlich aus etwa 30 Studenten der Hochschule Stralsund, die aus allen Fakultäten und verschiedenen Studiengängen kommen. Eins verbindet jedoch die Studenten - das Ziel das effizienteste Fahrzeug mit Wasserstoffantrieb für den Shell Eco-marathon zu bauen.

Der europäische Wettbewerb mit dem Ziel, das effizienteste Fahrzeug zu finden, fand in diesem Jahr in London statt. Über 170 Teams aus 24 Länder Europa und Afrika sind Ende Mai nach London zum Shell Eco-marathon 2017 eingereist, die sich mit der Frage der zukünftigen Mobilität beschäftigen. Die je nach Unterkategorie von Elektro- bzw. Verbrennungsmotoren angetriebenen Leichtrennwagen (Prototyp-Klasse) und die straßenzulassungsfähige UrbanConcept-Fahrzeuge traten dabei in getrennten Wertungsläufen über 10 Runden à 1,6 km mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit 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 der Hochschule Stralsund nimmt seit 2008 jährlich teil.

Dieses Jahr kam dem Stralsunder Team eine besondere Ehre zu, das ThaiGer-Team wurde aus insgesamt 15 deutschen Teams ausgewählt, die Bundesrepublik Deutschland bei der Eröffnungszeremonie zu repräsentieren und beim feierlichen Zug die deutsche Fahne zu tragen.

Abbildung 1: Großes Teamfoto beim Shell Eco-marathon (L). ThaiGer-H2-Racing Team an der Eröffnungszeremonie (R).

Die Anspannung der Rennwoche endete am Sonntag mit dem Paukenschlag eines exzellenten Wertungslaufs des Stralsunder Teams mit der Startnummer 202 resultierend aus dem 2. Platz im Vorjahr 2016. Nach zehn Runden – die Anspannung der Teammitglieder stieg mit jedem Passieren der Start/Ziel-Linie durch die Fahrerin, Merit Hantke, kaum aushaltbar an – fuhr der ThaiGer mit nur 17,8 Liter Wasserstoffverbrauch über die Ziellinie. Offizielles Ergebnis lautete dann 880,5 km mit einem Kubikmeter Wasserstoff, was einer Reichweite von über 2600 km mit einem Liter Benzinäquivalent entspricht. Das katapultierte das ThaiGer-Team vom 2. Platz direkt auf das Siegerpodest und bedeutete den Europameister vor dem Vorjahressieger dem Turiner Team aus Italien.

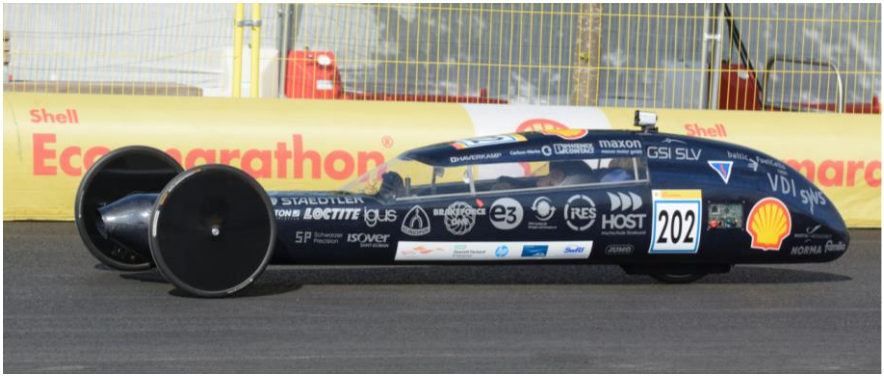


Abbildung 2: ThaiGer VI beim Shell Eco-marathon 2017 in London

In der Abbildung 3 sind die Ergebnisse des ThaiGer-Teams und die Entwicklung in letzten Jahren dargestellt. Beachtlich ist, dass das Fahrzeuggewicht des aktuellen Rennwagens auf etwa ein Drittel von dem ThaiGer III aus dem Jahre 2013 reduziert werden konnte. Der ThaiGer VI ist bereits jetzt 7kg leichter als das Fahrzeug PakCar II von einem Team aus der Schweiz, mit dem 2005 ein Weltrekord aufgestellt wurde [2]. Die Ergebnisse sind jedoch nicht direkt vergleichbar, da für den Weltrekord eine optimale ebene Strecke gefahren wurde, wohingegen in London der Parkour unter anderem eine starke Steigung enthält und damit wesentlich anspruchsvoller ist.

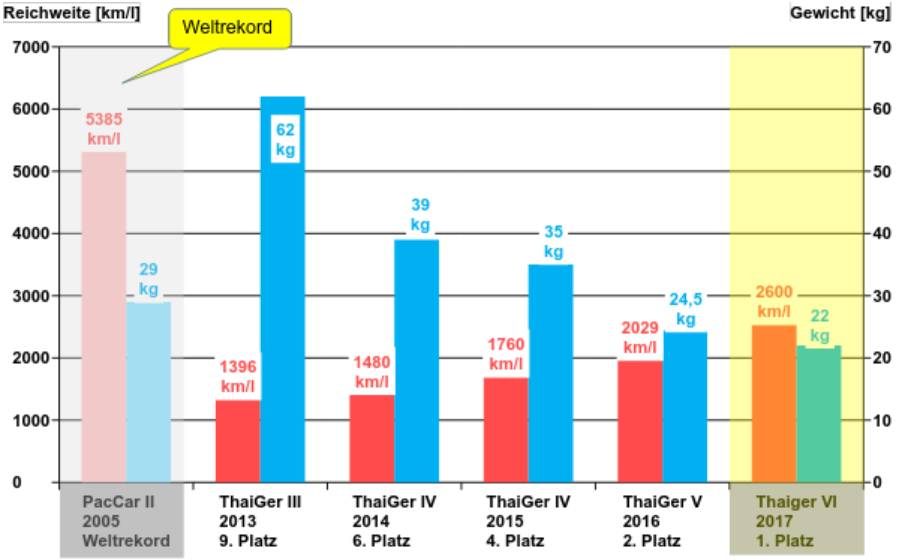


Abbildung 3: Entwicklung und die Ergebnisse des ThaiGer-H2-Racing Teams in den letzen Jahren

3 Fahrzeugkonzept

Bei den auf Effizienz getrimmten Leichtkraftfahrzeugen kann der Rollwiderstand beim Rollen auf ebener Strecke etwa zwei Drittel aller Verluste ausmachen. Der Rollwiderstand 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, vor allem wenn die Vorderräder außerhalb des Fahrzeugs verbaut sind.

Für die Prototypfahrzeuge sind mindestens drei Räder vorgeschrieben und jeder Reifen mit Rollreibung behaftet, deswegen wurden in der Planungsphase mehrere Fahrzeugkonzepte diskutiert. 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 dem Hinterrad zu konzentrieren. Das Hinterrad mit speziellem Radialreifen wurde deswegen so weit

wie möglich nach vorne verlagert und direkt hinter der in den Regeln vorgeschriebenen Feuertrennwand verbaut, welche gleichzeitig als Überrollbügel fungiert. Die Hinterradaufhängung wurde im Vergleich zu den Vorgängermodellen komplett aus Carbon gefertigt und ist dadurch deutlich leichter und steifer geworden. Das Brennstoffzellen-System zusammen mit Supercap-Batterie befindet sich hinter dem Hinterrad, wodurch Fahrzeugschwerpunkt nach hinten verlagert wurde.

Die Vorderradachse befindet sich dagegen vor den Füßen der Fahrerin. Dadurch konnte die Fahrzeugfront 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 ohne Metall 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.

Im Fahrzeug kommen hydraulische Bremsen aus dem Mountainbike-Bereich zum Einsatz. Das Besondere an den Bremsen ist, dass diese nicht wie üblich mit Bremsflüssigkeit oder Öl betrieben werden, sondern mit Wasser. Dadurch konnte die Umweltverträglichkeit des Fahrzeugs gesteigert werden und beim Design-Check wurde das Team dafür gelobt. Die Bremsen wurden von der deutschen Firma BFO aus Tübingen entwickelt und an das Team zu 100 % gesponsert.

4 Der Monocoque-Rahmen

Der Rahmen sollte nicht nur sehr gute aerodynamische Form aufweisen, sondern auch extrem leicht und gleichzeitig steif sein. Ein selbsttragender Monocoque-Rahmen aus Kohlefaser (Carbon) erfüllt diese Vorgaben am besten [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 3 dargestellt.

Abbildung 4: Das Urmodell aus Industrieplastilin (L). Laminieren des Monocoque-Rahmens in Negativform (R).

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. 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. So kam diese Negativform beim Bau von ThaiGer V und ThaiGer VI zum Einsatz.

Für den Rahmen des neuen ThaiGer-Fahrzeugs wurde ein Hybrid-Gewebe verwendet, welches zu 50 % aus Kohlefaser (Carbon) und 50 % aus in blau eingefärbten Aramidfasern (Kevlar) besteht. Kohlefaser zeichnen sich durch geringe Dichte und sehr hohe Zugfestigkeit aus und werden deswegen unter anderem im Motor- und Radrennsport verwendet. Die Aramidfasern erreichen zwar nicht die Zugfestigkeit von Kohlefaser, weisen aber deutlich höhere Schlagzähigkeit auf und sind zudem noch etwas leichter. Der Hauptgrund für die Auswahl eines Hybridgewebes war jedoch das Design und auffallendes Erscheinungsbild des Gewebes.

Der Monocoque-Rahmen ist im Prinzip eine selbsttragende Hülle, die notwendige Steifigkeit wird erst durch eine Sandwich-Bauweise erreicht. Zwischen den äußeren Lagen befindet sich Aramidwaben-Sandwichkern mit 5 mm Dicke. Die elektrischen Kabel und die Bremsleitung wurden in die Seitenleisten aus dickerem Hartschaum eingearbeitet und einlaminiert.

Mit den gesammelten Erfahrungen bei der Verarbeitung von Verbundwerkstoffen (Kohle- und Aramidfaser) beim Bau von ThaiGer IV und ThaiGer V, hat das Team ein ehrgeiziges Ziel geschafft, einen Monocoque-Rahmen komplett ohne Metall zu realisieren. Obwohl für das Laminieren des Rahmens für den ThaiGer VI die gleiche Negativform wie für das Vorgängermodell verwendet wurde, konnte das Gewicht des Rahmens von 7,5 kg auf knapp 6 kg reduziert werden. Dies wurde vor allem dadurch erreicht, indem alle tragenden Teile, wie Vorderachse und Hinterradaufhängung aus Carbon, anstatt Aluminium gefertigt wurde. Auch beim Bau von Überrollbügel wurde auf Einsatz von Aluminiumprofilen verzichtet, stattdessen wurde der Überrollbügel aus Carbon als Sandwich-Platte mit 10 mm Hartschaumkern ausgeführt.

5 Antriebstrang

Der Rennwagen wird von einem sehr effizienten permanent erregten Gleichstrommotor von Maxon Motor GmbH angetrieben. Dieser Motor zeichnet sich durch die selbstragende Becherwicklung ohne Blechpaket aus. Da im Motor kein Blechpaket vorhanden ist, das in normalen Gleichstrommotoren von Permanentmagneten angezogen wird und für ein typisches Rastmoment (bzw. Schleppmoment) sorgt, sind die Ummagnetisierungsverluste minimiert. 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 Modellbauservos direkt an das Hinterrad angekoppelt. Der eigenentwickelte Motorcontroller synchronisiert vor dem Einkoppeln die Motordrehzahl auf die Drehzahl des Rades. Für sanftes Ankoppeln sorgt weiterhin 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 19,4:1. Der Motorcontroller verfügt über zwei Betriebsmodi. Im Normalmodus wird der Motorstrom auf etwa 7,5 A begrenzt, in diesem Arbeitspunkt hat der Motor 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 2017 bereits mit dem kommerziellen Brennstoffzellensystem eine Reichweite von 2600 km pro Liter Benzinäquivalent erreicht werden. Die innovativen Ansätze beim Monocoque-Rahmen und im Antriebsstrang ermöglichten, den Titel Europameister nach Stralsund zu holen.

Abbildung 5: Verkehrsminister A. Dobrindt (L). ThaiGer-Team erhält 2. Anerkennung von Ingenieurkammer M-V (R).

Zusätzlich zu verschiedenen regionalen Pressemitteilungen wurde das aktuelle Fahrzeug auch durch den Bundesverkehrsminister Alexander Dobrindt bei einem Besuch an der Hochschule Stralsund gewürdigt. Natürlich hat er sich nicht entgehen lassen dem Team persönlich zu gratulieren, siehe Abbildung 5. Des weiteren wurde im Rahmen des Ingenieurkammertages Mecklenburg-Vorpommern 2017 in Schwerin zum 8. Mal der Ingenieurpreis vergeben. Das ThaiGer-H2-Racing Team hat die 2. Anerkennung für das außerordentliche Engagement einer großen Gruppe motivierter und interessierter Studierender aus allen Fakultäten der Hochschule Stralsund erhalten.

In Zukunft soll ein neuer Prototyp-Rennwagen gebaut werden - ThaiGer 7. Die größten Optimierungspotenziale sind nach wie vor das Brennstoffzellensystem und

Antriebsstrang. Durch den Einsatz von einem BZ-Stack mit größerer aktiver Fläche lässt sich die Stromdichte und dadurch die ohmschen Verluste reduzieren. Damit ist ein Systemwirkungsgrad bis zu 70 % denkbar. Ein Stack mit metallischen Bipolarplatten bietet zudem beachtliches Potenzial zur Gewichtsreduktion von etwa 1,5 kg. Zusammen mit neuen 300 g schweren Supercap-Batterie, lässt sich ein weiteres Kilogramm einsparen. Somit ist ein Fahrzeug mit einem Gewicht unter 20 kg realisierbar.

Weiterhin ist die Entwicklung eines rein elektrischen Fahrzeugs für die UrbanConcept-Kategorie geplant. Das Fahrzeug kann in Zukunft die Ausgangsbasis für die Entwicklung auf dem Gebiet autonomes Fahren 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] A. Miege, U. Fischer, S. Krause u.a.: *Efficient drives based on hydrogen*. Intern. Conf. HTRSE, Miedzysdroje 2010.

Erinnerung

Jochen Lehmann, Liane Voss

HOST-Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative EnergieSysteme – IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

jochen.lehmann@hochschule-stralsund.de; liane.voss@hochschule-stralsund.de

Zusammenfassung

Die Nutzung regenerativer Energiequellen ist eng mit Energiespeicherung verbunden. In diesem Zusammenhang wird an zwei sehr frühe Lösungen erinnert: Das weltweit erste Wind-Wasserstoff-Projekt des Schweden Olof Tegström und das „Nullenergie"-Wohnhaus von Thomas Bornefeld in Warendorf mit jeweils ungewöhnlichen aber wirkungsvollen Speicherlösungen.

Zwei wegweisende Projekte

Im Herbst 1992 fand die erste Energiekonferenz der damals gerade erst gegründeten Hochschule in Stralsund statt. Bereits auf ihrem Programmzettel war ein Vortrag zur Verknüpfung der Erzeugung von Windstrom und seiner Speicherung mittels per Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs angekündigt. In der Hochschule wurde damals das Projekt „Komplexlabor" projektiert, eines der Vorbilder dafür war die Lösung Olof Tegströms.

Inzwischen hat uns die Entwicklung gelehrt, dass im Gegensatz zu Akkumulatoren ausschließlich Wasserstoff als Medium für die Langzeitspeicherung von Elektrizität in so großem Stile geeignet ist, dass ein mit regenerativer Energie arbeitendes Netz stabil betrieben werden kann und eben nicht auf fossil befeuerte Regelleistungskraftwerke angewiesen sein wird. Auch im mobilen Bereich bietet Wasserstoff als Kraftstoff Vorteile gegenüber Batterien zur Versorgung der Elektromotore, denken wir nur an das ständige Mitbewegen großmassiger Akkus und das Erreichen langer Strecken zwischen zwei Tankaufenthalten sowie die deutlich unaufwändigere Infrastruktur bei Wasserstoffnutzung.

Zu diesem Themenkomplex hat der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband schon 2008 ein Informationsmaterial veröffentlicht, das in diesem Jahr überarbeitet und aktualisiert neu aufgelegt wurde [1].

Ebenfalls Anfang der Neunzigerjahre hat Thomas Bornefeld aus Warendorf sein Wohnhaus auf dem Symposium vorgestellt. Dank einer Vielzahl pfiffiger Ideen war es ihm gelungen, Heizung und Warmwasserversorgung des Hauses über das ganze Jahr hindurch auf der Basis einfacher Solarkollektoren abzusichern und es funktioniert bis heute. Allerdings waren die Voraussetzungen – er führt einen Metallbaubetrieb – zur Realisierung seiner Ideen ausgesprochen günstig. Natürlich gibt es am Markt inzwischen viele entwickelte Systeme, die man einsetzen könnte. Trotzdem, zur Anregung, selbst in dieser Richtung aktiv zu werden und seinen Fußabdruck in der Umwelt zu verringern, sollte die erneute Vorstellung dieses interessanten Projektes nützlich sein.

Es soll damit aber auch erreicht werden, dass wir uns daran erinnern, dass der Anteil von Wärme und Kälte an der Energiewirtschaft gegenüber denen von Elektrizität und Kraftstoff immerhin der größte ist. Eine Energiewende wird nie funktionieren, wenn sich nicht auch im Wärmebereich wesentlich der Gedanke der Nachhaltigkeit durchsetzen kann. Bitte, damit sollen nicht die regelmäßigen Konferenzbeiträge unserer Kollegen aus Szczecin und aus dem Saarland in ihrer Bedeutung geschmälert werden, aber gerade der Wärmebereich bietet im Leben eines jeden vielfältige Möglichkeiten, die Situation in der Energiewirtschaft und beim Klima um eine Winzigkeit selbst zu beeinflussen.

Das Bornefeld-Haus

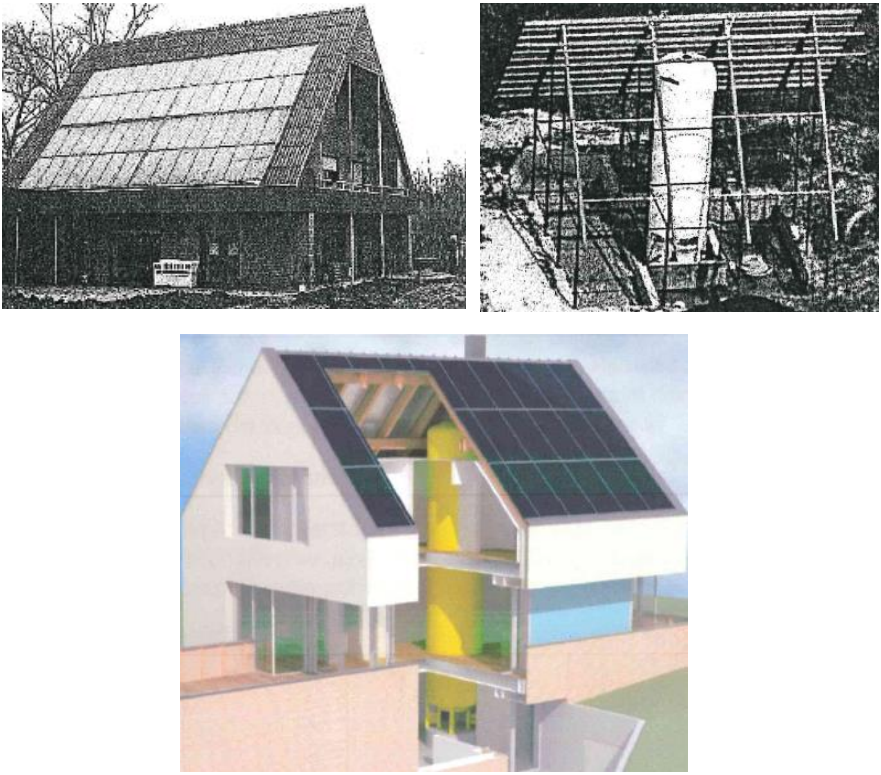


Abbildung 1: Bildserie des Bornefeldhauses in Warendorf

Die eingefügte Bildreihe (Alle Rechte liegen beim Besitzer.) lässt erkennen, auf welchen Grundideen die Konstruktion des Hauses beruht. Das mit einer Dachfläche nach Süden ausgerichtete Gebäude besteht aus einem Stahlgerüst und wurde mit allen erdenklichen Möglichkeiten der Wärmeisolierung ausgestattet. Als Dachneigung und damit Anstellwinkel der Kollektoren (10 m^2) wurden 45 Grad gewählt, um den Wärmeeintrag im Sommer zu begrenzen und im Winter möglichst zu steigern. Das zentrale Element der Heizungsanlage ist ein senkrecht mitten im Haus platzierter 75 m^3 Wasser fassender Speicher, in dessen oberem Teil eine 300 l große Trinkwasserblase liegt. Die Integration des Speichers mitten in die

Wohnzone bewirkt, dass alle trotz bester Isolierung auftretenden Verluste zur Hausheizung beitragen. Es versteht sich, alle architektonischen Maßnahmen zur Vermeidung von Wärmeverlusten wurden genutzt, Kältebrücken von Anfang an vermieden sowie Wärmerückgewinnung bei Lüftung und Abwasser eingebaut. Für alle Fälle war vorsorglich ein holzbefeuerter Kamin mit Verbindung zum Warmwassersystem installiert worden, er brauchte aber seit dem Bezug des Hauses 1982 noch nicht wegen Heizungsproblemen in Betrieb genommen zu werden. Im Gegenteil, Familie Bornefeld hält mit der Anlage auch noch das Wasser eines ein gehausten Pools durchgängig auf über 27 Grad. Fast versteht es sich von selbst, dass seit 1996 eine 20 kW leistende Photovoltaikanlage die Bornefeldsche Hausenergieversorgung abrundet, notwendige Pumpen und Steuerungen schlagen also nicht im Etat zu Buche.

Diese sehr grobe Beschreibung einer ungewöhnlichen und wohldurchdachten Lösung des Energieproblems lässt erahnen, wie viel Liebe und Mühe nicht nur während der zehnjährigen Bauzeit aufgewendet wurden. Es existieren ausführlichere Beschreibungen und der Besitzer hat auch ein Video über sein Werk erstellt. Auf Anfrage ist er gern bereit, weitere Auskünfte zu erteilen [2]. Wie gesagt, die Lösung enthält vielfältige Anregungen…

Tegström im hohen Norden

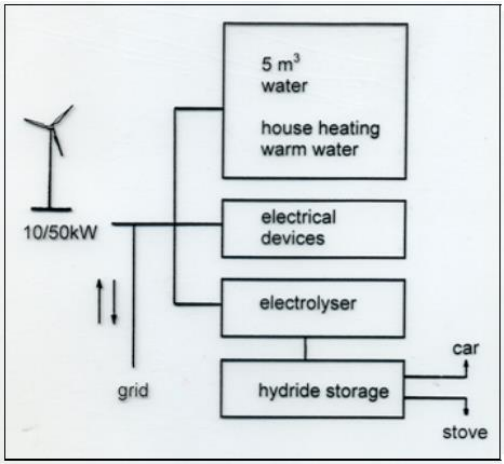


Abbildung 2: Olof Tegströms Wind-Wasserstoff-System

Während der Jahre 1985 / 86 betrieb der schwedische Ingenieur Olof Tegström [3] in seinem Wohnhaus am Rande von Harnösand, 62 Grad nördl. Breite, das weltweit erste Wind-Wasserstoff-Projekt entsprechend der nebenstehenden Struktur. Eine für heutige Begriffe winzige Windkraftanlage lieferte den Strom für zwei energiespeichernde Verbraucher: Einen 5 m^3 fassenden Wassertank, der für die Hausheizung und das warme Brauchwasser sorgte sowie einen PEM-Elektrolyseur von 5 kW Leistung, was einer Wasserstofferzeugung von etwa 1 Nm^3/h entspricht. Beide Stromverbraucher sind unempfindlich bezüglich der dem Windstrom eigenen Ungleichmäßigkeit. Die Installation ist mit einer Verbindung zum Netz ausgestattet, die einerseits erlaubt, Windstrom einzuspeisen, andererseits wird der übliche Haushaltsstrombedarf bezogen. Als einziges Gerät wurde der Küchenherd auf Wasserstoffbetrieb umgestellt. Wie Herr Tegström immer wieder betonte, war die Umstellung auf diese Neuerung für seine Frau und die Kinder gewöhnungsbedürftig, weil doch die Wasserstoffflamme farblos ist. Der Herd wurde aus einem Metallhydridspeicher mit konstanter Strömung versorgt. Insgesamt umfasste die Anlage vier Metallhydridspeicher, zwei stationäre von ungefähr 100 kg Masse, zwei mobile mit jeweils etwa 80 kg Masse im Familienauto Saab 900, das mit seinem Verbrennungsmotor normalerweise täglich 120 km bewegt wurde. Für die verwendeten Niedertemperatur-Metallhydride kann man eine Wasserstoffkapazität von knapp 2 Gewichts% ansetzen, das Gas wird drucklos eingefüllt, sodass im Projekt kein Kompressor erforderlich gewesen ist. Für die Sicherheit im Umgang mit Wasserstoff hatte der Elektrotechniker Tegström extra einen Sensor entwickelt, der bereits bei 1/80 der Brennbarkeitsgrenze des Gas-Luft-Gemischs ansprang.

Bemerkt werden soll, dass dieses durchaus erfolgreich laufende Projekt nach zwei Jahren auf Betreiben des lokalen Energieversorgers abgebrochen werden musste mit der Begründung, eben dieser besäße die Konzession zur Stromherstellung.

Das Vertrauen in Wasserstoff-Lösungen und die Erfahrungen mit Fahrzeugbetrieb mittels Gasmotoren / Metallhydridspeichern hatte Tegström als Mitarbeiter beim Flottenexperiment solcher Autos Anfang der Achtzigerjahre im damaligen Westberlin durch Daimler gewonnen. Aber das hat die Entwicklung inzwischen nun wirklich ins Technikmuseum geschickt. Obwohl, bei U-Booten zum Beispiel sind Metallhydridspeicher in Verbindung mit Brennstoffzellen höchst aktuell.

Referenzen

[1] „Wasserstoff und Brennstoffzellen – Starke Partner erneuerbarer Energien“, 2017,
Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, dwv-indo.de

[2] Thomas Bornefeld, bornefeld-stahlbau@t-online.de , Tel.: 02581 44700

[3] Olof Tegström hat Anfang der Neunzigerjahre in Stralsund Vorlesungen über Wasserstofftechnik gehalten. Die Beschreibungen beziehen sich darauf. Vor 1994 sind Veröffentlichungen über sein Projekt in den Proceedings der Welt-Wasserstoff-Energie-Konferenzen (WHEC) erschienen.

Autorenverzeichnis

Adamkiewicz Andrzej	193
Ahlhaus, Matthias	10
Aklil, Daniel	140
Azzolina-Jury, Federico	140
Bell, John	140
Berhardt, Alexander	56
Boltze, Matthias	22
Brodmann, Michael	84
Contino, Francesco	140
Diele, Dirk	219
Dengel, Andreas J.	29
Estel, Lionel	140
Fischer, Ulrich R.	163
Frey, Holger	149
Geiling, Johannes	38
Göschel, Thomas	149
Grähn, Tilmar-Tobias	49
Groß, Bodo	56, 140
Gulden, Johannes	231, 245
Hachmann, Bernd	29
Hopp, Vollrath	65
Ibrahim, Bassel	107
Johnson, Maike	29
Jung, Uwe	77
Kipping-Rössel, Dietmar	107
Krautz, H. J.	163, 201
Lehmann, Jochen	255
Lentz, Karl-Heinz	84
Luschtinetz, Thomas	231, 245
Małyszko, O.	184
McCormack, Paul	140
McKee, Pahvai	140
McLaughlin, Kieran	140
Meier, Jörg	238
Monaghan, Rory	140
Mücke, Jan Markus	89
Müller, R.	77
Oberschelp, Wolfgang	84
Öchsner, Richard	38
Oppelt, Thomas	149
Ortiz-Laurel, Hipólito	107
Pérez Pineda, Eliecer	107
Platzer, Bernd	89, 149
Polgert, Isabelle	140
Posselt, J.	201
Preuster, Patrick	38
Rost, Ulrich	84
Rackwitz, Axel	77
Saatmann, Stefan	98
Sakkas, N.P.	201
Schlegel, Mathias	107
Schulte, Stephan	56

Shrestha, Nirendra Lal 149
Sklarow, Andreas 231, 245
Steinberger, Michael 38
Sukchai, Sukruedee 119
Szkolny, S. 184

Tannert, Daniel 163
Thongsan, Sahataya 119
Tristan, Alejandro 56, 140
Töpler, Johannes 126

Uhlig, Ulf 149
Urbaneck, Thorsten 89, 149

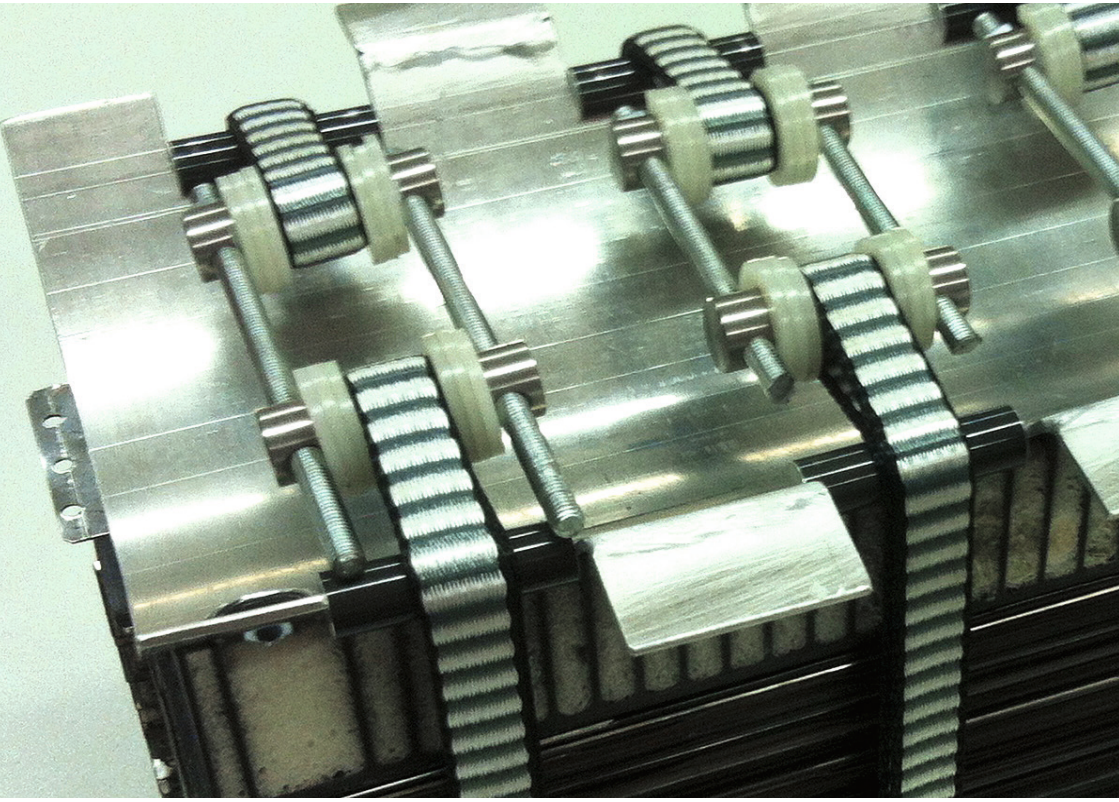
Ventzke, Uwe 158
Voigt, André 163
Vogt, Martin 49
Voss, Liane 238, 255

Wagner, Lisa 38
Welsh, Mark 140
Wozniak, Klaus 77

Zapałowicz, Zbigniew 174
Zeńczak, Michał 184
Zeńczak, Wojciech 193
Ziems, Christian 201

Notizen

Notizen



DWV
Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband

PLANET GbR

WTI e.V.

WIND-projekt

SWS
Unternehmensgruppe Stadtwerke Stralsund

VATTENFALL

WEMAG

e.dis

STADTWERKE ROSTOCK AG

H-TEC SYSTEMS

NORDWIND