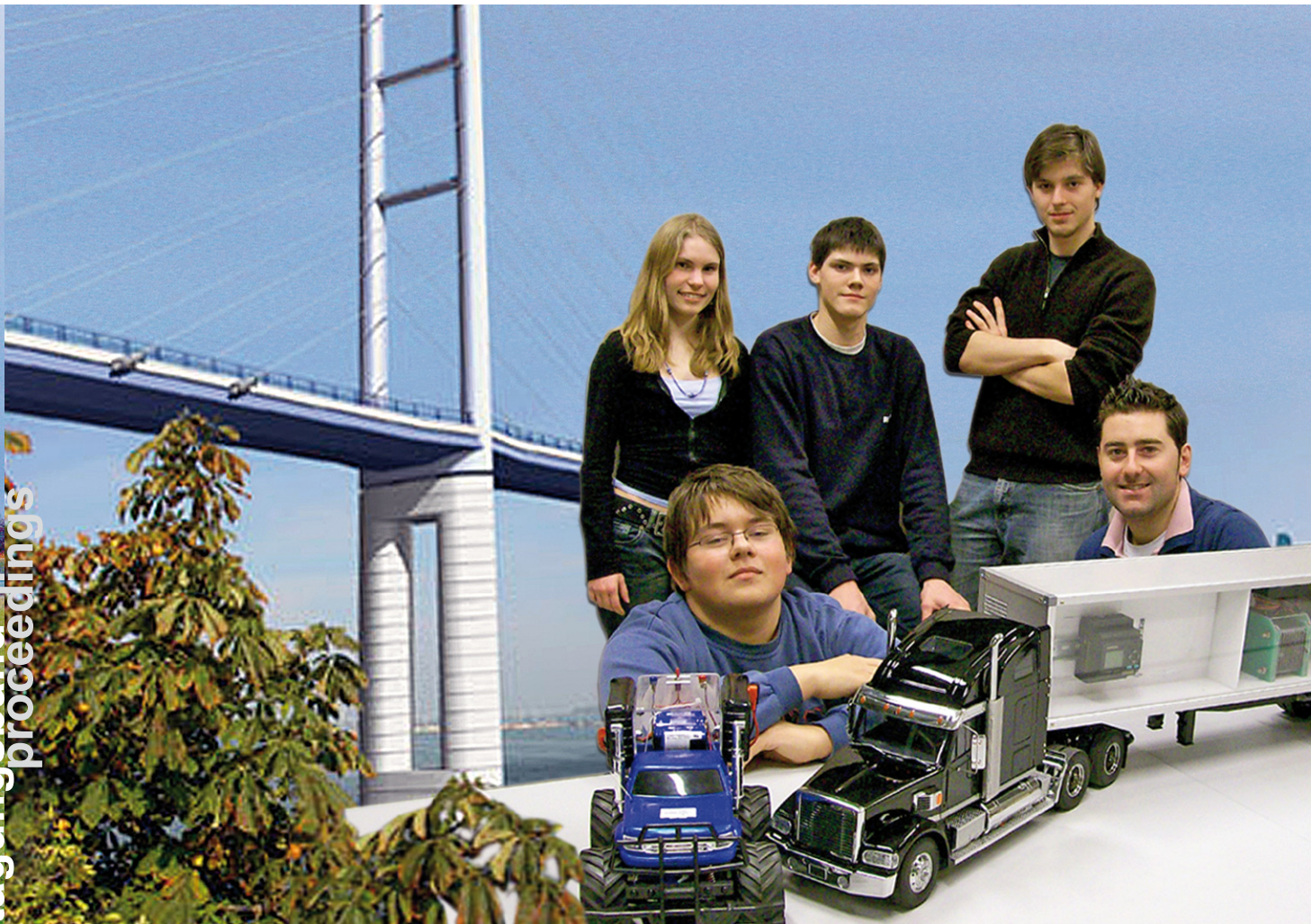




fachhochschule
university of applied sciences
stralsund



tagungsband
proceedings



energie – symposium

symposium

8. – 10. 11. 2007

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstoff-technik

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2007**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

14. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 8.-10. November 2007

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

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

© 2007 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZV

ISBN 3-9809953-6-4

Komitee der Konferenz:
Roberto Dante, Mexiko-City; Jürgen Garcke, Ulm; Viktor Hacker
Graz; Wladyslaw Nowak, Szczecin; Erico Spinadel, Buenos
Aires; Reinhold Wurster, Ottobrunn; sowie Matthias Ahlhaus,
Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz, Stralsund

Kontakt:
Fachhochschule Stralsund
Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
Frau Noster
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund
Tel./Fax: 03831 / 45 67 13 / ...687
E-mail: Ilona.Noster@fh-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
<i>Volker Brüser, Andreas Schmuhl, Henrik Junge, Hans-Michael Körner, Herbert Seus</i> Unterwasserbrennstoffzellen mit flüssigen Reaktanden	6
<i>Fritz Crotogino, Roland Hamelmann</i> Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots	11
<i>Andreas Dengel, Torsten Brinkmann, Wulf Clemens, L. G. J.(Bert) de Haart, Björn Hoting</i> Aufbereitung von Schwachgasen zum Einsatz in Brennstoffzellen	18
<i>Andreas Dengel</i> Druckluftstabilisierung eines stillgelegten Salzbergwerkes mit paralleler Nutzung als Energiespeicher	28
<i>Jacek Elias, Ryszard Jopp, Henryk Niezgoda</i> Wind- und Wasserkraft im Flachland	29
<i>Florencio Gamallo, Thomas Luschetz, Ortrud Luschetz, Christian Sponholz, Andreas Miede, Jochen Lehmann</i> Wind power stabilization by means of water electrolysis	34
<i>Jürgen Garcke</i> Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellen	42
<i>Bodo Groß, Ludger Blum, Andreas Dengel, Heinz-Kurt Dörr, L.G.J.(Bert) de Haar, Klaus Kimmerle, Roland Peters</i> Betrieb einer SOFC mit Grubengas – Fazit des dreijährigen Pilotprojekts	55
<i>Roland Hamelmann</i> Wasserstoff aus Windenergie	60
<i>Matthias Jahn, Eberhard Friedrich, Karin Jobst</i> Effiziente Bereitstellung von Strom- und Wärme aus Biomasse durch Kopplung des Fermentationsprozesses mit der Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC)	62
<i>Henrik Junge, Andreas Schmuhl, Volker Brüser, Man-Kin Tse</i> Brennstoffzellen mit flüssigen Reaktanden – Entwicklung platinfreier Katalysatoren	67
<i>Christian Machens</i> The Marine Hydrogen and Fuel Cell Association	72

<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Erkenntnisse aus der Betriebsführung einer 400 W _p Solar-Stirling-Anlage	76
<i>Michael Nelles, Dirk Banemann, Nils Engler, Thomas Fritz, Dietmar Ramhold</i> Praxisbetrieb von Technikumsanlagen zur Biogaspotenzialbestimmung gemäß VDI-Richtlinie 4630	84
<i>Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel</i> Energienutzung aus Sonnenkollektoren in Polen	91
<i>Ulrich Plantikow, Jochen Lehmann, Rainer Huß</i> An improved seawater desalination plant as a selfstoring part of a sustainable island supply for electricity	98
<i>Mathias Schlegel, Norbert Kanswohl, Marcus Vagt</i> Potenzialanalyse fester Biomasse für den Landkreis Demmin	103
<i>Haralt Schöne</i> Was kommt nach dem Öl? Perspektiven einer Energieversorgung der nahen Zukunft	108
<i>Aleksander A. Stachel, Władysław Nowak, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur</i> Improving the Performance of Power Plant by Substituting Water Steam Power Plant for the Binary Power Plant	115
<i>Birgit Steffenhagen, Thomas Luschtinetz, Andreas Mieke</i> Optimierung des Kühlkreislaufes eines PEM-Brennstoffzellensystem	123
<i>Robert Steinberger-Wilckens, Jörg Linnemann, Burak Türker</i> Leichtbaufahrzeug als Markteintrittsstrategie für Brennstoffzellen	132
<i>Varkarak, E.; Zoulia, E.; Tzamali, G.; Lymberopoulos, N.</i> Operation and peration and performance of a wind hydrogen plant	138
<i>Telse Vogel, Mirko Barz, Matthias Ahlhaus</i> Ein kombiniertes Trocken-Nassfermentationsverfahren zur Produktion von Biogas auf der Basis nachwachsender Rohstoffe	144
<i>Michał Zeńczak</i> Short-Circuit Power in Substations and Distributed Generation	148
<i>Wojciech Zeńczak</i> Stand und Perspektiven der Anwendung der Solarenergie auf Schiffen	154

V o r w o r t

Das wichtigste Ereignis hinsichtlich des Klimaschutzes im vergangenen Jahr war wohl die Veröffentlichung des IPCC-Berichtes. In ihm wird die globale Erwärmung eindeutig auf vom Menschen ausgehende Einwirkungen zurückgeführt. Eine der Hauptaussagen des Berichtes dreht sich um die Grenze der Erwärmung von 2 K, bei deren Überschreitung schwerwiegende und irreversible Schäden eintreten werden. Wir haben es gehört und gelesen, jeder weiß, dass das Verhängnis seinen Lauf nimmt, in diesem Jahrhundert, zumindest unsere Enkel werden es zu spüren bekommen. Doch wie zäh gestaltet sich der Anlauf verstärkter Gegenmaßnahmen! Die Initiative der Bundeskanzlerin, den Klimaschutz als einen Punkt auf die Tagesordnung des Heiligendammer G8-Treffens zu setzen, hat zu nicht eben fulminanten Ergebnissen geführt. Die G8-Staaten wollen bis 2050 die Emissionen von Treibhausgasen gegenüber 1990 auf die Hälfte vermindern. Die Schwellenländer sollen in diese Bemühungen einbezogen werden. – So großartig diese Zahl ist, es wird nicht ausreichen, das Schlimmste abzuwenden. So richtig es ist, die Länder mit dem am stärksten steigenden Energieverbrauch auch in die Pflicht nehmen zu wollen, auf sie zu warten, bevor eigene Anstrengungen verstärkt werden, das kann es doch nicht sein!

Um so stärker wiegen die Bemühungen an der Basis, die Aktivitäten von unten, wie die Erfolge der Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern in ihrem 5-jährigen Bestehen, die Einrichtung einer Eigenversorgung mit regenerativer Energie für die Stadt Dardesheim (Windpark Druiberg, Sachsen-Anhalt) oder auch die Entwicklungen in der Uckermark, um nur ganz wenige Beispiele zu nennen.

Das Stralsunder Energiesymposium, das nunmehr seit 15 Jahren die Akteure auf den Gebieten der regenerativen Energien und des Energieträgers Wasserstoff zu Erfahrungsaustausch und Projektdiskussionen zusammenführt, hält sich zugute, in der territorialen Umgebung Stralsunds und seiner Fachhochschule dank kontinuierlicher Einwirkung die Nutzung sauberer Energien mit vorangebracht zu haben. Dafür möchten sich die Organisatoren an dieser Stelle herzlich bei allen Teilnehmern, Vortragenden und Sponsoren bedanken!

Mögen unser aller vergleichsweise bescheidenen Bemühungen zur Erhaltung der Umwelt beitragen und immer wieder als Vorbild für weitere Projekte dienen!

In diesem Sinne wünschen wir allen Teilnehmern ein interessantes Symposium 2007!

Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz

UNTERWASSERBRENNSTOFFZELLEN MIT FLÜSSIGEN REAKTANDEN

Andreas Schmuhl¹, Volker Brüser², Henrik Junge³, Hans-Michael Körner⁴, Herbert Seus⁵

¹AMT Analysenmesstechnik GmbH, Joachim-Jungius Str. 9, 18059 Rostock

²Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e. V., Felix-Hausdorff-Straße 2, 17489 Greifswald
brueser@inp-greifswald.de

³Leibniz-Institut für Katalyse e. V. an der Universität Rostock, A.-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock

⁴Energietechnik-Elektronik GmbH, Hansestraße 9, 18182 Bentwisch

⁵H. Seus GmbH & Co. Kältetechnik KG, Ernst-Heinkel-Straße 3, 18299 Laage-Kroonskamp

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, flüssige Reaktanten, Meerestechnik

Zusammenfassung: Es wurde ein Brennstoffzellensystem mit Wasserstoffperoxid als Oxidations- und Ameisensäure als Reduktionsmittel für den Unterwassereinsatz in der Meerestechnik entwickelt. Für die Brennstoffzelle sowie für den Katalysator wurden neue an die Reaktanten angepasste Materialien eingesetzt. Das System wurde ähnlichen Bedingungen, wie sie in großen Meerestiefen herrschen, erfolgreich getestet.

1. Einführung

Für die Energieerzeugung mit PEM-Brennstoffzellen werden in der Regel die gasförmigen Reaktanten Luft und Wasserstoff bzw. in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen auf der Anodenseite Methanol verwendet.

Neuere Untersuchungen zeigen jedoch, dass in verschiedenen Fällen der Ersatz der gasförmigen Reaktanten durch eine wässrige Wasserstoffperoxidlösung auf der Kathodenseite und Ameisensäure auf der Anodenseite Vorteile bietet. So entfällt durch den Einsatz von flüssigen Reaktanten das aufwendige Wassermanagement, die Gefahr von Knallgasexplosionen aufgrund von Undichtigkeiten wird verhindert und partielle Überhitzungen auf der Membran infolge inhomogener Temperaturverteilung können vermieden werden.

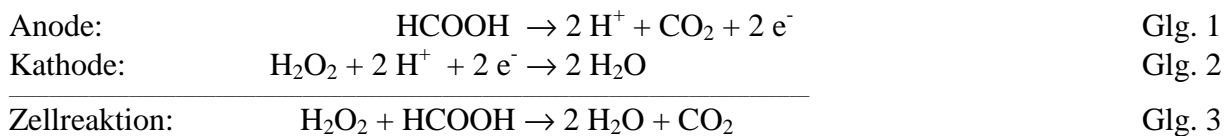
Andere Vorteile sind: preiswerte Herstellung, lange Lebensdauer und geringe Wartung. Dadurch eignen sich Brennstoffzellensysteme mit flüssigen Reaktanten besonders für den Einsatz als Stromversorgungssysteme für autarke Messstationen (im Gebirge, auf hoher See) oder für von der Außenluft unabhängige Versorgungsstationen, wie Unterwasserenergieversorgung für stationäre Messsonden, Antrieb für unbemannte oder bemannte Unterwasserfahrzeuge.

2. Entwicklung der Unterwasserbrennstoffzelle

Ein erster Prototyp einer druckneutralen Unterwasserbrennstoffzelle mit flüssigem Brennstoff und flüssiger Oxidanz (Liquid Reactant Fuel Cell - LRFC) wurde in einem gemeinsamen Projekt entwickelt. Das vom Bundeswirtschaftsministerium (AiF, PRO INNO) geförderte Projekt wurde gemeinsam von den Firmen AMT GmbH (MEAs, Stack), Enitech GmbH (Elektronik, Housing), Seus GmbH & Co. KG (Fließsysteme) sowie von den Leibniz-Instituten LIKAT Rostock (Katalysatorsynthese) und INP Greifswald (Katalysatorbehandlung) bearbeitet.

Das Ziel der Zusammenarbeit war, eine innovative, druckstabile und wartungsarme Unterwasserbrennstoffzelle als Energiequelle für verschiedene Zwecke (z. B. Unterwasser-sonden) bei niedrigen Umgebungstemperaturen zu entwickeln. Der erste Prototyp eines Energieversorgungssystems bestand aus einem Brennstoffzellen-Stack, zwei flexiblen Tanks für die flüssigen Reaktanten und energiesparenden Pumpen. Als Brennstoff wurde Ameisensäure und als Oxidanz Wasserstoffperoxid verwendet. Bei laufendem Betrieb der Zelle finden die in den Gleichungen 1 bis 3 aufgeführten Reaktionen statt.

Für den Stack sowie für die Katalysatoren auf beiden Seiten der MEA wurden zahlreiche neue Materialien eingesetzt. Um einen wartungsarmen Betrieb zu gewährleisten, mussten auf der Wasserstoffperoxidseite der Brennstoffzelle bestimmte Voraussetzungen getroffen werden. Es sollten keine leicht oxidierbaren Materialien, keine Stoffe und Zusätze, die eine chemische Zersetzung des Wasserstoffperoxids katalysieren können verwendet werden. Durch die Eigenzersetzung des H_2O_2 entsteht Wasser und O_2 . Der Katalysator darf sich in Kontakt mit Wasserstoffperoxid nicht verändern. Die Konzentration des H_2O_2 sollte im Bereich 2-15 % liegen. Bei der Entwicklung der Brennstoffzelle mit Wasserstoffperoxid als Oxidanz wurde auf die Verwendung des preisintensiven Platins verzichtet und stattdessen ein Gemisch aus Kohlenstoff und einer rutheniumorganischen Verbindung der allgemeinen Formel in Abbildung 1 als Katalysator eingesetzt. Dabei wurde der Katalysator durch eine Behandlung in einem Niedertemperaturplasma auf dem Kohlenstoffträger fixiert und aktiviert. Durch die Plasmabehandlung konnte das Ablösen und Auswaschen des Katalysators während des Betriebes der Brennstoffzelle erfolgreich verhindert werden. Darüber hinaus besitzen die verwendeten Katalysatorsysteme eine geringere chemische Zersetzungsaktivität gegenüber Wasserstoffperoxid als Platin wodurch eine deutlich bessere Auslastung des Oxidanz gewährleistet wird.



Gleichungen 1 bis 3: Elektrodenreaktionen und Zellreaktion einer Ameisensäure/Wasserstoffperoxid-Brennstoffzelle

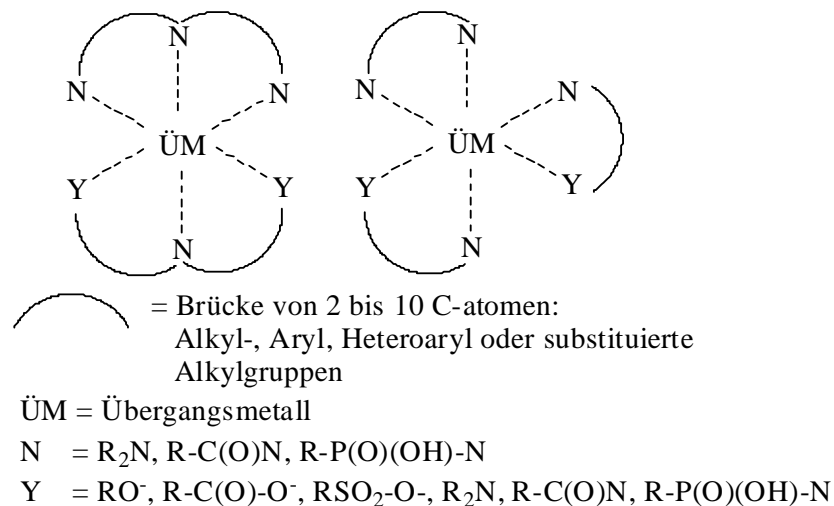


Abb. 1 Katalysator für die Kathodenreaktion

Für den Unterwassereinsatz wurde der Brennstoffzellenstack in eine Form mit elektrisch nichtleitender, flexibler Zweikomponenten-Vergussmasse eingegossen (Abb. 2). Dadurch ist ein druckneutraler Betrieb möglich, d.h., es ist kein druckstabiles Gefäß notwendig, das den Stack schützen müsste, sondern der Wasserdruck kann direkt auf die Form und die anderen Bauteile der Peripherie, Elektronik, Pumpen und Tanks einwirken. Durch den Verzicht auf ein druckstabiles Gefäß vergrößert sich die gravimetrische Energiedichte erheblich.

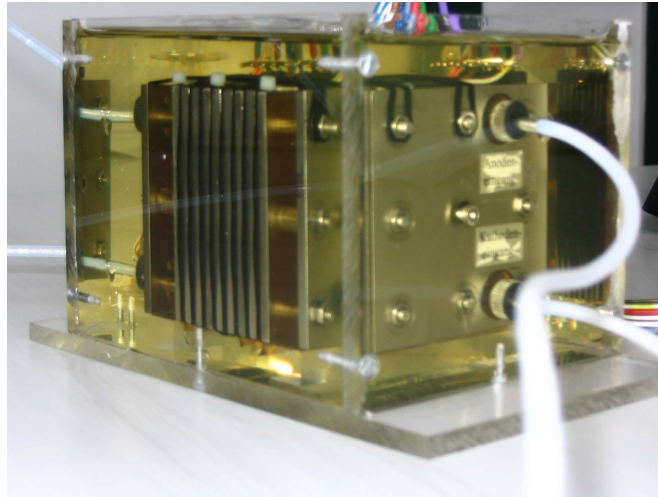


Abb. 2 Brennstoffzellenstack, 8-Zeller, eingegossen für den druckneutralen Betrieb

3. Brennstoffzellentests

Zunächst wurden an einem 3-Zellenstack Leistungsmessungen durchgeführt. In Abbildung 3 ist die Leistung des Stacks bei Raumtemperatur und Normaldruck dargestellt. Der maximale Stromfluss für diesen Prototyp-Stack betrug nahezu 2 Ampere.

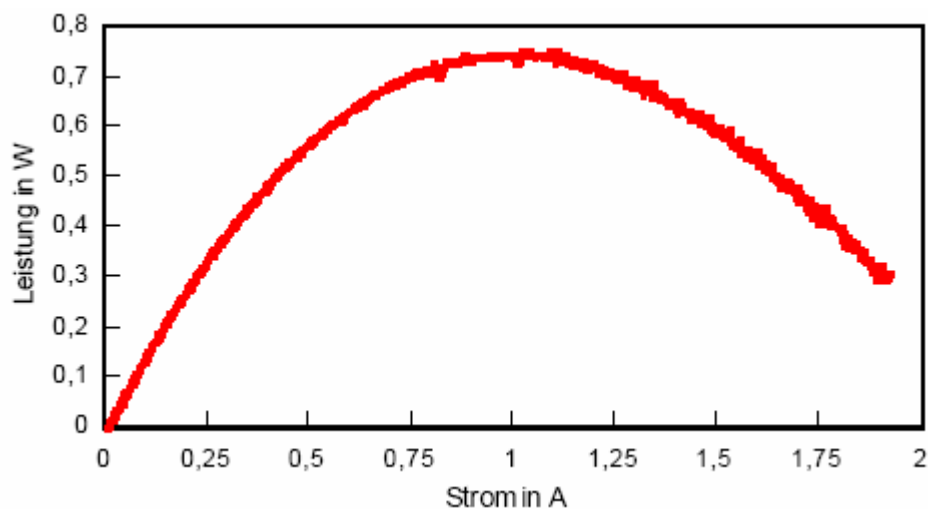


Abb.3: I/P-Kennlinie einer Wasserstoffperoxid/Ameisensäure-Brennstoffzelle (3-Zeller) bei Raumtemperatur und Normaldruck Konzentration H_2O_2 : 15 %, Konzentration HCOOH : 10 %

Um die Tauglichkeit für den Unterwassereinsatz zu prüfen, wurde das Brennstoffzellensystem in einer Druckkammer betrieben (Abb. 4). Die Bedingungen wurden so gewählt, dass der Druck in einem Meerestiefenbereich von 500 bis 6000 m simuliert wurde. Bei diesen Versuchen wurde die gesamte Peripherie des Brennstoffzellensystems dem jeweiligen Druck ausgesetzt (Abb. 5). Weiterhin wurde die Temperatur auf 6 bis 8 °C abgesenkt um auch hier den Unterwasserbedingungen nahe zu kommen.

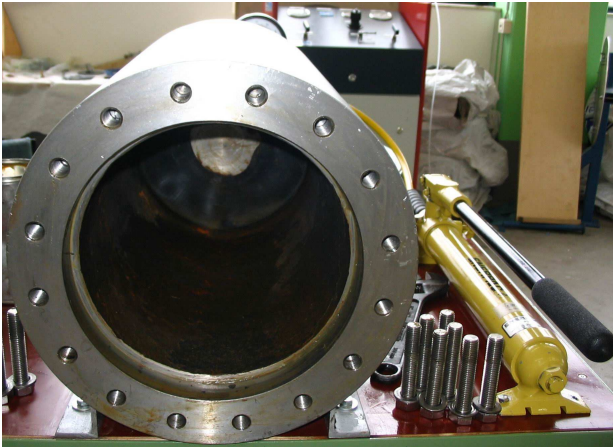


Abb. 4 Druckgefäß

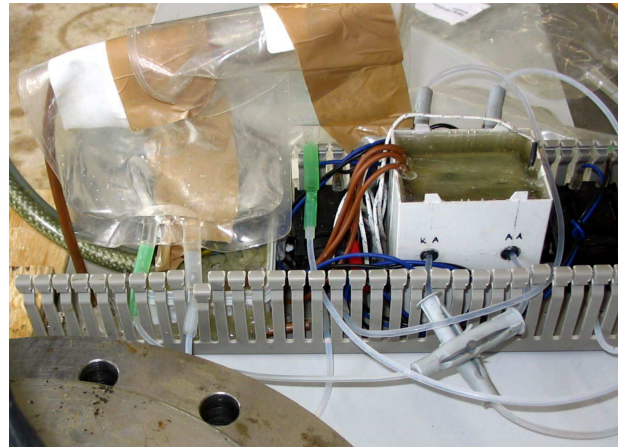


Abb. 5 Teile der Peripherie (Tanks und Stack)

Die Messungen ergaben, dass mit steigendem Druck die Leistung und die maximal erreichbare Stromstärke zunehmen (Abb. 6). Insgesamt wurden jedoch kleinere Werte als unter Normalbedingungen gemessen (vergleiche Abb. 5 und 6). Der Grund liegt hier in der geringeren Temperatur.

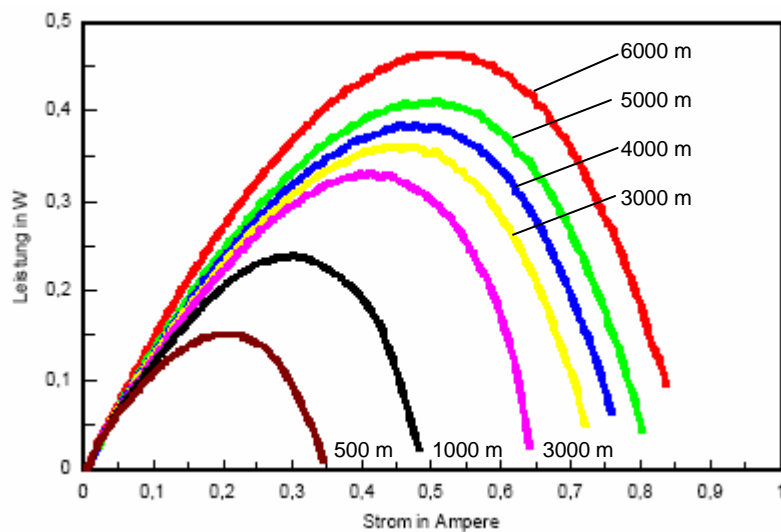


Abb.6: I/P-Kennlinie einer Wasserstoffperoxid/Ameisensäure-Brennstoffzelle (3-Zeller) bei verschiedenen den angegebenen Wassertiefen entsprechenden Drücken; Temperatur: 6..8 °C

4. Ausblick

Die erfolgreiche Entwicklung zum Brennstoffzellensystem unter Verwendung flüssiger Reaktanten wurde weitergeführt. Basierend auf den gewonnenen Erfahrungen wurde ein Funktionsmuster eines Energieversorgungssystems mit einem 8 Zeller aufgebaut (Abb. 7). Mit diesem System konnten Leistungen von 4 W unter Normalbedingungen erzeugt werden.

Damit konnte gezeigt werden, dass ein Brennstoffzellensystem mit Ameisensäure und Wasserstoffperoxid für den Einsatz als Energieversorgung z.B. für Unterwasserplattformen in der Meerestechnik geeignet ist.

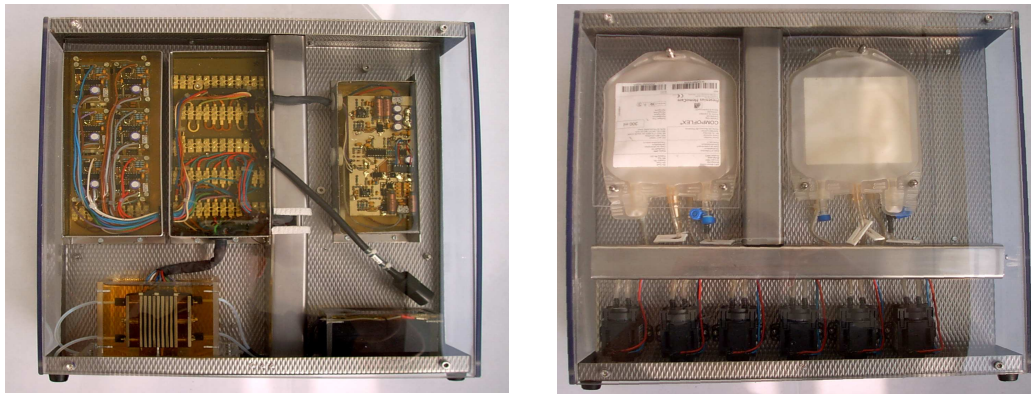


Abb. 7 Vor- und Rückseite eines Prototypen eines Energieversorgungssystems

Merkmale einer Flüssig-Flüssig-Brennstoffzelle:

- zuverlässiger und sicherer als herkömmliche H₂/O₂-PEM-Brennstoffzellen
- innovative Katalysatoren für MEAs mit niedrigem Edelmetallgehalt
- keine Druckkompensation bei Tiefseeanwendungen nötig durch druckneutrales Design
- kommt ohne teure Drucktanks für Sauerstoff und Wasserstoff aus
- geringeres Gewicht und technisch einfacher als H₂/O₂-PEM-Brennstoffzellen
-

Vorläufige technische Daten des Prototyps:

- Brennstoff: Ameisensäure, Oxidanz: Wasserstoffperoxid
- Katalysatoren: vorbehandelte Makrozykla/Kohle- und Edelmetall/Kohle-Gemische
- Druckbereich: 0...6.000 dbar
- Alle Bauteile druckneutral vergossen mit flexiblen Materialien
- Temperaturbereich: 2...70°C
- Leistung: bis zu 75 mW/cm² mit niedrigen Katalysatorbelegungen
- Gesamtleistungsbereich nach Kundenwunsch
- Abmessungen des Gesamtsystems variabel je nach Auslegung

Patente:

- DE 103 24 200 A1
- DE 103 24 201 A1
- DE 10 2005 015 572
- DE 10 2005 033 938

Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots

F. Crotogino und R.Hamelmann

*KBB Underground Technologies GmbH, Baumschulenallee 16, D-30625 Hannover, und
Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie,
Fachhochschule Lübeck, Mönkhofener Weg 239, 23562 Lübeck,*

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Speicherung, Salzkaverne, Windenergie, BTL

Zusammenfassung

Der zunehmende Anteil fluktuierender Windenergieerzeugung erfordert mittel- bis langfristig den Einsatz von Energiespeichern im Netzmaßstab. Die derzeitige Diskussion konzentriert sich weitgehend auf Druckluftspeicherkraftwerke, deren Speicherkapazität jedoch begrenzt ist, was die Anwendung auf Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen und auf Stromhandel begrenzt.

Der Beitrag befasst sich deshalb mit Auslegung, Stand der Technik und Speicherkapazität von Wasserstoff-Salzkavernen aus Sicht der Untertagespeichertechnik. Untertägige Wasserstoffspeicher ermöglichen eine wesentlich größere Speicherkapazität bei allerdings schlechterem Wirkungsgrad bei Rückverstromung. Dennoch eröffnen sich hiermit neue Perspektiven z.B. bei der Reduzierung des Bedarfs an fossilen Schattenkraftwerken, die als Backup für Windkraftwerke benötigt werden wie auch bei dem Einsatz von Wasserstoff aus Windenergie bei der Biokraftstoff-Produktion.

1 Einleitung

Die zukünftige Energieversorgung ist u.a. gekennzeichnet durch die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energie beispielsweise über Nutzung fluktuierender Windenergie zur Stromerzeugung oder Umwandlung von Biomasse in Kraftstoff für den Straßenverkehr.

Die in den nächsten Jahrzehnten erwarteten Anteile dieser neuen Energieträger von 20 % und darüber erfordern eine umfassende Anpassung der erforderlichen Versorgungs-Infrastruktur. Dies betrifft auch erzeugernahe Speicher großer Kapazität zum Ausgleich saisonaler oder auch kurzfristiger Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch.

Die derzeitige Diskussion zum Thema *Speicher zum Ausgleich fluktuierender Windenergie* konzentriert sich weitgehend auf die Option *Druckluftspeicher*. Hierbei wird oft übersehen, dass die volumenbezogene Energiedichte im Vergleich zu Erdgas z.B. sehr gering ist und der Einsatz von Druckluftspeichern deshalb eher auf den kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen beschränkt sein wird. Die Speicherung elektrischer Energie über den Umweg *Speicherung von gasförmigem Wasserstoff im geologischen Untergrund* erlaubt dagegen eine um zwei Größenordnungen höhere Energiedichte und stellt damit aus Kapazitätsgründen die einzige Speicheroption dar, die allein einen mehr als den kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch erlaubt. Die mit der Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff verbundenen Umwandlungsverluste rechtfertigen nicht, auf diese Option von vornherein zu verzichten.

Bei der zukünftigen *Kraftstoffversorgung aus Biomasse* werden insbesondere in Deutschland hohe Erwartungen in das BTL (biomass to liquid) Verfahren gesetzt. Der Hektarertrag dieses Verfahrens kann fast verdoppelt werden, wenn dem Prozess extern erzeugter Wasserstoff zugefügt werden kann. Hier bietet sich die Nutzung von Windenergie zur Wasserstoff-Erzeugung über Elektrolyse an, wenn in Zeiten hohen Aufkommens und geringer Last im Stromnetz überschüssige Windenergie zur Verfügung steht. Voraussetzung für die Realisierung dieses Konzeptes wären ebenfalls große Wasserstoffspeicher.

Ein weiteres Motiv für die Beschäftigung mit der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund ergibt sich aus dem starken Zuwachs an Wasserstoff – 10 bis 15 % p.a. in den USA - im Raffineriebereich. In den USA wird derzeit die zweite Wasserstoff-Speicherkaverne in Betrieb genommen, weitere Kavernen befinden sich in der Planungsphase.

Ziel dieses Beitrags ist deshalb, die technischen und auch ökonomischen Randbedingungen bei der Auslegung und dem Betrieb eines Wasserstoffspeichers im geologischen Untergrund speziell aus Sicht der Untertagespeichertechnik darzustellen. Dies erlaubt wiederum belastbare Angaben zu Möglichkeiten und auch zu Grenzen der Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und zu den Kosten für nachfolgende energiewirtschaftliche Betrachtungen zur Verfügung. Ein Beispiel hierfür sei die Studie zur *Dämpfung der Netzbelastung durch Wasserstoffsystem*, die kürzlich an der FH Lübeck unter Leitung von Roland Hamelmann für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein erarbeitet wurde und in der die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen eine wichtige Rolle spielt, genannt [1].

2 Gasspeicherung im geologischen Untergrund

2.1 Erdgasspeicherung als Vorbild

Die Speicherung von Erdgas in ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten, in Aquiferformationen und in künstlich erstellten Salzkavernen stellt ein wichtiges Element der Erdgasversorgung in Industrieländern dar, die über geeignete geologische Formationen verfügen. In Deutschland z.B. lagern über 20 % des jährlichen Verbrauchs in Untertagespeichern.

Untertagespeicher ermöglichen eine hohe Speicherdichte wegen hoher Betriebsdrücke von bis zu 200 bar und darüber;

- eine sehr hohe Speicherkapazität, wegen der großen Dimensionen der Lagerstätten und des geringen Bedarfs an obertägigen Flächen;
- eine hohe Sicherheit gegen unbeabsichtigtes Austreten von Gas, da im Fall von Porenspeichern die betreffenden Gaslagerstätten bereits über Jahrtausende die Dichtheit nachgewiesen haben und da im Fall von Salzkavernen Salzgestein eine extrem hohe Dichtheit gewährleistet;



- Erstellungs- und Betriebskosten pro Speichervolumen, die bei großen Kapazitäten weit unter denen obertägiger Druckbehälter liegen.

Erdgasspeicher werden als saisonaler und als strategischer Speicher sowie zum Abdecken von Verbrauchsspitzen genutzt.

Bei der untertägigen Wasserstoffspeicherung kann auf eine über 30-jährige Erfahrung mit Planung und Betrieb von Erdgasspeichern zurückgegriffen werden; die Auslegung von Erdgas- bzw. Wasserstoffspeichern unterscheidet sich nur geringfügig. Abb. 2 zeigt typische Erdgaskavernen in einem norddeutschen Salzstock.

Abbildung 1: Salzkavernen zur HD-Erdgasspeicherung

2.2 Wasserstoffspeicherung

2.2.1 Besonderheiten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas

KOMPRESSIONSARBEIT: Wasserstoff besitzt mit 2 g/mol ein im Vergleich zu Methan (16 g/mol) und Luft (29 g/mol) sehr niedriges Molekulargewicht. Hieraus resultiert ein im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas etwa 8-fach höherer Aufwand für die Kompression.

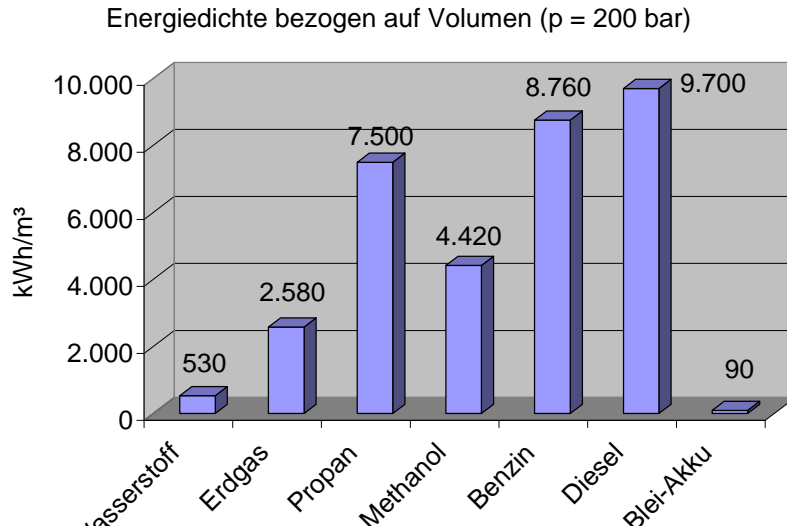


Abbildung 2: Volumetrische Energiedichte versch. Energieträger

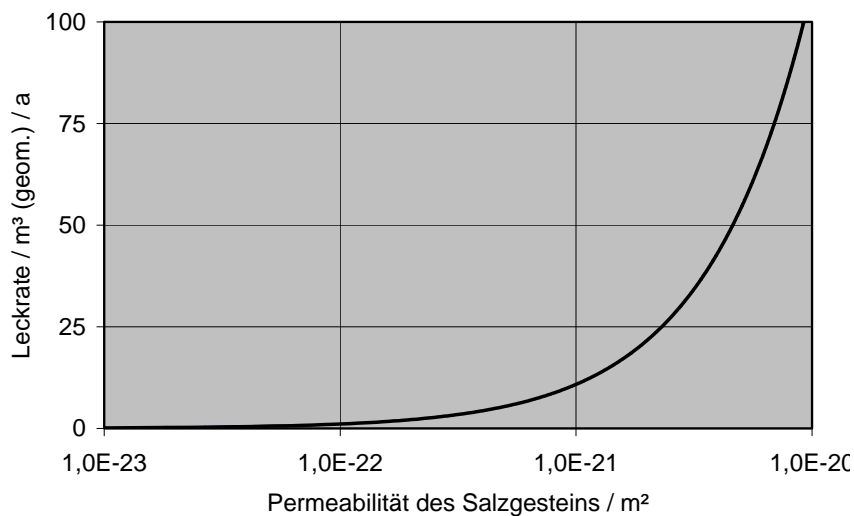


Abbildung 3 Rechnerische Leckrate einer Wasserstoffkaverne als Funktion der Salzpermeabilität

einer überschlägigen, theoretischen Abschätzung der Leckagerate bei einer Wasserstoffkaverne unter 100 m^3 (geom.) p.a.. Tests an einer Wasserstoffkaverne in den USA ergaben eine Verlustrate von ca. 70 m^3 (geom) p.a. [3]. D.h., die Größenordnungen stimmen überein. Unter Annahme eines typischen Kavernenvolumens von $500\,000 \text{ m}^3$ ergibt sich damit ein extrem geringer Verlust von nur etwa $0,015 \%$ p.a.

ENERGIEDICHTE: Wasserstoff verfügt über eine hohe Massen-bezogene Energiedichte; für die Speicherung entscheidend ist allerdings die Volumen-bezogene Energiedichte (s. Abb. 2), die im Vergleich zu Erdgas¹ um etwa den Faktor 5 geringer ist.

MOBILITÄT: Wasserstoff ist bekannt für seine hohe Mobilität und das damit verbundene Risiko von Leckverlusten aufgrund des sehr geringen Moleküldurchmessers. Hieraus resultieren die niedrige Viskosität und die hohe Diffusionskonstante. Bei der Abschätzung möglicher Wasserstoff-Leckverluste in einer Salzkaverne unter hohem Druck kann auf umfangreiche Messdaten aus Permeationsversuchen mit Helium² an Bohrungen im Salzgestein zurück gegriffen werden [2]; die Permeabilität unverritzten Salzgesteins ist mit Werten von $K = 10^{-21}$ bis 10^{-23} m^2 extrem gering; das Salzgestein kann damit auch für Wasserstoff als *technisch dicht* bezeichnet werden.

Abb. 3 zeigt das Ergebnis

¹ Die Angaben für Gase beziehen sich auf einen maximalen Speicherdruck von 200 bar und auf den Brennwert

² Da das Heliumatom ebenfalls einen extrem geringen Durchmesser hat, kann von Messungen an Helium auf das Verhalten bei Wasserstoff geschlossen werden.

2.2.2 Salzkavernen - die optimale Speicheroption für Wasserstoff

Erdgas wird vorrangig (60 % Anteil in Deutschland) in *ausgeförderten Öl- oder Erdgaslagerstätten* gelagert. Es bleibt zu untersuchen, ob diese Variante für die zukünftige Wasserstoffspeicherung infrage kommt, da der Wasserstoff mit Kohlenwasserstoffrestanteilen verunreinigt würde. *Aquiferformationen* (30 % Anteil) spielen derzeit bei Neubauten nur eine unter geordnete Rolle; Gründe sind Mangel an geeigneten Lokationen und hohes Explorationsrisiko.

Damit konzentriert sich die Diskussion auf die Option *Salzkaverne*; Vorteile sind die Möglichkeit hoher Ein- und Auslagerungsraten, häufiger Umschläge und eines geringen Kissengasanteils³; hiermit wird der bei Erreichen des Mindestdrucks in der Kaverne verbleibende Gasanteil im Gegensatz zu dem nutzbaren Arbeitsgasanteil bezeichnet. Dies ist gerade bei der Wasserstoffspeicherung wegen der hohen Kosten für das Produkt ein entscheidender Vorteil. Nachteile sind die Notwendigkeit, den Hohlraum erstellen zu müssen, was neben den Kosten mit einem Zeitaufwand von mehreren Jahren und der Notwendigkeit der umweltverträglichen Entsorgung großer Solevolumina verbunden ist.

2.2.3 Auslegung einer Wasserstoffkaverne

Voraussetzung für die Errichtung einer Speicherkaverne ist die Verfügbarkeit einer geeigneten Salzlagerstätte (geeignete Teufenlage und Mächtigkeit, geringer Anteil unlöslicher Bestandteile, Möglichkeit der Ableitung der Sole).

Im Rahmen der *gebirgsmechanischen Auslegung* werden vor allem Teufenlage, Geometrie und Betriebsdrücke festgelegt.

Die zulässigen Betriebsdrücke⁴ können in erster Näherung wie folgt abgeschätzt werden:

$$p_{\max} = 0,18 * l_{rs}$$

$$p_{\min} = p_{\max} / 3$$

Bei einer Rohrschuhteufe von $l_{rs} = 1\,000\text{ m}$ ergeben sich damit Drücke von $p_{\max} = 180$ bzw. $p_{\min} = 60$ bar. Ein Hohlraumvolumen von $500\,000\text{ m}^3$ kann damit eine nutzbare Gasgasmasse von $m_{H_2} = 4\,850\,000\text{ kg}$ ⁵ speichern.

2.2.4 Stand der Technik

Bei der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund kann auf langjährige praktische Erfahrung zurückgegriffen werden. Vor der Einführung von Erdgas wurde vielfach Stadtgas über Pipelines und unter erfolgreicher Einbindung von Untertagespeichern verteilt. Stadtgas besteht zu über 50 % aus Wasserstoff.

Reiner Wasserstoff als Rohstoff für die chemische und petrochemische Industrie wird seit vielen Jahren erfolgreich in Salzkavernen sowohl in Teesside (SABIC EUROPE), Großbritannien, und in Texas, USA, gespeichert. Die 4 Kavernen in Teesside liegen in einer geringen Teufe von ca. 350 m und bei einem geringen Volumen von knapp $70\,000\text{ m}^3$. Wegen der ungünstigen geologischen Verhältnisse erfolgt der Speicherbetrieb nicht wie üblich über Kompression und Entspannung, sondern über Soleverdrängung bei konstantem Druck von ca. 45 bar aus einem obertägigen Becken [4].

Die beiden Kavernen in den USA (ConocoPhillips und Praxair) entsprechen hinsichtlich Teufenlage und Volumen typischen Speicherkavernen in norddeutschen Salzdomen. Das Volumen der Praxair-

³ Bei Porenspeichern beträgt der Kissengasanteil ca. 50%, bei Kavernen ca. 30%

⁴ Drücke in bar; l_{rs} bedeutet Teufe des Rohrschuhs der innersten zementierten Verrohrung

⁵ Dies entspricht der Energie, die 12 WEA der 5 MW Klasse innerhalb 1 Jahr erzeugen

Kaverne beträgt 580 000 m³ bei einer Dachteufe von 850 m. Der nutzbare Anteil des gespeicherten Wasserstoffs beträgt 2 520 000 kg [5].

3 Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne im Vergleich

Für die Speicherung elektrischer Energie im Übertragungsnetz-Maßstab (mehrere 100 Megawatt bis mehrere Gigawatt über Stunden bis Tage) stehen grundsätzlich drei Verfahren zur Verfügung:

I. *Hydraulische Pumpspeicher-Kraftwerke*: Stand der Technik, hoher Wirkungsgrad, kein Potential für Zubau mangels verfügbarer Lokationen.

II. *Adiabate⁶ Druckluftspeicher-Kraftwerke*: Adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerke mit integriertem Wärmespeicher in der konkreten Entwicklung, hoher Wirkungsgrad, gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich.

III. *Wasserstoff-Speicher (in Zusammenhang mit Elektrolyse und Rückverstromung oder Nutzung als Rohstoff)*: Wasserstoffspeicher im geologischen Untergrund Stand der Technik; hohe Energiedichte pro Volumen, da Speicherung chemisch und nicht mechanisch; gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich; geringer Wirkungsgrad bei Rückverstromung.

Die derzeitige Diskussion fokussiert auf die Option *adiabate Druckluftspeicherung*. Die Option *Wasserstoffspeicherung* findet dagegen so gut wie keine Unterstützung, da der Wirkungsgrad bei Rückverstromung wesentlich geringer ist. Bei der Beurteilung eines geeigneten Speichers spielen aber abhängig von der Anwendung auch andere Kriterien eine Rolle wie z.B. die erreichbare Speicherkapazität. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die erreichbare volumenbezogene Speicherkapazität für die drei Optionen:

Tabelle 1: Speicherbare Energie pro Volumen und Wirkungsgrad η bei Rückverstromung

	KWH / M ³	η	ANNAHMEN
Pumpspeicher	0,7	0,8	Fallhöhe 300 m
Druckluftspeicher (adiabat)	2,7	0,7	Druckspiel 20 bar
Wasserstoffspeicher	410 ⁷	0,3	Druckspiel 144 bar

Die Tabelle zeigt, dass die volumenbezogene Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne um über 2 Größenordnungen höher als die der beiden anderen Varianten ist. Das geringe Druckspiel für den Druckluftspeicher resultiert aus den besonderen Anforderungen an die Teufenlage und die Auslegung des Wärmespeichers.

Bezieht man diese spezifischen Speicherkapazitäten auf realistische Speichervolumina realisierter Anlagen, so ergibt sich folgendes Bild, siehe Tabelle 2:

Tabelle 2: Speicherbare Energie für Modell-Speicher mit jeweils 3.000.000 m³ Volumen

PUMPSPEICHER	1.970 MWh	2 GWh
DRUCKLUFTSPEICHER	8.150 MWh	8 GWh
WASSERSTOFFSPEICHER	1.230.000	1,2 GWh

Als Speichervolumen wurde einheitlich ein Wert von 3 Mio. m³ angenommen. Zum Vergleich: Das größte und modernste deutsche Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal verfügt über ein geometri-

6 konventionelle diabate Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke (z.B. Huntorf) benötigen fossilen Brennstoff bei der Stromerzeugung, da die Energieverluste bei der Kühlung der komprimierten Luft kompensiert werden müssen. Die Planungen für zukünftige Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland basieren deshalb auf der adiabate Variante.

7 Bezogen auf Brennwert

ches Speichervolumen von ca. 12 Mio. m³, der Erdgas-Kavernenspeicher, Nüttnermoor, einer der großen deutschen Speicher, verfügt über ein geometrisches Volumen von ca. 7,5 Mio. m³.

4 Denkbare Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff-Kavernenspeicher

4.1 Entlastung fossiler Schattenkraftwerke

Abb. 4 zeigt die verschiedenen abgeschätzten Energiemengen bzw. Speicherkapazitäten der 3 Mio. m³ Speicher im Kontext mit der prognostizierten bzw. der tatsächlichen Windenergie-Leistung für einen zufällig ausgewählten Monat im Jahr 2007 im Übertragungsnetz der E.ON Netz AG:

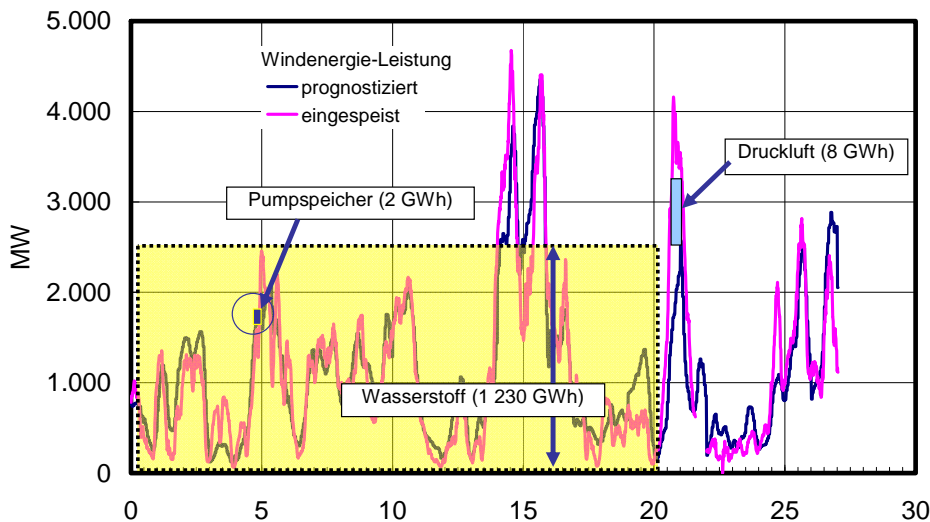


Abbildung 4: Windenergie im Höchstspannungsnetz und Kapazität verschiedener Speicherkraftwerke

Maßstab, aber weit entfernt von einem Ausgleich über Tage. Die Graphik zeigt, dass diese Speichervariante ebenfalls nur für den Ausgleich von Prognoseabweichungen geeignet ist, weniger jedoch zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung in Hinblick auf eine Fahrplanlieferung an den Netzbetreiber.

- Erst der Wasserstoffspeicher verfügt über eine Kapazität, die im gewählten Beispiel die innerhalb des Monats erzeugten Windenergieeinspeisung übertrifft; erst bei Speicherkapazitäten dieser Größenordnung ist an eine längerfristige Vergleichmäßigung der fluktuierenden Windenergie-Leistung zu denken. Hiermit könnte z.B. der Anteil an fossilen Schattenkraftwerken reduziert werden, die als Backup für die Windkraftwerke eingesetzt werden müssen.

4.2 Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie bei der BTL-Produktion

Große deutsche Automobilhersteller wie Volkswagen erwarten mittelfristig eine Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biomasse basierter BTL⁸ Kraftstoffe. So unterstützen VW und Shell die Entwicklung des Choren-BTL-Verfahrens unter dem Produktnamen SUNFUEL. Als Zielvorgabe gilt langfristig ein Anteil des Dieselverbrauchs von 20%.

Der BTL Herstellungsprozess benötigt große Mengen Wasserstoff, der alternativ aus der Biomasse aus dem Prozess gewonnen oder extern zugeführt werden kann. In letzterem Fall erhöht sich der Hektarertrag um fast das Doppelte! [6] In Anbetracht der begrenzten Agrarflächen für die Biomasseerzeugung drängt sich die Idee auf, Wasserstoff aus erneuerbarer (Wind-)Energie zu

⁸ BTL - biomass to liquid

erzeugen - als Ergänzung oder Alternative zur Rückverstromung. Um die fluktuierende Wasserstoffproduktion über Windenergie der kontinuierlichen BTL-Produktion anzupassen, wären Speicher großer Kapazität erforderlich.

Eine grobe Abschätzung der Größenordnungen ergibt folgendes Bild: 20 % des jährlichen Dieserverbrauchs von ca. 30 Mio. m³ ergeben 6 Mio. m³ p.a. BTL Kraftstoff, was einer durchschnittlichen Leistung von etwa 8 GW BTL Output entspricht. Sollte dieser Prozess zukünftig nennenswert von Wasserstoff - produziert aus fluktuierender Windenergie - unterstützt werden, sind küstennahe Untertagespeicher zur Vergleichmäßigung unverzichtbar.

Quellenangaben

- [1] R. Hamelmann: Wasserstoff aus Windenergie; 14. REGWA Symposium 2007
Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
- [2] N. Jockwer: Excavation Damaged Zones in Rock Salt Formations; 6th Conference on the
Mechanical Behavior of Salt; BGR Hannover, Mai, 2007
- [3] PowerPoint Präsentation des Betreibers des H₂-Speichers der CONNOCOPHILLIPS
- [4] persönliche Kommunikation mit dem Betreiber SABIC EUROPE
- [5] C. W. Forsberg: Assessment of Nuclear-Hydrogen; Synergies with Renewable Energy Systems
and Coal Liquefaction Processes; ORNL/TM-2006/114 August 2006
- [6] E. Fjermestad Hagen: Biohydrogen – Prospects in a Transatlantic Perspective; Research &
Technology Seminar 16-08-04

„Aufbereitung von Schwachgasen zum Einsatz in Brennstoffzellen“

T. Brinkmann¹, W. Clemens², A. Dengel³, L. G. J. de Haart⁴, B. Hoting⁵

¹GKSS Forschungszentrum Geesthacht GmbH, Max-Planck-Straße 1, D-21502 Geesthacht

²OTS Ingenieurgesellschaft mbH, Lessingstraße 28, D-66121 Saarbrücken

³STEAG Saar Energie GmbH, St. Johannerstr. 103, D-66115 Saarbrücken

⁴Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

⁵Borsig Membrane Technology GmbH, Egelstraße 21, D-13507 Berlin

Schlüsselwörter: Grubengas, Methananreicherung, Reformer, SOFC- Brennstoffzelle, dezentrale Nutzenergieerzeugung

Zusammenfassung

Die STEAG Saar Energie GmbH (SE) führt gemeinsam mit ihren Partnern GKSS Forschungszentrum Geesthacht (GKSS) und der OTS Ingenieurgesellschaft mbH (OTS) sowie dem Verbundpartner Borsig Membrane Technology GmbH (Borsig) das vom BMWA geförderte Verbundvorhaben „Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen“ unter dem Förderkennzeichen 0327733A durch.

Die Membranbereitstellung sowie die Prozesssimulation hat GKSS übernommen, Borsig ist für die Moduln und Fertigung der Demonstrationsanlage zuständig, OTS führt grundsätzliche Untersuchungen im Labor- und Technikumsmaßstab durch und begleitet SE bei den Vor-Ort-Versuchen mit Grubengas aus der Gasabsauge- und Verdichteranlage am Alsbach Schacht.

Nach Einführung in das Vorhaben wird die Projektplanung vorgestellt. Anschließend folgen Versuchsaufbau, erste Ergebnisse und weiteres Vorgehen.

1. Einleitung

Um Hochtemperaturbrennstoffzellen effizient mit Grubengas betreiben zu können, muss der Methananteil im Grubengas bei 30 Vol.% oder mehr liegen. Dieser Sachverhalt wurde am

Forschungszentrum Jülich untersucht. Im lebendigen wie auch im stillgelegten Bergbau kann aber der Methangehalt auch häufiger unter 30 % abfallen.

Ziel des o.g. Vorhabens soll deshalb die Bereitstellung einer geeigneten Anlagentechnik sein, die es ermöglicht, hohe Brenngasqualitäten aus Grubengas zu generieren, so dass Hochtemperaturbrennstoffzellen mit möglichst hoher Verfügbarkeit betrieben werden können. Da Grubengas ebenso wie Biogase methanstämmig ist, können die Erkenntnisse sehr gut auf andere Schwachgase übertragen werden.

Da die Membrantechnik grundsätzlich die Möglichkeit bietet, Gasgemische in ihre Komponenten aufzutrennen, wird mittels Optimierung von Membranmodulen und der geeigneten verfahrenstechnischen Verschaltung dieser Module ein Verfahren geschaffen, welches einen der Brennstoffzelle vorgeschalteten Reformier mit der benötigten Eduktqualität so versorgt, dass die nachgeschaltete Brennstoffzelle grundsätzlich betrieben werden kann und mit höchstmöglichem Auslastungs- und Effizienzgrad arbeitet.

2. Einsatz von Grubengas in Brennstoffzellen

Im Rahmen des Verbundprojekts 'Pilotbetrieb einer HTFC mit Grubengas' (Förderkennzeichen 0326883) /1 - 5/ wurden Laborexperimente durchgeführt an einem Vorreformer, HTFC Einzelzellen und an kleineren Zellenstapeln (so genannte Short-Stacks). Für die Versuche wurde das Grubengas durch synthetische Gasmischungen simuliert. Hierbei wurde der Methangehalt (CH₄-Anteil) variiert zwischen 30 und 90 Vol.-%. Der Sauerstoffgehalt (O₂-Anteil) wurde entsprechend variiert zwischen 0 und 10 Vol.-%. Die Ergebnisse zeigten, dass über den gemessenen Konzentrationsbereich die Betriebsbedingungen im Vorreformer in einer vernünftigen Bandbreite zu steuern sind, so dass der Sauerstoff-Anteil vollständig reagiert und das Methan teilweise (um 30%) durch Reformierung in Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgesetzt wird. Die Versuche an den HTFC Zellen und Stacks mit synthetisch gemischten Reformatzusammensetzungen zeigten, dass über den untersuchten Konzentrationsbereich die Leistungen der Zellen hinreichend hoch waren und für die niedrigen Methan-Anteile einen geringen aber zulässigen Abfall ergaben.

Rechnerisch simuliert wurden nun aus vorhandenen Daten und deren Extrapolation Reformatzusammensetzungen bei Grubengasverhältnissen mit weniger als 30 Vol.-% Methan. Hieraus abgeleitet wurden Simulationen des HTFC - Betriebs durchgeführt.

Die Leistungsdaten für den simulierten stromkontrollierten (0,7 A/cm²) bzw. spannungskontrollierten (0,7 V) Betrieb jeweils bei konstanter Brenngasnutzung ($\mu F = 70\%$) sind in Abbildung 1 in Abhängigkeit des Methan-Anteils im (trockenen) Grubengas aufgetragen.

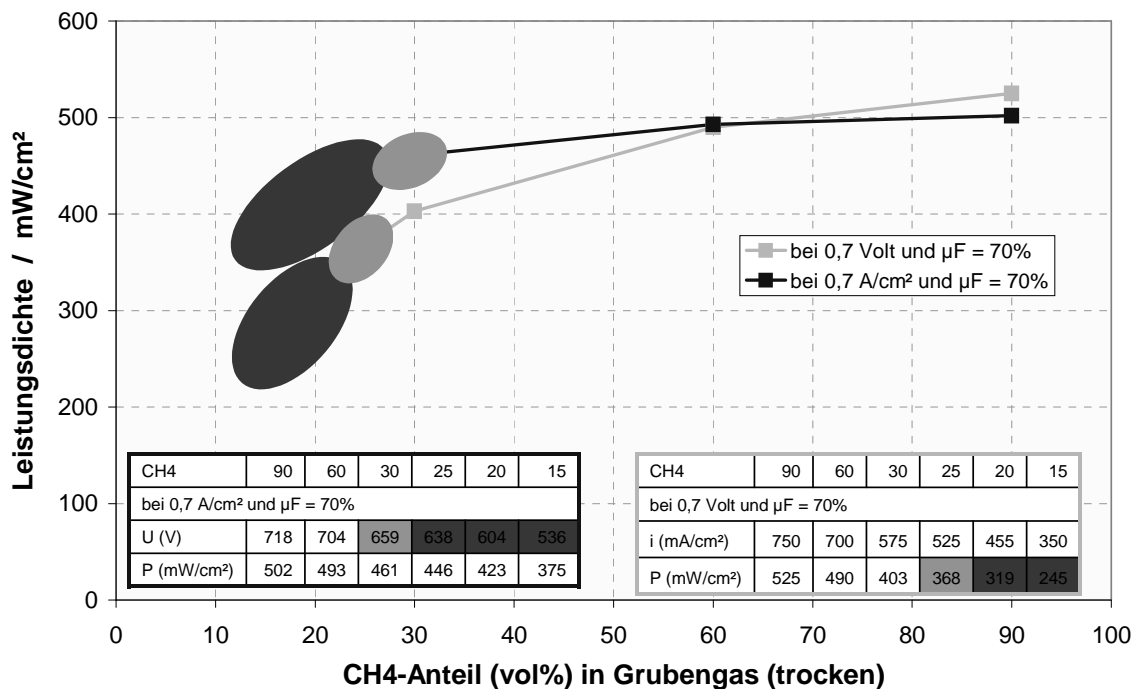


Abb. 1: Leistungsdichten in Abhängigkeit vom Methangehalt

Sofort wird deutlich, dass die Leistungsdichte der HTFC bei Methan-Anteilen unterhalb von 30 Vol.-% sehr schnell abfällt; für den spannungskontrollierten Betrieb schneller als für den stromkontrollierten Betrieb. Bei hohen Methan-Anteilen (60 bis 90 Vol.-%) sind Leistungsdichten um 0,5 W/cm² erreichbar. Bei einem Methan-Anteil von 30 Vol.-% muss beim spannungskontrollierten Betrieb schon ein Leistungsabfall von 25% auf ungefähr 0,4 W/cm²

hingenommen werden. Das liegt gerade an der Grenze des zulässigen Bereichs. Denn eine geringere Leistungsdichte geht direkt in die Kosten vom Stack (und System) ein, da, um die Gesamtleistung vom System zu gewährleisten, mehr Zellen im Stack benötigt werden.

Beim stromkontrolliertem Betrieb liegt die Leistungsdichte bei Methan-Anteilen zwischen 20 und 30 Vol.-% noch im zulässigen Bereich. Für diese Betriebspunkte stellt sich aber ein anderes Problem; die Zellspannungen liegen deutlich unterhalb von 0,7 V. Bei diesen niedrigen Zellspannungen besteht die Gefahr, dass das Nickel in der Anode zu Nickeloxyd oxidiert und dabei die Zelle irreversibel zerstört wird. Aus diesem Grund sind diese Betriebszustände unzulässig, weshalb auch meistens der spannungskontrollierte Betrieb bevorzugt wird.

Neben den stromkontrollierten und spannungskontrollierten Betrieb gibt es auch noch den leistungskontrollierten Betrieb: für alle Gasmischungen soll der Betriebspunkt bei gleicher Leistungsdichte liegen, z.B. $0,5 \text{ W/cm}^2$ ($0,7 \text{ A/cm}^2$ bei $0,7 \text{ V}$). Auch mit Gasmischungen bei Methan-Anteilen unterhalb von 30 Vol.-% könnten diese Betriebspunkte erreicht werden, aber nur wenn die Brenngasnutzung auf deutlich weniger als 70% abgesenkt würde. Weil die Brenngasnutzung direkt in die Effizienz vom Stack (und System) eingerechnet wird, sind diese Betriebspunkte ebenfalls nicht zulässig.

Für einen effizienten und kostengünstigen Betrieb der HTFC mit Grubengas muss der Methan-Anteil im Grubengas bei 30 Vol.-% oder mehr liegen. Bei Grubengas welches mit niedrigeren Methan-Anteilen gefördert wird, ist eine Anreicherung auf mindestens 30 Vol.-% erforderlich.

3. Projektplanung

Zunächst erfolgte in Vorversuchen – mechanische und chemisch-physikalische Belastungs- und Verträglichkeitstests im Labormaßstab – die Überprüfung von Membranen und Modultechnik auf ihre Einsatztauglichkeit. Daneben wird die Optimierung der Ausbeute mit numerischen Verfahren simuliert. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Membranmodule mit geeigneter Selektivität ausgewählt.

Danach wurde im zweiten Schritt eine Pilotanlage errichtet, um im Saarland an der Gasabsauganlage Alsbachschacht der STEAG Saar Energie mit realem Grubengas die Technologie zu erproben. Untersucht werden unter anderem verschiedene Verschaltungsvarianten und Modularskonzepte. Versuchsbegeleitend werden Berechnungsprogramme zur Überprüfng und Simulation des Trennverhaltens und der Ausbeute eingesetzt. Dieses Stadium des Vorhabens ist heute erreicht.

Letzter Schritt des Projektes werden Feldversuche in einer Anlage des Projektpartners Borsig sein.

4. Versuchsaufbau und Durchführung

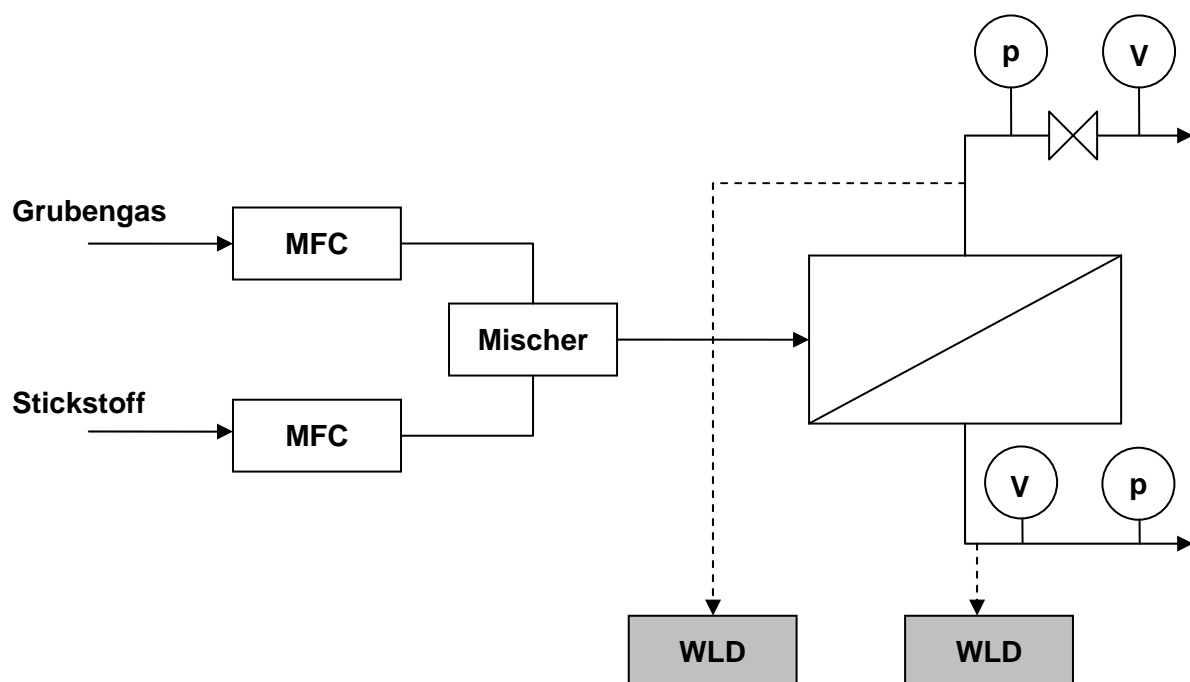


Abb. 2: Versuchsanordnung Technikumsanlage

Über jeweils einen Mass-Flow-Controller mit anschließendem statischem Mischer wurden verschiedene Grubengas-Konzentrationen bei unterschiedlichen Volumenströmen über die Membranen geführt.

Dieser Volumenstrom wurde den Membranmodulen als Feed zugeführt. Im Retentat konnte mit Hilfe eines Drosselventils ein Druck bis maximal 6 bar eingestellt werden. Auf der Permeatseite herrschte Atmosphärendruck. Der Feed-, Retentat- und Permeatvolumenstrom wurde jeweils mit einer Gasuhr bzw. mit einem Gasblasenzähler gemessen.

Dem Membranmodul wurde Grubengas mit einem Volumenstrom von 122 lN/h zugeführt. Die CH₄-Konzentration betrug 27,7 Vol.-% (CO₂ = 6,8 Vol.-%, O₂ = 5 Vol.-%).

Der Druck im Permeat betrug Atmosphärendruck; im Retentat je nach Drosseleinstellung 1 bis 4 bar.

5. Bisherige Untersuchungen

5.1. Versuchsergebnisse der einstufigen Versuchsführung

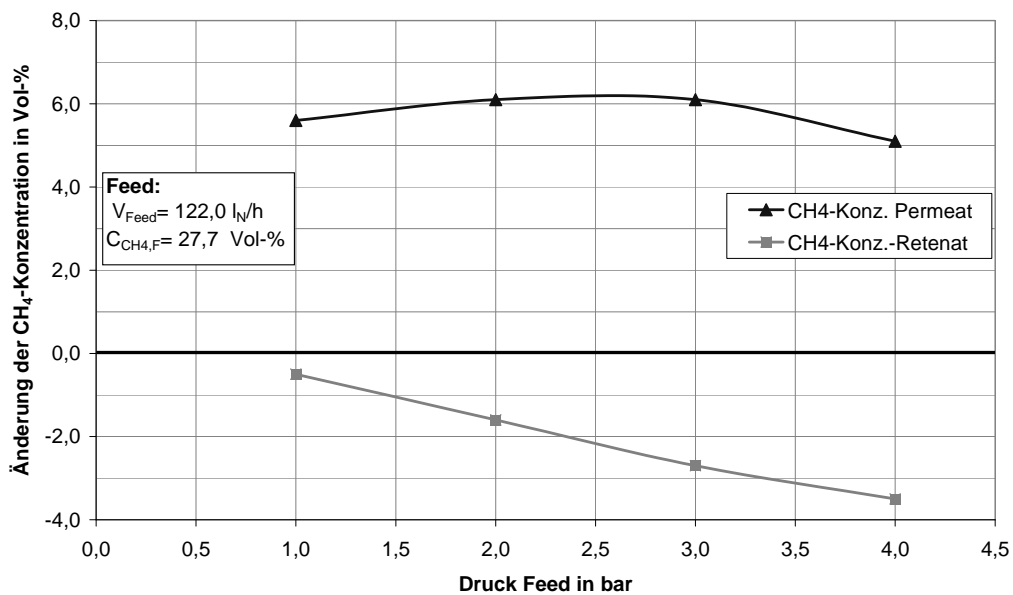


Abb. 3: Änderung der Methankonzentration in Permeat und Retentat am Alsbachschaft

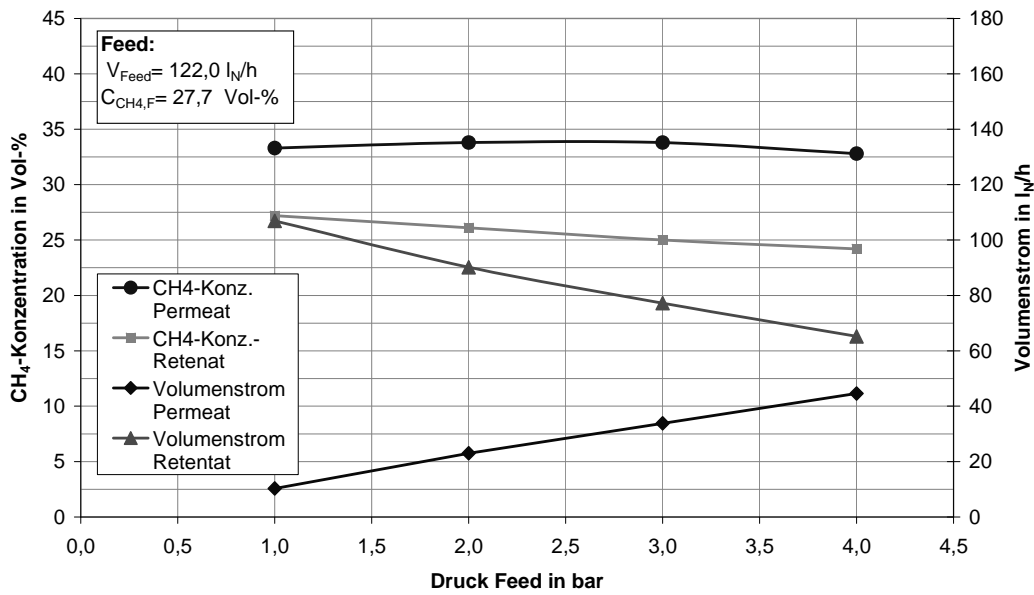


Abb. 4: Druckabhängigkeit von Methankonzentrationen und Volumenströmen von Permeat und Retenat am Alsbachscht

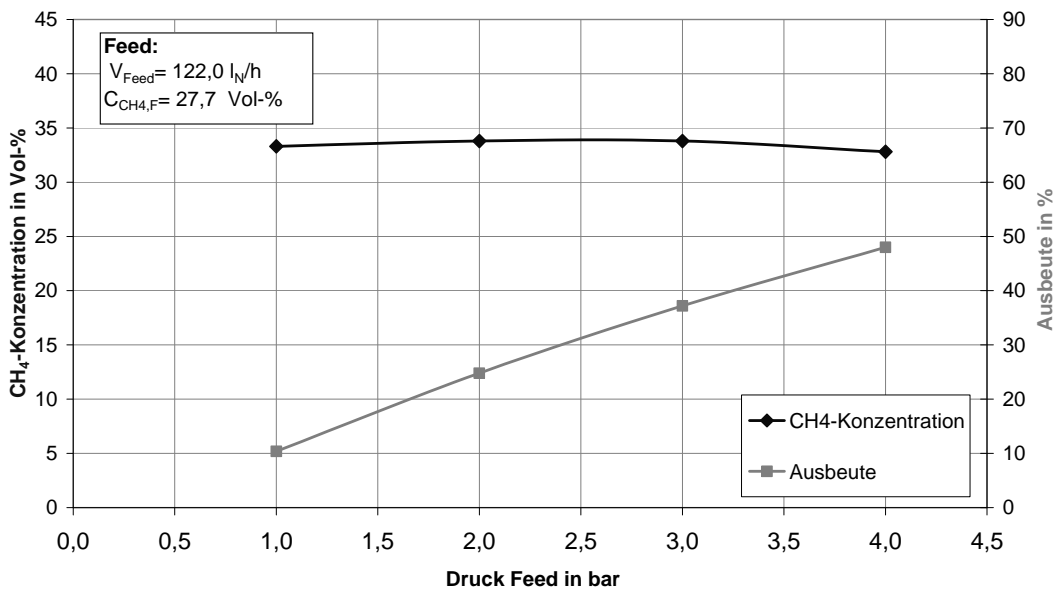


Abb. 5: Ausbeute der einstufigen Aufkonzentration

Die maximale CH₄-Konzentration von 34,0 Vol.-% wurde bei einer Druckdifferenz von 3 bar erreicht. Die Ausbeute bei diesem Druck betrug 39,6 %. Hierbei wurde eine Methan-Aufkonzentrierung um 6,3 Vol.-% erreicht.

Der Vergleich der im Labor und im Feld durchgeführten Versuche zeigt, dass die reale Zusammensetzung des Grubengases offensichtlich doch einen Einfluss auf Transportraten und Ausbeuten von Methan hat. Als Erklärung kommt vor allem der Parallel-Transport von CO₂ in Betracht, der konkurrierend zum Methan-Transport auftritt. Einen gewissen Einfluss können auch noch die ebenfalls vorhandenen Alkane haben.

Eine vor der Aufkonzentrierung (Membranstufe) angeordneter Entfernung von CO₂ verspricht somit das Erreichen der zuvor im Labor gemessenen Transportraten von Methan.

5.2. Versuchsergebnisse der zweistufigen Versuchsführung

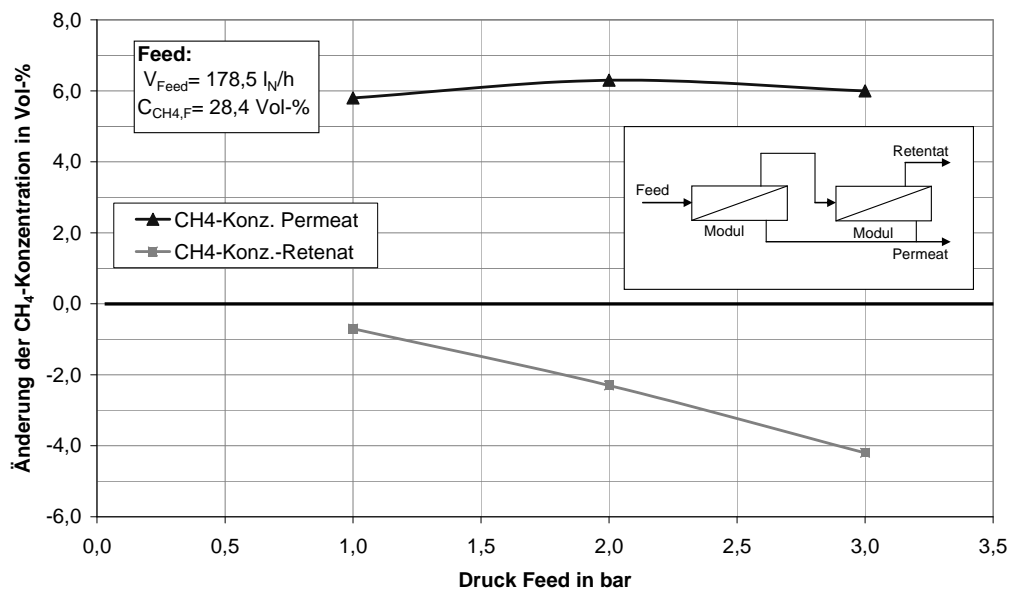


Abb. 6: Änderung der Methankonzentration in Permeat und Retentat am Alsbachschaft - zweistufig

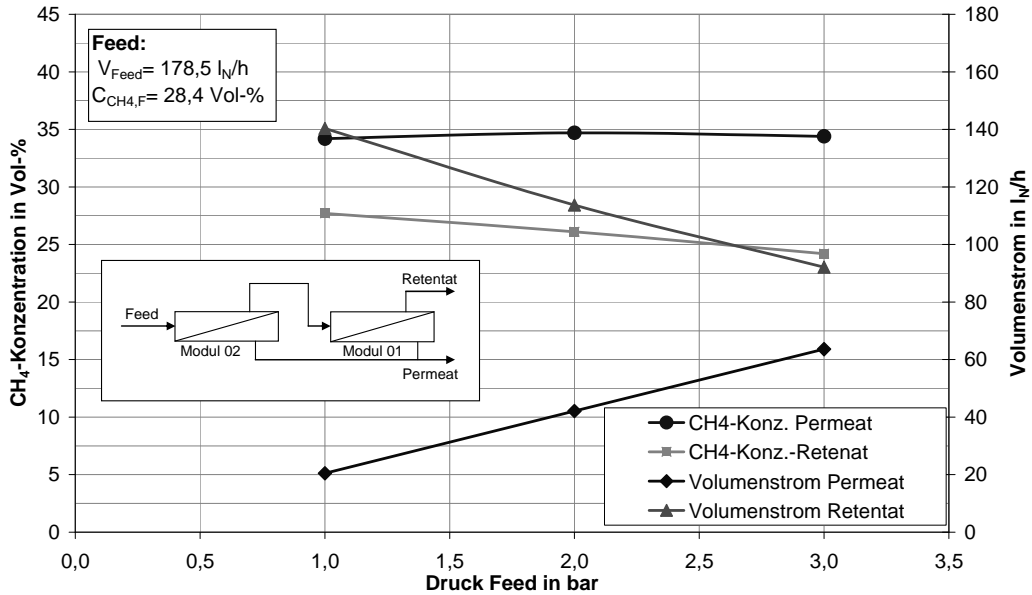


Abb. 7: Druckabhängigkeit von Methankonzentrationen und Volumenströmen von Permeat und Retentat am Alsbachscht zweistufig

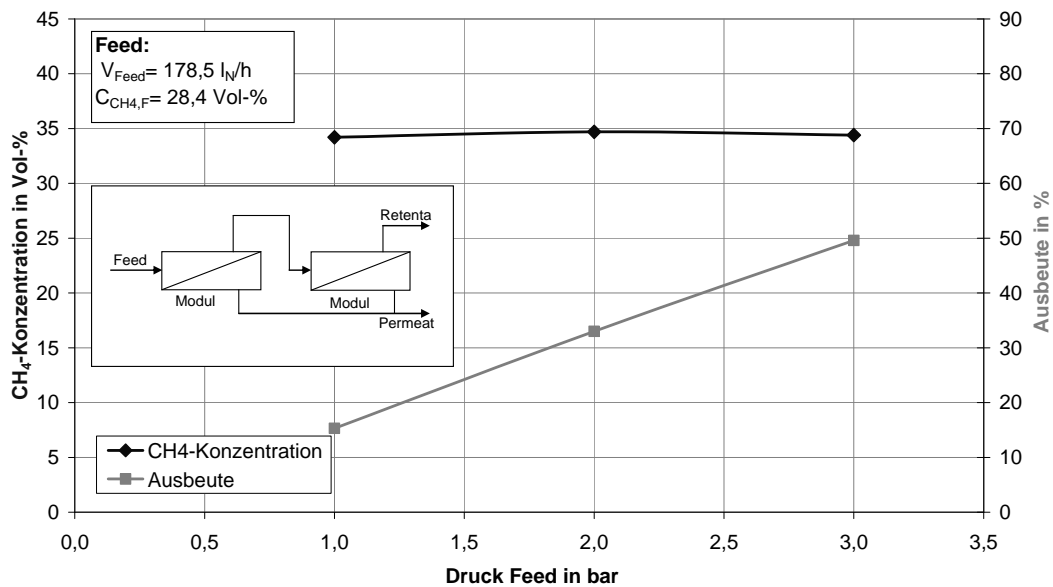


Abb. 8: Ausbeute der zweistufigen Aufkonzentration

Bei zweistufiger Anordnung ergeben sich in etwa die gleichen Anreicherungen, wie bei der einstufigen Prozessführung. Die maximale Anreicherung von Methan liegt hier bei 2 bar Feeddruck; die Ausbeute ist geringfügig höher.

6. Ausblick

Momentan werden Feldversuche mit GKSS Tellermodulen im realen Gasförderbetrieb durchgeführt. Bis zu 600 Nm³ Grubengas sollen im Versuchsbetrieb auf eine Methan Zielkonzentration von 35 Vol.-% im Permeat angereichert werden, um in einer Brennstoffzelle oder einem BHKW anschließend verstromt werden zu können

7. Referenzen

- [1] A. Dengel: Pilotbetrieb einer SOFC-Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Grubengas, Vortrag am 05.07.2004 im Rahmen der Einweihung des Innovationszentrums der STEAG Saar Energie AG.
- [2] L. Blum, A. Dengel, H. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas, Tagungsband zum 10. Symposium REGWA, 6. – 8. November 2003 in Stralsund.
- [3] L. Blum, A. Dengel, H. K. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Betrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas, VDI-Berichte 1874 (2005) 267 – 270
- [4] Ludger Blum, Roland Peters, Robert Deja, L.G.J. (Bert) de Haart, Andreas Dengel, Heinz Dörr and Bodo Groß: Reformer and Stack Development for Use with Coal Mine-Gas, Lucerne Fuel Cell Forum, Juli 2006 in Luzern
- [5] Andreas Dengel, Heinz K. Dörr, Ludger Blum, L.G.J. (Bert) de Haart, Bodo Groß, Klaus Kimmerle: Untersuchungen zum Betrieb einer 2 kW_{el} SOFC mit Grubengas, VDI-Berichte 1924 (2006) 175 – 184

Motivation des Vorhabens

▪ **energietechnische Aspekte:**

Kompensation der stochastischen Einspeisung von Windkraftanlagen zur Stabilisierung der Stromnetze

▪ **geologische Aspekte:**

Sicherung ehemaliger Salzbergwerke durch Druckluft

Die Lösungsansätze und die damit verbundenen Synergieeffekte, die durch die Verfolgung dieser grundsätzlich verschiedenen Probleme entstehen, tangieren zwei bedeutende Wirtschaftsbereiche (Energie und Bergbau) und bieten spezifische Antworten für elementare Fragestellungen beider Branchen, wie die Nachsorgeproblematik und die Netzstabilität.

Mögliche Standorte

Folgende Reviere kommen für die Realisierung eines solchen Vorhabens prinzipiell in Betracht. Die Speichervolumina liegen dabei im Bereich mehrerer Millionen Kubikmeter.

- Werra - Fulda - Revier
- Südharzrevier
- Nordharzrevier
- Saale - Unstrut - Revier
- Allertalgraben
- Hannoveranisches Revier
- Norddeutschland

Anlagenkonzept

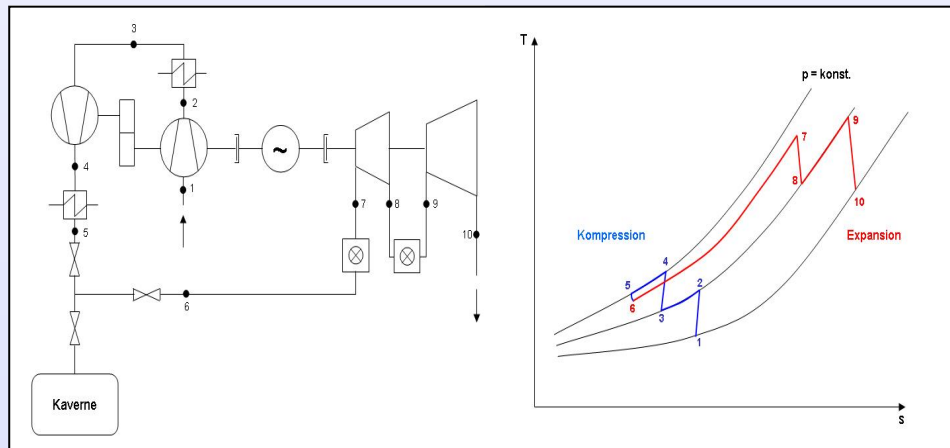


Bild 1 exemplarisches Anlagenkonzept

Die Technik der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) ist bereits seit einigen Jahrzehnten bekannt. Bisher sind weltweit zwei größere Anlagen dieses Typs realisiert worden (Huntorf, Deutschland und McIntosh, Ohio, USA). Zurzeit wird im Rahmen verschiedener Projekte an der Umsetzung einer adiabaten Prozessführung (AA-CAES) gearbeitet. Diese Technologie befindet sich heute allerdings noch im Versuchsstadium. Daher steht im Rahmen dieses Projekts ein diabates Anlagenkonzept im Vordergrund.

theoretisches Modell Speicherwirkungsgrad

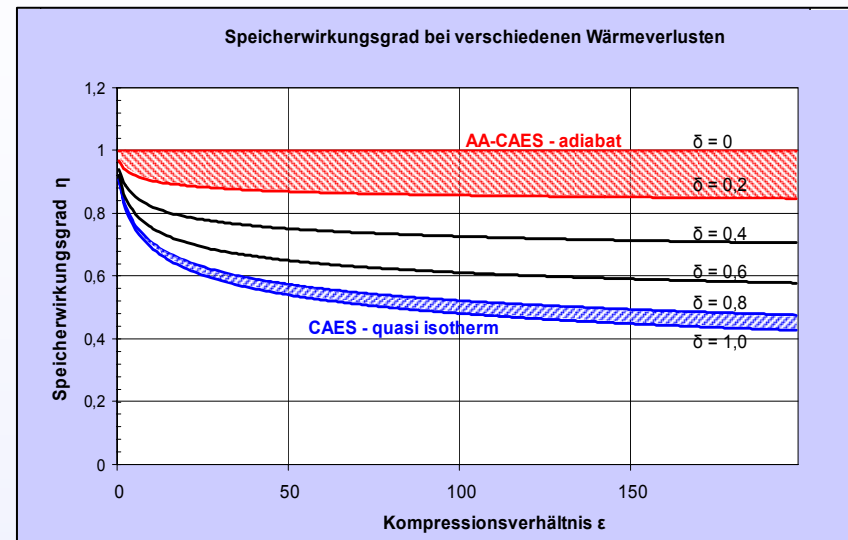


Bild 2 theoretischer Speicherwirkungsgrad η_s

Das theoretische Modell beschreibt den Speicherwirkungsgrad η_s als Quotient aus Exergie des Speichers E reduziert um den Exergieverlust im Speicher ΔE bezogen auf die Exergie im Speicher E .

$$\eta_s = \frac{E - \Delta E}{E}$$

Es werden verschiedene Grade des Wärmeverlusts δ betrachtet. Wärmeverluste können hierbei durch aktive Kühlung bei der Verdichtung, sowie durch Wärmeverluste im Druckspeicher entstehen.

Kosten Erstbefüllung

Größe und Druckniveau des Druckspeichers sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschließend festgelegt.

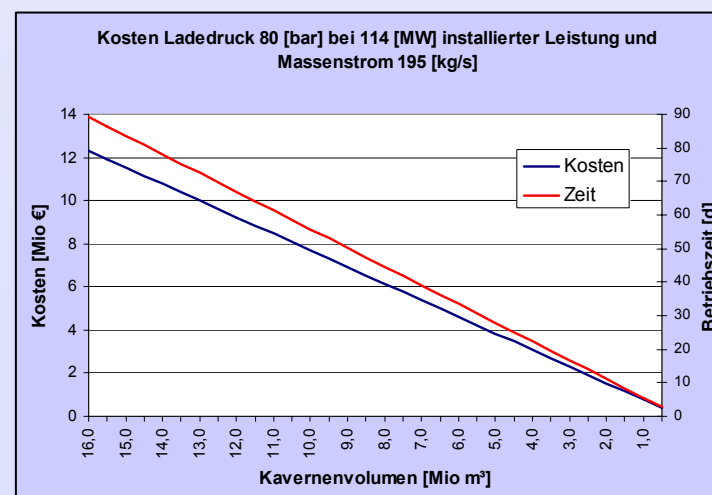


Bild 3 Betriebskosten der Kompressoren für Erstbefüllung

Sie richten sich in erster Linie nach verfügbarem Standort, vorgegebener Betriebszeit und eingesetzten Maschinen.

Bild 3 gibt einen Eindruck von den Betriebszeiten und -kosten der Kompressoren bei der Erstbefüllung des Druckspeichers.

Auslegung Pilotanlage

Vor der Realisierung eines kommerziell betriebenen Druckluftspeicherkraftwerks soll zunächst eine sehr viel kleiner dimensionierte Pilotanlage errichtet werden. Hierdurch können erste Erfahrungen mit dem Betrieb und den Eigenschaften der Druckspeicher (ehemalige Salzbergwerke) gesammelt werden.

Die Leistung der installierten Turbine soll 5 MW betragen. Als Betriebszeit wird aus energiewirtschaftlichen Gründen ein Zeitraum von 4 Stunden angenommen. Es ergibt sich somit folgender maximaler Speicherdruck in Abhängigkeit des Speichervolumens, der für die Erfüllung der Anforderungen vom Druckspeicher erreicht werden muss.

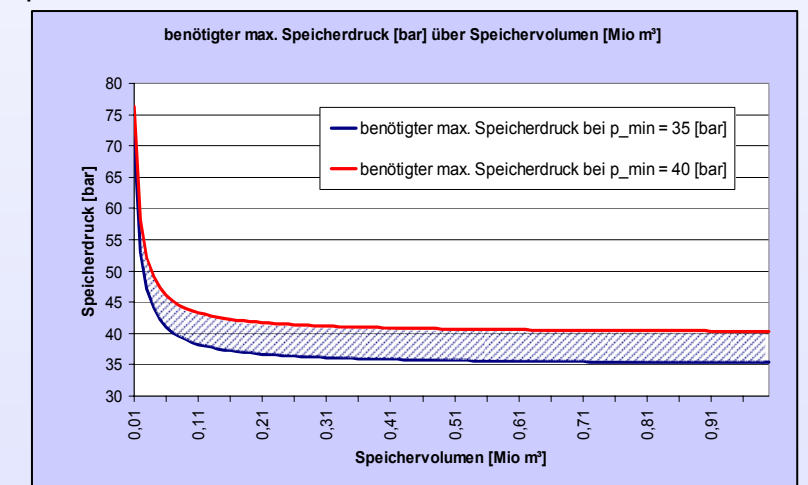


Bild 4 maximaler Speicherdruck über Speichervolumen

Ausblick

Nach Abschluss der Feasibilitystudy wird ein Standort für die Pilotanlage festgelegt. Es erfolgt eine detaillierte Planung der Anlage als Versuchsanlage. Hierbei sollen die Ergebnisse der Voruntersuchung verifiziert und das Betriebsverhalten des Druckspeichers sowie der eingesetzten Bauteile untersucht werden.

Von besonderem Interesse sind hierbei die Leckraten des Speichers und der Feuchte- bzw. Salzgehalt der auszuspeichernden Druckluft. Nach eingehender Prüfung der gewonnenen Ergebnisse wird über die mögliche Realisierung eines Druckspeicherkraftwerks in großtechnischem Maßstab entschieden.

WIND- UND WASSERKRAFT IM FLACHLAND

J. Eliasz^{*)}, R. Jopp^{**)} und H. Niezgoda^{**)}

^{*)} Technische Universität Szczecin / Lehrstuhl für Wärmetechnik, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin, ktc@ps.pl

^{**)} Elektrownie Wodne Słupsk Sp. z o.o. ul. Rybacka 4a, PL 76-200 Słupsk, ryszard.jopp@enwod.slupsk.pl

Schlüsselwörter: Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen, Energiesysteme, Energie- und Umweltmanagement.

Zusammenfassung: Im ersten Teil des vorgelegten Referates wurde die Geschichte, die grundlegenden energietechnischen Daten sowie die Jahreserträge der von der Elektrownie Wodne Słupsk Sp. z o.o. (Wasserkraftwerke Stolp GmbH, abgekürzt auch **ENWOD** genannt) betriebenen Wasserkraftwerken dargestellt. Im zweiten Teil des Referates wurden die potentiellen Möglichkeiten der Windenergienutzung im hinterpommerschen Flachland - am Beispiel des Projektes Wicko - kurz beschrieben.

1. Einführung

Die Wasserkraftnutzung hat in dem hinterpommerschen Flachland eine sehr lange Tradition. Sie reicht von der Errichtungsphase der ersten Wasserkraftwerke um die Wende des 19. und 20. Jahrhunderts, über die Zeit der Zerstörung und willkürlichen Demontage durch die sowjetische Besatzungsmacht in den Jahren 1945 ÷ 1946, bis zum Wiederaufbau in den 50. und 70. Jahren des vergangenen Jahrhunderts hin. Die Renaissance der energietechnischen Nutzung der Wasserkraft im Hinterpommern ist der Entscheidung der Geschäftsführung des ehem. lokalen EVU zu verdanken. Im Ergebnis des in den fünfzig und siebzigen Jahren des vergangenen Jahrhunderts begonnen Wiederaufbauprogramms der sog. kleinen Energetik konnten heutzutage durch die Stolpener Wasserkraftwerke GmbH 18 Wasserkraftwerke und ein Pumpenspeicher – Spitzenlastkraftwerk betrieben werden (s. Bild 1). In der Mehrzahl sind das wunderschön in die Landschaft hereinkomponierte, echte Perlen der Technik – Früchte einer gelungenen Mariage – des modernen und geradewegs einer Museumstechnik.

Heute gehört die ENWOD Sp. z o.o. – als eine stolpene Tochtergesellschaft des ENERGA Konzerns - auch zu den bedeutenden Lieferanten der grünen Energie in Polen und spielt mit ihrem modernen Pumpenspeicher – Spitzenlastkraftwerk in Żydowo eine wichtige Rolle beim Regulieren der polnischen Elektroenergienetze.

Seit einigen Jahren sind die Anlagen der Berufsenenergetik ein Interessegegenstand bei den Touristen und Heimatforschern. Nicht ohne Grund. Die Arbeit der Fachleute seit einigen Generationen verursacht, dass sie ununterbrochen eine wichtige Rolle für die Wirtschaft und Natur der Pommerschen Gegend erfüllen. Neben der Produktion der ökologisch reinen Elektroenergie, speichern sie doch beträchtliche Wassermengen, wodurch die Wasserbilanz der Umgebung verbessert wird.

Die energetische Nutzung der Windkraft in Hinterpommern ist dagegen sehr jung, hat jedoch – wie die letzten Investitionen in der Nähe der Ortschaft Wicko gezeigt haben – eine viel versprechende Zukunft vor sich.

In den darauf folgenden Kapiteln wird näher auf die wichtigsten betriebs- und energietechnischen Daten der im Rahmen dieses Referates diskutierten Energietechnologien eingegangen.

Elektrownie Wodne Słupsk Sp. z o.o.

76 - 200 Słupsk, ul. Rybacka 4a
 tel. (0 59) 841 69 00
 fax (0 59) 841 69 16
 e-mail: sekretariat@enwod.słupsk.pl
 www.elektrowniewodne.com.pl



Mała energetyka darem natury



Bild 1: Karte mit der Lokalisierung der von der Gesellschaft ENWOD Sp. z o.o. betrieben Wasserkraftwerken [1].

2. Stolpener Wasserkraftwerke: Fakten und Daten

In der Tabelle 1 wurden die wichtigsten energietechnischen Daten der von der Gesellschaft ENWOD Sp. z o.o. betriebenen Wasserkraftwerke zusammengestellt.

Wasserkraftwerk	Errichtung	Wiederaufbau / Modernisierung	Sammelgebietfläche	Triebwasserstrom	Nennleistung	Durchsatzstrom	Fallhöhe
	Jahr	Jahr	in [km ²]	in [m ³ /s]	in [kW]	in [m ³ /s]	in [m]
Biesowice I	1905	1954	785	8,3	432	12,3	5,1
Biesowice II	1905	1985	785	8,3	41	0,96	5,1
Ciecholub	1926	1982	313,3	3,56	60	3,3	1,9
Drzeżewo	1925	1972	700	6,70	110	5	2,4
Gałąźnia Mała	1913	1999	551,4	4,41	4 160	13	38,5
Kępice	1890	1958 / 1996	820	8,7	504	13,5	4,0
Kępka	1911	1996	750	8,4	520	15	4,6
Krzynia	1926	1975	852,4	8,62	900	17	8
Lebień I	1933	1990	580	5,74	50	3,2	2,3
Lebień II	1990	-	580	5,74	45	2	2,3
Łupawa	1942	1982	441	4,44	50	4,25	1,98
Poganice	1937	1980	470,4	4,68	50	4,6	2
Skarszów Dln.	1922	1955	262	2,4	188	3,6	7,8
Smoldzino	1935	1957	804,6	8,24	200	12,2	2,22
Struga	1986	1960	239	2,5	250	2,73	14,4
Strzegomino	1924	1948	820	7,25	2 400	27	12,3
Żelkowo	1906	1954	750	5,8	382	2 x 5,3	6
Żydowo	1971	-	-	240	156 000	240	82,7

Tabelle 1: Zusammenstellung der wichtigsten technischen Daten der Wasserkraftwerke die von der Gesellschaft ENWOD Sp. z o.o. betrieben und Instand gehalten werden [1].

Wie aus der Tabelle 1 entnommen werden konnte, beträgt die installierte Gesamtleistung der von ENWOD Sp. z o.o. betriebenen und instand gehaltenen Wasserkraftwerke über 166 MW_{el}.

Mit dieser installierter Leistung wurden jährlich – je nach den Wasserstandsbedingungen – von 33 bis 49 GWh an Elektroenergie erzeugt. In den Bilder 2 und 3 wurden die entsprechenden Daten bzgl. der Elektroenergieerzeugung in dem Zeitraum von 2000 bis 2006 grafisch dargestellt.

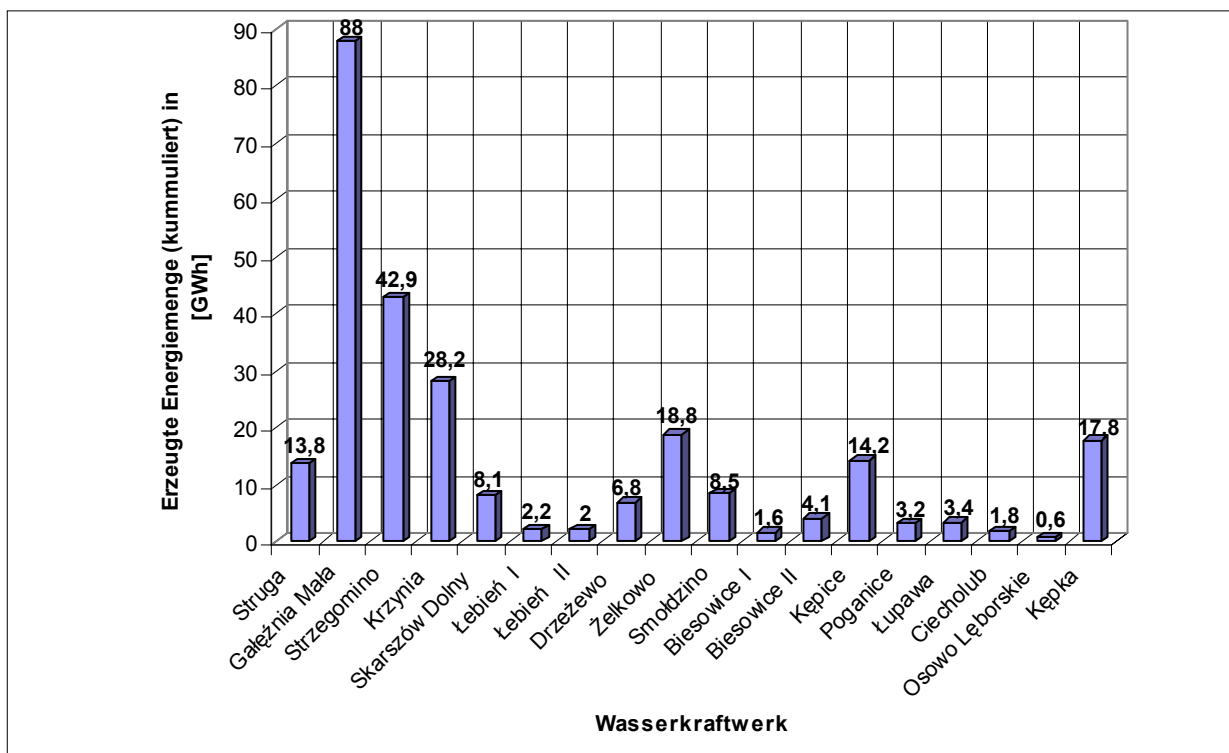


Bild 2: In dem Zeitraum 2000 ÷ 2006 - durch die o.g WKW- erzeugte, kumulierte Elektroenergiemenge (ohne Pumpenspeicher- Spitzenlastwasserkraftwerk Żydowo) [1].

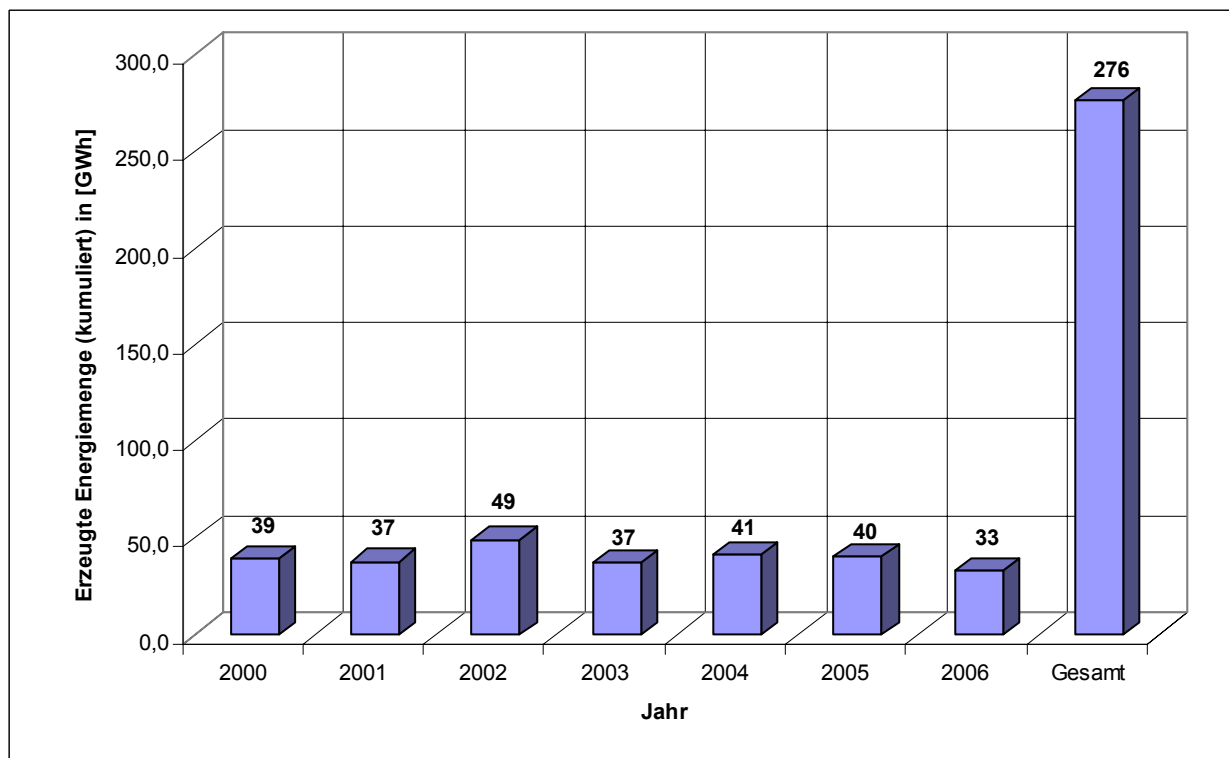


Bild 3: In dem Zeitraum 2000 ÷ 2006, durch die ENWOD-WKW, erzeugte, kumulierte Elektroenergiemenge (ohne Pumpenspeicher- Spitzenlastwasserkraftwerk Żydowo !) [1].

3. Windfarmprojekt Wicko: Fakten und Daten

Im Gegenteil zu der energetischen Nutzung der Wasserkraft hat die Windkraftnutzung im Pommerschen Region noch viel versprechende, potentielle Ausbaumöglichkeiten. Dafür sprechen vor allem eine der besten Windbedingungen auf dem Gebiet Polens, die hier herrschen.

Diese Chance hat vor einigen Jahren die Geschäftsführung der Stolpener Wasserkraftwerke erkannt. Der Name des Unternehmens soll hier nicht täuschen, da die ENWOD-Gesellschaft gehört zu den wenigen polnischen Firmen, die schlüsselfertige Windfarmenprojekte anbieten. Die Stolpener Wasserkraftwerke verfügen über gut ausgebildetes Personal sowie entsprechende Anlagen, Einrichtungen und Software, mit deren Hilfe die Projekte solcher Windfarmen von der Konzepterarbeitung, über Analyse der rechtlichen Anforderungen und der Windverhältnisse, bis hin zur der Leistungsabführung und des Anschlusses an die öffentlichen Elektroenergienetze entstehen konnten.

Auf Grund der Vertragsvereinbarungen mit dem Bauherrn konnten im Rahmen des für diesjährige REGWA-Konferenz geplanten Vortrages nur einige Eckdaten des zuletzt realisierten Windfarmprojektes „Wicko“ kurz angesprochen werden. Die Übergabe der Projektdokumentation der 40 MW großen Windfarm (20 x 2 MW), inkl. Baugenehmigung, erfolgte im Jahr 2006. Aktuell werden intensive Arbeiten an einem nächsten Windfarmprojekt mit einer Gesamtleistung von 48 MW geführt.

4. Abschließende Bemerkungen

Wie das Beispiel des polnischen Hinterpommerns zeigt, konnte auch im Flachland die Wind- und Wasserkraft für die Elektroenergieerzeugung mit Erfolg seit mehreren Jahrzehnten bzw. Jahren genutzt werden. Im Gegenteil zu den Wasserkraftwerken besteht im Bereich der energetischen Nutzung der Windkraft noch ein enormes Ausbaupotential. In den letzten Jahren versucht man die „verlorene Zeit“ aufzuholen, was vor allem in der stark ansteigenden Anzahl der Windfarmprojekte erkannt werden kann. Eine sehr wichtige Rolle spielt hier die Stolpener Wasserkraftwerke GmbH, die auch als Beispiel moderner und modern geführten Herstellern der „grünen“ Elektroenergie auf der Basis von verschiedenen, erneuerbaren Energiequellen angesehen werden kann.

Literatur

- [1] Jopp R., Niezgoda H., und andere: *Daten und Unterlagen die von Elektrownie Wodne Słupsk erstellt und zur Verfügung gestellt wurden*; Słupsk (Stolp), September 2007;

Wind power stabilization by means of water electrolysis ^(*)

F. Gamallo, T. Luschinetz, O. Luschtinetz, C. Sponholz, A. Miede, J. Lehmann
Komplexlabor Alternative Energien – Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15 – D 18435 Stralsund – Germany
E-mail: florencio.gamallo@fh-stralsund.de

Abstract

The high penetration levels already attained by wind energy in certain nets require, in order to ensure the stability of the system, of some additional control methods, supplementary to grid reinforcement and interconnection, and to suitable dispatch policies. The electrolytic production of hydrogen offers not only the possibility of acting as a buffer load to cope with the eventual generation peaks, but also the option of using this hydrogen for back-up electricity production during calm periods. For this application, a deeper study of the electrolysis process under variable power will be required.

However, grid balancing is not the only possibility offered by the variable-power electrolysis. Other applications, such as grid-isolated energy systems, or grid-independent hydrogen production for other uses than electricity production, namely transport market; could be economically profitable in the near future, and also deserve an in-depth analysis.

1. Need of smoothing the wind energy input

The natural variability of the instantaneous power supplied by wind turbines introduces one more factor affecting the stability of voltage and frequency in power grids. This influence largely depends on the penetration level (fraction of wind power present in the instantaneous energy mix), and will produce no noticeable consequences if maintained below a 10 % [01].

However, even if only based on conventional sources, electricity systems – supply and demand – are inherently highly variable, and are influenced by a large number of planned and unplanned factors. The issue, therefore, is not one of variability or intermittence *per se*, but how to predict, manage and ameliorate variability, and what tools can be utilised to improve the grid efficiency [02]. The already established controls method and backup available for dealing with variable demand and supply are more than adequate for dealing with the additional variable supply such as wind power at penetration levels up to around 20 % of gross demand, depending on the nature of the specific system. For larger penetration levels, some changes may be needed in power systems and their methods of operation to accommodate the further integration of wind energy.

2. Grid balancing alternatives

According to [03], the management of the wind power intermittency, for penetration factors larger than 20 %, and up to 40 % and more, can be performed by the simultaneous action of the following options:

- Supply of capacity reserve: Typically met by flexible plants, with relatively short response times. In terms of commercial availability, cost competitiveness and ease of system integration, those plants are the state of the art for providing the necessary

(*) This paper was also presented at the 6th World Wind Energy Conference; Mar del Plata, Argentina, October 2007.

balancing services for intermittent wind generation in most countries. However, a market for capacity reserves is not likely to be opened in many countries [03].

- Electricity storage: Beyond hydro storage, there has been very little commercially available storage technology that operates on today's electricity grids. However, the development of renewables, and the market liberalisation itself, could act as powerful incentives to intensify R&D efforts in this field. Also, the full pricing of conventional reserve providing backup capacity would improve the relative economics of storage as an alternative.
- Interconnection with other grid systems: A large geographical spread of wind power on a system shall be encouraged, through planning and payment mechanisms, and the establishment of adequate interconnections. Both from a system stability and economical point of view, interconnection will reduce variability, increase predictability, and decrease or avoid situations of near-zero or peak output. In general, all grid reinforcements and interconnections will benefit the whole power system, and not only its abilities to handle larger amounts of wind power.
- Distributed generation: Defined as “generating plants serving customers on-site; or providing support to a distribution network, connected to the grid at distribution-level voltages” [04], it can provide significant system benefits for local distribution companies, by relieving congestion, reducing transmission losses, as well as delivering ancillary services to the system.
- Demand-side response: It could be defined as the response from an electricity consumer to high prices, or to other signals (such as network congestion); and is the equivalent of their exercise of choice to buy now, to refrain from buying, buy less / more, or to buy at some other time. Demand Side Response (DSR) is as simple as a business choosing to use electricity during low-cost rather than high-cost periods, or turning on a generator instead of being supplied by the grid.
- Curtailement of intermittent sources: Switching off some wind turbines, or running them at a reduced output is also a realistic option for modern, large-scales wind farms. So, when transmission and distribution capacity is congested, curtailment of wind farms is an alternative for ensuring system stability. However, tariff systems or contractual arrangements could be required for ensuring that wind farm owners benefit from the system savings they can cause by such an operation mode.

The principle behind all these options is the same – balancing demand and supply continuously both over long-term time frames, and, where necessary, backing up other capacity within very short lead times. It is likely that in future electricity markets, no one option will provide all the balancing services, and that a combination of the above-named will be operating in parallel.

3. H₂ as on-line balancing alternative

Among the different storage alternatives, those which could be competitive in the future [03], are:

Storage Technology	Global Efficiency	Typical Capacity	Av. Storage Time
Pumped Hydro	~ 80 %	1000 MW / 1000 MW	Weeks / months
Compressed Air	~ 75 %	50 MW / 100 MW	Days / weeks
Conventional Batteries	~ 50 % to ~ 90 %	1 kW / 10 MW	Hours / days
Flow Batteries	~ 70 %	~ 15 MW	Days / weeks
Flywheels	~ 90 %	1 kW / 50 kW	Hours
Supercapacitors	~ 90 %	~ 50 kW	Hours / days
Hydrogen / Fuel Cells	~ 40 % _{el} / ~ 60 % _{tot}	50 kW / 1 MW	Days / weeks

However, only hydrogen, together with flow batteries [05] are the only options that could provide both significant power levels and storage times; being at the same time not-dependant from geomorphologic factors. Even so, when compared to flow batteries, the hydrogen technology is the only storage alternative also offering the possibility of acting in the field of distributed generation, demand-side response and curtailment of intermittent sources.

Furthermore, the adoption of H₂ as a main energy carrier will also play an important role both in the thermal and in the transport markets. The possibilities for wind-hydrogen systems for entering those markets will be discussed later in this paper.

4. Variable-power electrolysis

Currently, the most extended electrolysis technology is that of the bipolar, alkaline units, using an aqueous solution of KOH, around 28 % v/v. The average efficiency of the currently available electrolyzers is between 65 % and 70 %, even when efficiency values of 80 % under full power (up to 90 % at 20 % load) have been reached on experimental, industrial-sized units [06].

Even when being a long-term established industrial technology, the production of H₂ by electrolysis will still require some research, in order to be capable of dealing with the natural variability of the wind-generated power. Almost all the experience already acquired about water electrolysis is valid for steady operation. The industrial utilisation of electrolyzers is largely based on stable, nominal-power operation, with very seldom and controlled start and shut-down cycles, performed in comparatively extended time periods. So, the concrete experience in operating electrolyzers under a non-steady power regime, with relatively sudden power fluctuations; seems not to be still enough for allowing this technology to widely enter the commercial market. Even when several wind-hydrogen pilot plants were already built and tested [07], definitive results were still not attained.

Some specific research works, however, showed that such a variable-power-mode operation is possible, if attention is paid to certain specific parameters [08]. Further activities are currently being developed toward this direction.

The main characteristic of the electrolyzers as electrical consumers, is their variable-voltage mode, for different power levels (and also for different temperatures), as shown in the following diagram.

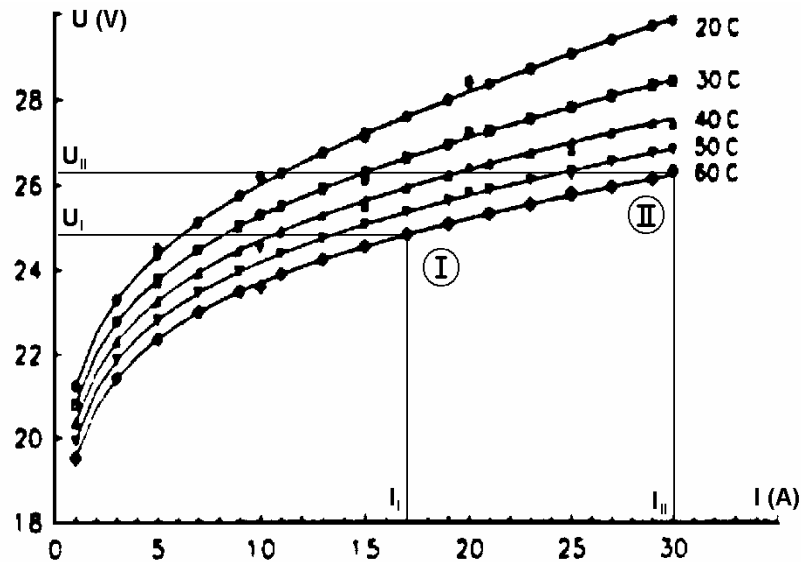


Fig. I: Characteristic curves of an alkaline electrolyser

From a theoretical point of view, there are no problems for the electrolysis process to be performed under variable power conditions. However, the behaviour of the real devices not only depend on the cell stack (the core of the electrolyser, where the water splitting takes place), but also on the dynamic characteristics of all the peripheral components. So, the real performance of the whole system, working under a service condition completely different from those for which the electrolyser was designed, is difficult to predict. Furthermore, the scale factor also produces an important difference: Small electrolyzers, designed, for example, for laboratory service, or for small hydrogen supply to industrial processes; present some technological differences with the large, production-oriented units. For this reason, experimental results obtained based on small units, can difficultly be extrapolated to larger units, being the best alternative directly working on industrial-sized units.

Also, another factor seriously affecting a fast integration between the electrolysis technology and the energy market, is the fact that the current offer of industrial-scaled electrolyzers is low (a comprehensive list of manufacturers can also be found at [07]). For this reason, prices are high, and delivery times may often be quite long. The production capacity of the current manufacturers is absolutely out-of-scale with the minimal demand that could be necessary for some noticeable participation of the electrolytic hydrogen in the energy market.

Another forthcoming technologies, as the PEM (Proton Exchange Membrane) electrolysis could reach even better efficiencies, but they are still in a development stage, and do not seem to be effectively ready to attain the commercial market.

5. Different scenarios for variable power electrolysis

As previously mentioned, on-line grid balancing (Case 1 in Fig. II), where the hydrogen step is only used to ensure the stability of the grid (thus, transforming into electricity all the generated H_2), is only one of the several alternatives for the use of wind-hydrogen systems. However, this is probably the first one in being able to enter the commercial market, as far as it does not require the existence of any other established H_2 market.

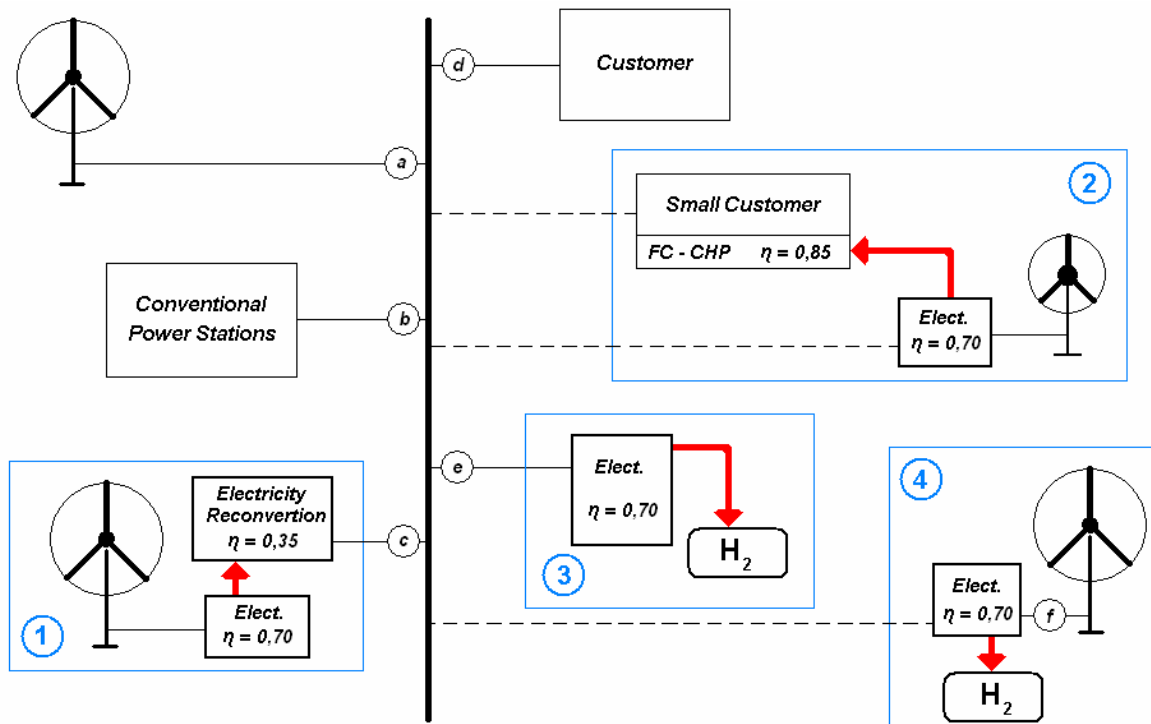


Fig. II: Different use alternatives for W- H_2 systems

Focusing on this option, ENERTRAG AG, a german company already acting on the wind electricity market, together, among others, with the University of Applied Sciences of Stralsund; started the design and construction of an industrial-sized wind-hydrogen plant, aimed to balance the fluctuations of the electricity generated at a wind farm before entering the main grid; and also producing oxygen and heat for internal consumption [09]. A sketch of this plant can be seen in Fig. III.

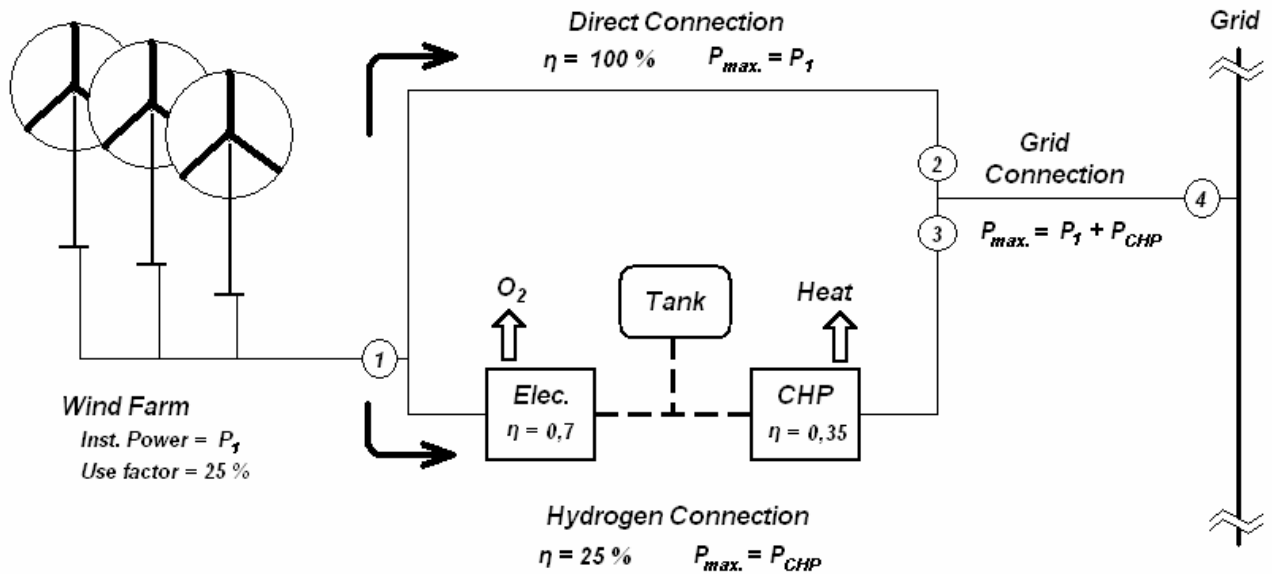


Fig. III: Structure of the hydrogen-based balancing system

The operation strategy for such a system consists in beforehand defining a certain value for the power to be delivered to the grid, during a period of time accorded with the net administrator (usually, a couple of hours). During this period, the system will ensure that the power delivered to the grid will be constant. If the instantaneous wind power is larger than the value defined as firm power, the power excesses will be derived to the electrolyser, and transformed into hydrogen, that will be stored in tanks. When the available wind power is smaller than the accorded power, the extra power will be supplied by the CHP genset, fed by the stored hydrogen.

Once the non-steady operation of electrolyzers had been sufficiently studied and field-tested, and provided the existence of some emerging markets for gaseous H₂, some other alternatives for using wind-hydrogen systems have also been considered.

The Case 3 presented in Fig. II, shows the production of hydrogen, based on grid power, for non-electrical uses (e.g., distributed cogeneration, chemical industry, transport market, etc.). The intermittent use of electrolyzers, operating during low-consumption hours, as well as during high wind periods, could help to reduce the curtailment of wind farms, thus increasing the usage level of the installed wind power. The Case 4 of the same drawing represents a similar system, but operating in a grid-isolated mode, eventually with some backup from the grid.

Such systems will acquire a larger significance as far as the hydrogen vehicles effectively enter the commercial market (specially in the case of fuel-cell-powered cars, that require a high purity hydrogen, like the one obtained by electrolysis). Even when the number of hydrogen-fuelled units is currently low, there is an increasing amount of prototypes being tested by many of the larger automakers, clearly defining the role that those units will play in the automotive market in the forthcoming years. A comprehensive list of the already-existing and planned H₂ service stations can be consulted at [10]

The Case 2 of Fig. II represents a grid-isolated, distributed generation schema; being this, probably, one of the most interesting and promising fields for a widespread use of wind-hydrogen systems.

As stated in [04], distributed generation has several economic advantages over power from the grid. Among others, the following can be remarked:

- On-site production avoids transmission and distribution costs, which otherwise amount an important percentage of the cost of delivered electricity.
- On-site power production (by means of ICE, fuel cells, Stirling engines, etc.) generates waste heat that can be used by the customer, highly improving the global efficiency of the process.
- A distributed generation may add value to some power systems, by delaying and / or reducing the need of upgrading a congested transmission or distribution network, by reducing distribution losses, and by providing support or ancillary services to the local distribution networks.

Furthermore, a system like the one described by Case 2, is the most convenient alternative for supplying electricity, heat and fuel to an isolated consumer, based on a 100 % renewable source. Also, the availability of O₂ as a by-product, able to be used for non-energy uses (i.e., water purification, sewage treatment, damaged ecosystems restoration, etc.) adds some extra economical value to the system.

A key role part for those systems is the reversion CHP unit, which can be based, as already said, on internal combustion engines, gas turbines, Stirling engines, fuel cells, etc. Generally known as “micro CHP units”, those units were initially designed to run on fossil fuels, but can perfectly be adapted for using hydrogen. The availability of such devices is steadily increasing, and prices are supposed to decrease as far as they enter into a mass-producing scale [11].

6. Summary

Hydrogen production, by means of water electrolysis, can offer a suitable alternative for dampening the severe power fluctuations taking place in electrical grids with a high penetration of wind energy; so, reducing or avoiding the need of wind power curtailment..

The produced hydrogen can be used as fuel for *in situ* electricity generation, supplying an additional back-up reserve to the grid. Such an operation mode could allow a wind park to deliver firm, ensured power to the grid, thus contributing to the stability of the system.

For properly knowing the dynamical behaviour of such systems, long-term testing of industrial-sized units is necessary.

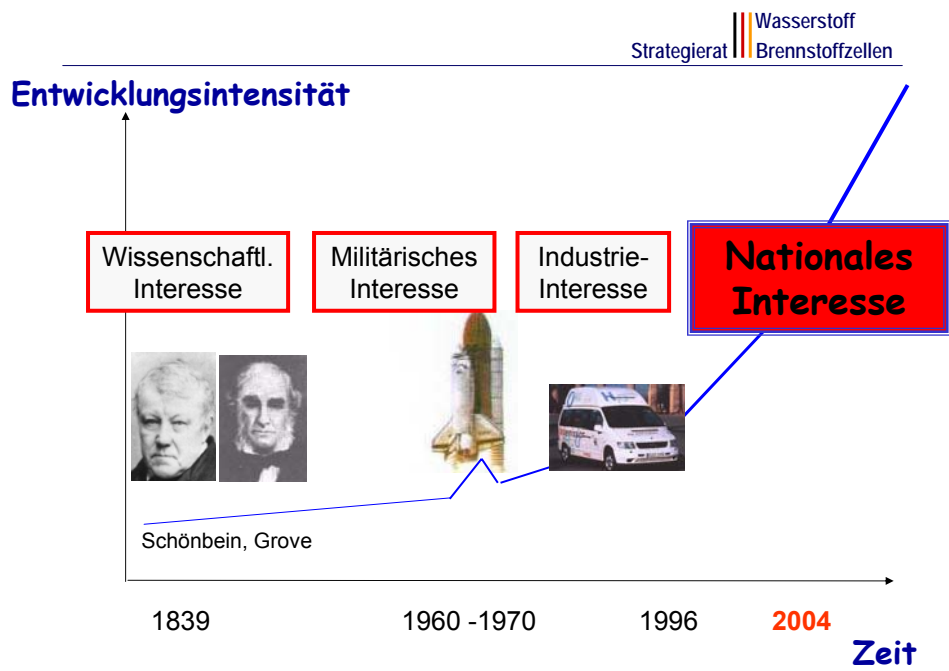
Once the dynamic operation of electrolyzers had been sufficiently tested, grid-independent wind-hydrogen systems could also be built, both for fuel supply and for decentralized cogeneration; attaining competitive costs.

7. References

- [01] DEWI, E.ON Netz et al.. “Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“. Köln, February 2005. Available at www.deutsche-energie-agentur.de
- [02] EWEA. “Large Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations”. Brussels, Belgium, December 2005. Available at http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf
- [03] Gül, T., Stenzel, T.. “Variability of Wind Power and Other Renewables – Management, options and strategies” IEA Report. Paris, France, 2005. Available at <http://www.iea.org/Textbase/Papers/2005/variability.pdf>
- [04] IEA – International Energy Agency. „Distributed Generation in Liberalised Energy Markets”. IEA Publications, Paris, France, 2002. Available at: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf>
- [05] VRB Power Systems, Inc.. “An Electrochemical Energy Storage Company – Executive Summary”. Vancouver, Canada, March 2007. Available at <http://www.vrbpower.com/docs/Executive%20Summary.pdf>
- [06] Manfred, T. “Hydrogen and the Electricity Utility Industry”. Chapter 11 of “On Energies of Change – The Hydrogen Solution”, edited by Carl-Jochen Winter, Gerling Akademie Verlag, München, Germany, 2000.
- [07] Lymberopoulos, N.. “Hydrogen Production from Renewables”. C.R.E.S. – Centre for Renewable Energy Sources, Pikermi, Attica, Greece, September 2005. Available at http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/polygeneration/res_hydrogen_study_final.pdf
- [08] Menzl, F.; Zielke, P. “Untersuchungen zum Betriebsverhalten eines 20 kW Druckelektrolyseurs“. Journal of Energy and Environmental Technology, Vol. 1. Fachhochschule Stralsund, Stralsund, Germany, June 2000.
- [09] ENERTRAG AG: “ENERTRAG Hybrid Energy Plant Off the Starting Blocks”. Available at https://www.enertrag.com/cmadmin_2_1155_0.html
- [10] LBST – Ludwig Bölkow Systemtechnik. “Hydrogen Filling Stations Worldwide“. Available at <http://www.h2stations.org/>.
- [11] ASUE – Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.. “Mikro-KWK – Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen“, Kaiserlautern, Germany, 2004. Available at http://www.asue.de/veroff/bhkw/image/mikro_kwk.pdf

Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellen

Jürgen Garcke
Beirat NOW



Die deutschen H2&BZ Förderung

Strategierat  Wasserstoff
Brennstoffzellen

- **1975 - 2000 (≈ 6 M€/a)**
Förderung erfolgte hauptsächlich im **F&E-Bereich**
- **2001 – 2005 (≈ 20 M€/a)**
Förderung erfolgte hauptsächlich im **Demonstrations- und F&E-Bereich**
- **2006-2015 (≈ 70 M€/a)**
Innovationsprogramm für **Markteinführung der H2&BZ Technologien**



**Verantwortlich
H2&BZ Strategierat**

Hauptaufgabe des Strategierats

Strategierat  Wasserstoff
Brennstoffzellen

Formulierung einer deutschen H2- und BZ
Strategie:

**Nationale Innovationsprogramm
Wasserstoff- und Brennstoffzellen-
technologie (NIP)**

und Umsetzung in einem

Nationalen Entwicklungsplan (NEP)

http://www.nkj-ptj.de/datapool/filelistvoll3//NIP_2_1.pdf

Initiiert 07/05



Budget und Verantwortlichkeiten

Public&Privat Budget 2006- 2015: 1,4 Mrd. €

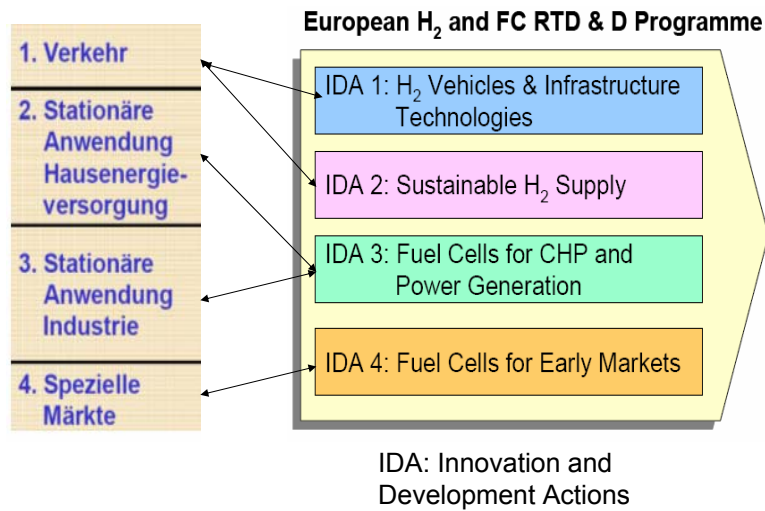
Bund: Zurzeit 200 M€ + zusätzlich 500 M€.

Industrie: 50 %

2/3 der Summe ist vorgesehen für Produktdemonstration und Infrastruktur

Verantwortlichkeiten:

- | | |
|---|--------------|
| - Grundlagenforschung | <i>BMBF</i> |
| - F&E | <i>BMWi</i> |
| - Produktdemonstration
und Infrastruktur | <i>BMVBS</i> |



Verkehr – Geltungsbereich

Fahrzeuge/Komponenten

BZ-Fahrzeug
H₂-ICE Fahrzeug
H₂ Speicher
APU

H₂-Bereitstellung

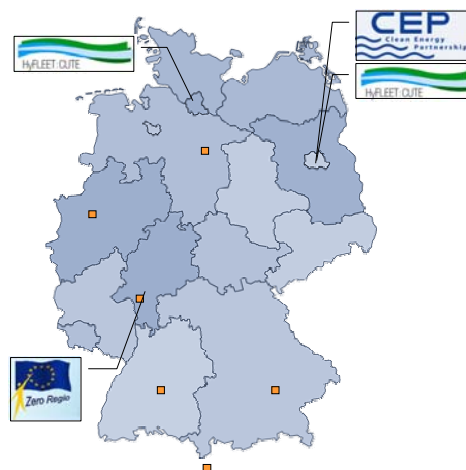
Produktion
Distribution

H₂ Sicherheit

Verkehr – Demonstration

- Fokussierung auf wenige Standorte, an denen größere Flotten (kritische Masse) eingesetzt werden
 - PKW: z.B. Berlin*
 - Busse: z.B. Hamburg und Berlin*
- Aufbau lokaler H₂-Tankstellennetzwerke und erste Verbindungen über Korridore
- Weitere Standorte in Deutschland für einzelnen Fahrzeugbetrieb möglich (je nach Engagement der Region und der Industrie)
- Ausweitung der Fahrzeugflotten und Netzwerke in der zweiten Phase des Programms

Verkehr – Demonstration



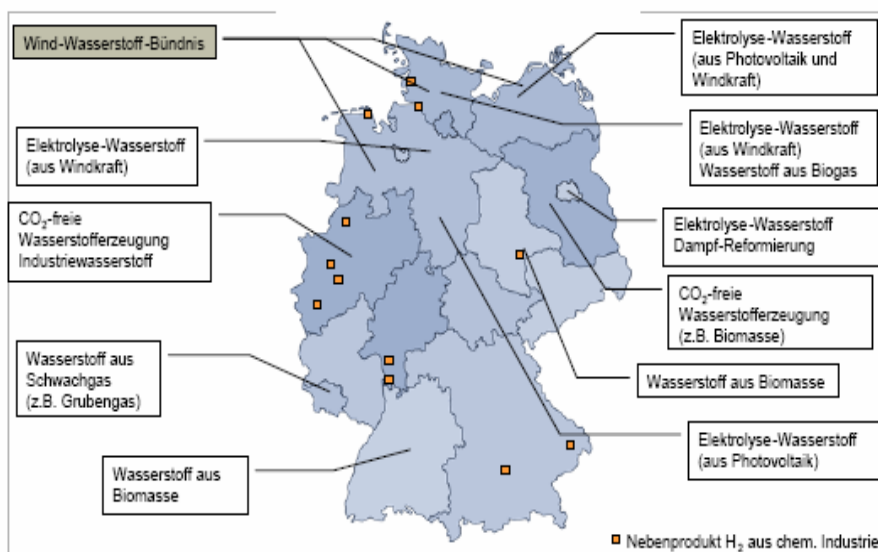
Standorte der Automobil-Hersteller,
Einsatz von Entwicklungs-Fahrzeugen

Verkehr – H2-Portfolio

Ziele für eine zukünftige H2-Bereitstellung:

- Diversifizierung der Primärenergieträger
- Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten
- Ausbau erneuerbarer bzw. nachwachsender Energiequellen
- Signifikante Senkung der CO₂-Emission
- Steigerung der Effizienz (Gesamtenergiekette)
- Wirtschaftlichkeit/ Kostenreduktion

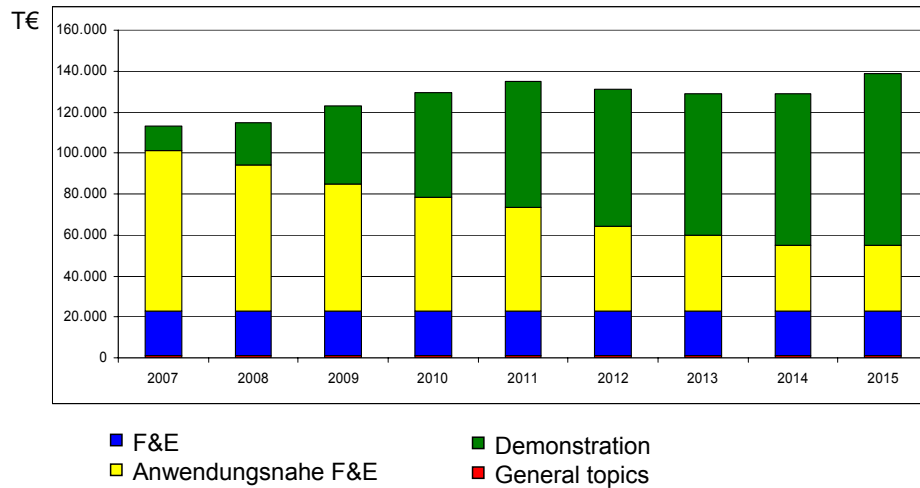
Verkehr – H2-Portfolio



Verkehr - Budget

Strategierat | Wasserstoff
| Brennstoffzellen

1,144 Mrd € Total Projektvolumen



Hausenergieversorgung

Strategierat | Wasserstoff
| Brennstoffzellen

Anwendungsbereich

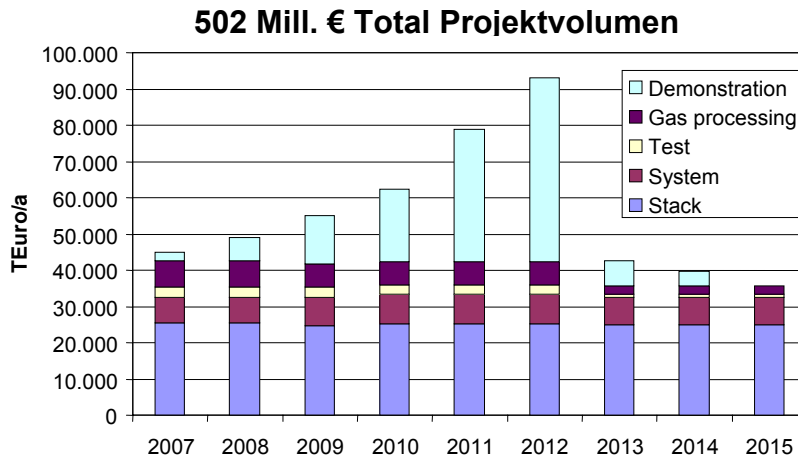
- Mikro-BHKW 1-10 kW
- PEFC and SOFC
- Erdgas, teilweise „*bio natural gas*“

Zielstellung

- $\eta_{el} > 35\%$
- $\eta_{\Sigma} > 90\%$
- Lebensdauer > 25.000 h
- Kosten < 1.700 €/kW

Hausenergie - Budget

Strategierat Wasserstoff
Brennstoffzellen



Industrielle Anwendungen

Strategierat Wasserstoff
Brennstoffzellen

Anwendungsgebiet

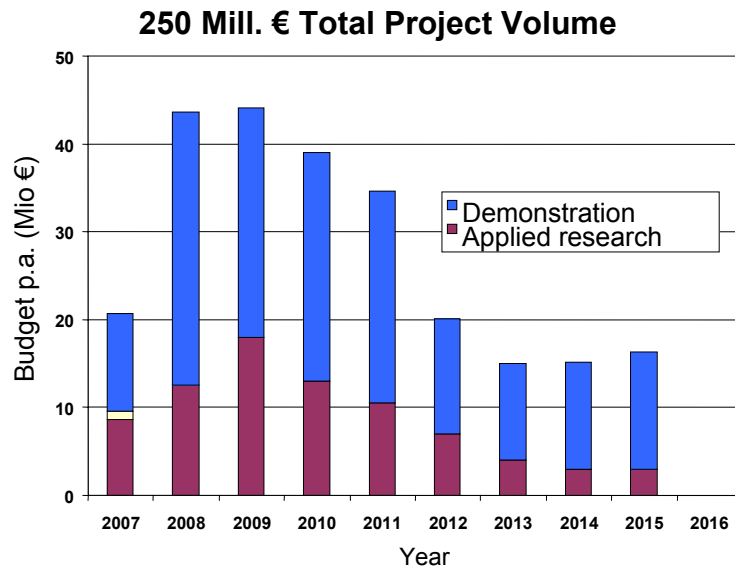
- BHKW Systeme 100 kW – einige MW
- Trigeneration: Wärme – Elektrizität - *Kühlung*
- MCFC-Technologie, CFC Solutions (früher MTU)
(250 kW; >30,000 h Lebensdauer)
- SOFC-Technologie, Siemens-Westinghouse
(100 kW; >28,000 h Lebensdauer)

Zielstellung

- 2006 - 2010: 54 MW
- 2011 - 2015: 620 MW
- $\eta_{el} > 50 \%$
- Lebensdauer: 40,000 h

Industrielle Anwendungen - Budget

Strategierat | Wasserstoff
| Brennstoffzellen



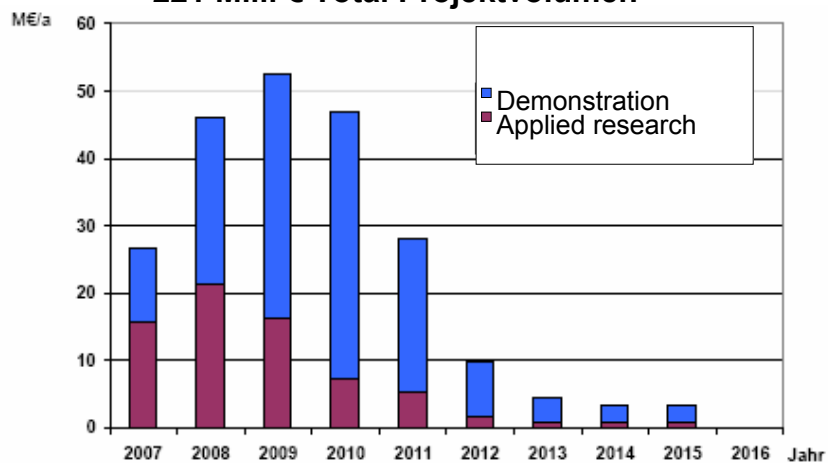
Spezielle Märkte - Anwendungsbereich

Strategierat | Wasserstoff
| Brennstoffzellen

- Notstromversorgung, UPS
- Flurförderfahrzeuge
- Freizeitmarkt, Boote, kleine Fahrzeuge
- Mikro Brennstoffzellen (4C Applications)

Spezielle Märkte - Budget

221 Mill. € Total Projektvolumen



Anwendung		Mio. € (2007 – 2015)	%	%
Verkehr	F&E	658	57	54
	Demonstration	478	42	
	Querschnitt	8	1	
	Summe Verkehr	1.144	100	
Hausenergie	F&E	361	72	24
	Demonstration	141	28	
	Summe Hausenergie	502	100	
Industrie	F&E	80	32	12
	Demonstration	170	68	
	Summe Industrie	250	100	
Spezielle Märkte	F&E	69	31	10
	Demonstration	152	69	
	Summe Spez. Märkte	221	100	
Gesamt	F&E	1.168	55	100
	Demonstration	949	45	
	Gesamtsumme	2.117	100	

**Geschätze
Projekt-
summen**

Hauptaufgabe des Strategierats

Strategierat  Wasserstoff
Brennstoffzellen

Formulierung einer deutschen H₂ und BZ
Strategie:

**Nationale Innovationsstrategie für
Wasserstoff- und Brennstoffzellen-
technologie (NIP)**

und Umsetzung

Nationaler Entwicklungsplan (NEP)

http://www.datapool/filelistvoll3/NIP_2_1.pdf

Weiterentwicklung

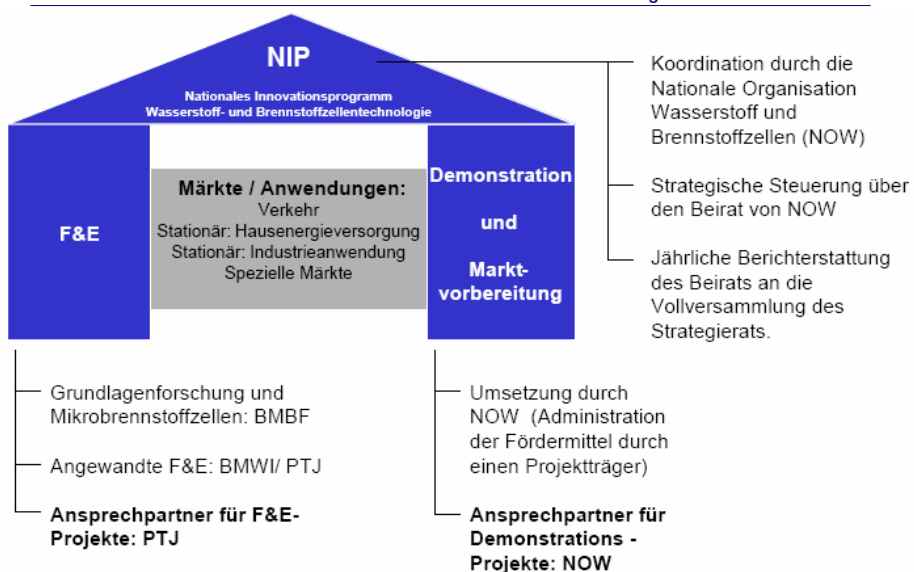
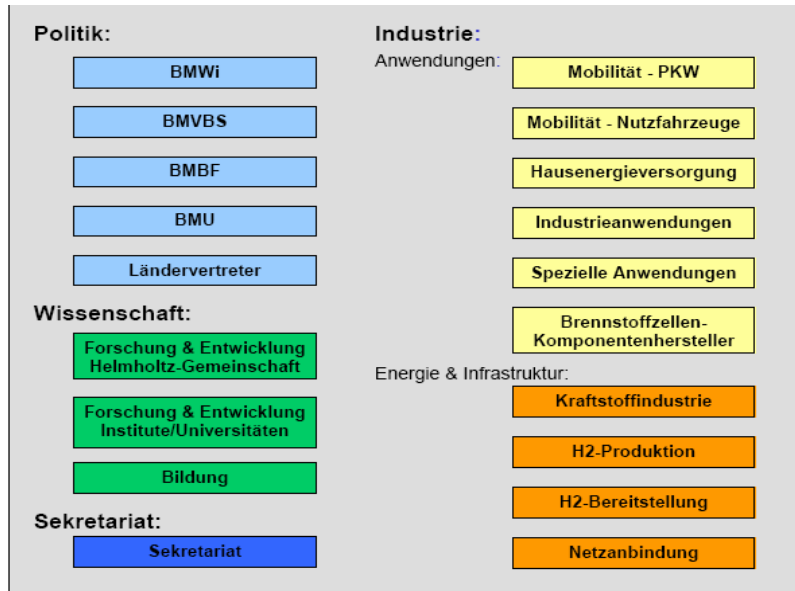
Programm Gesellschaft - NOW

Strategierat  Wasserstoff
Brennstoffzellen

NOW

(Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellen)

- Ausarbeitung von Entwicklungsprogrammen für die nächsten 10 Jahre
- Koordination von Demonstrationsprojekten, Technologieentwicklung und Forschung
- Review und Aktualisierung der Entwicklungsprogramme und Projekte
- Kontinuierliche Koordination aller Beteiligten mit den Interessenten der Politik, Industrie und Forschung und internationalen Partnern



Leuchtturm-Projekte müssen die folgenden Inhalte berücksichtigen:

Technologie	Übergeordnetes	Organisation
<ul style="list-style-type: none">• Reifegrad• Keine Unikate• Begleitende F&E zur Optimierung• Kommunikation der Ergebnisse• Verwertungspflicht (Wertschöpfung in Deutschland)	<ul style="list-style-type: none">• Infrastruktur• Schulung/ Weiterbildung• RCS• Öffentlichkeitsarbeit• Markteinführung• Energie-Effizienz• Kreislaufsysteme• Kyoto und gesetzl. Vorgaben	<ul style="list-style-type: none">• Beteiligung der Privatwirtschaft• Effizientes Management• Ggf. örtliche Konzentration• Nutzung Infrastruktur• Beteiligung aller Akteure des Innovationsprozesses• Gesamte Wertschöpfungskette

Beispiele (in Diskussion)

- Fortführung und Ausweitung der Aktivitäten der Clean Energy Partnership (CEP)
 - Weiterbetrieb und Ausbau der PKW-Flotte
 - Einführung einer wasserstoff-betriebenen Busflotte (Basis HyFleet:CUTE)
 - Betrieb der beiden installierten und Aufbau zusätzlicher H2-Tankstellen
 - Evtl. Verbindung der Standorte Berlin und Hamburg
- Leuchtturm Brennstoffzellen-Heizgeräte-Feldtest
 - Zusammenarbeit mehrerer namhafter deutscher Heiztechnik-Hersteller mit Energiedienstleistern, Forschungsinstituten, Handwerk und Nutzern.
 - Installation von etwa 600 Geräten
 - Synergien durch gemeinsames Entwickeln, Qualifizieren, Kommunizieren.
- Leuchtturm Biogas-Brennstoffzellen-Feldtest
 - Installation von bis zu 60 Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen in Kombination mit Biomassenutzung in Deutschland
 - Gemeinsame Systementwicklung von Brennstoffzellen- und Biogasanlagen-Herstellern in Kooperation mit Betreibern und Energiedienstleistern
- Weitere Leuchttürme in Diskussion

„Betrieb einer SOFC mit Grubengas – Fazit des dreijährigen Pilotprojekts“

L. Blum¹, A. Dengel³, H. K. Dörr³, B. Groß², L. G. J. de Haart¹, K. Kimmerle², R. Peters¹

¹Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

²IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken

³Evonik New Energies GmbH, St. Johannerstr. 103 D-66115 Saarbrücken

Die Evonik New Energies, ehemals STEAG Saar Energie AG, (SE) führte gemeinsam mit seinen Partnern Forschungszentrum Jülich (FZJ) und der IZES gGmbH (IZES) in den vergangenen rund 45 Monaten das Forschungsvorhaben „Pilotbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mit Grubengas“ durch. Das Projekt ermöglichte SE den Einstieg in die dezentrale Stromerzeugung mittels innovativer KWK- Technologie. Kurzfristiges Ziel des Projektes war es, den Nachweis der Tauglichkeit der SOFC Technologie bezüglich einer effizienten energetischen Verwertung des vorhandenen klimarelevanten Grubengases zu erbringen. Als Standort wurde das ehemalige Kraftwerk Luisenthal gewählt, welches für die Durchführung des Vorhabens an das saarländische Grubengasverbundnetz angeschlossen wurde. Die durch das Projekt gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen eine Aussage über die generelle Nutzbarkeit von Grubengas mit variabler Zusammensetzung in einer SOFC und lassen sich anschließend leicht auf weitere Schwachgase wie beispielsweise Bio-, Klär- oder Deponiegas übertragen.

Das Vorhaben beinhaltete die Analyse des Grubengases am Standort Luisenthal, die Planung und den Aufbau des notwendigen Teststandes, die Fertigung und Weiterentwicklung eines geeigneten Reformers und der SOFC Jülicher Bauart im Leistungsbereich 2 kW_{el} , sowie den Betrieb der Komplettanlage mit Grubengas. Nachfolgend werden die Ergebnisse des Reformers und des Brennstoffzellenbetriebs vorgestellt.

1 Betriebsergebnisse Reformer

Dieses Kapitel befasst sich mit der Durchführung und der Auswertung der Messdaten des Reformerversuchsbetriebs. Zu diesem Zweck werden nachfolgend die Betriebszustände vorgestellt, die für eine Auswertung der Versuchsdaten herangezogen wurden. Die Auswertung erfolgt unter den Gesichtspunkten Methangehalt des Grubengases, Reformertemperatur sowie S/C Verhältnis. Des Weiteren wird das Reformierungsverhalten des Reformers in Abhängigkeit seiner Laufzeit untersucht. Der Reformer wurde von März 2006 bis August 2007 in insgesamt 17 Versuchsreihen rund 1.600 Stunden betrieben. Die Überwachung der Anlage erfolgte

wochentags bis zu 16 Stunden pro Tag. Ebenso wurde die Anlage auch am Wochenende vom Personal auf den regulären Betrieb hin überprüft. Während der gesamten Reformerversuche lag der Methangehalt des Grubengases zwischen 25 Vol-% und 49 Vol-%. Die Regeltemperatur des Reformers (T33) betrug in diesem Zeitraum im regulären Grubengasbetrieb zwischen 400 °C und 475 °C.

Tabelle 1.1: Betriebszustände während des Reformerversuchsbetriebs (Angaben in Vol-% CH₄).

S/C-Verhältnis	Regeltemperatur des Reformers [°C]							
	415	425	430	440	445	450	470	475
2,0		37,7				37,9		37,6
		39,9				39,5		40,1
2,2		38,1				37,8		38,1
2,4		39,7				40,5		41,0
2,5		39,6				40,0		38,0
								40,9
2,6		40,5				40,6		41,1
2,8		39,4				39,6		39,3
3,1		42,2				42,4	40,7	
		42,4				42,5		
3,2		38,0		46,5	38,4			
		38,6		46,4			46,5	
3,3		45,8		44,5		45,7		
		44,2						
3,4	44,0	42,0						
	43,6							
3,5		43,0	42,9		40,6	40,9		
		41,8	40,4			42,0		
3,6		40,7						40,5
								40,2
								40,4
3,7						39,5	39,4	
4,7				34,0				32,5
5,2				28,2				28,2
5,3								27,5
5,4							27,0	27,1
								27,0
5,5						28,0		
5,6						26,2		
5,8		26,0		25,9		25,4		25,1

Tabelle 1.1 gibt einen Überblick über die angefahrenen Betriebszustände. In der Tabelle ist der Methangehalt des Grubengases über der Regeltemperatur des Reformers (T33) und dem S/C-Verhältnis aufgetragen. Für die Auswertung der Reformerversuche wird jedoch die Temperatur des Thermoelementes T25 (Luft-eintritt) herangezogen, da diese Temperatur besser das Reformierungsverhalten charakterisiert als T33, da am Brenngasaustritt die Reaktionen bereits abgelaufen sind. In der Regel liegt die Temperatur T25 70 bis 90 K über der Temperatur T33.

Beispielsweise wurde der Einfluss der Reformertemperatur untersucht. Dazu wurden aus dem Betrieb des Reformers Messreihen für einen konstanten Methangehalt von 25,4 Vol-%, 40,6 Vol-%, 42,4 Vol-%, 45,9 Vol-%, und 46,3 Vol-% betrachtet. Die Temperatur am Lufteintritt des Reformers, welcher als Gegenstromwärmetauscher konstruiert ist, betrug während der Messungen zwischen 500 und 555 °C. Beispielhaft wird hier der Einfluss der Reformertemperatur für einen Methangehalt von 42,4 Vol-% dargestellt. Nachfolgendes Bild 1.1 zeigt den Verlauf der verbrauchten und entstandenen Gaskomponenten im Reformer über einen Zeitraum von 39 Stunden. Insgesamt hatte der Reformer zu diesem Zeitpunkt etwa 1.000 Betriebsstunden. Die Reformertemperatur liegt im Punkt ■ mit 505,9 °C am niedrigsten und im Punkt ● mit 539,2 °C am höchsten. Wie erwartet nimmt der Reformierungsgrad mit steigender Temperatur zu.

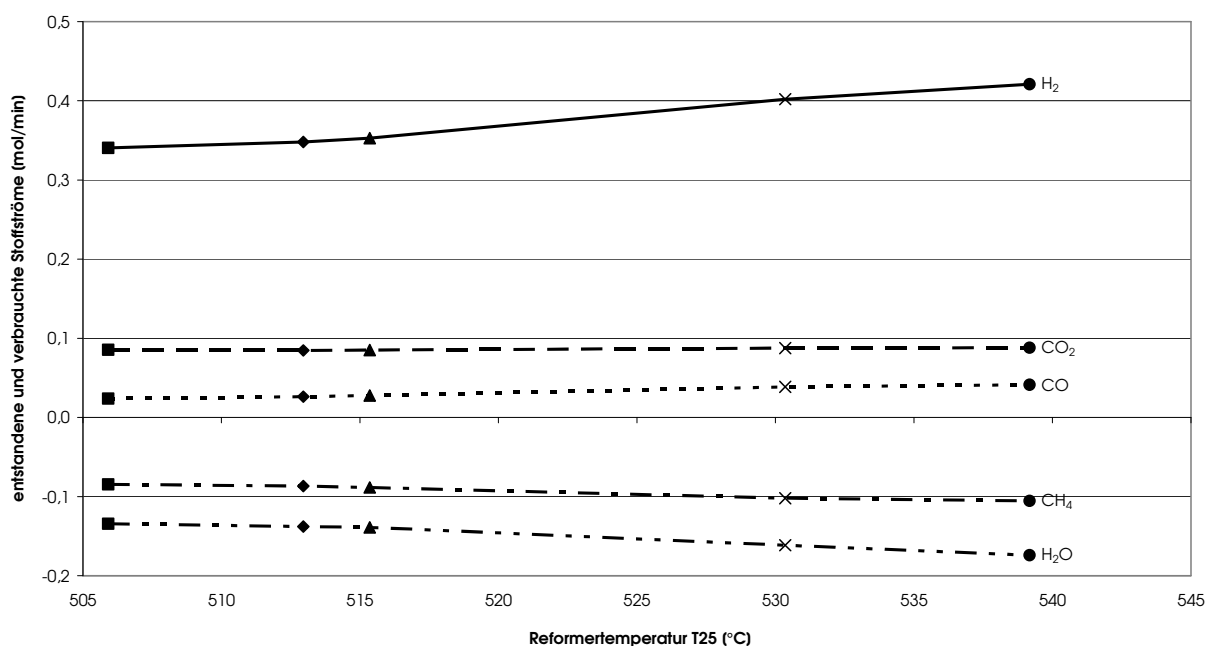


Bild 1.1: Im Reformer entstandene und verbrauchte Stoffströme bei einem Methangehalt im Grubengas von 42,4 Vol-%

2 Degradationsverhalten

Die Auswertung der Messdaten in Abhängigkeit der Betriebsdauer soll Veränderungen in den Betriebseigenschaften des Reformers aufzeigen. Zur Auswertung sind Datensätze nach 240, 360 und 1.050 Betriebsstunden mit annähernd gleichen Betriebsbedingungen gewählt worden. Bei den ausgewählten Datensätzen wurde der Reformer mit einem Grubengasvolumenstrom von 21,7 NI/min und einem Wasserdampfmassenstrom von 1,6 kg/h beaufschlagt. Die Reformertemperatur am Lufteintritt wurde auch hier als Referenztemperatur gewählt.

Bei den betrachteten Datensätzen zeigt sich, dass der im Grubengas vorhandene Sauerstoff und die höheren Kohlenwasserstoffe Ethan und Propan vollständig umgewandelt werden. Im Nachfolgenden werden nun die einzelnen Datensätze miteinander verglichen.

Tabelle 2.1: Betriebsbedingungen des Reformers nach 240, 360 und 1.050 Betriebsstunden

Betriebsdauer Reformer	Zusammensetzung Grubengas [mol/min]						T25 [°C]	S/C- Verhältnis
	CH ₄	O ₂	CO ₂	N ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈		
240 h	0,26	0,03	0,07	0,61	0,002	0,000	531	5,56
360 h	0,25	0,05	0,06	0,60	0,003	0,001	518	5,66
1.050 h	0,26	0,04	0,06	0,60	0,005	0,001	530	5,45

Nach einer Laufzeit von 240 Betriebsstunden werden 49,7 % des vorhandenen Methans im Reformer zu Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid umgesetzt. Aufgrund der Gleichgewichtszusammensetzung bei dieser Temperatur beträgt das aus den zugeführten Kohlenwasserstoffen entstandene CO₂ (Selektivität bei dieser Temperatur) 78,1 %, was bedeutet, dass die Reformierung der im Grubengas vorhandenen Kohlenwasserstoffe zu 78,1 % bis zum Kohlenstoffdioxid verläuft. Der Wirkungsgrad des Reformers bei dieser Temperatur beträgt zu diesem Zeitpunkt 75,3 %. Des Weiteren zeigt sich eine Differenz im Stickstoffmengenstrom zwischen Ein- und Austritt des Reformers von 0,004 mol/min. Da Stickstoff bei keiner der bei der Dampfreformierung stattfindenden Reaktionen beteiligt ist, dürfte im Normalfall keine Differenz zwischen ein- und austretendem Stickstoff vorliegen. Eine Differenz zwischen ein- und austretendem Stickstoff kann nur entstehen, wenn ein Teilstrom im Reformer von der Luft- auf die Brenngasseite übertritt. Da der Stickstoffmengenstrom am Austritt des Reformers größer ist als am Eintritt des Reformers muss davon ausgegangen werden, dass eine Quelle vorliegt von der Stickstoff in das System eingetragen wird. Diese Quelle kann zum Beispiel eine Leckage im Reformer sein, bei der Luft von der Luftseite auf die Brenngasseite übertritt. Über den Stickstoffanteil der Luft von 79 Vol-% kann aus der Differenz des Stickstoffmengenstroms der Leckluftmengenstrom \dot{n}_{LL} berechnet werden.

$$\dot{n}_{LL} = \frac{\dot{n}_{N2,Ref} - \dot{n}_{N2,GG}}{0,79} \quad \text{Gl. 1.1}$$

Für den Datensatz nach 240 Betriebsstunden des Reformers ergibt sich ein übertretender Leckluftmengenstrom von 0,006 mol/min, was einer übertretenden Luftmenge von 0,133 NI/min entspricht.

Bei 360 Betriebsstunden zeigt sich eine Verschlechterung im Reformierungsverhalten des Reformers dahingehend, dass sich der Methanumsatz auf 43,8 % (siehe Tabelle 2.2) verringert hat. Ebenso wie der Methanumsatz hat sich der Wirkungsgrad des Reformers relativ gesehen verschlechtert und beträgt rund 69 %. Aufgrund der Gleichgewichtszusammensetzung bei dieser Temperatur beträgt das aus den zugeführten Kohlenwasserstoffen entstandene CO₂ 77,8 %. Die Differenz zwischen ein- und austretendem Stickstoffmengenstrom hat sich auf 0,028 mol/min

vergrößert. Dies ist mit einem von der Luft- auf die Brenngasseite übertretendem Luftmengenstrom von 0,62 NI/min gleichzusetzen.

Nach 1.050 Betriebsstunden weist der Reformer bei gleichen Betriebsbedingungen einen Methanumsatz von nur noch 35,4 % auf. Auch der Wirkungsgrad bei dieser Temperatur sinkt relativ betrachtet weiter ab und beträgt in diesem Betriebszustand 50,5 %. Die Umsetzung der zugeführten Kohlenwasserstoffe zu CO₂ beträgt 72,4 %. Die Differenz zwischen ein- und austretendem Stickstoff- Stoffmengenstrom hat sich auf 0,045 mol/min vergrößert. Dies entspricht einer übertretenden Luftmenge von 1,00 NI/min.

Der Vergleich der drei Datensätze (Tabellen 2.1 und 2.2) zeigt, dass mit steigender Betriebsdauer das Reformierungsverhalten des Reformers schlechter wird, da bei annähernd gleichen Betriebsbedingungen unterschiedliche Methanumsatzraten erreicht werden. Des Weiteren sinkt der Wasserstoffanteil des Reformats ab, der Stickstoffanteil im Reformat hingegen steigt an. Der Rückgang des Methanumsatzes ist auf das Alterungsverhalten des Reformers zurückzuführen. Der sinkende Wasserstoffanteil sowie der steigende Stickstoffanteil sind durch die auf die Brenngasseite übertretende Luftmenge zu begründen.

Tabelle 2.2: Vergleich der Zusammensetzung des Reformats, Methanumsatzes, und des Wirkungsgrades des Reformers nach 240, 360 und 1.050 Betriebsstunden.

Betriebsdauer	Reformatzusammensetzung [mol/min]					CH ₄ - Umsatz [%]	Reformer-wirkungsgrad [%]	Selektivität [%]
	N ₂	CH ₄	H ₂	CO	CO ₂			
240 h	0,61	0,13	0,45	0,03	0,18	49,7	75,3	78,1
360 h	0,63	0,13	0,39	0,03	0,18	43,8	68,9	77,8
1.050 h	0,65	0,17	0,28	0,03	0,14	35,4	50,5	72,4

3 Brennstoffzellenbetrieb

Nach Inbetriebnahme der SOFC- Hochtemperaturbrennstoffzelle wurde der Versuchsbetrieb zweimal aufgenommen und die Gesamtanlage mit Stromerzeugung rund drei Stunden betrieben. Anschließend mussten die Versuche aufgrund technischer Schwierigkeiten vorerst unterbrochen werden. Zu diesem Zeitpunkt kann jedoch mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit festgehalten werden, dass die SOFC- Hochtemperaturbrennstoffzelle nach Jülicher Bauart geeignet ist Grubengas ohne weitere Aufbereitung in Strom und Wärme zu wandeln.

Während der durchgeführten Brennstoffzellen- Versuche lag der Methangehalt des Grubengases bei etwa 46 Vol-%. Die Temperatur am Brenngaseintritt des Reformers lag bei 430 °C und die Stapeltemperatur bei 840 °C. Unter diesen Bedingungen konnte eine Gesamtspannung von 8,1 V erzeugt werden. Die Einzelzellspannungen lagen dabei bei etwa 0,9 V. Die gemessene Stromstärke betrug während des Versuchs bis zu 66 A, woraus eine elektrische Leistung von etwa 0.53 kW resultiert.

Wasserstoff aus Windenergie

R. Hamelmann

KWB / FH Lübeck, Mönkhofener Weg 239, D-23562 Lübeck, hamelmann@fh-luebeck.de

Schlüsselwörter: Wind-Wasserstoff, Offshore-Windparks, Netzintegration

Zusammenfassung: Die vorliegende Arbeit fasst die Ergebnisse der „Studie zur Dämpfung der Netzbelastung durch Wasserstoffsysteme“ zusammen, die für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holsteins erstellt wurde. Sie zeigt die Machbarkeit des Wind-Wasserstoffansatzes und gibt Hinweise auf die Dimensionierung der Anlagen. Der Speicherung nachfolgende Nutzungsszenarien werden vorgestellt und mit Rechnungen unterlegt.

Motivation

Für Schleswig-Holstein steht mittelfristig sowohl eine durch den Atomausstieg als auch die Offshore-Windkraftnutzung hervorgerufene Änderung der Stromgestehung bevor. Dies wirkt sich derart aus, dass die Spanne zwischen gesicherter und maximaler Einspeiseleistung um den Faktor drei ansteigt, da verstärkt Windstrom ins Netz eingekoppelt wird.

Um der Dynamik dieser Versorgungs-herausforderung technisch zu begegnen wurde die Speicheroption Wasserstoff untersucht; den Systemansatz zeigt Abbildung 1. Dabei ist zu bemerken, dass das Energiemanagementsystem (EMS) ausgleichend auf das Stromnetz wirken soll, also Energie nur dann in den Wasserstoffpfad leiten soll, wenn diese anders nicht zu nutzen ist (Netzengpässe). Auch soll die netzstützende Rückverstromung so angelegt sein, dass der Nutzen größtmöglich ist (KWK).

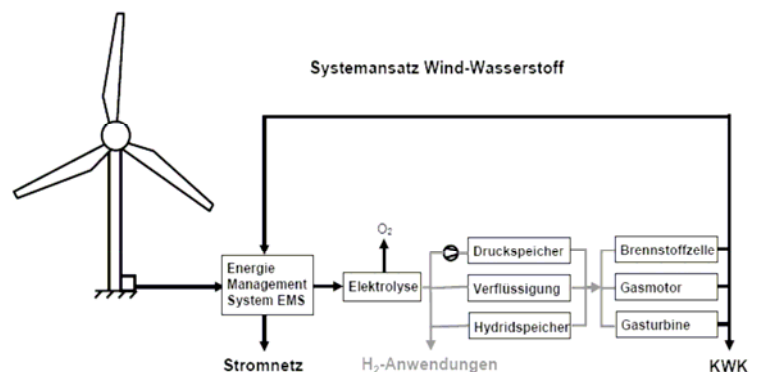


Abbildung 1: Systemansatz Wind-Wasserstoff

Ansatz

Um die Dynamik der Windstromerzeugung zahlenmäßig beschreiben und deren Beitrag zur Stromversorgung einordnen zu können muss zunächst ein Modellszenario gewählt werden. Da es derzeit keine Offshore-Windparks (OWP) gibt und somit auch die Jahreserzeugungskurve nicht verfügbar ist wird zunächst die Leistungskurve der Onshore-Erzeugung zugrunde gelegt und auf die zu erwartende Offshore-Leistung skaliert. Im nächsten Schritt wird die erzeugte Energie in diskreten Bändern berechnet, deren Laufweite in Zehnteln der Maximalleistung angegeben wird (Abbildung 2). Mit diesem Vorgehen erhält man einen Überblick, welche Intervalle der Einspeisung maßgeblich zur Energiegewinnung beitragen. Am gewählten Beispiel wird deutlich, dass an diesem Tag 75% der eingespeisten Energie im Intervall zwischen 0 und 50% der Maximalleistung erzeugt wird. Anders ausgedrückt: nur ein Viertel der Energie kommt durch die Spitzen über 50% der Nennleistung zustande.

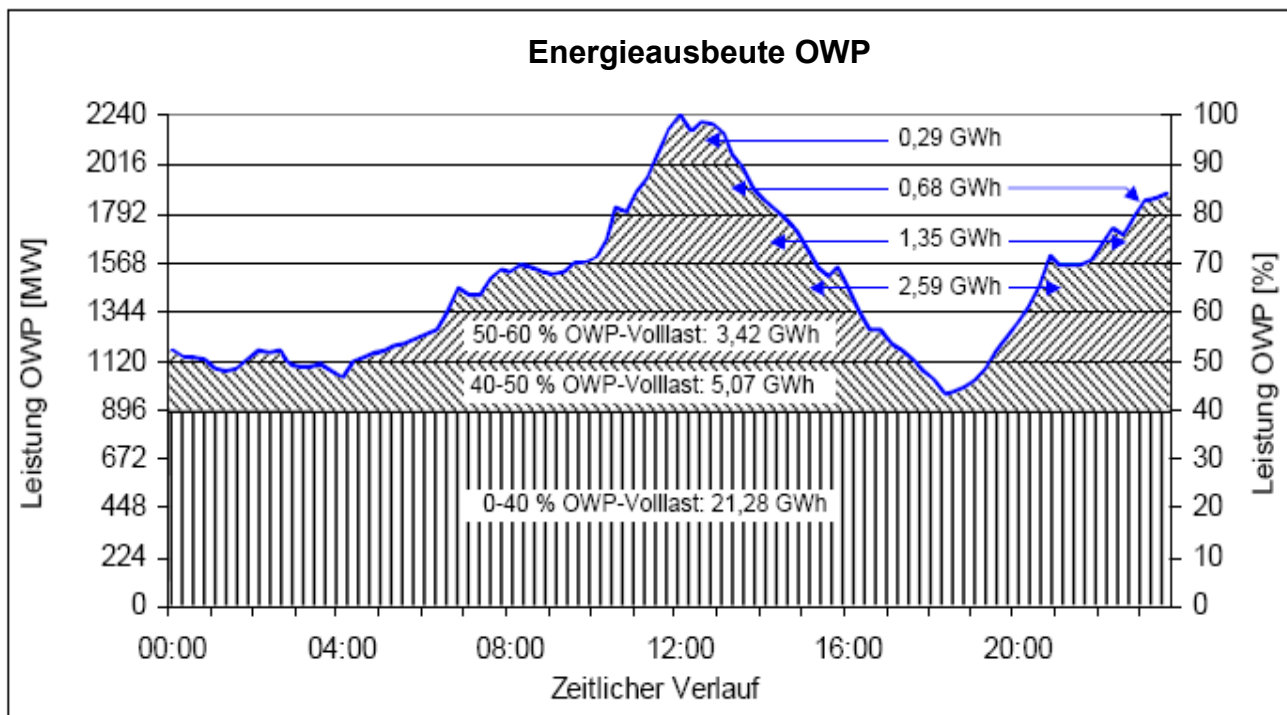


Abbildung 2: Energieausbeute Offshore-Windpark

Mit dieser Systematik wird nun der Speicherbedarf dargestellt. Dazu wird die Jahresleistungskurve Onshore auf die geplante Maximalleistung der OWP in 2015 skaliert (2.240 MW). Diese Kurve, gleichmäßig unterteilt in zehn Intervalle, führt zu einer energetischen Verteilung der Offshore-Windstromerzeugung. Überraschend ist, dass ein Drittel der erzeugten Strommenge im Intervall von 0-10% der Nennleistung erzeugt werden und über 90% der erzeugten Strommenge bis zur halben Nennleistung anfallen. Mit diesem Ergebnis lässt sich ein Vorschlag zum Pufferungsbedarf erarbeiten; dabei wird zwischen den zuständen Netzeinspeisung (direkte energetische Verwertung des Windstroms), Abregelung (Nicht-Nutzung des Stroms) und Elektrolysebetrieb unterschieden. Eine Variation der Beiträge der einzelnen Erzeugungsbänder lässt ein Szenario besonders wirtschaftlich erscheinen, bei dem über 90% des Windstroms direkt im Netz genutzt, ca. 8% über den Wasserstoffpfad gespeichert und 0,8% durch Abregelung nicht erzeugt wird. Dieses Vorgehen führt dazu, dass die weiterführende Stromnutzung (Netzanschluß) nicht wie bisher auf die Nennleistung des OWP, sondern nur noch auf die halbe Nennleistung dimensioniert werden muss; dies bei ca. 93% Windstromnutzung und Erhöhung der Verfügbarkeit. Das relativ kleine Speicherintervall entspricht einer elektrischen Energiemenge von 356 GWh, dies sind rund 900.000 m³ Wasserstoff bei einem Druck von 100 bar. Es wird deutlich, dass dieses Volumen nur in Salzkavernen speicherbar ist, wie aus dem vorangestellten Beitrag F. Crotoinos deutlich hervorgeht.

Rückverstromung

Für die Rückverstromung können zentrale Ansätze oder dezentrale Szenarien entworfen werden; auch mobile Anwendungen können vom Wasserstoff profitieren. Die tatsächliche Nutzung obliegt den Marktgegebenheiten und politischen Rahmenbedingungen.

Effiziente Bereitstellung von Strom- und Wärme aus Biomasse durch Kopplung des Fermentationsprozesses mit der Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC)

E. Friedrich , M. Jahn und K. Jobst

Fraunhofer Institut Keramische Technologien und Systeme (IKTS)
Winterbergstr. 28, 01277 Dresden, matthias.jahn@ikts.fraunhofer.de

In einem vom Land Sachsen sowie der EU geförderten Forschungsprojekt zur regenerativen Energieerzeugung am Institut für keramische Technologien und Systeme wird in einem gemeinsamen Projekt der Abteilungen für Umweltverfahrenstechnik und Energiesysteme eine Anlage zur Bereitstellung von Strom und Wärme auf der Basis von nachwachsenden Rohstoffen konzipiert und gebaut. Die Anlage zeichnet sich durch ihr verfahrenstechnisches Konzept der Biogaserzeugung mit einer erhöhten Gasausbeute aus. Der Teilprozess der Gaserzeugung ist mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie mit dem Brennstoffzellensystem gekoppelt. Durch die Aufbereitung und Entwässerung des bei der Fermentation entstehenden Gärrestes kann dieser wieder der Landwirtschaft zurück geführt werden. Damit kann eine nachhaltige Prozessführung aus Sicht der Landwirtschaft demonstriert werden.

Schlüsselwörter: Biomasse, Fermentation, Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), BHKW, Prozessoptimierung, Wirtschaftlichkeit

1 Anlagenkonzept

Die Erzeugung von Biogas über den Weg der Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRos) ermöglicht einen hohen Energieertrag pro Hektar Anbaufläche und bietet zudem vielfältige Nutzungsmöglichkeiten für das produzierte Biogas. Neben der Option zur Einspeisung ins Erdgasnetz kann das Biogas zur dezentralen Bereitstellung von Strom- und Wärme (bzw. über eine Absorptionswärmepumpe auch von Kälte) genutzt werden. Das folgende Konzept basiert auf dem Einsatz eines motorbetriebenen BHKW bzw. einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) zur Bereitstellung von Strom und Wärme.

Die heute kommerziell verfügbaren Anlagen zur Biogaserzeugung, werden gegenwärtig trotz der rasanten Entwicklung des Anlagenbestandes noch überwiegend nach den gegebenen Standortbedingungen und nicht nach den Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Betriebsführung und optimalen Energieerzeugung gefahren.

Daraus resultieren z. B. große Behältergeometrien und damit verbundene hohe Investitionskosten. Weiterhin beeinflussen Biogasausbeuten mit hohem Restgaspotential und eine unbefriedigende Wärmenutzung die Wirtschaftlichkeit von traditionellen Biogasanlagen negativ.

Durch die Entwicklung eines innovativen Anlagenkonzeptes, welches in Abbildung 1 wiedergegeben ist, wird die Verweilzeit in der Fermentation reduziert und die Gasausbeute pro Kilogramm Trockensubstanz erhöht. Dies ist durch die Verbesserung der mechanischen Aufbereitung der eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe und einen biogenen Katalysator sowie eine Trennung der Prozessstufen von Hydrolyse und Fermentation erreicht. Das erzeugte Produktgas wird verdichtet und gereinigt und dann der Brennstoffzelle bzw. dem motorischen BHKW zugeführt.

In einem weiteren innovativen Prozessschritt erfolgt die Aufbereitung des Gärrestes zu einem stichfesten organischen Dünger und einem Stickstoff-Phosphor-Konzentrat.

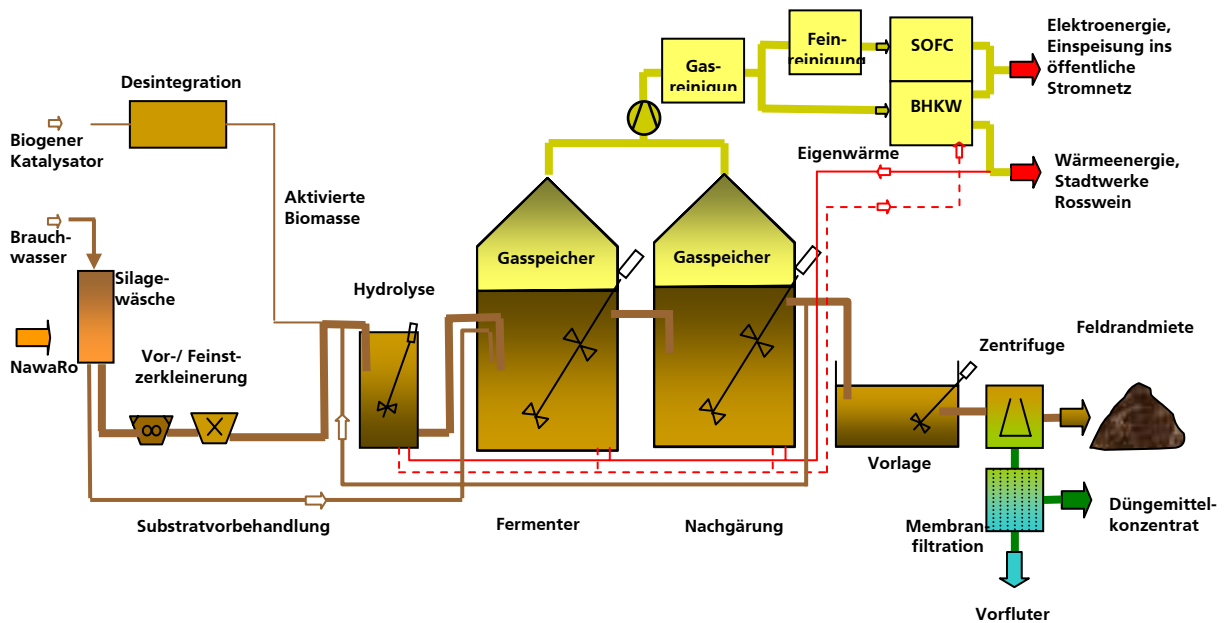


Abbildung 1: Prozessschema zur Wärme- und Strombereitstellung aus Biomasse

2 Untersuchungen zur Biogaserzeugung

Im Rahmen der Untersuchungen zur Biogaserzeugung sind Voruntersuchungen in Laborreaktoren zur Fermentation von NaWaRos mit einem Reaktionsvolumen von $V_R = 5$ l bzw. $V_R = 10$ l durchgeführt worden. Die Zielgrößen bei den Versuchen waren die Gasausbeute sowie der Methangehalt im Produktgas. Neben der gezielten Auswahl eines Substratgemisches und dem Einsatz eines biogenen Katalysators konnte durch Einbeziehung einer innovativen Substratvorbehandlung (Silagewäsche, Zerkleinerung, Vorhydrolyse) eine Steigerung der Gasausbeute um circa 30 % bei gleichzeitiger Steigerung des Methangehaltes bis zu 5 %-Punkte erzielt werden.

Zur Überprüfung und weiteren Optimierung der im Labor- und Technikumsmaßstab ermittelten Ergebnisse wird eine Pilotanlage (Reaktorvolumen 10 m^3) auf der Kläranlage in Roßwein betrieben, deren Ergebnisse die Grundlage für die Auslegung und den Betrieb der zurzeit in der Genehmigung befindlichen Modell- und Demonstrationsanlage liefern. Geplant ist die Errichtung einer Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 2,1 MW in der ersten Ausbaustufe und 4,0 MW im Endausbau am Standort Roßwein. Die Inbetriebnahme des ersten Bauabschnittes ist für Juli 2008 vorgesehen.



5 l – Laborreaktoren

Quelle: Friedrich, IKTS (UVT)



10 l – Laborreaktoren



10 m³ – Pilotanlage

Abbildung 2: Versuchseinrichtungen zur Biogaserzeugung

3 Brennstoffzellensystem

Das Brennstoffzellensystem wurde am IKTS auf der Basis des am Institut entwickelten SOFC-Stacks konzipiert und gebaut. Bevor das Biogas dem Brennstoffzellensystem zugeführt wird, muss es gereinigt und verdichtet werden. In der Reinigungsstufe müssen vor allem die Schwefelkomponenten und Siloxane entfernt werden, da diese zu einer Schädigung der Brennstoffzelle und damit zu einem Abfall der elektrischen Leistung führen. Im Reformier wird das Biogas zunächst zusammen mit Luft im sogenannten POX-Verfahren durch eine partielle Oxidation zu Synthesegas umgewandelt, welches vor allem aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) besteht. Da in der Hochtemperaturbrennstoffzelle sowohl H₂ als auch CO als Brenngas genutzt werden können, sind keine weiteren Reinigungsstufen vor dem Eintritt in den Brennstoffzellenstack erforderlich. Da das Synthesegas in der Brennstoffzelle nicht zu 100 % umgesetzt werden kann, ist im System noch ein Brenner vorgesehen, in dem der nicht umgesetzte Anteil an Synthesegas verbrannt wird. Im Startbetrieb dient der Brenner darüber hinaus zum Aufheizen des Systems. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wird durch das IKTS zunächst ein System mit einer elektrischen Leistung von $P_{el} = 1-2 \text{ kW}$ an der Biogas-Pilotanlage aufgestellt. Der Aufbau des Systems ist in der folgenden Abbildung wiedergegeben. An der Kläranlage wird die Anlage dann in einen Container, welcher mit der erforderlichen Sicherheitseinrichtung ausgestattet ist, integriert und mit der Biogaserzeugung gekoppelt.

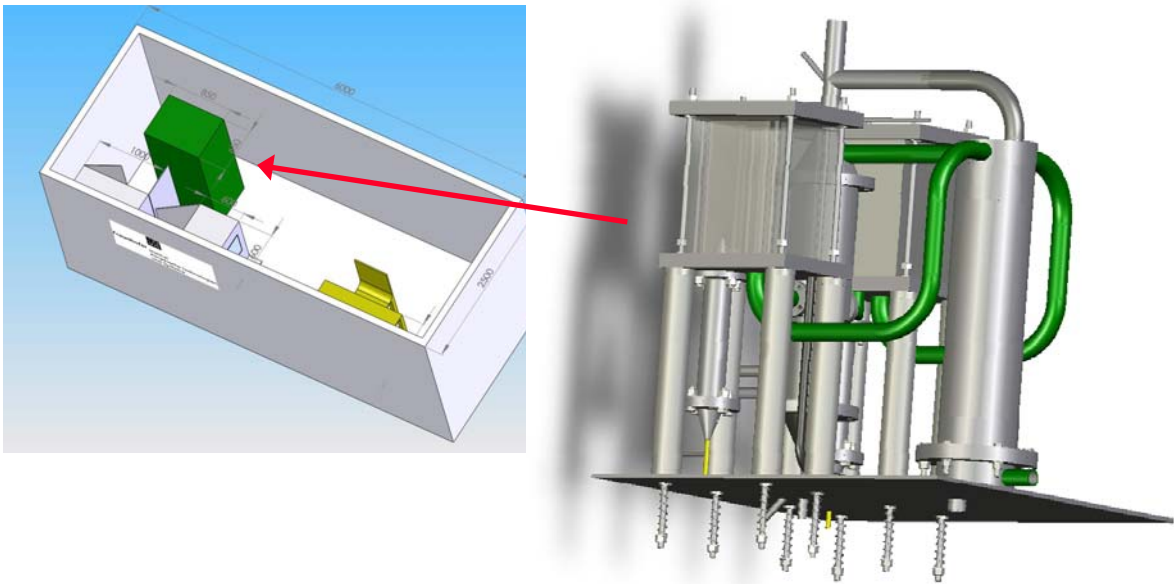


Abbildung 3: Brennstoffzellensystem mit einer elektrischen Leistung von $P_{el} = 1 - 2 \text{ kW}$

Wenn das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle mit Biogas nachgewiesen worden ist, kann auch ein Upscaling auf höhere Leistungen erfolgen. Die SOFC-Technologie lässt sich in einem großen Leistungsbereich von $P_{el} = 0,1 \text{ kW} - 1 \text{ MW}$ erfolgreich einsetzen. Die besonderen Vorteile des Brennstoffzellensystems liegen in der hohen Verfügbarkeit, den geringen Lärmemissionen sowie der hohen Stromkennzahl im Vergleich zu einem konventionellen gasmotorbetriebenen BHKW.

4 Wirtschaftliche Betrachtung

Da die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der entwickelten innovativen Prozessschritte nur objektkonkret erfolgen kann, wird hier beispielsweise der Vergleich mit einer traditionellen Biogasanlage mit 1,2 MW elektrischer Leistung vorgenommen. Die Investitionskosten für diese Anlage inklusive Errichtung der Endlager betragen 4.285.000 EUR. Durch eine Steigerung der Biogasproduktion kann die elektrische Leistung dieser Anlage bei gleichem Substrateinsatz und konstantem Reaktorvolumen auf 1,6 MW erhöht werden. Als zusätzliche Investitionen sind lediglich die Ausgaben für die Substratwäsche und Substratzerkleinerung sowie die Erweiterung des Blockheizkraftwerkes zu berücksichtigen (circa 400.000 EUR). Unter Einbeziehung der mit dem Betrieb der zusätzlichen Prozessstufen verbundenen Betriebskosten wird die Wirtschaftlichkeit dieser Anlage signifikant verbessert. Im objektkonkreten Fall reduziert sich die Amortisationszeit von 6,2 auf 4,2 Jahre.

5 Fazit

Der wirtschaftliche Betrieb einer Anlage zur Bereitstellung von Strom und Wärme kann durch eine Optimierung der Gasausbeute erreicht werden. Durch die Kopplung mit der Hochtemperaturbrennstoffzelle kann der Wirkungsgrad der Verstromung vor allem im Bereich der kleineren Leistungen noch weiter erhöht werden. Zudem ist eine höhere Stromkennzahl möglich. Im Rahmen eines Forschungsvorhabens wird basierend auf den Erkenntnissen aus einer Pilotanlage eine Demonstrationsanlage mit einer elektrischen

Leistung von $P_{el} = 2$ MW in der Stadt Roßwein errichtet. An dieser Anlage können die Betriebssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der neu entwickelten Verfahren nachgewiesen werden. Nach den Berechnungen, welche auf den Daten aus den Voruntersuchungen im Labormaßstab aufbauen, kann die Amortisationszeit bei einer Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von $P_{el} = 1,2$ MW durch Einsatz der neuen Technologien von 6,2 Jahre auf 4,2 Jahre reduziert werden. Das Potential des Brennstoffzelleneinsatzes wird im weiteren Projektverlauf ermittelt.

Danksagung

Das Verbundprojekt wird mit EU-Forschungsmitteln und Geldern des Landes Sachsen gefördert. Die Autoren danken dem Sächsischen Ministerium für Wirtschaft und Arbeit sowie der Sächsischen Förder- und Aufbaubank, Bereich Technologieförderung, für die Unterstützung des Vorhabens. Der Landesanstalt für Landwirtschaft wird für die konstruktive Zusammenarbeit gedankt. Ebenso gilt der Dank den öffentlichen Entscheidungsträgern wie dem Ministerium für Umwelt und Landwirtschaft sowie dem Landesamt für Umwelt und Geologie – Energieeffizienz Zentrum in der Region Döbeln/Roßwein und der Stadt Roßwein.

BRENNSTOFFZELLEN MIT FLÜSSIGEN REAKTANDEN – ENTWICKLUNG PLATINFREIER KATALYSATOREN

Henrik Junge¹, Andreas Schmuhl², Volker Brüser³ und Man-Kin Tse¹

¹ Leibniz-Institut für Katalyse e. V. an der Universität Rostock, A.-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock,
henrik.junge@catalysis.de

²AMT Analysenmesstechnik GmbH, Joachim-Jungius Str. 9, 18059 Rostock

³ Institut für Niedertemperatur-Plasmaphysik e. V., Felix-Hausdorff-Straße 2, 17489 Greifswald

Schlüsselwörter: Ameisensäure-Wasserstoffperoxid-Brennstoffzelle, Katalysatoren, Cobalt-Porphyrine, Ruthenium, Pyrolyse, Plasma

Zusammenfassung: Der Einsatz flüssiger Reaktanden wie Ameisensäure als Brennstoff und Wasserstoffperoxid als Oxidanz weist wesentliche Vorteile gegenüber H_2/O_2 -Brennstoffzellen bezüglich einer höheren inneren Sicherheit und einem vereinfachten Wassermanagement auf. Zudem wird durch eine druckstabile und wartungsarme Ausführung ein Brennstoffzellensystem zugänglich, das sich insbesondere für den Unterwassereinsatz als Stromversorgungssystem für autarke Messstationen eignet. Das $HCOOH/H_2O_2$ -Brennstoffzellensystem stellt jedoch neue Anforderungen an die Katalysatoren, da die bekannten Platinkatalysatoren neben der kathodischen Reduktion des H_2O_2 auch dessen Zersetzung katalysieren. Durch thermische bzw. Niedertemperaturplasmabehandlung geeigneter stickstoffhaltiger Organo-Übergangsmetall-Komplexe sind neue effiziente platinfreie Katalysatoren zugänglich.

1. Einleitung

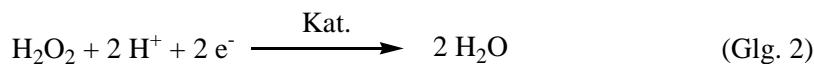
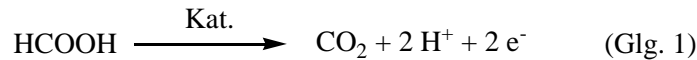
Die Mehrzahl der gegenwärtig eingesetzten Brennstoffzellen des Typs PEMFC arbeiten mit den gasförmigen Reaktanden Wasserstoff und Sauerstoff oder verwenden nur auf der Anodenseite eine Flüssigkeit als Brennstoff (z.B. DMFC). Dabei treten verbreitet Probleme auf wie partielle Überhitzungen auf der Membran infolge inhomogener Temperaturverteilung, aufwendiges Wassermanagement und die erhöhte Gefahr von Knallgasexplosionen. Durch den Einsatz einer geeigneten Flüssigkeit als Oxidanz können die Nachteile überwunden werden. Diese Idee besteht bereits seit mehreren Jahrzehnten. Besonders vielversprechend ist hier die Verwendung von Wasserstoffperoxid als Oxidanz. In der Fachliteratur sind seit Ende der sechziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts beispielsweise die Brennstoffzellensysteme Methanol/ H_2O_2 , Hydrazin/ H_2O_2 , Aluminium/ H_2O_2 , Bormonoxid/ H_2O_2 , Wasserstoff/ H_2O_2 sowie H_2O_2/H_2O_2 erwähnt. Bisher ist jedoch keines der Systeme technisch realisiert worden. Damit bleibt bislang das Potential, das der Einsatz von H_2O_2 als Oxidanz in Brennstoffzellen verspricht, ungenutzt. In diesem Beitrag wird das neue Brennstoffzellensystem Ameisensäure/Wasserstoffperoxid [1] vorgestellt sowie die Entwicklung von Katalysatoren für die kathodische Reduktion des Wasserstoffperoxids erläutert.

2. Das Brennstoffzellen-System Ameisensäure/Wasserstoffperoxid

Der Einsatz von ausschließlich flüssigen Reaktanden anstelle von Gasen ermöglicht grundsätzliche Vorteile. Besonders hinsichtlich geplanter Tiefseeanwendungen ist infolge des druckneutralen Designs keine Druckkompensation des Stacks notwendig. Zusätzlich kommt die Peripherie ohne teure Drucktanks für Sauerstoff und Wasserstoff aus. Damit besitzt dieses Brennstoffzellensystem ein geringeres Gewicht und ist technisch einfacher zu realisieren als H_2/O_2 PEM-Brennstoffzellen. Weitere wesentliche Vorteile bestehen in einer höheren inneren Sicherheit durch eine homogene Temperaturverteilung und einem vereinfachten Wassermanagement.

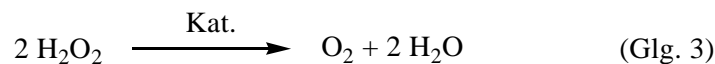
Mit Ameisensäure als Brennstoff und Wasserstoffperoxidlösung als Oxidanz ist daher eine druckstabile und wartungsarme Brennstoffzelle zugänglich, die sich aufgrund ihrer Eigenschaften insbesondere für den Einsatz als Stromversorgungssystem für autarke Messstationen und für von der Außenluft unabhängige Versorgungsstationen wie die Unterwasserenergieversorgung für stationäre Messsonden eignet.

Im Unterschied zur Brennstoffzelle mit Wasserstoff wird bei Verwendung von Ameisensäure der Kohlenstoff an der Anode zum Kohlendioxid unter Abgabe von 2 Elektronen oxidiert (Glg. 1). Kathodenseitig erfolgt die Reduktion des Wasserstoffperoxids unter Aufnahme von Elektronen zum Wasser (Glg. 2).



Gleichungen 1 und 2: Anoden- und Kathodenreaktion in der HCOOH/H₂O₂-Brennstoffzelle

Unter den möglichen Konkurrenzreaktionen ist vor allem die katalytische Zersetzung des Wasserstoffperoxids zu Sauerstoff und Wasser relevant (Glg. 3). Kann diese Reaktion nicht unterbunden bzw. eingeschränkt werden, so ist der Verlust von Energie durch Wärmeentwicklung sowie von Oxidanz die Folge. Beides vermindert die Effizienz der Brennstoffzelle.



Gleichung 3: Katalytische Zersetzung von Wasserstoffperoxid

3. Entwicklung von Katalysatoren für die Brennstoffzelle mit flüssigen Reaktanden (LRFC)

3.1 Katalysatorvorstufen, Pyrolyse und Plasmabehandlung

Das Brennstoffzellensystem Ameisensäure/Wasserstoffperoxid stellt neue Anforderungen an die Katalysatoren in der Brennstoffzelle. Herkömmliche Platinkatalysatoren sind bekanntermaßen relativ preisintensiv, anfällig gegen Deaktivierung durch Katalysatorgifte und selbst für die Sauerstoffreduktion noch verbesserungsbedürftig. Zudem ist Platin für den Einsatz in der Kathode nur bedingt geeignet, da es neben der gewünschten elektrochemischen Reaktion auch die Zersetzung des Wasserstoffperoxids zu Sauerstoff und Wasser katalysiert. Deshalb wurde es notwendig, neue aktive und selektive Katalysatoren zu finden. Diese dürfen die Zersetzung des Wasserstoffperoxids nicht katalysieren und im Kontakt mit Wasserstoffperoxid nicht deaktiviert werden.

Metall-N₄-Macrocyclus-Komplexe finden in diesem Zusammenhang in den letzten Jahren immer mehr Beachtung, obwohl bereits seit 1964 [2] bekannt ist, dass z.B. Kobaltphthalocyanin aktiv in der O₂-Reduktion ist. Metall-N₄-Macrocyclus-Komplexe weisen jedoch als Katalysatoren nur eine geringe Lebensdauer von < 150 h auf, die für einen technischen Einsatz in Brennstoffzellen nicht ausreicht. Die Stabilität der Katalysatoren lässt sich aber durch Wärmebehandlung (Pyrolyse) erhöhen. [3]

Eine neue effiziente Methode zur Verbesserung der Leistung und Stabilität von Brennstoffzellenkatalysatoren stellt die Behandlung mit Plasma dar. Behandlungszeit und Plasmaleistung sind die Parameter, die eine gezielte Beeinflussung der Katalysatoreigenschaften erlauben. [4] Insbesondere bei Verwendung eines Niedertemperaturplasmas handelt es sich um eine

gegenüber der Pyrolyse schonende Methode, da die Proben kaum thermisch belastet werden. So lassen sich insbesondere ungewollte Prozesse wie Sublimation und Kristallisation vermeiden. Verschiedene kommerziell erhältliche sowie am LIKAT gezielt synthetisierte Übergangsmetall-Komplexe mit stickstoffhaltigen Liganden wurden auf Kohlepulver aufgebracht und einer thermischen oder einer Behandlung mit Niedertemperaturplasma in reinem Argon oder Argon-Sauerstoff-Gasgemisch unterzogen. Das verwendete Kohlepulver wurde zuvor in einem Argon-Sauerstoff-Plasma behandelt, um die Benetzbarkeit der Oberfläche infolge der Anreicherung sauerstoffhaltiger funktioneller Gruppen zu erhöhen. Beispiele der eingesetzten Katalysatorvorstufen sind in Abbildung 1 gezeigt.

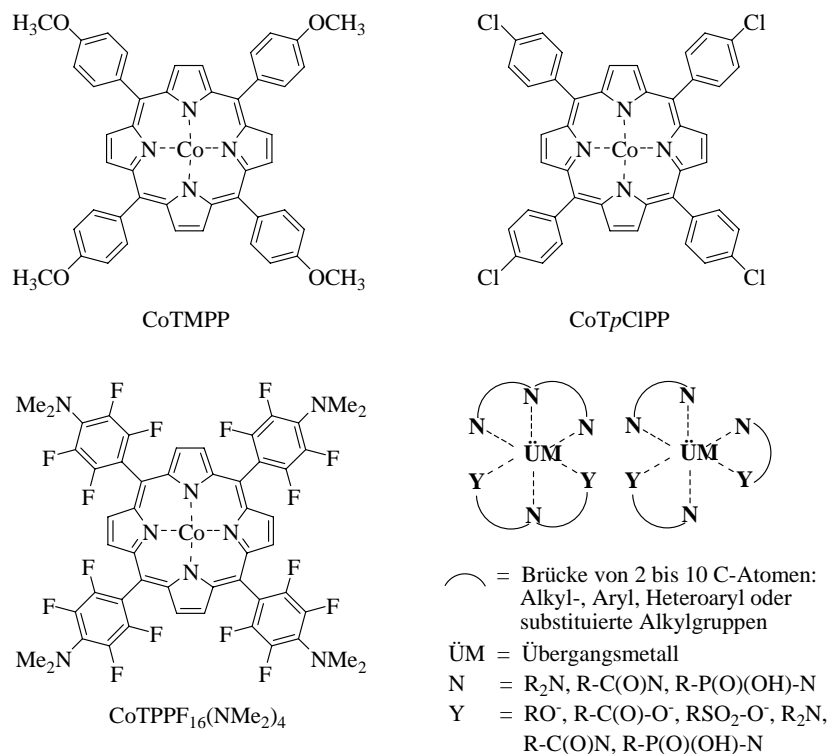


Abbildung 1: Katalysatorvorstufen für die kathodische Reduktion von Wasserstoffperoxid

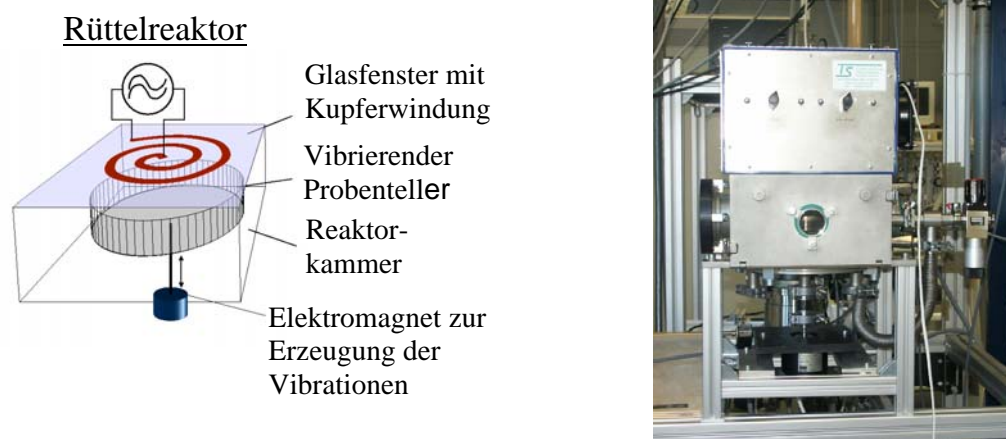


Abbildung 2: Prinzipskizze und Foto des Rüttelreaktors am INP Greifswald

Die Plasmabehandlung des reinen Kohlenstoffpulvers sowie der Mischungen aus Kohlenstoffpulver und Katalysator wurde in einem Rüttelreaktor (Abb. 2) bei einem Druck von 0,1 mbar, 80 W Plasmaleistung, in reinem Ar oder Ar-O₂-Gasgemisch und bei einer Behandlungszeit von 5 bis 10 min durchgeführt. Die Anregung erfolgte bei 27,12 MHz über induktive Einkopplung.

3.2 Brennstoffzellentests und Charakterisierung der Katalysatoren

Zur Bestimmung der elektrochemischen Aktivität wurde von jedem Katalysator eine Membranelektrodeneinheit hergestellt, die anschließend in einem HCOOH/H₂O₂ Brennstoffzelleneinzeller getestet wurde. Dafür wurde eine 15 %ige wässrige H₂O₂-Lösung als Oxidanz auf der Kathodenseite und als Brennstoff eine 10 %ige wässrige Ameisensäurelösung auf der Anodenseite eingesetzt. Als Vergleichskriterium diente die maximale elektrische Leistung der Brennstoffzelle. Es konnte gezeigt werden, dass Pyrolyse sowie Plasmabehandlung meist eine signifikante Verbesserung der Aktivität der Katalysatoren hervorrufen. In der Regel ist die Plasmabehandlung der Pyrolyse vorzuziehen, da sie zu deutlicheren Leistungssteigerungen führt. Abbildung 3 zeigt die gemessene maximale elektrische Leistung ausgewählter Katalysatoren in der HCOOH/H₂O₂-Brennstoffzelle.

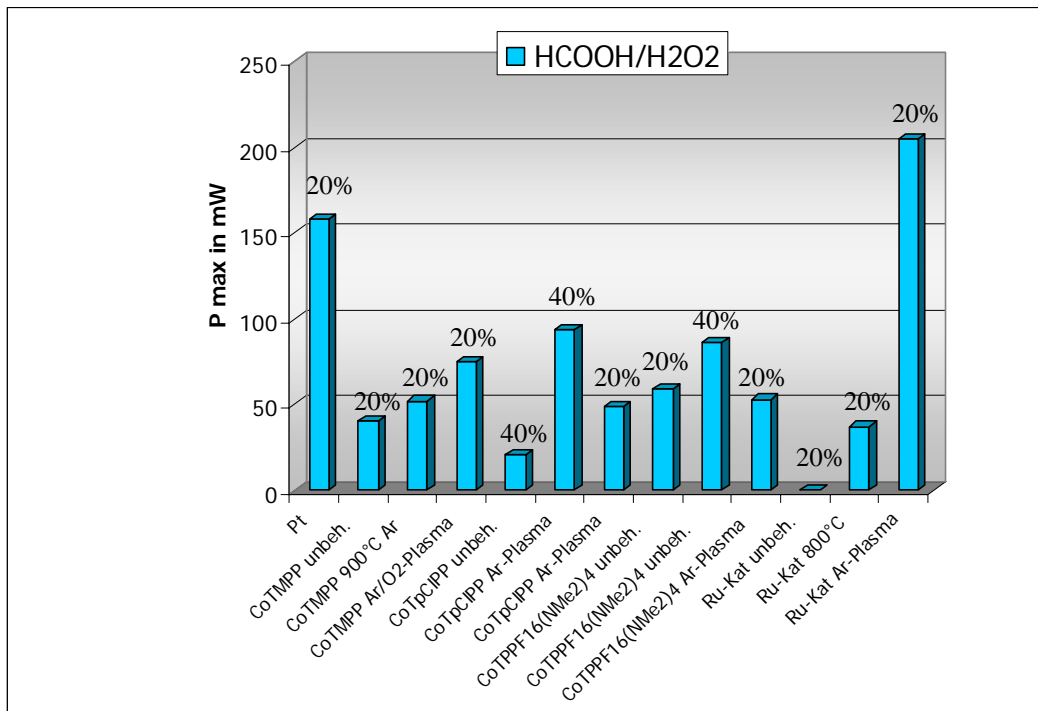


Abbildung 3: Maximale elektrische Leistung ausgewählter Katalysatoren in der HCOOH/H₂O₂-Brennstoffzelle mit 20% bzw. 40% Katalysator auf Vulcan XC 72

Zur näheren Charakterisierung wurden die plasmabehandelten Pulver mit Hilfe der Röntgenphotoelektronen-Spektroskopie (XPS - X-ray Photoelectron Spectroscopy), mit Elementaranalyse sowie mit Transmissionselektronenmikroskopie (TEM) untersucht. TEM und XPS sind Standardverfahren zur Untersuchung der Struktur bzw. chemischen Zusammensetzung von Oberflächen, mit der Elementaranalyse ist die Zusammensetzung des gesamten katalysatorhaltigen Kohlepulvers bestimmbar. Grundsätzlich zeichnen sich folgende Trends infolge der Plasmabehandlung ab: Es erfolgt eine Anreicherung von Sauerstoff auf der Katalysatoroberfläche sowie eine Verringerung des Stickstoffanteils. Die Reduzierung des

Stickstoffanteils ist jedoch geringer als nach einer thermischen Behandlung. Die Metallgehalte an der Oberfläche sind in der Regel nach der Plasmabehandlung kaum verändert.

Als aktivster Katalysator wurde eine Rutheniumverbindung entsprechend der allgemeinen Formel in Abbildung 3 (unten rechts) identifiziert. Die Behandlung mit Niedertemperaturplasma führte in diesem Fall zur deutlichen Stabilisierung und Aktivitätssteigerung im Vergleich zur unbehandelten Probe.

4. Prototyp

Mit den besten Katalysatoren erfolgte der schrittweise Stackaufbau. Ausgehend vom Ein- über einen Drei- wurde ein 8-Zeller für den Einsatz im Prototyp (Funktionsmuster) entwickelt.

Der Test unter simulierten Bedingungen zeigte ein sehr gutes Kaltstartverhalten bei Temperaturen zwischen 2,5 und 40°C sowie unter erhöhtem Druck bis zu 6000 dbar. Damit konnte nachgewiesen werden, dass das Brennstoffzellensystem Ameisensäure/Wasserstoffperoxid unter den potentiellen Einsatzbedingungen verwendbar ist.



Abbildung 4: Prototyp für Ausstellungszwecke, Vorder- und Rückseite

5. Schlussfolgerung

Die Plasmabehandlung ist eine geeignete Methode, die Aktivität und Stabilität von Brennstoffzellenkatalysatoren auf Kohleträger gezielt zu beeinflussen. Durch Plasmabehandlung neuer Prekursoren ist eine Steigerung der Katalysatorleistung um den Faktor 5 gegenüber kommerziellem CoTMPP erreicht worden. Katalysatoraktivitäten vergleichbar dem Platin und besser sind mit der neuen Technologie möglich.

Die Vorteile des neuartigen Brennstoffzellensystems Ameisensäure/Wasserstoffperoxid rechtfertigen insbesondere den Einsatz unter speziellen Bedingungen, wie z.B. im Unterwasserbereich.

6. Referenzen

- [1] G. Buttkewitz, D. Foge, A. Schmuhl, P. Jeroschewski, G. Körner, H. Seus, DE 10324200
- [2] R. Jasinski; Nature, 201, (1964), 1212-1213
- [3] H. Jahnke, M. Schönbrunn, G. Zimmermann; Topics in Current Chemistry, 61, (1976), 133-181; V. S. Bagotzky, M. R. Tarasevich, K. A. Radyushkina, O. A. Levina, S. I. Andrusyova; J. Power Sources, 2, (1977/78), 233-240
- [4] A. Schmuhl, D. Foge, M. Beller, M.-K. Tse, H. Junge, V. Brüser, K. Schröder, K. Anklam, DE 102005033938; I. Herrmann, V. Brüser, S. Fiechter, H. Kerstan, P. Bogdanoff, J. Electrochem. Soc., 152/11, (2005), A2179-85; V. Brüser, N. Savastenko, A. Schmuhl, H. Junge, I. Herrmann, P. Bogdanoff, K. Schröder, Plasma Process. Polym., 4, (2007), S94-S98



MARINE HYDROGEN AND FUEL CELL ASSOCIATION

The Marine Hydrogen and Fuel Cell Association e.V.
www.mhfca.org

The world's first association for the introduction of hydrogen as new energy-carrier in marine applications.

Marine applications very often have a specific demand on their energy systems. Hydrogen will play a more important role in the near future and the successful integration of energy systems based on hydrogen is very important for specific fields of application such as the marine technology. Marine energy systems are not connected to the main electricity grid and need to operate with a high reliability and autonomy. Hydrogen as energy-carrier offers the benefit to be generated from different renewable and non-renewable resources.



The main task of this non-profit organisation is the active support of the integration of hydrogen as an energy-carrier into marine systems and the active support of the development of regulations, codes and standards for marine hydrogen applications. As marine systems are not always swimming on the water (ships, floats, buoys, ...) but are also installed in or near the water, also

islands, harbours and off-shore wind energy farms and other applications which are directly related to marine activities may be typical users of hydrogen in the future.

In order to initiate a bilateral understanding between marine activities and the hydrogen technology, the MHFCA acts as a platform for meetings and projects as well as for the exchange of information as a basis for further cooperation between the members but also with external contacts.

The founding members of the MHFCA are:

Mr. Christian Machens (private)
Mr. Randy Dey (ISO, Canada)
Mr. Panos Koroyannakis (Islenet, Brussels)
Mr. Jón Björn Skúlason (Icelandic New Energy Ltd, Iceland)
Mr. Bart Van Ouytsel
Prof. Hugo Vandenborre
Mr. Richard Morris (CEO Zebotec, Germany)
Mr. Geoffrey Budd (CEO Ballard Europe)
Mr. Toddington Harper (CEO Fuel Cell Markets Ltd, UK)

Marine use and production of hydrogen

The »Marine Hydrogen and Fuel Cell Association e.V.« is a non-profit organization which helps to unify the needs of the marine sector and the new applications of the Hydrogen and Fuel Cell technologies. The MHFCA e.V. has been founded by international members of the marine and hydrogen business. It is located in Germany but its activities are international. Many developments based on Hydrogen and Fuel Cells are already very close to commercialization but require market conditions that will help to expedite their use. We would like to encourage you to join our association in order to learn more about Marine applications of Hydrogen and Fuel Cell Technology.

SPECIAL APPLICATIONS IN THE MARINE SECTOR

1. Propulsion systems for ships and boats

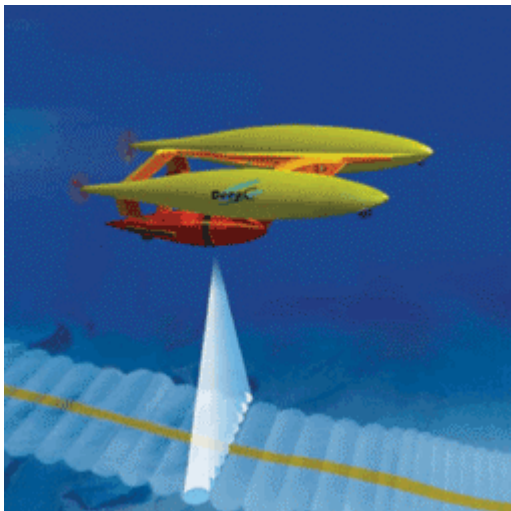
Hydrogen used as an energy carrier in conjunction with fuel cells in ships and boats joins the advantages of an electric drive train with the emission-free and noise-free operation of the on-board systems (on-board generation).

2. Remote Operated Vehicles (small submarines)

Hydrogen used in conjunction with fuel cells offers many advantages such as lighter weight, longer operation -time and fast charging of the storage when compared to a battery-system, which is more cumbersome and takes much longer to be recharged.

3. Lighthouses and other remote installations

Remote operating equipment such as light-houses or buoys needs a reliable and efficient power supply. Hydrogen fuel cells can operate automatically and without the need for surveillance.



ENVIRONMENT PROTECTION

1. Avoiding emissions

The use of heavy fuels leads to a high level of emissions, especially emissions in harbours which will be regulated more stringently in the near future. A high percentage of these emissions can be avoided by the use of hydrogen.



2. Use of hydrogen in sensitive areas

Applications using hydrogen can be operated in environmentally protected areas such as recreational parks, inland waterways, the Antarctic region and any other zone where the use of regular fuels is limited or prohibited.

3. Reduction of fuel transports

Noise, CO₂, particles and other emissions can be locally avoided by the use of hydrogen generated from renewable resources. The necessity of long-distance transports of energy carriers such as oil or gas can be reduced.

INDEPENDENCE FROM FOSSIL FUELS

1. Production of hydrogen

Hydrogen can be generated by steam reforming of natural gas but also from a whole variety of different renewable sources (Wind-, Solar-, Waterpower) leading to a lower dependency on energy imports.

2. Hydrogen as energy- carrier for islands

Island locations can generate their own hydrogen from decentralized renewable resources and help small communities to become energy-independent and reduce their emissions.

3. Cost benefits in the future

The rising price of the fossil fuels and the stable generation costs of hydrogen from renewable resources can offer a cost-benefit for those applications which can be operated by hydrogen fuel cells and hydrogen engines



For up-to-date information, please visit the website: www.mhfca.org

Benefits of membership in the MHFCA e.V.

- Use of the global network of members of the association
- Use of the access-protected part of the web-site, including:
 - Overview of all members with specifications
 - Funding resources (country-specific / EU / world)
 - Newsletter
 - Project tracking platform
 - Link-list to
 - Other associations
 - Other organisations
 - Relevant Background information
 - Access to Technical Description and explanation of hydrogen and fuel cell technologies and marine applications
 - Energy-carriers
 - Hydrogen (H₂)
 - H₂ generation (electrolysis, reforming, ...)
 - H₂ conditioning (compression & purification)
 - H₂ storage and transport
 - H₂ use
 - Hydrocarbon fuels: On-board production of Hydrogen derived from Hydrocarbon sources
 - Refuelling technologies
 - Fuel Cells
 - Other Engines: ICE and Turbines
 - Marine technologies
 - Ships (military, merchant [sea-going vessels, container ships], research, civil use [ferries, leisure boats])
 - Submarines (military, industrial, civil)
 - Platforms (oil, research, harvesting regenerative energy [offshore wind-turbines])
 - Port technologies (forklifts / cranes / ...)
- Participation in the meetings
 - General assembly (rotating system)
 - Meetings to define projects (theme-related meetings)
 - Right to vote at the general assembly
 - Eligibility to be a candidate and be elected for all functions in the MHFCA e.V.
- Presence at the most important fairs for the hydrogen, fuel cell and the shipping industry (to be approved by the members)
 - Logo on info-flyers / handouts / booth
 - Special rates for the fairs (in some cases)
 - Possibility to distribute brochures
 - Receive a report on the fair
 - Company presentations

Erkenntnisse aus der Betriebsführung einer 400 W_p Solar-Stirling-Anlage

Prof. Dr.-Ing. habil R. Müller, Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz
HTWK Leipzig (FH), Fachbereich ME, Koberger Str. 62, 04416 Markkleeberg

Schlüsselwörter Solar-Stirling-Anlage, Funktionsprinzip, Historie, Wirkungsgrad, solare Einstrahlung, jährliche Anlagenverfügbarkeit, Betriebsverhalten

Einleitung

In Zeiten steigender Nachfrage und der Endlichkeit fossiler Brennstoffe sowie den daraus resultierenden immer höheren Energiekosten ist es ratsam, verschiedene Alternativen der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer technischen Optimierung und ihrem wirtschaftlichen Betrieb zu untersuchen.

Um diese Techniken mit all ihren Vor- und Nachteilen auch dem Ingenieur Nachwuchs näher bringen zu können, entstand am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“, welcher einschl. erster Betriebserfahrungen bereits in den letzten Jahren auf den Symposien „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ vorgestellt wurde. Neben einer zweiachsig nachgeführten PV-Anlage für den Netzparallel- und Inselbetrieb, einer solarthermischen Anlage und einer kleinen Windkraftanlage gehört zu dem Komplexversuchsstand auch eine Solar-Stirling-Anlage. Vor allem bei dieser Anlage steht die Demonstration einer weiteren Möglichkeit der aktiven Solarenergienutzung im Vordergrund, da solch eine Anlage aufgrund der erforderlichen meteorologischen Bedingungen vorrangig nur für einen Betrieb in Mittel- und Südeuropa sowie auf dem afrikanischen Kontinent und in Lateinamerika geeignet ist.



Bild 1 Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, Fb ME

Aufbau und Funktion der Solar-Stirling-Anlage der HTWK Leipzig

Die an der HTWK Leipzig errichtete Solar-Stirling-Anlage stellt eine Möglichkeit der dezentralen Stromerzeugung dar, die aufgrund ihrer kompakten Bauweise vor allem für eine Energieversorgung in ländlichen, schlecht erschlossenen Gegenden geeignet ist. Sie besitzt einen ca. 3,8 m² großen Parabolspiegel, der zweiachsig der Sonne nachgeführt wird. Die auf der Spiegelfläche einfallende

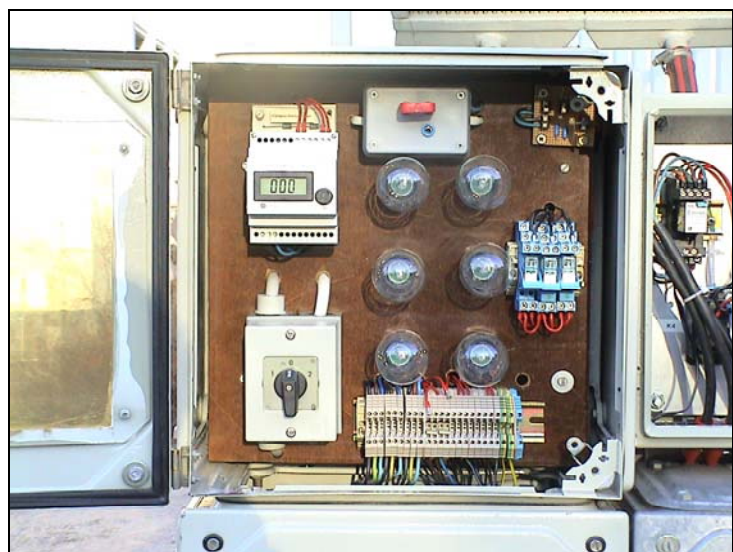
solare Strahlungsenergie wird reflektiert und einem Absorber gebündelt zugeführt, dabei herrschen im Brennpunkt Temperaturen von bis zu 800°C.

Das Besondere an dieser Technik ist, dass die zum Betrieb der Stirling-Anlage erforderliche Wärmeenergie in Form von solarer Einstrahlung dem System von Außen zugeführt wird. Im Absorber wird der Verdrängerkolben, ein Teilstück des Gaskreislaufes, erhitzt, der in den Stirlingmotor eingebunden ist. Als Medium eignet sich neben Helium und Wasserstoff auch herkömmliche Luft, wobei man bei der Auswahl auch immer den besten Wirkungsgrad (H₂ aufgrund der wesentlich höheren Wärmeleitfähigkeit) mit berücksichtigen sollte.



Bild 2 Solar-Stirling-Anlage mit Parabolspiegel, Stirlingmotor und mechanischer Konstruktion

Aufgrund der in Bild 6 dargestellten physikalischen Vorgänge im Gasgemisch wird in einem in den Gaskreislauf eingebundenen Stirlingmotor Wärmeenergie in mechanische Energie umgewandelt. Mit dieser Energie wird ein nachgeschalteter Generator angetrieben. Es erfolgt hierbei eine Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie. Aufgrund der geringen jährlichen Betriebszeiten der Demonstrationsanlage wird die erzeugte elektrische Energie nicht zwischengespeichert, sondern direkt einigen elektrischen Verbrauchern zugeführt. Die Zu- und Abschaltung der einzelnen Verbraucher (Bild 4) in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung und Drehzahl der Maschine erfolgt dabei über eine individuell angepasste speicherprogrammierbare Steuerung.



Bilder 3 und 4 Steuerungs- und Regelungstechnik der Solar-Stirling-Anlage
Anlagenregelung und Kühlkreislauf (Bild 3) sowie Verbrauchersteuerung (Bild 4)

Historischer Abriss zu dieser Technik

Der Stirling-Motor kann auf eine lange Geschichte zurückblicken. Bereits Anfang des 19. Jahrhunderts entwickelte der schottische Pastor Robert Stirling einen Heißluft-Motor, dessen Leistung die der damals üblichen Dampfmaschinen entsprach. Im Gegensatz zu den Dampfmaschinen arbeitete der Motor mit einem abgeschlossenen Arbeitskreislauf, in dem das sich darin befindende Gas auf verschiedene Art und Weise erhitzt werden kann; ein Hochdruckkessel wurde nicht benötigt. Das Funktionsprinzip des Motors war denkbar einfach. Abwechselnd erhitzt man das Gas und kühlt es anschließend wieder ab; die sich daraus ergebenden Druckschwankungen treiben einen Kolben an.

Diese erste Stirlingmaschine lieferte 2 PS und wurde zur Entwässerung eines Bergwerkes eingesetzt. Aufgrund der Minderwertigkeit der damals verwendeten Materialien, welche den hohen Temperaturen und Drücken nicht standhielten, lief diese Maschine nur wenige Jahre und setzte sich nie richtig durch. Weiterhin war die Leistungsabgabe in Bezug auf die Anlagengröße relativ gering und eine nur mäßige Zuverlässigkeit im Gegensatz zur damals entwickelten Dampfmaschine.

Erst in den 30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts wurde der Stirlingmotor durch die dänische Firma Philips weiterentwickelt. Obwohl dies zu einer Steigerung der Effizienz führte, gelang es nicht, die Marktreife zu erreichen.

In den 1970er Jahren wurden Bemühungen unternommen, einen Stirlingmotor zum Antrieb eines Autos einzusetzen. Das Problem der langen Startzeit und die schwierige Regelung ließen diese Bemühungen jedoch scheitern.

Aus heutiger Sicht ist der Stirlingmotor sehr interessant, da er auf keinen speziellen Kraftstoff angewiesen ist. Die Wärmeenergie muss von außen herbeigeführt werden, wofür die Wärme sowohl aus der Verbrennung verschiedener Gase und allen möglichen festen und flüssigen Brennstoffen als auch der auf der Erde einfallenden Sonnenenergie genutzt werden kann. Damit spielt die Stirlingmaschine eine wichtige Rolle bei der umweltfreundlichen und vor allem energiesparenden Bereitstellung von mechanischer und elektrischer Energie sowie von Kälte und Wärme.

Funktionsprinzip einer Stirling-Anlage

Die Arbeitsgrundlage eines Stirlingmotors ist der Temperaturunterschied zweier Wärmeverräte zur Erzeugung mechanischer Arbeit. Je größer der Temperaturunterschied der warmen zur kalten Seite ist, desto größer ist die gelieferte Arbeit. Das Arbeitsmedium im Motor befindet sich in einem geschlossenen Kreislauf und bewegt sich zwischen heißem und kaltem Wärmeverrat hin und her. Durch Kontakt des Arbeitsmediums mit der heißen Seite am Verdrängerkolben dehnt es sich aus an der kalten Seite des Motors zieht es sich wieder zusammen und treibt dadurch über einen Arbeitskolben ein Schwungrad an. Für den Betrieb eines Stirling-Motors eignen sich verschiedene Gase, beispielsweise kann man ihn mit Luft, Wasserstoff oder Helium betreiben.

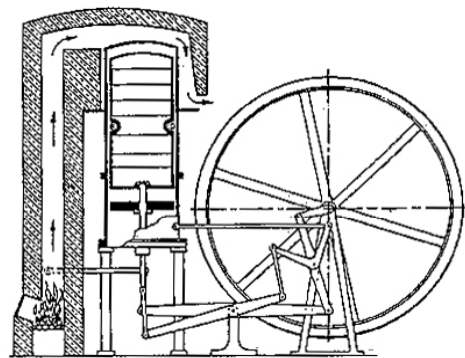


Bild 5 Patentzeichnung des ersten Stirlingmotors

Der Stirling-Prozess unterteilt sich entsprechend Bild 6 theoretisch in insgesamt vier nacheinander ablaufende Zustandsänderungen; zwei isochore und zwei isotherme Zustandsänderungen:

- Takt 1: Isotherme Expansion
- Takt 2: Isochore Abkühlung
- Takt 3: Isotherme Komprimierung
- Takt 4: Isochore Aufheizung

Nach Durchlauf aller Zustandsänderungen beginnt der Kreislauf wieder von vorn.

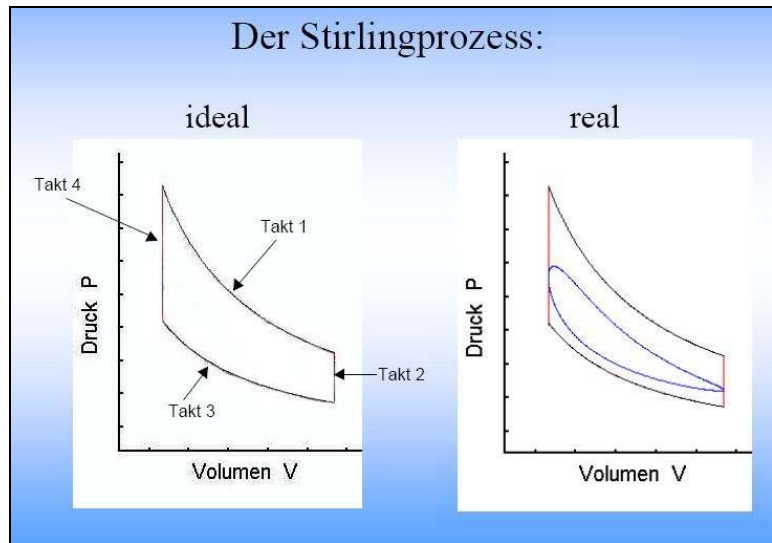


Bild 6 Idealer und realer Kreisprozess

Energiebilanz einer Solar-Stirling-Anlage

Im Bild 7 ist die Energiebilanz der Solar-Stirling-Anlage dargestellt, aus der hervorgeht, dass eine Vielzahl von Faktoren berücksichtigt werden müssen.

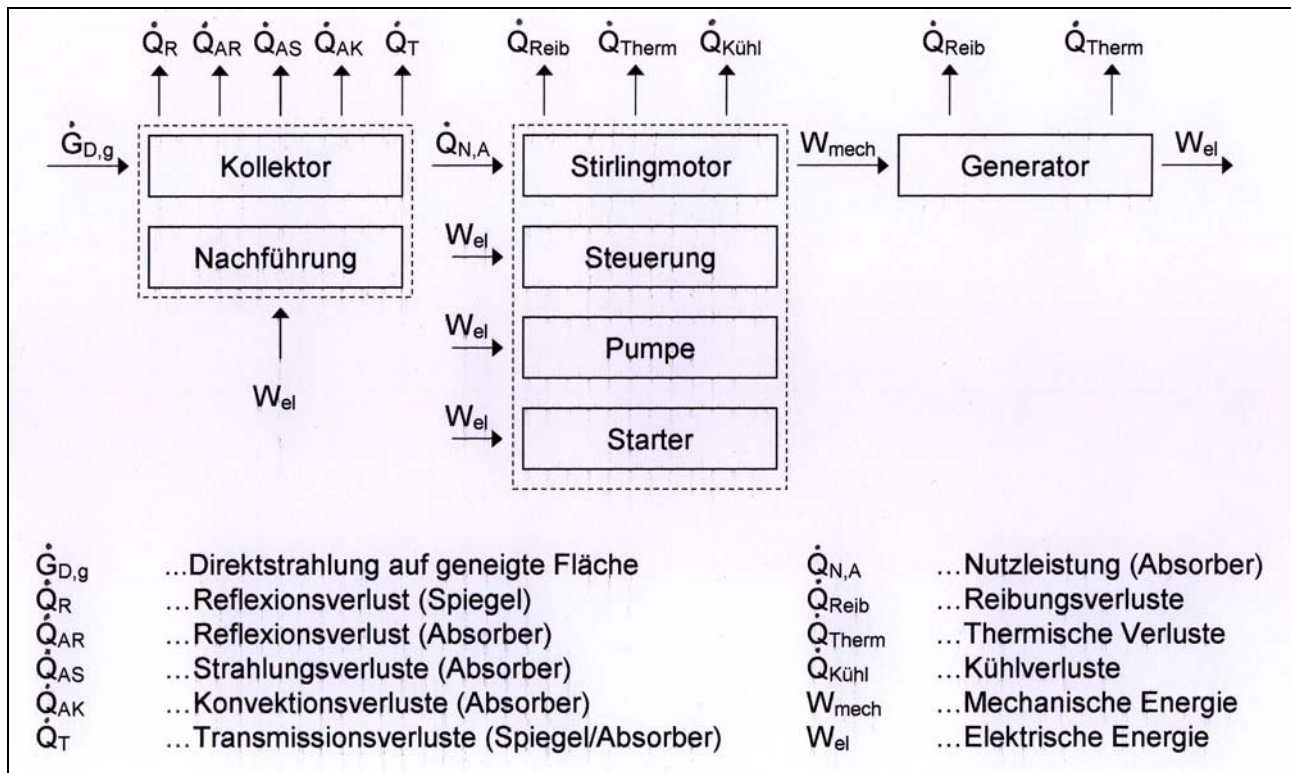


Bild 7: Energiebilanz einer Solar-Stirling-Anlage

Es ist ersichtlich, dass sich der Gesamtwirkungsgrad der Solar-Stirling-Anlage aus den Teilwirkungsgraden Kollektor, Stirlingmotor mit Absorber und Generator zusammensetzt:

$$\eta_{Ges} = \eta_{Spiegel} * \eta_{Stirling-Motor} * \eta_{Generator}$$

$$\eta_{Ges} = \frac{\dot{Q}_{N,A}}{\dot{G}_{D,g}} * \frac{W_{mech}}{\dot{Q}_{N,A}} * \frac{W_{el}}{W_{mech}}$$

$$\eta_{Ges} = \frac{W_{el}}{\dot{G}_{D,g}}$$

In der einschlägigen Literatur wird dieser Gesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des gewählten Wärmeträgermediums (Luft, Wasserstoff und Helium) im Bereich von 15 bis 35% angegeben. Entsprechend der dargestellten Energiebilanz ist erkennbar, dass für die Beurteilung und Auslegung einer Stirling-Anlage eine Vielzahl von Komponenten berücksichtigt werden müssen.

Bei der Umwandlung der einfallenden Strahlungsenergie der Sonne $G_{D,g}$ in Wärmeenergie muss man sowohl Verluste des Spiegels durch:

- Unvollständige Reflexion (zwischen 7 und 24 Prozent der einfallenden Strahlung)
- Oberflächenfehler des Parabolspiegels (zwischen 1 und 3 Prozent)
- Orientierungsfehler bei ungenauer Sonnenstandsnachführung
- Windbelastung (zwischen 5 und 7 Prozent)

als auch Verluste im Absorber, hervorgerufen durch:

- Reflexion am Absorber
- Abstrahlung des Absorbers im langwelligen Bereich
- Konvektion
- Transmission

berücksichtigen. Bei der Aufstellung der Energiebilanz gemäß Bild 7 müssen ebenfalls Faktoren in Betracht gezogen werden, die für den laufenden Betrieb erforderlich sind, beispielsweise die benötigten Hilfsenergien zum Betreiben der elektrischen Anlagensteuerung, der Nachführeinrichtung und des Kühlkreislaufes.

Betriebserfahrungen mit der Solar-Stirling-Anlage

Der Betrieb einer Solar-Stirling-Anlage erfordert eine sehr hohe direkte Sonneneinstrahlung. Der Anlagenhersteller gibt für den Betrieb eine minimale direkte Sonneneinstrahlung von 450 W/m² bis 500 W/m² vor. Die Auswertung der am Standort aufgezeichneten Wetterdaten hat ergeben, dass bei einer Direktstrahlung von mindestens 450 W/m² die Anlage bei einer theoretischen Verfügbarkeit von 100 Prozent an maximal 380 bis 460 Stunden im Jahr in Betrieb wäre. Im nachstehenden Bild 8 ist ein Überblick über die theoretisch möglichen Betriebsstunden in den Jahren 2000 bis 2007 sowie der Vergleich mit den bedeutend längeren Laufzeiten einer PV-Anlage am gleichen Standort dargestellt, die bereits ab einer PV-Generatorleistung von 4 Watt arbeitet. Aus technischen Gründen muss man bei der Stirling-Anlage gleichzeitig die möglichen Betriebsstunden der Monate Oktober bis Mitte März abziehen. In diesem Zeitraum ist zwar die geforderte Direktstrahlung vorhanden, die

Anlage lässt sich aber aufgrund des zu niedrigen Sonnenstandes nicht in den Brennpunkt fahren. Weiterhin ist zu beachten, dass die Stirling-Anlage bei dem angegebenen Mindestwert der Direktstrahlung von 450 W/m^2 im unteren Leistungsbereich arbeitet, erst bei einer Sonneneinstrahlung von 1000 W/m^2 wird die maximal mögliche elektrische Anlagenleistung von 300 W erreicht.

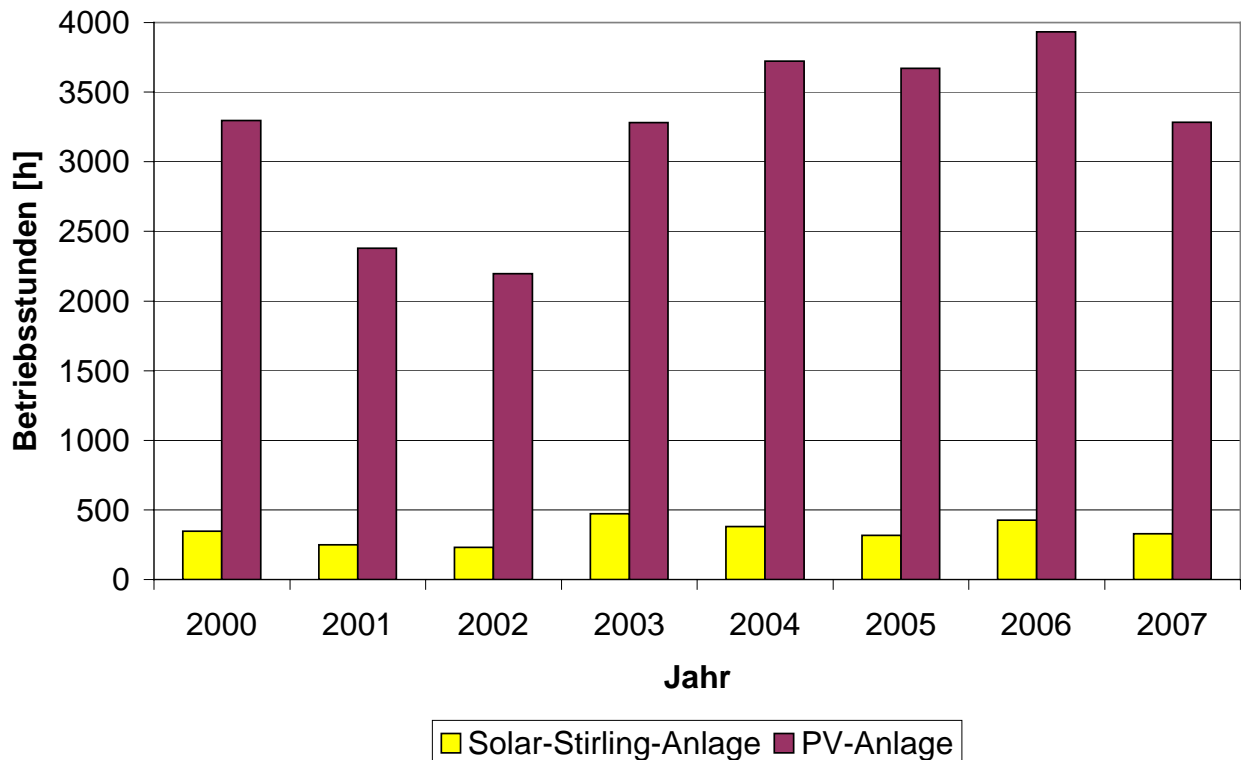


Bild 8 Vergleich der jährlichen Betriebsstunden einer Solar-Stirling-Anlage und einer PV-Anlage am Standort der HTWK Leipzig, Fachbereich ME

Während der praktischen Tests wurde neben den mechanischen Eigenschaften des Systems hauptsächlich die Anlagenleistung in Abhängigkeit der auf den Parabolspiegel einfallenden Sonnenstrahlen untersucht, aber auch der Einfluss einer verschmutzten Spiegelfläche stand im Mittelpunkt der Versuche. Die im Bild 9 dargestellten Leerlauf-Kennlinien zeigen, dass sich der Stirlingmotor mit einer mit Fensterputzmittel gereinigten Spiegelfläche im Vergleich zu einer normalen Witterungsbedingungen ausgesetzten Spiegeloberfläche mit durchschnittlich 50 Umdrehungen/min schneller dreht. Bei einer Direktstrahlung zwischen 470 und 650 W/m^2 und einem Betriebsdruck von 4 bar bewirkte dies im Belastungsfall eine Leistungssteigerung um bis zu 30 Prozent.

Des Weiteren ist es bei den Versuchen aufgefallen, dass eine saubere Spiegelfläche die Aufheizzeit der Anlage erheblich verkürzt und diese somit schneller in Betrieb gehen kann.

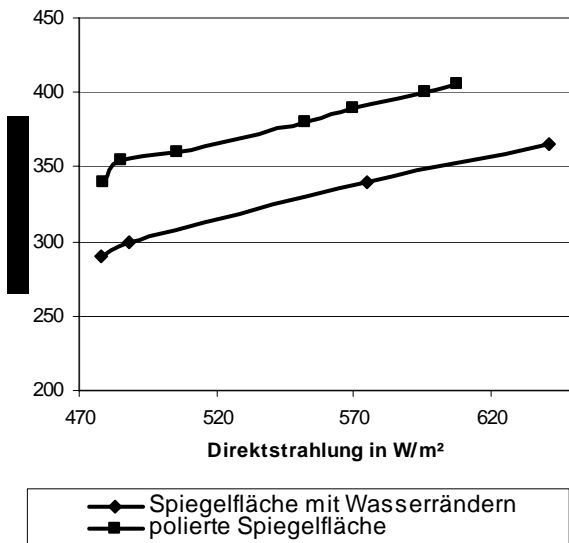


Bild 9 Leerlaufdrehzahl in Abhängigkeit der Spiegelbeschaffenheit

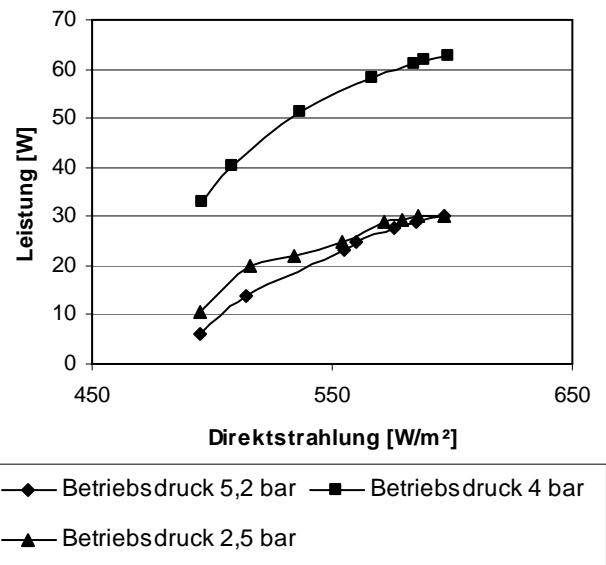


Bild 10 Anlagenleistung in Abhängigkeit des Betriebsdrucks

Ein weiterer Versuch beschäftigte sich mit dem Einfluss des eingestellten Betriebsdrucks. Dieser wurde auf die vom Hersteller vorgegebenen 4 bar sowie auf 2,5 und 5 bar eingestellt. Aus den im Bild 10 gezeigten Kennlinien ist ersichtlich, dass ein Absenken des Betriebsdrucks auf 2,5 bar eine Leistungssteigerung von bis zu 100 Prozent im Vergleich zum empfohlenen Betriebsdruck bewirkt.

Der Parabolspiegel wird der Sonne zweiachsig mit den in Bild 11 dargestellten Strahlungspyranometern nachgeführt. Im laufenden Betrieb hat es sich gezeigt, dass dieses System für eine Stirlinganlage nicht geeignet ist, da eine ständige hundertprozentige Orientierung des Brennpunktes zur Sonne nicht gewährleistet werden kann. Aus diesem Grund wird die derzeitige Nachführung im nächsten Jahr durch eine astronomische Nachführung mit einem Planetengetriebe ersetzt.



Bild 11 Strahlungspyranometer der zweiachsig Nachführeinrichtung



Bild 12 Verschleißerscheinungen im Absorber

Die bereits erwähnte hohe Betriebstemperatur in Absorbernähe von bis zu bis 800°C führte nach einer gewissen Laufzeit der Anlage zu Verschleißerscheinungen im Absorber. Im Bild 12 ist beispielsweise die Bildung von Rissen auf der Absorberoberfläche dargestellt. Bedingt durch diese Risse sank der Anlagendruck erheblich ab und die Funktionstüchtigkeit der Anlage war nicht mehr gewährleistet. Sie musste daher zeitweise außer Betrieb genommen werden. Aus diesem Grund werden deshalb schrittweise verschiedene hitzebeständige Materialien bezüglich eines dauerhaften Einsatzes untersucht.

Zusammenfassung

Die am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig errichtete Solar-Stirling-Anlage zeigt auf interessante Art und Weise eine Möglichkeit der dezentralen Energieversorgung auf. Aufgrund der gemessenen geringen solaren Direkteinstrahlung und der damit verbundenen geringen Anlagenlaufzeiten (im Bild 8 dargestellt) ist sie für einen wirtschaftlichen Einsatz in unseren geographischen Breiten nicht geeignet. Für sonnenreiche Länder im europäischen Mittelmeerraum sowie hauptsächlich auf dem afrikanischen Kontinent sowie in Süd- und Lateinamerika stellt eine Solar-Stirling-Anlage aber eine echte technische Bereicherung dar, zumal der Anlagenwirkungsgrad bei sehr guten meteorologischen Bedingungen im Vergleich zu PV-Anlagen doppelt so hoch ist.

Weitere Einzelheiten zum Komplexversuchsstand und der Stirling-Anlage sind zu entnehmen:

- [1] R. Müller, A. Rackwitz
Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, ein Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien
Tagungsband zum 12. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ FH Stralsund, 2005
- [2] A. Rackwitz
Projektierung und Dokumentation eines Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“,
Diplomarbeit HTWK Leipzig, Fachbereich EIT, 2005

Praxisbetrieb von Technikumsanlagen zur Biogaspotenzialbestimmung gemäß VDI-Richtlinie 4630

Prof. Dr. Michael Nelles¹, Dirk Banemann¹, Nils Engler¹, Thomas Fritz², Dietmar Ramhold³

*1. Universität Rostock, Institut für Umweltingenieurwesen, 2. HAWK, FH Hildesheim Holzminen
Göttingen Fachgebiet Technischer Umweltschutz; 3. IS Forschungsgesellschaft mbH*

Schlüsselwörter: Biogas, Gärtest, Batch-Versuch, GRW-Verfahren

Zusammenfassung

Für den Betrieb von Biogasanlagen ist die praxisnahe Bestimmung der auf den jeweiligen Input bezogenen Gaserträge von entscheidender Bedeutung. Die Universität Rostock und die HAWK haben das GRW-Verfahren zur Ermittlung von Biogaserträgen entwickelt. Die Pilotanlage wird seit 2 Jahren erfolgreich in Göttingen betrieben, eine weitere Anlage läuft seit Mitte 2006 in der Außenstelle des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft bei der Forschungsgesellschaft der Schaumann Gruppe in Wahlstedt im Rahmen der Forschungskooperation. Eine weiterentwickelte Anlage wird derzeit im neuen Abfallwirtschafts- und Bioenergie-Technikum an der Universität Rostock gebaut und nimmt den Betrieb im IV. Quartal 2007 auf. Die Methodik, praxisorientierte Umsetzung und Ergebnisse aus dem Betrieb der Biogastechnikumsanlagen sollen in dem Beitrag vorgestellt werden.

1 Die Richtlinie VDI 4630

Mit der im Juni 2001 erlassenen Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) und insbesondere nach der Novellierung des EEG im Jahre 2004 wurde eine bis dahin nicht gekannte Entwicklung im Bereich der regenerativen Energieerzeugung aus Biomasse ausgelöst. Die Einführung einer zusätzlichen Vergütung für den Einsatz von Energiepflanzen (sog. NaWaRo-Bonus), führte zu einem sprunghaften Anstieg der Anzahl von Biogasanlagen, die ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben werden. Der vollständige Verzicht auf den Einsatz tierischer Exkreme bei der Biogaserzeugung führte zu einer Reihe von Fragestellungen hinsichtlich der zu erwartenden Biogaserträge, da für die Monovergärung von Energiepflanzen nur wenig Datenmaterial zur Verfügung stand. Eine weitere wichtige Fragestellung ist der Einfluss der Konservierung, speziell der Silierung, auf die Vergärbarkeit und auf die Gesamteffizienz der Prozesskette Biogas.

Um die Untersuchung von Gärsubstraten einheitlicher zu gestalten, ist im Jahr 2005 die VDI-Richtlinie 4630 „Vergärung organischer Stoffe“ als Leitfaden zur Durchführung von Vergärungsversuchen herausgegeben worden. Bestandteil dieser Norm ist, dass sie verschiedene Möglichkeiten zur Durchführung der Vergärungsversuche zulässt. Dies führt dazu, dass die Ergebnisse einzelner Labore nur sehr schwer miteinander vergleichbar sind.

2 Durchführung von Batch-Tests: GRW- Ansatz

Der Abschnitt 7 der VDI-Richtlinie befasst sich mit der Durchführung und Auswertung von Batch-Versuchen. Diese sind gekennzeichnet durch eine einmalige Substratzugabe während des Versuchsablaufs. Batch-Tests erlauben Aussagen über

- die Abbaubarkeit des Substrats unter anaeroben Bedingungen
- den maximal zu erwartenden Biogas- bzw. Methanertrag
- die Abbaukinetik, z.B. die Identifikation von Hemmwirkungen des Substrats im untersuchten Konzentrationsbereich

Demgegenüber sind mit Hilfe von Batch-Tests keine Aussagen über die Prozeßstabilität bei kontinuierlicher Beschickung oder über die Grenzen bei Erhöhung der Raumbelastung möglich.

Eine Variante der in der Richtlinie beschriebenen Methode „Gärgefäß mit Gasspeicherbeutel und diskontinuierlicher Entleerung“ stellt der in Göttingen, Rostock und Wahlstedt (GRW) entwickelte Biogasertragstest dar.

2.1 Versuchsaufbau

Die Versuche werden in Batchfermentern mit einem Volumen von jeweils 60 l durchgeführt. Das Substrat wird unter Zugabe von Wasser und Impfschlamm bis zum Erreichen des Abbruchkriteriums gemäß der VDI-Richtlinie 4630 vergoren. Die Inkubation der Ansätze erfolgt unter mesophilen Temperaturbedingungen, bei 37°C (+/- 2°C) in einer eigens entwickelten Klimakammer. Diese ist mit entsprechender Sicherheitstechnik (Explosionsschutz, Belüftungstechnik und Methanüberwachung) ausgestattet.

Die Fermenter werden mittels Magnetrührer einmal täglich für ca. 3 Minuten durchmischt. Das entstehende Gas wird in einem Folienbeutel aufgefangen und periodisch über eine Gasmessstation entleert. Dabei werden die Gasmenge und die Gaszusammensetzung erfasst. Das Gasvolumen wird mit einem Trommelgaszähler gemessen. Die Messung der Gaszusammensetzung erfolgt mittels Infrarotspektroskopie (für die Komponenten CH₄ und CO₂) und elektrochemischer Analyse (O₂, und H₂S).

Bei dem Inokulum handelt es sich gemäß VDI Richtlinie 4630 um Faulschlamm aus einer kommunalen Kläranlage. Der Versuchsaufbau ist in Abbildung 1 skizziert.

Insgesamt stehen den Wissenschaftlern und Projektpartnern für Forschungs- und Entwicklungsaufgaben in Göttingen 48 Fermenter und an der Universität Rostock (Standort Rostock und Außenstelle Wahlstedt) rund 100 Fermenter zur Verfügung.

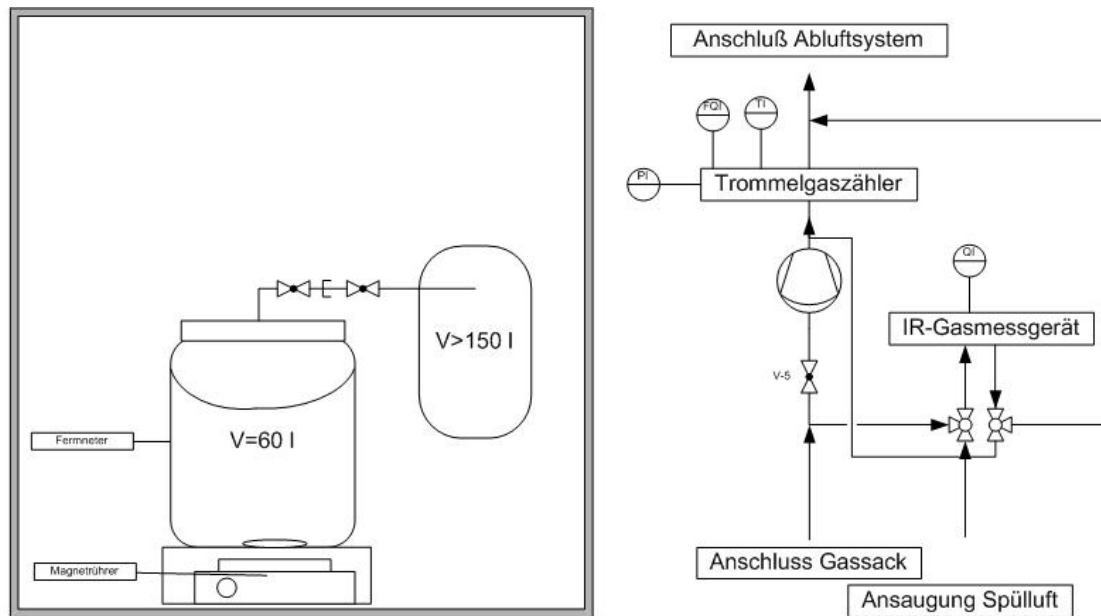


Abbildung 1: Versuchsaufbau des GRW- Biogasertragstests

2.2 Versuchsmethodik

Die eingesetzte Probenmenge pro Ansatz ist höher als in der VDI Richtlinie 4630 empfohlen. Validierungsuntersuchungen mit dem Inokulum haben gezeigt, dass die organische Masse aus der zu untersuchenden Probe höher sein kann als es in der Norm vorgesehen ist. Es erfolgt der Einsatz von 500 bis 2.000 g Frischmasse pro Ansatz. Eine Aufarbeitung ist somit nicht notwendig. Die vergleichsweise große Probenmasse ermöglicht eine praxisnahe Untersuchung auch von inhomogenen Substraten wie beispielsweise Bioabfällen. Auch für die Untersuchung von Silagen, die aufgrund großräumiger Inhomogenitäten im Silo sehr unterschiedliche Eigenschaften aufweisen können, hat sich das Verfahren bewährt. Die Untersuchungen erfolgen in der Regel als Dreifachansatz.

Nach dem Befüllen der Fermenter werden diese mit Inertgas (Stickstoff) begast und anschließend wie beschrieben inkubiert. Parallel zu den Untersuchungsansätzen wird eine Nullprobe (nur mit Impfschlamm) und ein Referenzansatz mit Impfschlamm und Standardsubstrat mitgeführt. Aus der Nullprobe wird das Restgaspotenzial des Impfschlammes ermittelt, der Referenzansatz ermöglicht das Erkennen eventueller Prozesshemmungen.

Die Ermittlung der Biogasmenge erfolgt unter Berücksichtigung des im Nullversuch ermittelten Restgaspotenzials. Das Biogasvolumen wird anschließend auf Normbedingungen (273,13 K und 101,32 kPa) umgerechnet. Bezugsgröße für die Angabe des Biogas- bzw. Methanertrags ist kg organische Trockensubstanz (kg_{oTS}). Zur Kontrolle des Gärverlaufs erfolgt außerdem eine Analyse des pH-Wertes zu Beginn und nach Beendigung des Versuches.

3 Vergleichende Ergebnisse

Auszüge aus der bisherigen Forschungstätigkeit sowie Potenziale des GRW-Tests sollen im Folgenden anhand von zwei Beispielen dargelegt werden.

3.1 Beispiel: Untersuchungen zur homo- und heterofermentativen Silierung von Energiepflanzen für Biogasanlagen

Die Silagebereitung stellt eine altbewährte Methode der Futtermittelkonservierung dar. Für das neue Einsatzgebiet von Silagen zur Energieerzeugung ist es möglich, das Gärsäuremuster durch Silierstarter auf die neuen Anforderungen hin zu optimieren. Mit dem Einsatz homo/heterofermentativer Siliermittel kann die Essigsäurebildung positiv beeinflusst werden, bei gleichzeitig schnellem Absenken des pH-Wertes in der ersten Phase der Silierung.

Die positive Wirkung der Essigsäure auf die aerobe Lagerstabilität ist allgemein anerkannt und wird in der Literatur vielfach beschrieben [2]. Die Auswirkungen auf den Biogasprozess werden derzeit noch kontrovers diskutiert. Am Standort Wahlstedt wurden Gasertragsbestimmungen von Silagen mit und ohne Siliermittel durchgeführt. Dabei konnten deutlich positive Effekte der essigsäurereichen Silage auf die Gasbildung nachgewiesen werden. Versuche an der IS Forschungsgesellschaft zeigten eine um 13% gesteigerte Methanausbeute bei essigsäurereichen Silagen nach Lagerung unter Einfluss von Luftsauerstoff (Honig-Test). Diese Ergebnisse konnten durch Versuche anderer Einrichtungen bestätigt werden [3].

Die Effekte traten sowohl vor als auch nach der Untersuchung der Nacherwärmung auf. Die erhöhten Gaserträge lassen sich demnach nicht nur auf reduzierte Verluste durch eine verbesserte

Lagerstabilität zurückführen, sondern sind vermutlich auch in einer verbesserten Vergärbarkeit begründet

3.2 Beispiel: Feed-Batch-Versuche

Um den Einfluss einzelner Substratkomponenten auf die Gasbildung zu untersuchen, wurde die Biogasbildung von Maissilage unter Zugabe ausgewählter Kohlenstoff-Quellen in einem sog. Feed-Batch-Versuch ermittelt. Zum Ende eines klassischen Batch-Versuches wurden 5% der Reinsubstanz in die vollentwickelte Biozönose eines Batches zugegeben. Dazu wurden einige der unter 2.1 beschriebenen Fermenter modifiziert und um Einrichtungen zur Substratzugabe erweitert.

In einem Vorversuch wurden verschiedene C-Quellen (Glucose, Milchsäure, Essigsäure) in die voll entwickelte Biozönose zugegeben. Dabei konnte eine sehr unterschiedliche Umsetzung der Substrate festgestellt werden (Abbildung 2). Die zugegebene Menge an Glucose und Essigsäure wurde schon zu Beginn des Batchansatzes zu Methan umgesetzt. Bei Zusatz von Milchsäure kam es erst nach ca. 4 Tagen zur Umsetzung des Substrates zu Methan. Dabei wurde weniger Methan gebildet, als bei beiden Vergleichsansätzen.

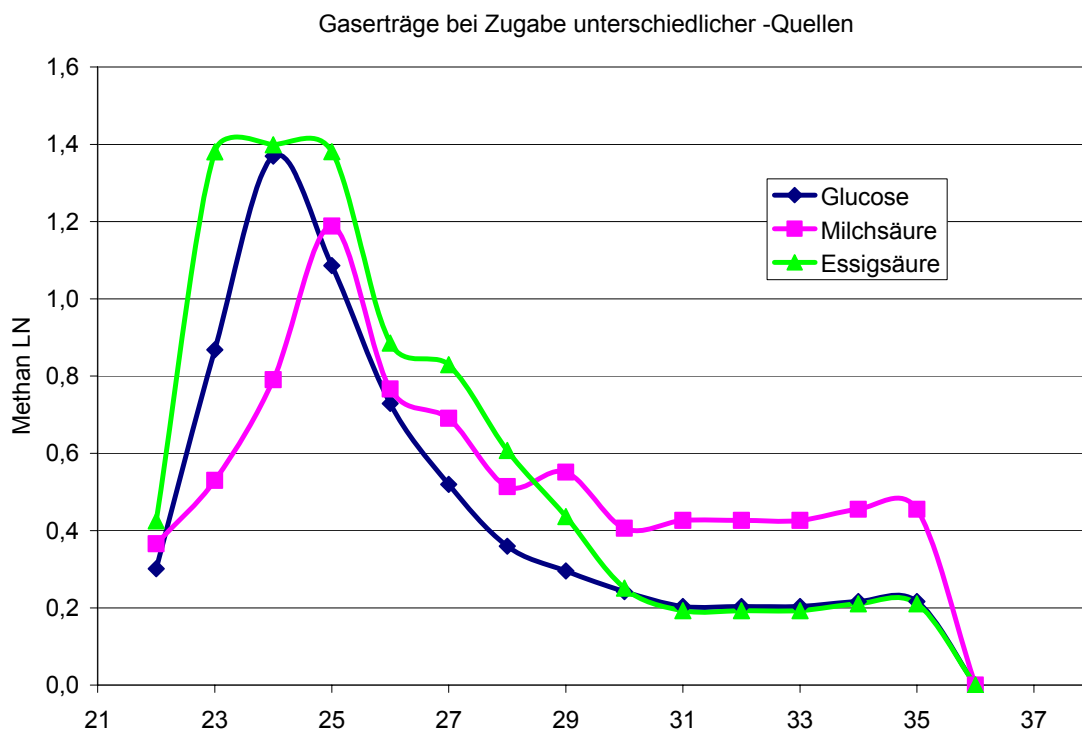


Abbildung 2: Verlauf der Biogasbildung bei Zugabe unterschiedlicher C- Quellen

Um den Einfluss der Stossbelastung der verschiedenen Substrate bei Zugabe zum Batchversuch auszuschließen, wurde ein weiter Ansatz als Feed-Batch durchgeführt. Während der kontinuierlichen Fütterung wurde die festgelegte Menge von 5% aufgeteilt über 12 Tage zugegeben. Die erreichten Gasausbeuten wurden mit dem theoretischen Biogaspotenzial nach Buswell [4] verglichen. Bis auf Milchsäure decken sich alle Gasausbeuten mit den Erwartungen der anaeroben Energietransformation von ca. 80%. Milchsäure zeigt mit 54% eine deutlich geringere Gasausbeute (Abbildung 3).

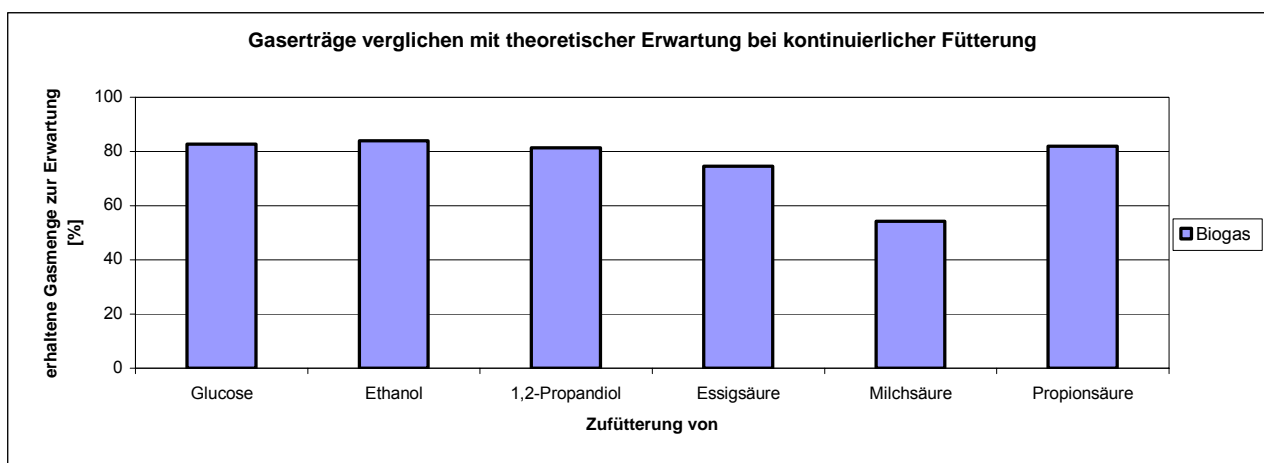


Abbildung 3: Gaserträge der Feed-Batch-Versuche

Für die im Trend schlechtere Ausbeute von Milchsäure gegenüber Essigsäure finden sich in der Literatur Hinweise. Bei der Umsetzung von leicht vergärbaren Abfällen aus der Zuckerrübenproduktion konnte nachgewiesen werden, dass Milchsäure über den Umbauschritt Propionsäure zu Essigsäure und dann zu Methan abgebaut wird [5]. Die Auswertung des Gär säuremusters über den Versuchszeitraum lassen ähnliche Schlussfolgerungen zu. Außer bei Essigsäure konnte festgestellt werden, dass Propionsäure als Zwischenprodukt der Abbauprozesse die größte Bedeutung hat und in allen Versuchen nachgewiesen werden konnte. Die für die Methanbildung entscheidende Essigsäure konnte nur in Einzelfällen und auch nur in geringen Konzentrationen nachgewiesen werden. Grund hierfür kann die schnelle Abbaubarkeit in Methan und CO₂ sein.

4 Fazit

Mit den in Göttingen, Rostock und Wahlstedt realisierten Technikumsanlagen zur Durchführung von Gärtests nach VDI 4630 sind Untersuchungen zum Biogasertrag und zur Methanausbeute verschiedenster, insbesondere auch inhomogener Substrate möglich. Die Probenmenge erlaubt eine

Untersuchung des Substrates ohne vorherige Aufbereitung. Dieser Vorteil ist insbesondere bei der Untersuchung von Silage von entscheidender Bedeutung. Die Aufbereitungsmaßnahmen bei anderen Untersuchungsmethoden entfernen oder beeinflussen die charakteristischen und wertgebenden Bestandteile. Das GRW-Verfahren ermöglicht es, Silagen in dem Zustand zu untersuchen, wie sie auch in Praxisanlagen eingesetzt werden. Die bisherigen Versuchserfahrungen, und auch die Teilnahme an Ringversuchen des KTBL zeigen, dass mit dem Testverfahren qualitativ hochwertige, reproduzierbare und belastbare Versuchsergebnisse gewonnen werden können.

Ansprechpartner:

Prof. Dr. Michael Nelles
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Institut für Umweltingenieurwesen
Fachgebiet Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, D-18057 Rostock/Deutschland
Tel.: +49(0)-381-498-34-00, Fax: DW -02
Mobil: +49(0)-170-380-24-49
Email: michael.nelles@uni-rostock.de

5 Literatur

- [1] N.N.: VDI-Richtlinie 4630 „Vergärung organischer Stoffe“ der VDI-Gesellschaft Energietechnik; Fachausschuss Regenerative Energietechnik; Verein Deutscher Ingenieure Düsseldorf 2006
- [2] Danner H., Holzer M., Mayrhuber E., Braun R., 2002, *Acetic Acid Increases Stability of Silage under Aerobic Conditions*, Applied and Environmental Microbiology Vol 69, No.1
- [3] Fritz et al., Posterausstellung ATB Potsdam Bornim 2007, Potsdam
- [4] Buswell, A.M. & Mueller, H.F. (1952): *Mechanism of Methane Fermentation*. Industrial and Engineering Chemistry, 44 (3), 550-552
- [5] Taddings T., 2001, *Untersuchungen der Versäuerung und des Einsatzes von Hydrozyklonen in Anaerobanlagen*, Dissertation, TU Braunschweig

ENERGIENUTZUNG AUS SONNENKOLLEKTOREN IN POLEN

Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel

Technische Universität Szczecin, Lehrstuhl für Wärmetechnik, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Polen
e-mail: andrzej.stachel@ps.pl

Schlüsselwörter: Sonnenenergie, Sonnenenergienutzung, Sonnenkollektor

Zusammenfassung: Die Sonnenenergie besitzt im Vergleich zu den anderen, erneuerbaren Energiequellen eine Reihe von Vorteilen wie z.B.: die praktische „Unausschöpfbarkeit“, leichte „Zugänglichkeit“ in vielen Regionen der Welt und die nullten Kosten ihrer Lieferung. Andererseits zählen zu den Nachteilen u.a.: das wetterbedingte, zeitabhängige Auftreten und die damit verbundenen „Unsicherheit“ ihrer Lieferung. Im Referat wurden die Bedingungen für die Nutzung der Sonnenenergie auf dem Gebiet Polens sowie die Entwicklung der sog. Sonnenenergetik in Polen dargestellt.

1. Einführung.

Mit der Zivilisationsentwicklung steigt der Energieverbrauch und verändert sich zugleich die Struktur der Nutzung der einzelnen Energieträger. In der Literatur werden mehrere Diagramme vorgestellt, die die langfristige Veränderung in der Nutzungsstruktur der einzelnen Primärenergieträger veranschaulichen. Als Beispiel habe die Autoren dieses Referates ein Diagramm (Bild. 1) ausgewählt, das ein bisschen „übertrieben“ die Prognose der Sonnenenergienutzung im Vergleich zu den anderen Primärenergieträgern (Kohle, Erdöl, Erdgas, Kernenergie) darstellt. Nach diesem Szenario [4] soll nach dem Jahr 2010 eine Zunahme der Sonnenenergienutzung, bei gleichzeitiger Reduzierung von solchen Energieträgern wie Kohle oder Erdöl, zu verzeichnen zu sein. Die Reduzierung des Erdgasverbrauches soll erst ab 2030 erfolgen.

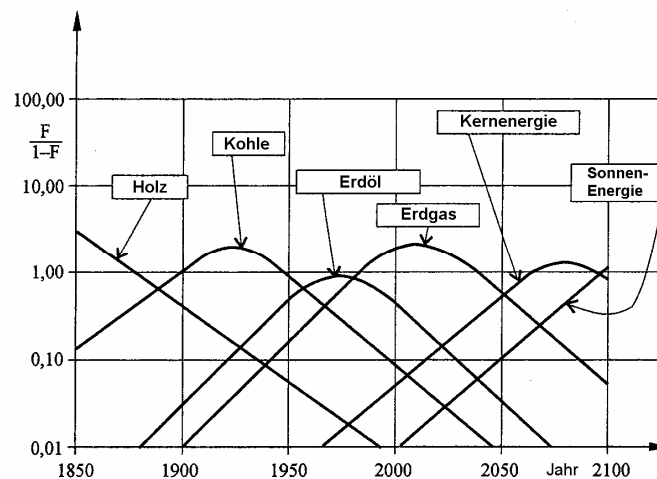


Bild 1. Der aktuelle Stand und die Prognose des Primärenergieverbrauches [4];
F - Anteil bei der Bedarfdeckung.

Aus der Sicht der technischen Nutzung der Sonnenenergienutzung spielen hier zwei Arten der Energiekonversion eine bedeutende Rolle:

- die photothermische, die mit der Umwandlung der Sonnenenergie in Wärme über die Absorberelemente des Wasser- oder Luftkollektors verbunden ist;
- die photovoltaische, die mit der Umwandlung der Sonnenenergie in die Elektroenergie über die Halbleiterelemente einer Photovoltaikzelle verbunden ist.

Die Sonnenenergie besitzt im Vergleich zu den anderen, erneuerbaren Energiequellen eine Reihe von Vorteilen wie z.B.: die praktische „Unausschöpfbarkeit“, leichte „Zugänglichkeit“ in vielen Regionen der Welt und die nullten Kosten ihrer Lieferung. Andererseits zählen zu den Nachteilen u.a.:

- das wetterbedingte, zeitabhängige Auftreten und die damit verbundenen „Unsicherheit“ ihrer Lieferung,
- relativ kleine Energiedichte was mit den Notwendigkeit der großen Absorberflächen und damit hohen Investitionskosten verbunden ist. Es ist besonders deutlich bei den Photovoltaikanlage;
- Bei den Photovoltaikanlage auch sehr niedriges Wirkungsgrad.

2. Die Ressourcen der Sonnenenergie in Polen.

Man kann die Erstbewertung der Ressourcen an Sonnenenergie und der Möglichkeiten ihrer Nutzung auf der Grundlage der zwei unten aufgeführten Bewertungsgrößen durchführen:

- die mittlere Jahreseinstrahlung in Stunden pro Jahr;
- die Jahresdichte der Sonnenstrahlung in kWh/m² pro Jahr

Die Bedingungen der Sonneneinstrahlung auf dem Gebiet Polens (zwischen dem 49⁰ und 54,5⁰ der nördlichen, geographischen Breite) entsprechen der mäßigen Klimazone, die für viele Ländern im Mitteleuropa wie Deutschland, Österreich, Ungarn oder Tschechische Republik typisch sind. Das wurde in dem unten angebrachten Bild veranschaulicht, wo auf der Karte von Mitteleuropa die Summe der jährlichen Sonneneinstrahlung in [h/a] für Polen und die o.g. Ländern angebracht wurde.



Bild 2. Die mittleren Jahreswerte der Sonneneinstrahlung (in h/a) für die repräsentativen Regionen Polens.



Bild 3. Die mittleren Jahreswerte der globalen Sonneneinstrahlung pro Einheit der senkrechten Oberfläche (in kWh/m²/a).

Die Summe der mittleren, jährlichen Sonneneinstrahlung in [h/a] wurde für die ausgewählten Regionen Polens (mit der Andeutung der entsprechenden Woiwodschaften) in dem Bild 2 dargestellt. Aus diesem Bild geht hervor, dass die Werte der mittleren, jährlichen

Sonneneinstrahlung von dem Region (Woiwodschaft) abhängig sind und bewegen sich zwischen 1300 bis 1900 Stunden pro Jahr. Der Wert der mittleren Sonneneinstrahlung beträgt 1600 Stunden (was macht 18,2 % der Jahresdauer) und betrifft die meisten Gebieten des Landes.

Eine weitere wichtige Kennziffern für die Durchführung der analytischen Aufgaben im Bezug auf die Sonnenkollektoren-Anlagen ist die mittlere Summe der Jahreseinstrahlung bezogen auf die Flächeneinheit pro Jahr in [kWh/m²/a] (Bild. 3). Auf der Grundlage der mehrjährigen Forschungen wurde die Jahresdichte der Sonnenstrahlung auf eine senkrechte Fläche für Polen auf 950 bis 1250 kWh/m²/a geschätzt. Die höchsten Werte werden im Südosten Polens und in Pommern registriert.

Die o.g. Werte der mittleren Summe der Jahreseinstrahlung in [kWh/m²/a] können als die Größe der gesamten Ressourcen an Sonnenenergie pro Jahr betrachtet werden. Sie wurden in graphischer Form mit der Andeutung der Woiwodschaftsgrenzen dargestellt. Zusätzlich wurden sie auch in der Tabellenform (s. Tabelle 1), mit der Angabe der Gesamtwerte für die ausgewählten Regionen Polens, zusammengefasst.

Tabelle 1. Anzahl der Sonnenkollektoren-Anlagen pro 1 Mio. Einwohner je Woiwodschaft (entspricht einem Bundesland)

Woiwodschaft	Einwohnerzahl (31.12.2001)	Anzahl der Anlagen	Prozentanteil der Anlagen %	Anzahl der Anlagen pro 1 Mio. Einwohner
Dolnośląskie	2 970 094	43	9,60	14,48
Kujawsko-Pom.	2 101 654	5	1,12	2,38
Lubelskie	2 227 574	16	3,57	7,17
Lubuskie	1 024 499	14	3,13	13,73
Łódzkie	2 632 879	25	5,58	9,51
Małopolskie	3 240 928	59	13,17	18,21
Mazowieckie	5 079 006	76	16,96	14,96
Opolskie	1 080 505	11	2,46	10,19
Podkarpackie	2 131 368	26	5,80	12,21
Podlaskie	1 219 879	8	1,79	6,56
Pomorskie	2 204 375	23	5,13	10,45
Śląskie	4 830 472	49	10,94	10,14
Świętokrzyskie	1 319 611	5	1,12	3,79
Warmińsko-Maz.	1 469 274	6	1,34	4,08
Wielkopolskie	3 366 020	48	10,71	14,29
Zachodniopomorskie	1 734 315	34	7,59	19,65
Insgesamt	38 632 453	448	100,00	-

3. Die bestehenden Anlagen für die Gewinnung der Energie der Sonnenstrahlung.

Die ersten Sonnenkollektoren-Installationen wurden in Polen in den sechzig Jahren des 20. Jahrhunderts gebaut. In den nächsten Jahrzehnten stieg allmählich die Anzahl dieser Art von Anlagen, wobei die intensivste Entwicklung Ende der achtziger Jahre zu verzeichnen ist.

Es waren zuerst Anlage die im Rahmen der Forschungsarbeiten in den wissenschaftlichen Einrichtungen, in den Branchenzentren oder in landwirtschaftlichen Forschungsgenossenschaften entstanden sind. Es gab auch einige Vorschauinstallationen.

Jedoch auf Grund der sehr niedrigen Kosten der konventionellen Energieträger wurde der Betrieb von den meisten Sonnenkollektoren-Anlagen eingestellt. Seit Anfang der neunziger Jahren wurden die Sonnenkollektoren-Installationen erneut ins Betracht gezogen. Der Grund dafür waren es u.a. die betriebswirtschaftlichen Effekte und Reduzierung der Nutzung der konventionellen Energieträgern zum Gunsten der erneuerbaren Energiequellen. Die Angaben und Daten zu den in den einzelnen Jahren gebauten Anlage sind sehr unterschiedlich, sowohl im Bezug auf die Vergangenheit als auch auf den heutigen Stand.

Nach den Angaben der Polnischen Akademie der Wissenschaften [2] wurden im landwirtschaftlichen Bereich 3000 thermische, industrielle Trocknungsanlagen mit einem Durchsatzvermögen von 10-60 t/h des getrockneten Stoffes und 80000 kleine, meistens von den Privatbauern genutzte, Trockner betrieben.

Laut den gleichen Angaben beträgt die Gesamtfläche der Solaranlagen, die in der Landwirtschaft und für die Warmwasseraufbereitung genutzt werde, ca. 5800 m².

Nach den Angaben des Instituts für Bauwesen, Mechanisierung und Elektrifizierung in der Landwirtschaft [5] wurde die Anzahl der in der Landwirtschaft installierten Solaranlagen auf 50-60 Trocknungsanlagen mit einer Gesamtflächen von 6000 m² geschätzt. Nach der gleichen Literaturquelle wurde die Anzahl der Solarinstallationen für die Warmwasseraufbereitung auf 1000 mit einer Gesamtfläche der Kollektoren von über 10000 m² geschätzt.

Laut Gołębiowski [5] wurden im Jahr 2001 in Polen für die Warmwasseraufbereitung Sonnenkollektoren mit einer Gesamtfläche von 13000 m² installiert. Der gleiche Autor schätzt die Fläche der installierten Sonnenkollektoren im Jahr 2002 [3] auf 20000 m².

Verschiedenen Autoren nach wird in Polen jährlich zwischen 1000 bis 2000 m² Kollektorenfläche verkauft.

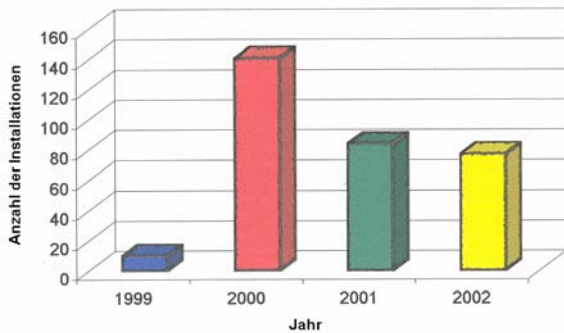


Bild 4. Anzahl der in den Jahren 1999-2002 installierten Sonnenkollektoren-Anlagen.

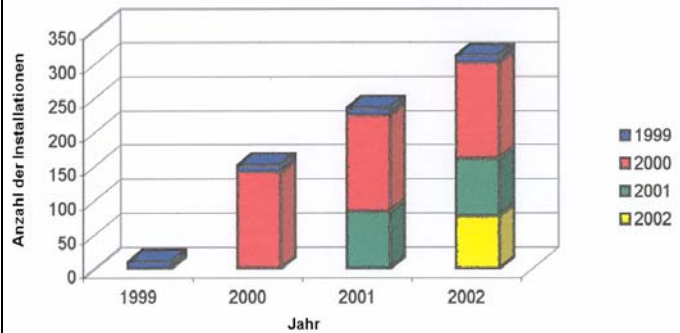


Bild 5. Kumulierte Anzahl der Anlagen die in den Jahren 1999-2002 entstanden sind, mit der Zuordnung der Flächen.

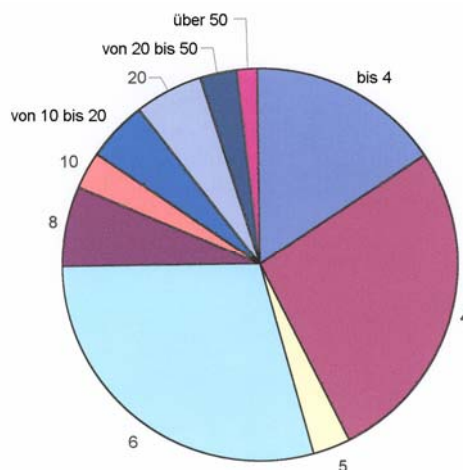


Bild 6. Anteil der Sonnenkollektoren-Anlage hinsichtlich der installierten Fläche in den Jahren 1999-2002; 46% - Sonnenkollektor mit einer Fläche bis 5 m²; 29% - Sonnenkollektor mit einer Fläche 6 m²; 25% - Sonnenkollektor mit einer Fläche bis 8 bis 50 m².

Auf Grund dieser so gravierenden Unterschieden im Bezug auf die geschätzten Größen der installierten Solaranlagen hatten die Mitarbeitern des Lehrstuhls für Wärmetechnik der TU Szczecin entsprechende Inventuraufgaben im Bezug auf die in den Jahren 1999-2002 entstandenen Installationen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Forschungsarbeiten wurden unten dargestellt. Im Bild 4 wurde die Anzahl der in den Jahren 1999-2002 installierten Sonnenkollektoren-Anlagen dargestellt. Bild 5 enthält die Informationen im Bezug auf die kumulierte Anzahl der in den Jahren 1999-2002 entstandenen Solaranlagen, inkl. die Größe der entsprechenden Flächen. Der Anteil der Sonnenkollektoren mit unterschiedlichen Flächen im Bezug auf die Gesamtanzahl der Kollektoren wurde im Bild 6 dargestellt. Im Bild 7 wurde die Karte Polens mit der Verteilung der Sonnenkollektoren-Anlagen, die in den Jahren 1999-2002 gebaut wurden, im Bezug auf die einzelnen helioenergetischen Zonen dargestellt.

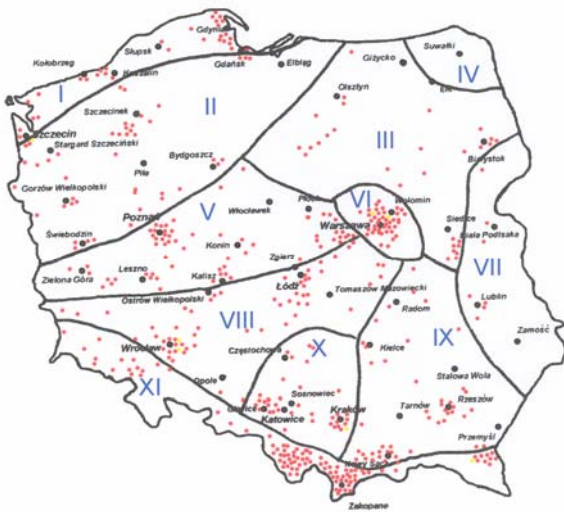


Bild 7: Verteilung der Sonnenkollektoren-Anlagen die in den Jahren 1999-2002 gebaut wurden, im Bezug auf die einzelnen helioenergetischen Zonen.

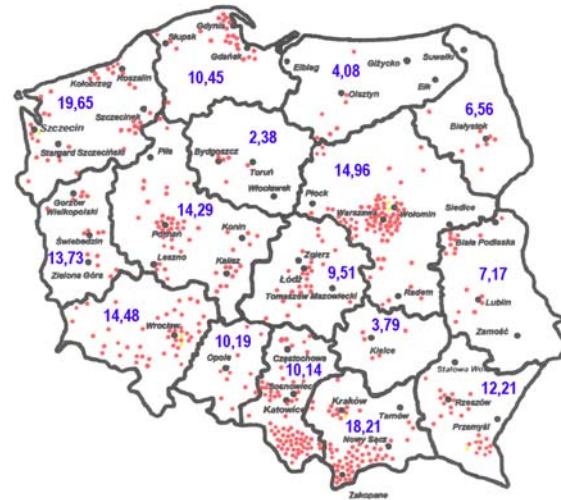


Bild 8. Verteilung der Sonnenkollektoren-Anlagen die in den Jahren 1999-2002 gebaut wurden, im Bezug auf die einzelnen Woiwodschaften und der Zuordnung der Anlagenanzahl pro 1.Mio. Einwohner je Woiwodschaft.

Führt man die Analyse dieser Verteilung durch, so kann man feststellen, dass die höchste Dichte der Anordnung der Solaranlagen im Süden und im Zentrum Polens, in der Nähe von solchen Städten wie Warschau, Lodz oder Posen, vorkommt.

Diese Verteilung unterscheidet sich damit deutlich von der Anordnung der helioenergetischen Zonen in Polen. Das günstigste Region für die Installation und Betrieb der Solaranlagen erstreckt sich über Pommern, wo die potentiell größten Ressourcen an Sonnenenergie vorkommen. Leider ist die Anzahl der dort installierten Anlagen sehr klein.

Analoge Situation kommt im Region Podlasie-Lubelszczyzna (im Südosten Polens), wo ähnlich wie in Pommern die Anzahl der installierten Anlagen sehr klein ist.

Im Bild 8 wurde die Karte Polens Verteilung der Sonnenkollektoren-Anlagen die in den Jahren 1999-2002 gebaut wurden, im Bezug auf die einzelnen Woiwodschaften und der Zuordnung der Anlagenanzahl pro 1. Mio. Einwohner je Woiwodschaft. Diese Bewertungsgröße wurde zusätzlich auch in der Form der Tabelle 1 widergespiegelt, wo die Anzahl der Sonnenkollektoren-Anlagen pro 1 Mio. Einwohner je Woiwodschaft (entspricht einem Bundesland) zusammengefasst wird. Aus dieser Tabelle geht hervor, dass diese Kennziffern am größten in der Woiwodschaft Zachodnio-

pomorskie (19,65), Małopolskie (18,21) und Mazowieckie (14,96) ist. Am kleinsten ist sie in der Woiwodschaft Kujawsko-Pomorskie (2,38).

Auf der Grundlage der vorhandenen Literaturquellen als auch der eigenen Forschungen wurde - durch die Extrapolation der Daten für die in den Jahren 1999-2002 gebauten Anlagen - ein Diagramm erstellt, der die Zunahme der Anzahl der installierten Sonnenkollektoren in dem Zeitraum von 1964 bis 2002 veranschaulicht (Bild 9).

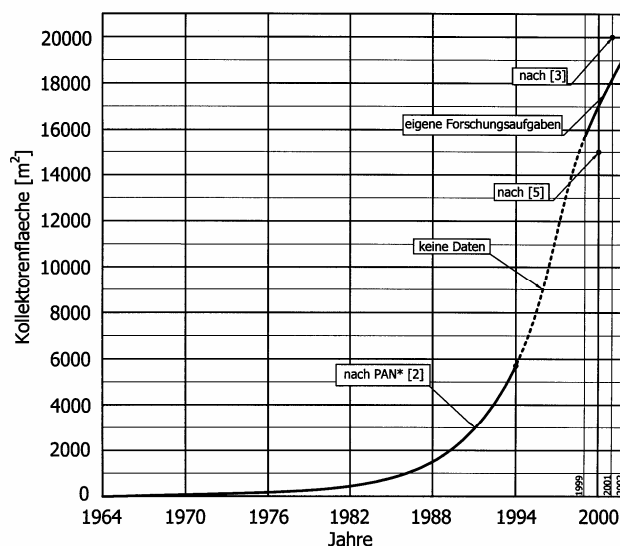


Bild 9. Fläche der wasser – und luftbetriebenen Sonnenkollektoren, die in Polen in den Jahren 1964-2002 installiert wurden. Nach der Literatur und eigenen Forschungsaufgaben.
(* Polnische Akademie der Wissenschaften)

4. Die Methoden der Energiegewinnung aus der Sonnenstrahlung.

Bei den o.g. Installationen machen den größten Anteil die Anlagen für die Warmwasseraufbereitung in den Einfamilienhäusern aus. Die Kosten für solche Installation mit Wasserkollektoren betragen je nach der Größe der Anlage von 1400 bis 3400 Euro. Die Rückzahlungszeit beträgt entsprechend von 8 bis 1 Jahren.

In der Landwirtschaft wurden die Wasser- und Luftkollektoren überwiegend für die Trocknung der landwirtschaftlichen Produkte wie z.B. Getreide, Samengut, Tabak oder Kräuter angewandt. Die Luftkollektoren können auch im Bauwesen für die Heizzwecke genutzt werden. Die Wasserkollektoren werden meistens für die Warmwasseraufbereitung wie auch für die produktionszwecke im Bereich der Landwirtschaft und der Lebensmittelproduktion (z.B. Vorwärmung des Bodenbereiches in den Gewächshäusern, Erwärmung des Wassers bei Fischzucht) genutzt.

5. Prognose der Sonnenenergienutzung.

Die Prognosen für die Energienutzung in Polen sehen vor, dass der aktuelle Anteil der erneuerbaren Energien an dem Gesamtenergiebilanz von 2,5 % bis 2010 entsprechend auf 7,5% und bis 2020 auf 14,0% steigen wird [3].

Nach diesem Szenario wird sich auch der Anteil der Nutzung der Sonnenenergie erhöhen durch die Installation bis 2010 der unten aufgeführten Kollektorenleistung [3]:

- Luft-Sonnenkollektoren 100 MW,
- Flüssigkeit-Sonnenkollektoren 700 MW,
- Photovoltaik-Anlagen 2 MW.

Nach unseren Einschätzungen und auf der Grundlage der durchgeführten Forschungsarbeiten sind die oben genannten Leistungsbereiche, unter der Berücksichtigung der bis zum Jahr 2002 installierten Kollektorenfläche von 20000 m² und dem jährlichen Zuwachs an der neu installierten Fläche von 1000 – 2000 m²/a, kaum zu erreichen. Würden bis 2010 insgesamt 40000 m² installiert, so würde es einer Leistung von 28 MW entsprechen.

Literatur

- [1] Chochowski A., Czekalski D.: Słoneczne instalacje grzewcze. COIB, Warszawa 1999.
- [2] Gogół W. Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych. Ekspertyza PAN. Warszawa 1993.
- [3] Gospodarcze sposoby wykonania solarnych systemów do podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Doświadczenia austriackie i polskie. EC BREC, Warszawa, 2002.
- [4] Lewandowski W. M.: Proekologiczne źródła energii odnawialnej, WNT, Warszawa 2001.
- [5] Projektowanie wielkowymiarowych instalacji grzewczych wyposażonych w kolektory słoneczne oraz systemy fotowoltaiczne. Materiały konferencyjne. EC BREC, Warszawa, 2001.
- [6] Wisniewski G.: Energia słoneczna. Przetwarzanie i wykorzystanie energii promieniowania słonecznego. Fundacja Ekologiczna Silesia, Katowice 1999.
- [7] Wiśniewski G., Gołębiowski S., Gryciuk M.: Kolektory słoneczne. Poradnik wykorzystania energii słonecznej. COIB, Warszawa 2001.

An improved seawater desalination plant as a selfstoring part of a sustainable island supply for electricity

U. Plantikow, WME GmbH, D 18556 Dranske/Rugia, Dorfstr. 38

R. Huß, FH Kempten

J. Lehmann, IFEU e.V., Stralsund

1 Introduction

The combination of the use of renewable energies like solar radiation or wind power for electricity supply in off grid sides with the potable water production is an ideal solution even in remote areas.

Fig. 1 shows the principle of an energy island: The discontinuous primary energy should be converted with a installation able to supply the maximum demand of all the consumers connected within the energy island.

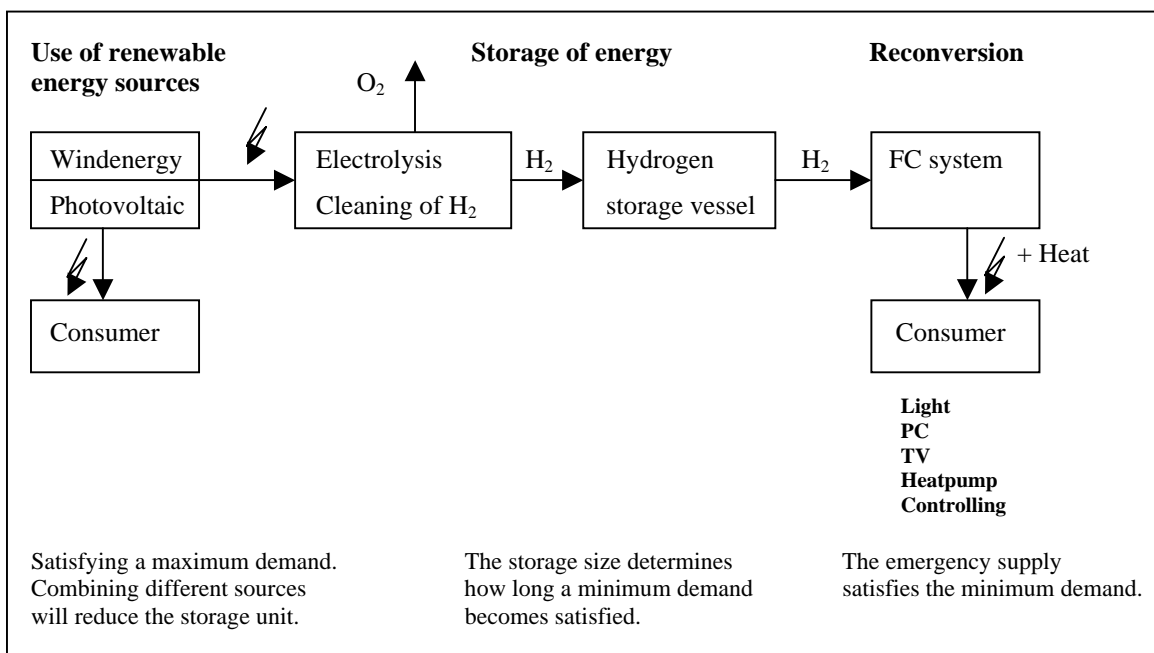


Fig. 1.: Principle of renewable energy using stand alone system

On the other hand the emergency energy supply should be designed for minimised investment. An optimal use of the primary conversion can not be reached with sporadic working

components like small engines, furnances etc. Just for this discrepance selfstoring consumers have to be subsummised into the system containing four groups of components (Fig. 2)

1	Primary Reconversion	2	Direct Use
3	Functions with Storage	4	Emergency Supply

Fig. 2.: Components of the island system

The mechanical vapour compression (MV) sea or brackish water desalination has been developed by the WME in Dranske. Both the wind turbine and the high pressure blower of the plant are fluid flow engines with similar characteristics, there is a natural affinity of both machines. By variation of the compreson speed and the evaporation temperature the power consumption can be adapted to rapid changes of wind conditions. The plant described is therefore a MVC type one with a vertical tube evaporator-condensor-unit (Fig. 3).



Fig. 3.: MVC-plant with a vertical tube evaporator-condensor-unit.

2 Description of the desalination plant

The filtered seawater is pumped into an intermediate tank of about 4 m³. From here the water is pumped into the desalination plant (see Fig.3). For preheating incoming seawater flows in two parallel lines through plate heat exchangers. In these exchangers heat is transferred from the outgoing distillate and brine to the incoming seawater. The pressure in the following degasifier is reduced to almost the level of the evaporation pressure of the preheated seawater using a vacuum pump. The gaseous components (air and CO₂) dissolved in the seawater escape and are removed.

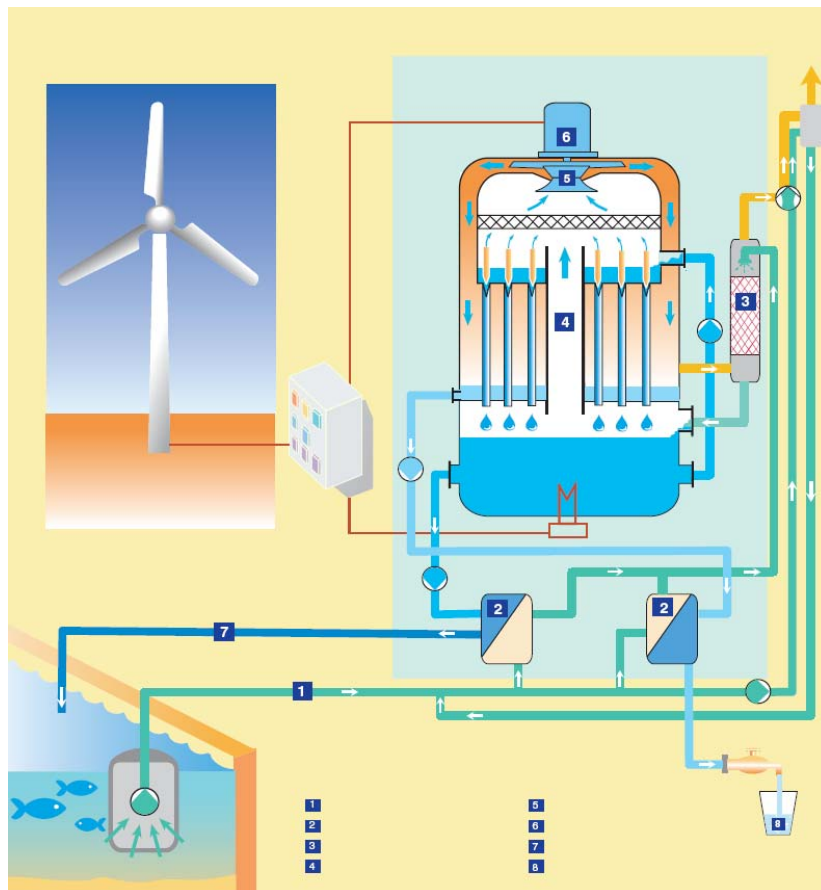


Fig. 4.: Wind driven desalination plant (principal scheme).

The more water evaporates the higher is the salt concentration in the remaining seawater. Usually the salt concentration should not become higher than 7 - 9 %, therefore continuously concentrated seawater is led back into the sea and fresh seawater is supplied.

3 Design of the main component - the evaporator-condensor unit (ecu)

The evaporator-condensor unit (ecu) is the heart of the plant.

It consists of a bundle of tubes placed between the upper and the lower tube sheets. The tube sheets divide the ecu in 2 spaces: the seawater contacted room and the distillate contacted.

The distillate contacted walls consist of conventional stainless steel 1.4571, but the seawater contacted walls of steel of the quality 1.4565 S.

This is an excellent material for thermal seawater desalination plants.

In the first 2 years there exists huge difficulties to run the plant in a normal way. Because of the changing wind speed and therefore of the produced energy of the wind energy converter it was not possible to run the plant longer than 2 month without scaling. Thermal desalination plants use normally antiscaling agents like malein acid or polyphosphates. We did it of course too.

There were tested all in the whole world known chemicals against scaling, but there were not a real progress.

The incrustations in the plant were terrible. They occurred in the whole plant that means in the upper tube sheet, in the sump, on the inner walls of the evaporator/condensor unit, in the circulation pump and in the plate heat exchangers.

The only way to longer the time up till totally incrustation was to lower the evaporation temperatures up to at maximum 60 °C. 60 °C is for this reason the normal temperature of constant running MVC-plants. To lower the temperature means to decrease the efficiency of the desalination process because the vapor density is substantial low at lower temperatures and therefore also the production of potable water. This bad situation led in connection with the observed corrosion of the copper-nickel-tubes and the start of the production of laser welded tubes of 1.4565-steel (Thyssen Company) by the Fischer Company (Germany) to the decision to change the more than 1000 tubes (about 4 km!) of the evaporator-condensor-unit.

Then it was possible to change radically conditions for running the plant. Our measurements showed in the first 2 years, that the pH-value increased in the process of evaporation and vacuum pumping from about 7 from the incoming seawater to more than 10 of the outgoing brine. This was caused by removing not only the air by our vacuum pump but also the CO₂, that means the acidity of the carbonic acid will vanish and the rest of the calciumcarbonat is no more soluble at these changed boundary condition, described by the formula: Ca(HCO₃)₂, soluble → CaCO₃, insoluble + CO₂ + H₂O.

The solution of this problem was to change the pH in the incoming seawater up to about 5 by dosing hydrochloric acid. Than the pH of the brine will increase up to constant 7 only. That was only possible because of using 1.4565 steel. The danger of corrosion with these steel was lower on the structure and the tubes of the plant.

The success of this new operation mode was overwhelmingly. Today the plant is running up to 80 °C. So the production of potable water is about 30 % higher, there is no sign of any corrosion in the whole plant. But there was also no drawback on the thermodynamics of the process. Last not least we don't need any chemicals to run the plant. And that is not a contradiction against the description of the process.

A newly developed electrochemical technique, an inline membrane electrolysis allows the change of the pH of the incoming seawater in a way we need. The necessary energy for the changing procedure is less than 2 % at maximum input.

And therefore we are convinced that our system is also a technique without ecological competition worldwide. And, very important: because not to use chemicals means no disposal to the sea.

4 Conclusion

Because of the use of steel in the quality 1.4565 S in thermal seawater desalination plants, esp. with an energy input of wind energy converters it is possible to run the plant up to higher evaporation temperatures of 80 °C without any corrosion in the whole plant and especially not in the evaporator-condenser unit. Because of these higher temperatures the specific energy efficiency and the volume-time-yield and therefore the specific costs of desalination process of these plants were considerably improved. This is the result of 4 years praxis test on a wind driven seawater desalination at the island of Rügen in the Baltic sea.

Moreover it is shown that there are synergies from the use of renewable energies for grid off supply and the production of potable water even in remote and recreation areas.

Potenzialanalyse fester Biomasse für den Landkreis Demmin

M. Schlegel, N. Kanswohl und M. Vagt

Institut für Nutztierwissenschaften und Technologie, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Universität Rostock, Justus-von-Liebig Weg 8, D-18059 Rostock, mathias.schlegel@uni-rostock.de

Schlüsselwörter: Biomasse, Potenzial, Festbrennstoff, Landkreis_Demmin

Zusammenfassung: Neben der Entwicklung und Nutzung geeigneter Technologie für die Erzeugung erneuerbarer Energien rücken immer stärker die Logistik und die Verfügbarkeit von Biomasse in den Blickpunkt. Eine Potenzialanalyse des Landkreises Demmin soll abklären, ob die Biomasse für die Versorgung eines dort angesiedelten Biomasseheizkraftwerkes ausreicht. Das Ergebnis zeigt, dass das Potenzial den Bedarf bei weitem übersteigt, aber Konkurrenz der Nachfrager sowie Mobilisierungskosten das erschließbare Potenzial stark verringert. Als Alternativen sind Festbrennstoffe von Kurzumtriebsplantagen zu nennen. Bei Umrüstungsbereitschaft hin zur Verwertung halmgutartiger Biomasse ergibt sich auch ein enormes Potenzial durch Stroh oder Ganzpflanzen.

1 Einführung

Die Verwendung von Biomasse zur Energieerzeugung erlebt eine Wiederbelebung. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend weiter fortsetzt. Ausdruck dieser Entwicklung ist der Energiepreis, der von entscheidender Bedeutung für die Renaissance der Biomasse ist. Ein hohes Preisniveau ist die Grundlage für die Entwicklung innovativer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung. Sowohl in kleinerem Maßstab als auch großtechnisch werden diese Technologien oft genutzt, so dass in diesem Zusammenhang neue Probleme zusätzlich in den Vordergrund rücken. So stößt beispielsweise der logistische Aufwand zur Bereitstellung von Biomasse bereits an seine Grenzen. Außerdem limitiert die Verfügbarkeit von Biomasse die Möglichkeiten langfristiger Investitionen oder sogar den Weiterbetrieb bestehender Biomasse-Konversionsanlagen. Zur Absicherung der energetischen Verwertung von Biomasse bei der momentanen Entwicklung der Kosten und der zunehmenden Konkurrenz um den Rohstoff Holz, ist es von besonderer Bedeutung, die vorhandenen Biomassepotenziale aufzudecken und abzuschätzen.

In der vorliegenden Potenzialanalyse soll aufgezeigt werden, wie groß das Festbrennstoffaufkommen im Bereich Demmin ist. Die bereits vorhandenen Studien zu Biomassepotenzialen [1, 2] sind hinsichtlich der jeweils spezifischen regionalen Besonderheiten, der unterschiedlichen Bezüge (Flächenerträge, Energiegehalte, erfasste Biomassen, ...) bzw. deren Dynamik nur teilweise übertragbar. Die Auswahl dieser Region ist begründet durch eine Anfrage eines Biomasseheizkraftwerkes hinsichtlich einer solchen Analyse.

2 Biomasseheizkraftwerk und Untersuchungsgebiet

Der jährliche Bedarf des Biomasseheizkraftwerkes beträgt ca. 75.000 t Frischholz. Die Elektroenergieerzeugung liegt bei 35.000 MWh pro Jahr. Technisch betrachtet erzeugen die Module je 12 MW Feuerungswärmedauerleistung.

Der untersuchte Raum (Landkreis Demmin) gehört zum Bundesland Mecklenburg-Vorpommern (Abb. 1). Der Landkreis bildet mit seiner Fläche von 1.921 km² das östliche Zentrum von Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche entspricht 8,3% der des Landes Mecklenburg-Vorpommerns. Die Bevölkerungszahl des Landkreises liegt gegenwärtig bei 89.000 Einwohnern. Das entspricht einer Bevölkerungsdichte von ca. 46 Einwohner/ km² [3], was im Gegensatz zu jener

von Deutschland (231 Einwohner/ km²) sehr gering ist. Administrativ ist der Kreis Demmin in acht Städte und 62 Gemeinden aufgeteilt [4]. Ca. 85% der Fläche werden land- und forstwirtschaftlich genutzt. Der Anteil des Waldes im Landkreis liegt bei ca. 13 und der der landwirtschaftlichen Fläche bei ca. 58 % (Abb. 2). Der Anteil des Waldes in Deutschland liegt bei 29,5 % und der landwirtschaftlichen Fläche bei 53,5% [6].



Abb. 1: Verwaltungsübersicht Mecklenburg-Vorpommern mit allen Landkreisen (Landkreis Demmin markiert) [5]

Auf der landwirtschaftlich genutzten Fläche von 135.403 ha werden Kulturpflanzen wie Getreide, Hülsen-, Hackfrüchte, Gemüse, Erdbeeren u. a. Garten-, Handels- und Futterpflanzen angebaut.

Zu dieser Fläche zählt auch die Gründüngung, Schwarzbrache und vorübergehend stillgelegte Ackerflächen [7]. Stilllegungsflächen bieten noch große Potenziale für die Erzeugung nachwachsender Rohstoffe. Für den Landkreis ergibt sich eine Stilllegungsfläche von 12.099 ha [8].

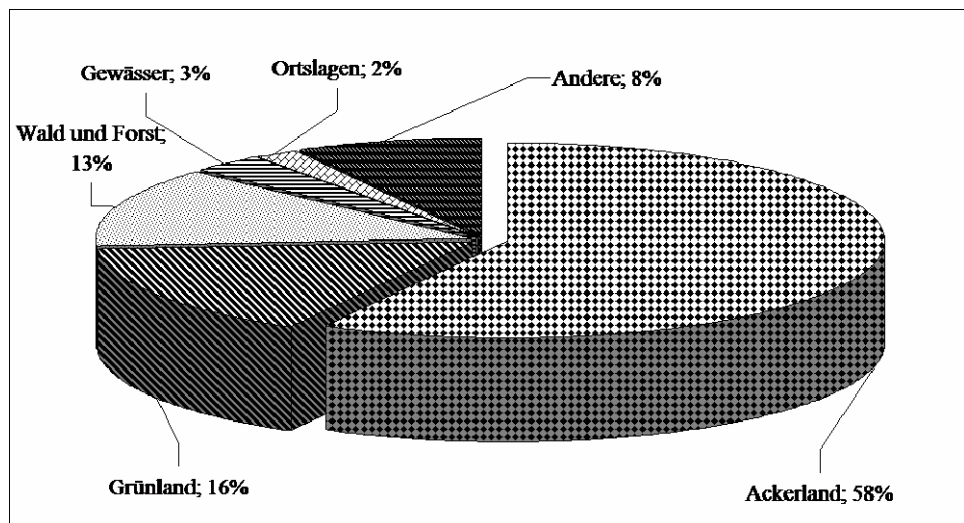


Abb. 2: Verteilung der Gesamtfläche des Landkreises Demmin

Jedoch werden bereits Teile dieser durch den Anbau von Winterraps für die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen verwendet. Übrig bleiben 5951 ha Brache.

3 Potenzialbegriff und Systematisierung der biogenen Festbrennstoffe

Das Biomassepotenzial kann in das theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenzial [9, 10] unterschieden werden. Der Begriff theoretisches Potenzial wird in der Literatur als das gesamte theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot verstanden. Die vorliegende Arbeit behandelt jedoch ein Biomassepotenzial. So fällt unter das theoretische Biomassepotenzial die gesamte dargebotene Biomasse. Dieses Potenzial wird nur zu einem sehr geringen Teil ausgenutzt. Als Ursache für die Einschränkungen gelten vor allem technisch unüberwindbare Grenzen. Mehr

Aussagekraft wird mit dem technischen Potenzial erreicht. Es beschreibt den Anteil am theoretischen Potenzial, das unter Berücksichtigung von modernen Erntetechniken, der Verfügbarkeit von Standorten sowie strukturellen, ökologischen und sonstigen Beschränkungen technisch nutzbar ist. Das technische Potenzial wird durch Markttendenzen, also wirtschaftlichen Zwängen, weiter eingeschränkt. Schließen sich bestimmte Technologien und/ oder Biomassen durch mangelnde Rentabilität aus, so ergibt sich das erschließbare Potenzial. Es beschreibt das zu erwartende tatsächliche Aufkommen an fester Biomasse. Es ist im Allgemeinen geringer als das wirtschaftliche Potenzial. Das erschließbare Potenzial kann aber auch über dem wirtschaftlichen Potenzial liegen, wenn zum Beispiel Subventionen den Einsatz und die Nutzung fester Biomasse fördern.

Für die vorliegende Arbeit wird das mittelfristig technische Potenzial an energetisch nutzbarer Biomasse unter Berücksichtigung kalkulierbarer Markttendenzen verstanden.

Maximales (theoretisches) Potenzial

Abzüglich technisch nicht gewinnbare Biomasse und

Ökologisch nicht gewinnbare Biomasse

= Technisch und ökologisch nutzbares Potenzial (technisches Potenzial)

Abzüglich mittelfristiger Bedarf an stofflicher Biomasse

= Technisch und ökologisch nutzbares Potenzial unter Berücksichtigung mittelfristiger Markttendenzen

Abzüglich wirtschaftlich nicht gewinnbare Biomasse

= Technisch, ökologisch und ökonomisch nutzbares Potenzial (erschließbares Potenzial)

Biogene Festbrennstoffe können entsprechend der Abb. 3 systematisiert werden. Die Systematisierung dient zur Vereinfachung der Datenaufnahme.

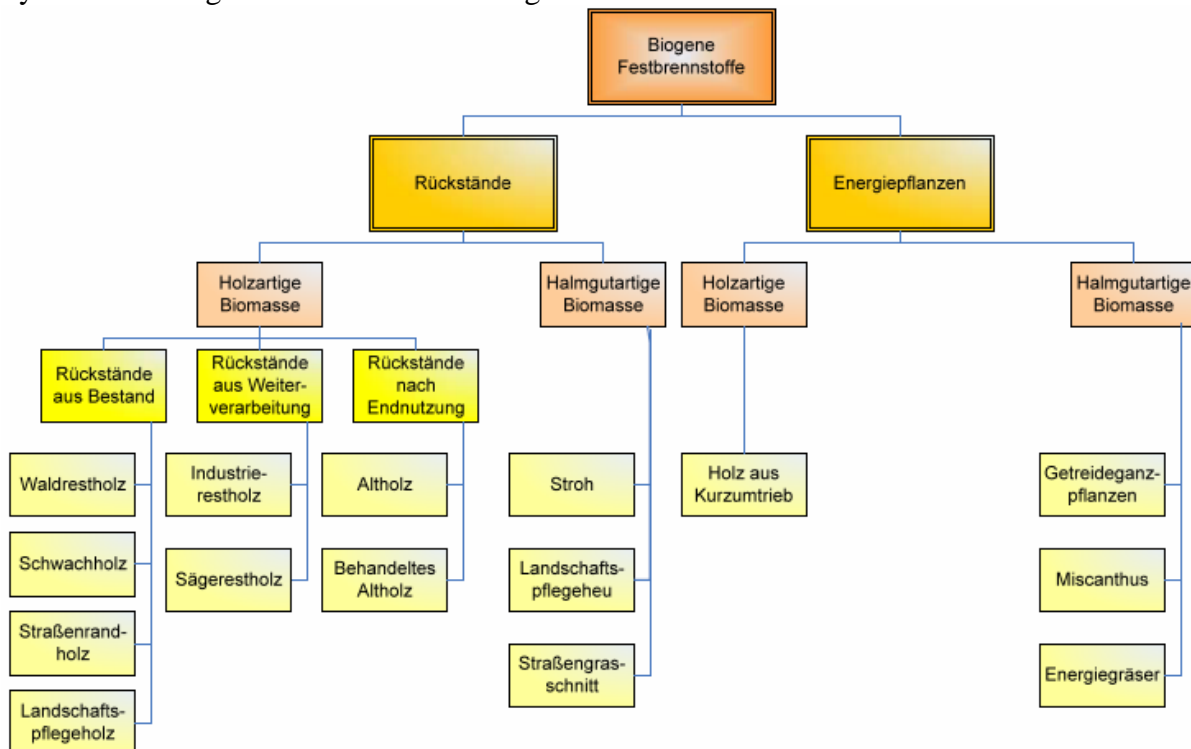


Abb. 3: Untergliederung der Festbrennstoffe

4 Ergebnisse

Tab. 1: Übersicht des Festbrennstoffpotenzials des Landkreises Demmin

Anfallart	Potenziale	Menge	Einheit		
Rohholz der Wälder					
	theoretisches Potenzial	390916	fm/a		
	Holzvorrat der gesamten Fläche	20202164	Vfm		
	ungenutztes Potenzial aus Aufwuchs und tatsächlicher Nutzung	84309	Efm		
	Industrieholz Landesforst	48464	fm/a		
	Industrieholz der gesamten Waldfläche	176007	fm/a		
	Brennholzaufkommen	55367	fm/a		
	Holz hackschnitzel HHS	14373	fm/a		
Waldrestholz					
	Restholzpotenzial (Potenagel)	250186	fm/a		
	Rindenpotenzial (Faustzahl)	78183	Srm		
	nicht aufgearbeitetes Kronenderbholz mit Rinde	12499	fm/a		
	Reisholz mit Rinde	55857	fm/a		
	Rinde des gesamten Stammholzes	38410	fm/a		
	Restholzpotenzial der untersuchten Baumkomponenten	106766	fm/a		
Landschaftspflegeholz					
	Straßenbegleitholz	Bundes und Landstraßen	1203 t/a		
		Kreisstraßen	1176 t/a		
		Gemeindestraßen	1411 t/a		
		Bundesautobahnen	60 t/a		
	Gehölze in der freien Landschaft	Gehölzfläche Gis-Daten	3173 t/a		
		Parks, Anlagen, Friedhöfe			
	Obstplantagen	Potenzial Grünanlagen aus Gis-Daten	297 t/a		
		Baumschnitt	332-996 t/a		
		Rohdung 5 % der Anbaufläche/a	249-332 t/a		
Altholz					
	Anfall bei den öffentlich rechtlichen Entsorgungsträgern im Jahr 2004	292	t/a		
	Bau und Abbrucharbeiten	1022	t/a		
Schnellumtriebsplantagen					
	Biomasseaufkommen auf Stilllegungsfläche	61490-92235	t/a		
Miscanthus					
	Biomasseaufkommen auf Stilllegungsfläche	92235-122980	t/a		
Grünflächen					
	Potenzial auf 10 % der Grünlandflächen (agrar)	11565	t/a		
	Potenzial auf 15 % der Grünlandflächen (agrar)	17347	t/a		
	Grünflächen als Differenz aus Agrar- und Gesamtgrünflächen	52684	t/a		
Getreideganzpflanzen und Stroh					
	Stroh in t 2003		Ganzpflanzen in t 2003		
Winterweizen	247106	555988	Stroh auf Stilllegungsfläche in t	35952	Ganzpflanzen auf Stilllegungsfläche in t
Roggen	24011	41162		64417	110429
Wintergerste	89107	188114		38810	81932
Hafer	5022	9207		38939	71388
Triticale	14252	30087		36438	76925

In der Tab. 1 sind in zusammengefasster Form die Potenziale des Landkreises aufgeführt. Es ist festzustellen, dass regional genügend Biomasse vorhanden wäre, um die Versorgung des Biomassekraftwerkes von 75.000 t Frischholz zu gewährleisten. Besonders das theoretische Einschlagspotenzial von 390.916 fm sowie das Waldrestholz stützen diese Aussage. Jedoch werden die vorhandenen Potenziale durch konkurrierende Abnehmer und die entstehenden Kosten zur Mobilisierung der vorhandenen Ressourcen so weit eingeschränkt, dass das erschließbare Potenzial nicht ausreicht, um den Bedarf des Kraftwerks vollständig zu decken.

Da das Biomassekraftwerk auf die Verstromung von holzartigen Festbrennstoffen ausgelegt ist und größere Investitionen für Umbaumaßnahmen zur Verbrennung von halmgutartiger Biomasse nichts an der gegenwärtigen Situation verbessern würden, erscheint die Nutzung von Kurzumtriebsplantagen als geeignete Alternative. Durch Einbindung der vorhandenen Stilllegungsflächen könnte auf diese Weise der Bedarf an Brennstoff gedeckt werden. Jedoch besteht weiterhin das Problem, dass der Deckungsbeitrag für den Anbau von Weiden und Pappeln momentan noch zu gering ist und die Risiken einer längerfristigen Flächenbindung den Landwirten als zu hoch erscheinen. Ferner stellt sich das Problem, dass langfristig wohl kaum die gesamte Stilllegungsfläche zum Anbau schnellwachsender Baumarten genutzt werden kann. Als Grund können andere landwirtschaftliche Kulturpflanzen betrachtet werden. Entweder haben sie ebenfalls hohes Potenzial als nachwachsender Rohstoff und stehen so in Flächenkonkurrenz gegenüber den Kurzumtriebsplantagen. Oder es ist durch sie auf dem Nahrungs- bzw. Futtermittelmarkt ein besserer Preis erzielbar.

Weiterhin zeigt sich, dass die Verwendung von ohnehin vorhandenem Stroh oder gar Ganzpflanzen gewaltige Potenziale beinhaltet. Um den damit verbundenen logistischen Aufwand zu bewältigen, empfiehlt sich jedoch eher eine dezentrale Struktur.

5 Literatur

- [1] Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen, Studie im Auftrag der DaimlerChrysler AG/ Abschlussbericht (2005), Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, 42 S.
- [2] Fritsche, U.R.; Dehoust, G. et al: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Verbundprojekt BMU, Darmstadt, Berlin (2004) 263 S.
- [3] Stat. LA M-V: Statistische Berichte. Bevölkerungsstand der Kreise, Ämter und Gemeinden in Mecklenburg-Vorpommern, (2004)
- [4] Rau, J.: Internet-Redaktion des Landkreises Demmin. <http://www.landkreis-demmin.de/index.phtml?mNavID=70.2&sNavID=1232.36&La=1> (2006)
- [6] <http://www.lverma-mv.de/> (download 06.10.06)
- [7] Statistisches Bundesamt: „Flächenerhebung 2001“, (2000)
- [8] Statistik M-V (2003): Kreisergebnisse der Bodennutzung nach Anbaufläche und regionaler Gliederung aus der allgemeinen Agrarstrukturerhebung (2003)
- [9] Kaltschmitt, M., Wiese, A.: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg u.a (1997)
- [10] Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N., Nill, M.: Energiegewinnung aus Biomasse, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit" Berlin, Heidelberg (2003) Hrsg.: Institut für Energetik und Umwelt gemeinnützige GmbH, veröffentlicht als Volltext im Internet unter http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex04.pdf

WAS KOMMT NACH DEM ÖL? PERSPEKTIVEN EINER ENERGIEVERSORGUNG DER NAHEN ZUKUNFT

H. Schöne

Hochschule Neubrandenburg, Brodaer Str. 2, 17033 Neubrandenburg, schoene@hs-nb.de

Mit „nächster Zukunft“ ist der Zeitraum bis zum Jahr 2030 gemeint. Dieses Referat kann nicht auf alle aktuellen Entwicklungen der Energietechnik eingehen, sondern beschreibt die kurzfristig energiewirtschaftlich bedeutsamsten.

Erdöl

Erdöl ist ein Gemisch aus Kohlenwasserstoffmolekülen unterschiedlicher Größe in teils ketten-, teils ringförmiger Struktur. Diese Kohlenwasserstoffmoleküle weisen überwiegend Wasser ab, sind stets brennbar und besitzen je nach ihrer Größe eine unterschiedlich hohe Siedetemperatur. Dies nutzt man zum Zerlegen des Erdöls in unterschiedliche Fraktionen durch Destillation. Die „großen“ Moleküle sind die Teere, die außerdem bei Umgebungstemperatur sehr zäh sind, ein relativ kleines Molekül ist z.B. das Pentan, C_5H_{12} mit $36,1^\circ C$ Siedetemperatur. Es ist das kleinste unter Normalbedingungen (101325 Pa, $20^\circ C$) flüssige Molekül. Große Moleküle werden in Erdölraffinerien an Katalysatoren unter hohem Druck und hoher Temperatur „gecrackt“, d.h. in kleinere Moleküle zerlegt. Die Produkte der Erdölzerlegung heißen Mineralöle.

Erdöl ist das Öl, das aus der Ölquelle austritt. Es wird noch auf dem Ölfeld von Begleitgasen und Salzwasser gereinigt und danach Rohöl genannt.

Ursachen für die Bedeutung des Öls

Als These gelte, dass die industrielle Revolution in ihrer ersten Stufe ab ca. 1800 dadurch begründbar ist, dass es gelang, industrielle Anlagen unabhängig vom Vorkommen natürlicher Energiequellen (Wind, Wasserkraft) zu errichten und darüber hinaus im großen Maßstab Waren- und Personentransporte durchzuführen. Dafür waren der Energieträger Steinkohle und die Schlüsseltechnologie Dampfmaschine sowie Eisenbahn erforderlich. Steinkohle hat eine sehr hohe Energiedichte (Energie pro Masseneinheit) von rund 32000 kJ/kg, das ist etwa das Doppelte von Holz oder $\frac{2}{3}$ des Öls.

Als weitere These hat Öl die zweite Stufe der industriellen Revolution ausgelöst, weil es bei Umgebungstemperatur flüssig ist, damit pumpfähig und ohne Druckbehälter lagerfähig. Förderung und Transport sind daher billiger geworden als Förderung und Transport von Kohle.

Zudem eignet es sich für die interne Verbrennung in Wärmekraftmaschinen (Ottomotor, Dieselmotor, Turbine), die damit wiederum ein günstigeres Leistungsgewicht erreichen als Wärmekraftmaschinen mit externer Verbrennung, also Trennung von Verbrennungsraum und Wandlungseinheiten der thermischen Energie in mechanische Arbeit.

Außerdem hat Öl eine um 50% höhere massenbezogene Energiedichte als Steinkohle.

Damit wurde eine Vielzahl mobiler Antriebe unter Mitführung des Brennstoffs möglich.

Man erkennt die Gültigkeit dieser Aussage daran, dass es offenbar keine Flugzeuge mit Kohle als Energieträger gibt.

Ungefähre Speicherdichte verschiedener Brennstoffe (sehr grobe Werte):

	Benzin	Diesel	Ethanol	Steinkohle	Methan 700 bar	Wasserstoff 700 bar
H _U inMJ/kg	43,2	42,8	26,8	32	50	100
MJ/l	32,4	36	21,2	42	25	6,3

(Dichte Wasserstoff bei Normaldruck 0,09 kg/m³, Benzin und Ethanol 0,8 kg/l, Methan bei Normaldruck 0,7 kg/m³)

Die Ölförderung setzte Mitte des 19. Jahrhunderts in Baku, USA (Pennsylvania) und Deutschland ein, hier in Wietze in der Nähe von Celle.

Seit Mitte des 20. Jahrhunderts hat Öl außerdem die Kohle als Rohstoffbasis der Petrochemie abgelöst.

Entstehung

Erdöl entsteht nach herrschender Theorie, wenn Meeressedimente, die abgestorbene Tier- und Pflanzenreste enthalten (also solche, die wegen Sauerstoffmangels nicht vorher vollständig oxidieren konnten), zugedeckt werden und ausreichend lange (einige Millionen Jahre) in eine Tiefe von 2300 bis 4600 Meter geraten (sog. Ölfenster). Die dort herrschende Temperatur von mehr als ca. 80°C und der Druck von einigen 100 bar bewirken über diesen Zeitraum ein geologisches Cracken, durch das das Öl flüssig wird und in dieser Tiefe bleibt, in porösen Gesteinsformationen aber auch aufsteigen kann, bis es entweder sogar an die Erdoberfläche tritt oder unter einem undurchlässigem Deckgebirge, der sog. Ölfalle verhartet. Am Kopf des Öls unter der Ölfalle findet man auch Gas, das ist das leichteste Crackprodukt.

Durch die einschränkende Bedingung, dass das Öl das Ölfenster passieren muss, scheiden etwa gemäß Theorie 60% der Erdoberfläche als Erdöllagerstätte aus.

Gelangt das Öl in eine Tiefe von mehr als 4600 Meter und verhartet dort ausreichend lange, wird es bei den dort herrschenden Temperaturen von mehr als 145°C komplett zu Erdgas gecrackt, deshalb gibt es in diesen Tiefen keine Öllagerstätten, sondern nur Gasfelder.

Exploration

Visuelle Charakterisierung geologischer Formationen, seismische Tests, Bohrungen. Grob vereinfacht ist die zu fördernde Menge den Explorationskosten proportional.

Einteilung nach Förderbarkeit

konventionelles Öl

mit primären, sekundären oder tertiären Methoden aus Lagerstätten förderbares Öl.

primär: Natürlicher Überdruck, Pumpe.

sekundär: Einpressen von Gas und Wasser in die Lagerstätte.

Beide Maßnahmen zusammen können 60% des Öls fördern, 50% sind typisch.

tertiär: Einpressen von Flüssiggas (Lösungsmittel, wäscht 100% des Öls aus). Teuer.

Einpressen von CO₂ (Methode der Wahl).

nicht konventionelles Öl

Ölsande, Ölschiefer, diese werden bergbautechnisch gewonnen (Tagebaue). Große Vorkommen in Kanada und Estland.

Logistik

Transport des Rohöls via Tanker oder Pipeline zu Raffinerien, die überwiegend verbrauchernah stehen. 2 Typen Raffinerien: Kraftstoffraffinerie, Rohstoffraffinerie, die Ausgangsprodukte für die Chemieindustrie herstellt.

Weltweit dienen 7% (in Deutschland 12%) des Erdöls als Rohstoff für die Chemieindustrie, der Rest wird energetisch genutzt! (Auf Grund der notwendigen Raffinerieschnitte benötigt man aber 24% des Rohöls, um an die genannten 7% zu kommen).

Bedeutung in der Welt - Energieversorgung

	1973		absolutes Wachstum	2002	
Öl	2700 Mtoe	45%	30%	3500 Mtoe	35%
Gas	1000 Mtoe	16%	120%	2200 Mtoe	21%
Kohle	1500 Mtoe	25%	65%	2500 Mtoe	24%
zusammen	5200 Mtoe	86%	58%	8200 Mtoe	80%
Biomasse und Abfall		11%	70%		11%
Wasserkraft		2%	100%		2%
Kernenergie		1%	600%		7%
Gesamt	6000 Mtoe	100%	70%	10200 Mtoe	100%

Gerundete Zahlen, Mtoe: Million tons of oil equivalent

In Deutschland sehen die Zahlen so aus (2003):

Öl	36%
Gas	22%
Kohle	25%
Summe Fossil	84%
Kernenergie	13%
Erneuerbare	4%

Die Situation entspricht bis auf die Biomasse etwa dem Weltdurchschnitt, in der Vergangenheit hat auch das Gas das Öl zurückgedrängt. Der Energieverbrauch ist seit etwa 20 Jahren konstant (altes Bundesgebiet), in letzter Zeit rückläufig.

Mineralölstatistik:

2006 ca. 114 Mio. t Mineralöle pro Jahr, davon ca. 53 Mio. t Kraftstoffe und hiervon wiederum 30 Mio. t Diesel und knapp 23 Mio. t Benzin. Zum Vergleich leichtes Heizöl 26 Mio. t, Flugkraftstoffe knapp 8 Mio. t. Rückgang des Verbrauchs der Kraftstoffe und des Heizöls bis 2025 um 25%, alle Mineralöle 13%.

60% der Weltbevölkerung leben in Ländern mit durchschnittlich 4,5% Wirtschaftswachstum, was etwa dem Energieverbrauchswachstum entspricht. Das höchste Verbrauchswachstum hat derzeit China mit 13% (2003), der Anteil Chinas am Weltölverbrauch lag 2003 (nach der USA mit 25%) bei 7%.

Regionale Verteilung der Reserven des Öls und des Gases – politische Abhängigkeit

Reserven: Zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbar.

Bis vor kurzer Zeit bestanden Reserven grundsätzlich aus konventionellem Öl (wenn man exotische nicht konventionelle Verfahren wie den Ölschieferabbau in Estland außer Betracht lässt). Jetzt kann man in Kanada nicht konventionelles Öl aus Ölsanden mit Wasserdampf wirtschaftlich extrahieren, dabei werden höhere Schichten im Tagebau abgebaut und tiefere in-situ extrahiert.

Das gesamte bekannte Öl (also wirtschaftlich gewinnbares und nicht wirtschaftlich gewinnbares) bildet die sog. Ressourcen.

Saudi-Arabien besitzt 20% der weltweit vorhandenen Reserven des Öls, 14% Kanada, es folgen Iran (10%), Irak (9%), Kuwait (8%), Arabische Emirate (8%), Russland (6%). In diesen 7 Ländern liegen also $\frac{3}{4}$ der weltweit bekannten Ölreserven. 90% der bekannten Reserven konventionellen Öls liegen in der islamischen Welt, 65% am persischen Golf.

Abhängigkeit vom persischen Golf steigt, weil andere Ölfelder früher erschöpft sind.

40% der Welt-Erdgasreserven am Golf, davon $\frac{3}{4}$ zu gleichen Teilen in Iran und Katar, $\frac{1}{3}$ der Welt-Erdgasreserven in Russland. Über 70% der Welt-Erdgasreserven liegen also in drei Ländern.

In die Abhängigkeit zu diesen Ländern werden auch China und Indien geraten, es sei denn, sie erschließen ausreichende Alternativen. Letzteres wird derzeit vor allem von China z.B. in Afrika versucht.

Reichweite

2 unterschiedliche Sichtweisen sind gebräuchlich:

Wirtschaftliche Sichtweise:

- Die mit der aktuellen Technologie und zu den aktuellen Preisen wirtschaftlich zu fördernden, bestätigten Reserven werden gezählt, dieser Zahlenwert nahm in den letzten Jahren leicht zu
- Die Division durch den aktuellen Verbrauch liefert schon seit längerer Zeit einen konstanten Wert von ca. 40 Jahren – sog. Erdölkonstante
- Ableitbare Aussagen: 1. Am Markt erzielbare Preise steigen schneller als die Förderkosten
2. Steigt der Ölpreis, so nehmen die Reserven zu, sofern der Förderkostenanstieg hinter dem Ölpreisanstieg zurückbleibt

Die Vertreter der wirtschaftlichen Sichtweise neigen der Auffassung zu, dass auf absehbare Zeit kein Energiemangel herrschen wird, wenn die Märkte funktionieren, weil dann „der Preis

alles richten wird“, bisher hätte das funktioniert. Die Effizienzgewinne der Förderung hätten die Verknappungseffekte schlechterer Lagerstätten überkompensiert.

Die fossilen Energieträger seien ausreichend vorhanden, um die Energieversorgung über Jahrhunderte sicherzustellen (die Gesamtenergieinhalte der auf der Erde derzeit bekannten wirtschaftlich abbaubaren Vorräte an Kohle einerseits, Öl und Gas andererseits stehen im Verhältnis 2,2 : 1). Menschheitsgeschichtlich ist das trotzdem eine kurze Spanne.

Geologische Sichtweise (Theorie nach M. King Hubbert):

- Die Förderleistung einer Ölquelle über der Zeit ist aus strömungsmechanischen Gründen eine linksschiefe Gaußkurve, das Maximum wird erreicht, wenn die Hälfte gefördert ist
- Die Einhüllende aller Ölquellen muss auch so aussehen, für nationale Ölförderungen wurde dies nachgewiesen.
- Der Wendepunkt im Anstieg lässt auf die Lage des Scheitelpunktes schließen
- Der Wendepunkt wurde ca. 1970 erreicht
- Der Scheitelpunkt ist daher zwischen 2005 und 2050, wahrscheinlich zwischen 2010 und 2020 erreicht; konservative Schätzungen gehen davon aus, dass derzeit etwa 35% des auf der Erde vorhandenen konventionellen Öls gefördert sind.
- Manche Autoren gehen davon aus, dass das Öl danach teuer sei.
- Diese Annahme ist jedoch nicht zwingend: Billige Energiealternativen, die gefunden werden, können auch für einen Rückgang des Ölabsatzes führen, der Ölpreis könnte vom Niveau der maximalen Förderleistung an sinken.
- Mengenschätzung: 400 Mrd. t Reserven, davon 1/3 gefördert, 1,9 Billionen t Ressourcen (einschließlich der schon geförderten Menge), 3,8 Mrd. t/a jährliche Ölförderung. Bei der Ressourcenangabe ist völlig unklar, wie viel von der die heutigen Reserven übersteigenden Menge insgesamt einmal wirtschaftlich zu produzieren sein wird.

Die Ölpreiskrise 1973

In den 60er Jahren waren die Ölreserven überwiegend im Besitz der großen Ölgesellschaften. Der Wettbewerb führte zu billigem Öl am Markt (1 Barrel kostete 3 \$) und zu einem Rückgang der Gewinne. Die Überschussverteilung erfolgte zunächst hälftig zwischen Ölgesellschaft und dem die Förderlizenz erteilenden Land.

Die Situation wurde in den Öl exportierenden Ländern als unbefriedigend angesehen, der Gewinnrückgang führte dort zu einem Einnahmerückgang der nationalen Haushalte. 1973 wurde auf einer Sitzung der arabischen Ölminister beschlossen, die Förderung um 5% zu drosseln und die Lieferung an die USA und die Niederlande komplett einzustellen. Innerhalb von 2 Monaten betrug der Ölpreis 17\$/Barrel. In den nächsten Jahren wurden in einer Vielzahl von Staaten die Förderrechte zurückgezogen. Heutzutage besitzen die 23 größten Konzerne nur 10% der Ölreserven.

Aktueller Ölpreisanstieg

- Ist: 80 \$ pro barrel (158 l), dabei Förderkosten nur 5\$ pro barrel
- Ursache: Nachfrage, vor allem durch China
- so schnell wie die Nachfrage gestiegen ist, konnten die Förderkapazitäten nicht ausgebaut werden
- Explorationsetats wurden jedoch in die Ausweitung der Förderkapazitäten umgelenkt, Kapazitätsgrenze jetzt etwa erreicht
- kurzfristig daher weitere Preissteigerungen denkbar

- ob ein fehlendes Vertrauen der Ölindustrie in einen längerfristigen Preisanstieg abgeleitet werden kann, ist fraglich, bei stabil hohen Preisen könnten wieder verstärkt Explorationen erfolgen

Aktuelle Entwicklungen in der Erdgastechnik

80% des Erdgases lagen weltweit bisher abseits der Verbraucher, Pipelines waren zu teuer. Kein Weltmarkt, sondern individuelle Lieferbeziehungen durch Logistik via Pipeline.

Derzeit laufen 3 Entwicklungen:

- Ausbau des Pipelinenetzes mit Rußland über Nordeuropa, sog. „Nordischer Verbund“
- Ausbau von Gasverfügungsanlagen mit Flüssiggastankschiffen (auch Entwicklung von Druckgastankern)
- Ausbau von Gas-to-Liquid (GTL) Anlagen, die aus Erdgas schon im Förderland Mineralölprodukte erzeugen, die dann ohne aufwändige Verflüssigungstechnik verschifft werden können

Wegen der besonderen energiepolitischen Bedeutung wird die GTL-Technologie nachfolgend beschrieben.

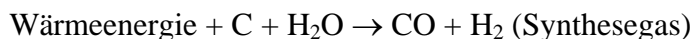
Gas-to Liquid-Technologie

Die GTL-Technologie beruht auf einem Verfahren, das 1923 von den Chemikern Franz Fischer und Hans Tropsch am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung in Mülheim/Ruhr entwickelt wurde. Diese Technologie wurde infolge der Wirtschaftssanktionen gegen Deutschland nach dem 1. Weltkrieg entwickelt und diente der Kraft- und Schmierstoffgewinnung aus der reichlich vorhandenen heimischen Kohle über die Gasroute.

Prinzip (stark vereinfacht):

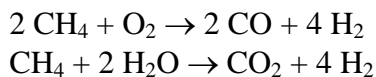
1. Vergasung

a) aus Kohle, sog. heterogene Wassergasreaktion, endotherm:



Großtechnisch erprobt, Know-How in Deutschland stammt aus der Braunkohlevergasung.

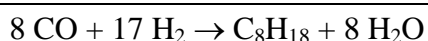
b) aus Erdgas (Methan, CH₄):



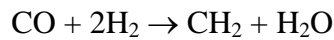
Auch diese Reaktion ist großtechnisch erprobt, sie ist der erste Schritt der Methanreformierung, die der H₂-Erzeugung aus Erdgas dient.

2. Fischer-Tropsch-Synthese (exotherm, an Metallkatalysatoren)

z.B.



Basisreaktion ist



(in Wirklichkeit handelt es sich jeweils um mehrere Gleichgewichtsreaktionen, bei denen das Gleichgewicht je nach Druck und Temperatur auf der einen Seite des Reaktionspfeiles liegt).

Nach dem 2. Weltkrieg wurden die deutschen Anlagen demontiert.

Arbeiten an der Fischer-Tropsch-Synthese fanden danach in Südafrika und den USA statt, Südafrika produziert heutzutage 1/3 seines Kraftstoffes auf diese Weise.

Nach den Südafrikanischen Gesellschaften war Shell die erste andere Ölgesellschaft, die eine GTL-Anlage betreibt (Bintulu, Malaysia).

Derzeit werden von verschiedenen Firmen (u.a. Shell in Katar) Anlagen gebaut.

Diese Investitionen sind auch deshalb vielversprechend, weil die EU ab 2009 schwefelhaltige Kraftstoffe verbieten will und der GTL-Kraftstoff kein Schwefel enthält.

Neben diesen Riesen-Anlagen gibt es Entwicklungen für kleinere Systeme, die dezentral aufgebaut werden können. BP arbeitet daran und plant so, aufgegebene Erdgasfelder noch einmal nutzen zu können (weltweit etwa 1000).

In Deutschland arbeiten derzeit 3 Arbeitsgruppen, deren Leiter alle aus der TU Bergakademie Freiberg/Sa. stammen, an BTL-Verfahren (Biomass-to-Liquid). Diese Technologie, basierend auf dem Know-How der Braunkohlevergasung, kann wieder große strategische Bedeutung erlangen, wenn die deutschen Braun- und Steinkohle-Vorräte für die Kraftstoffherzeugung herangezogen werden müssen.

Verwendete Literatur

Deffeyes, K. S., Hubbert's Peak, Princeton 2001

DGAP (Hrsg.) Internationale Politik, Ausgaben Januar 2001 und August 2004

Exxonmobil, Oeldorado 2004

Dittmann, A., Zschernig, J. (Hrsg.), Energiewirtschaft, Stuttgart 1998

Hopp, V., Wasser, Weinheim 2004

<http://de.wikipedia.org>

Kehrer, P., Das Erdöl im 21. Jahrhundert –Mangel oder Überfluß?, Vortrag im Erdölmuseum Wietze, 10.3.2000

Technology Review 7/2004

Turning Natural Gas to Liquid, Oilfield Review, autumn 2003

<http://www.mwv.de> (Mineralölwirtschaftsverband)

IMPROVING THE PERFORMANCE OF POWER PLANT BY SUBSTITUTING WATER STEAM POWER PLANT FOR THE BINARY POWER PLANT

W. Nowak, A. Borsukiewicz-Gozdur, A. A. Stachel

*Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Poland
e-mail: andrzej.stachel@ps.pl*

Keywords: power plant, binary power plant, organic Rankine cycle (ORC)

ABSTRACT: The paper presents a mathematical model of a power plant two variants: a water steam power plant using fossil fuel and geothermal energy and a binary power plant with water and organic substance as working media, powered with fossil fuel and co-powered with geothermal energy. Power and efficiency calculations for a binary power plant have been performed, and the results have been compared with power and efficiency values obtained for a conventional power plant with water as working medium. The calculations have been made with an assumption of a constant value of heat flux from fossil fuel and maintaining comparable working conditions of the power plant in all the variants considered.

1. Introduction

The starting point for assessment of the effectiveness of operation of different power plant design is a single component superheated cycle power plant, where water serves as circulation fluid. Such power plant will be replaced with a binary power plant operating in the same range of high and low reservoir temperatures. Heat transfer in the binary power plant from the high temperature reservoir to the low temperature reservoir takes place in the heat exchanger of condenser/evaporator type.

In the paper presented and discussed will be schematics of operation of both power plants operating in accordance to the Clausius-Rankine cycle. Presented also will be algorithms of calculation encompassing such quantities as efficiency and powers of respective cycles. Calculations will be carried out for selected organic fluids of the low-pressure cycle of a two stage cycle. The results of calculations will be presented in the form of relevant distributions enabling carrying out of a comparative assessment of a binary cycle and a single fluid cycle, which will enable formulation of arising final conclusions. If you use equations, define all symbols, either after the equation, or in a Nomenclature section at the end of the paper.

2. Calculation methodology for particular power plant types

Presented below are the relations used for calculations of particular steam power plant variants, as well as the assumptions and calculation procedure.

2.1. Steam power plant variant using fossil fuel and geothermal energy

In the first stage of the analysis, calculations have been carried out for a steam-water power plant presented in Figure 1, powered from two sources:

- superheating, evaporation and heating of working medium in higher temperature range – the source of heat is fossil fuel, and
- heating of working medium in lower temperature range with energy from geothermal water.

The power plant works according to thermodynamically process Rankine cycle, what is presented at Figure 2.

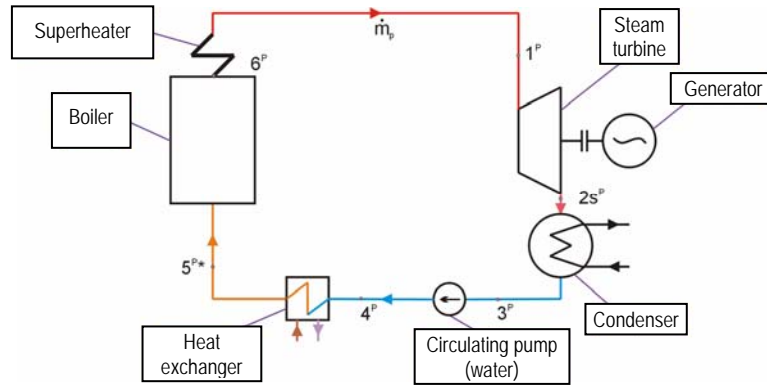


Fig. 1. Scheme of a steam water power plant powered with fossil fuel and geothermal energy

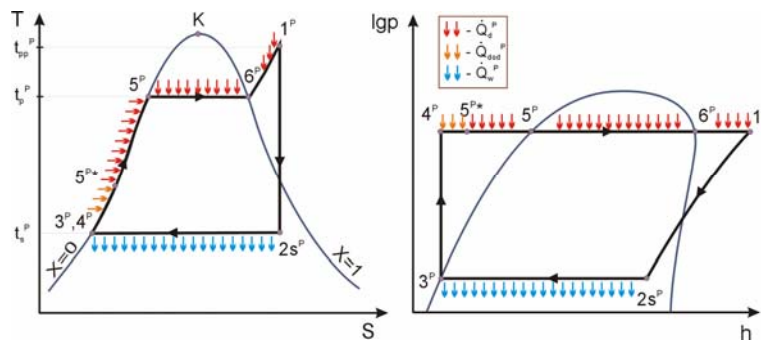


Fig. 2. Cycle of thermodynamical processes of steam water power plant

In the calculations for variant primary of the power plant the following relations have been used. Heat flux supplied to the cycle from the boiler and geothermal heat exchanger and used for heating, evaporation and superheating of the working medium has been calculated according to the following relation:

$$\dot{Q}_d^P = \dot{Q}_{geo}^P + \dot{Q}_{dk}^P \quad (1)$$

where:

- heat flux transferred to the working medium (water) in geothermal heat exchanger:

$$\dot{Q}_{geo}^P = \dot{m}_p \cdot (h_5^{P*} - h_4^P) \quad (2)$$

- heat flux supplied to the working medium from the boiler (water, steam):

$$\dot{Q}_{dk}^P = \dot{m}_p \cdot (h_1^P - h_5^{P*}) \quad (3)$$

Heat flux carried away from the cycle in the steam condenser:

$$\dot{Q}_w^P = \dot{m}_p \cdot (h_{2s}^P - h_3^P) \quad (4)$$

In the calculations of the power of Clausius-Rankine cycle can be described relation for isentropic expansion process in the turbine:

$$N_{C-R}^P = \dot{m}_p \cdot (h_1^P - h_{2s}^P) \quad (5)$$

or relation for energy balance equation:

$$\dot{Q}_d^P = \dot{Q}_{geo}^P + \dot{Q}_{dk}^P = N_{C-R}^P + \dot{Q}_w^P \quad (6)$$

from where after transformation:

$$N_{C-R}^P = \dot{Q}_d^P - \dot{Q}_w^P \quad (7)$$

Efficiency of the Clausius-Rankine cycle calculated from the following relation:

$$\eta_{C-R}^P = \frac{N_{C-R}^P}{\dot{Q}_d^P} = 1 - \frac{\dot{Q}_w^P}{\dot{Q}_d^P} \quad (8)$$

Heat flux used for heating of working medium in the enthalpy range from h_5^{P*} to h_4 , calculated from the formula:

$$\dot{Q}_{geo}^{P*} = \dot{m}_p (h_5^{P*} - h_4^P) = +\dot{m}_{geo} c_{pgeo} (T_{geo1} - T_{geo2}) \quad (9)$$

where h_5^{P*} depends on T_{geo1} .

The calculations for primary cycle were based on the assumption that the superheating temperature of steam was 370°C at 34 bar pressure, corresponding to a pressure of 0.04 bar and steam humidity of $x = 0,86$ at the end of isentropic expansion in the turbine. The working medium flow was assumed at $\dot{m}_p = 1 \text{ kg/s}$.

The calculations have been made for the assumed value of geothermal water temperature $T_{geo1} = 40 - 100^\circ\text{C}$. The geothermal heat flux and geothermal water flow required to supply the pre-heater of the power plant can be calculated from formula (9).

2.2. Binary power plant variant

Another, second variant of the power plant, marked as binary plant, is presented in Figure 3. This power plant consists of an upper cycle, where water is used as working medium, and a lower cycle, where the working medium is one of a few organic substances (R227ea, butane, isobutene, R236ea, R236fa, R245ca, R245fa, RC318).

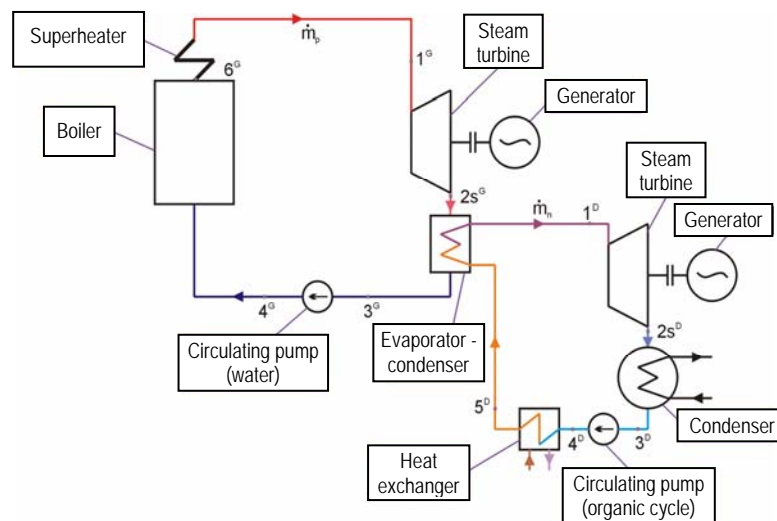


Fig. 3. Scheme of a binary power plant co-powered with fossil fuel and geothermal energy

The power plant works according to thermodynamically processes Rankine cycle, what is presented at Figure 4. It has to be emphasized that water is a so-called wet medium, which, depending on the assumptions regarding the power plant cycle, should be superheated to a smaller or larger degree before being sent to the turbine, whereas the selected organic media belong to the group of dry media, for which the superheating process is not necessary, often even not advisable. This allows to avoid additional energy input for superheating of working medium. The upper cycle is powered entirely with energy from burning the fuel in the boiler, whereas the lower cycle is partially powered with the energy from the boiler and co-powered with energy from geothermal water.

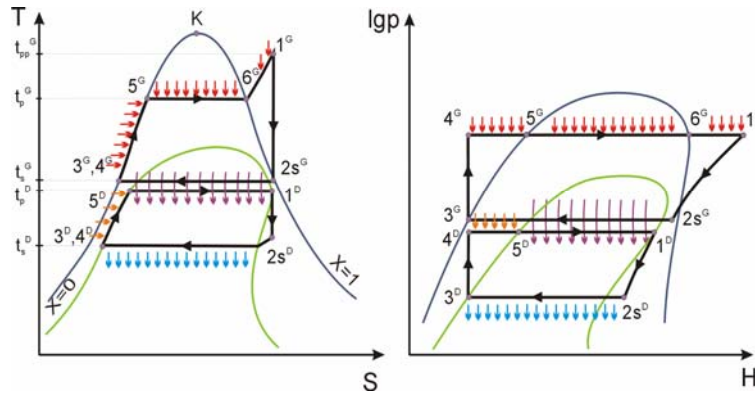


Fig. 4. Cycles of thermodynamical processes of a primary power plant

2.2.1. Calculation methodology for upper cycle of binary plant

The mathematical model calculations of the binary power plant is described by the following relations.

Heat flux supplied to the upper cycle from the boiler used for heating, evaporation and superheating of the working medium calculated from the following relation:

$$\dot{Q}_d^G = \dot{m}_p^G (h_1^G - h_4^G) \quad (10)$$

Heat flux carried away from the cycle for condenser-evaporator type of heat exchanger:

$$\dot{Q}_w^G = \dot{Q}_{s-p}^G = \dot{m}_p^G (h_{2s}^G - h_3^G) \quad (11)$$

For calculations of the power of C-R upper cycle can be used relation for isentropic expansion process in the turbine:

$$N_{C-R}^G = \dot{m}_p^G (h_1^G - h_{2s}^G) \quad (12)$$

or transformed relation of energy balance equation:

$$N_{C-R}^G = \dot{Q}_d^G - \dot{Q}_w^G \quad (13)$$

Efficiency of the Clausius-Rankine upper cycle calculated from the following relation:

$$\eta_{C-R}^G = \frac{N_{C-R}^G}{\dot{Q}_d^G} = 1 - \frac{\dot{Q}_w^G}{\dot{Q}_d^G} \quad (14)$$

The element linking the upper and lower cycle (according to Fig. 3 and Fig. 4) is a heat exchanger (evaporator-condenser), whose energy balance can be expressed as follows:

$$\dot{Q}_{s-p}^G = \dot{m}_p^G (h_{2s}^G - h_3^G) = \dot{m}_n^D \cdot (h_1^D - h_5^D) \quad (15)$$

Using the balance equation for this exchanger can determine the working medium flow in the upper cycle as a function of the flow of medium in the primary cycle.

$$\dot{m}_n^D = \dot{m}_p^G \frac{h_{2s}^G - h_3^G}{h_1^D - h_5^D} \quad (16)$$

2.2.2. Calculation methodology for lower cycle of binary plant

Expressed below are the mathematical relations for the lower cycle, in which organic substance is the working medium.

The total heat flux supplied to the lower cycle from evaporator-condenser heat exchanger and geothermal heat exchanger for heating, evaporation and superheating of the working medium (organic medium) have been calculated from the following relation:

$$\dot{Q}_d^D = \dot{Q}_{s-p}^D + \dot{Q}_{geo}^D = \dot{m}_n^D (h_5^D - h_4^D) + \dot{m}_n^D (h_1^D - h_5^D) \quad (17)$$

Heat flux carried away from the cycle in the condenser:

$$\dot{Q}_w^D = \dot{m}_n^D (h_{2s}^D - h_3^D) \quad (18)$$

Analogical, for calculations of the power of C-R lower cycle can be used relation for expansion process in the turbine:

$$N_{C-R}^D = \dot{m}_n^D (h_1^D - h_{2s}^D) \quad (19)$$

or transformed of energy balance equation:

$$N_{C-R}^D = \dot{Q}_d^D - \dot{Q}_w^D \quad (20)$$

Efficiency of the Clausius-Rankine lower cycle calculated from following relation:

$$\eta_{C-R}^D = \frac{N_{C-R}^D}{\dot{Q}_d^D} = 1 - \frac{\dot{Q}_w^D}{\dot{Q}_d^D} \quad (21)$$

2.2.3. Calculation methodology for binary plant

The total heat flux transferred to the binary plant (binary cycles) is a sum of heat flux transferred to upper cycle and transferred in geothermal heat exchange in lower cycle:

$$\dot{Q}_d^B = \dot{Q}_d^G + \dot{Q}_d^D \quad (22)$$

It can be written:

$$\dot{Q}_d^B = \dot{m}_p^G (h_1^G - h_4^G) + \dot{m}_n^D (h_5^D - h_4^D) \quad (23)$$

Heat flux carried away from the binary cycle is equal to the energy flux carried away from the primary cycle:

$$\dot{Q}_w^B = \dot{Q}_w^D = \dot{m}_n^D (h_{2s}^D - h_3^D) \quad (24)$$

The total power of the binary plant was calculated from the energy balance as a sum of the power of upper and lower cycle:

$$N_{C-R}^B = N_{C-R}^G + N_{C-R}^D \quad (25)$$

The binary plant efficiency was calculated from relation:

$$\eta_{C-R}^B = \frac{N_{C-R}^B}{\dot{Q}_d^B} = \frac{N_{C-R}^G + N_{C-R}^D}{\dot{Q}_d^G + \dot{Q}_d^D} \quad (26)$$

The calculations for the upper cycle of a binary power plant were carried out and based on the assumption that the condensation of steam takes place at the temperature $T_{2s}^G = T_3^G = 40 - 80$ °C. The expansion process in the turbine takes place from the same value of superheated steam temperature as in the primary cycle, and to the same value of steam humidity at the turbine outlet.

The lower cycle operates in the following temperature range: upper heat source with a temperature of $T_5^D = T_1^D = T_{2s}^G - \Delta T$, being the condensing steam, and the condensation point of organic medium $T_s^D = 29$ °C, which is the water condensation point in the primary cycle. The temperature difference between the condensing steam and the evaporating organic medium was assumed at $\Delta T = 3$ K. The assumptions for geothermal water temperatures were identical as for variant B, i.e. $T_{\text{geol}} = 40 - 100$ °C.

3. Results of calculations

The calculations were carried out for the two variants of the power plant. The exemplary results of calculations are presented in Table 1. These results were taken from the work [5].

In the paper presented have been The results of calculations two analyzed variants of geothermal power plants have been presented on Figures 5 - 8.

On Figure 5 presented is influence of evaporation temperature of medium in lower cycle on power of binary power plant (for isobutan). On Figure 6 presented is influence of type of medium in lower cycle on power of binary power plant.

Table 1. Summary of selected calculation results for variant primary and binary power plant where organic medium is isobutan

L.p.	t_p^G [°C]	t_p^D [°C]	t_{od} [°C]	Q_d^P [kW]	Q_{dod}^P [kW]	N_{C-R}^P [kW]	η_{C-R}^P [%]	η_{C-R}^{P*} [%]	Q_d^B [kW]	Q_{dod}^B [kW]	N_{C-R}^B [kW]	η_{C-R}^B [%]	η_{C-R}^{B*} [%]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	180	40	43	3085,4	46,0	983,8	31,89	32,37	3217,2	190,4	968,0	30,09	31,98
2	180	45	48	3085,4	66,9	983,8	31,89	32,59	3292,2	286,3	972,4	29,54	32,35
3	180	50	53	3085,4	87,8	983,8	31,89	32,82	3374,1	389,1	978,0	28,98	32,76
4	180	55	58	3085,4	108,7	983,8	31,89	33,05	3463,4	499,4	985,5	28,45	33,25
5	180	60	63	3085,4	129,6	983,8	31,89	33,28	3561,4	618,2	994,8	27,93	33,80
6	180	65	68	3085,4	150,6	983,8	31,89	33,52	3669,0	746,8	1006,3	27,43	34,43
7	180	70	73	3085,4	171,5	983,8	31,89	33,76	3787,8	886,5	1020,1	26,93	35,16
8	180	75	78	3085,4	192,5	983,8	31,89	34,01	3919,6	1039,3	1036,8	26,45	36,00
9	180	80	83	3085,4	213,5	983,8	31,89	34,26	4066,9	1207,6	1056,8	25,99	36,96
10	180	85	88	3085,4	234,5	983,8	31,89	34,51	4233,0	1394,8	1081,0	25,54	38,09
11	180	90	93	3085,4	255,5	983,8	31,89	34,76	4422,4	1605,2	1109,9	25,10	39,40
12	180	95	98	3085,4	276,5	983,8	31,89	35,03	4641,4	1845,2	1145,1	24,67	40,95

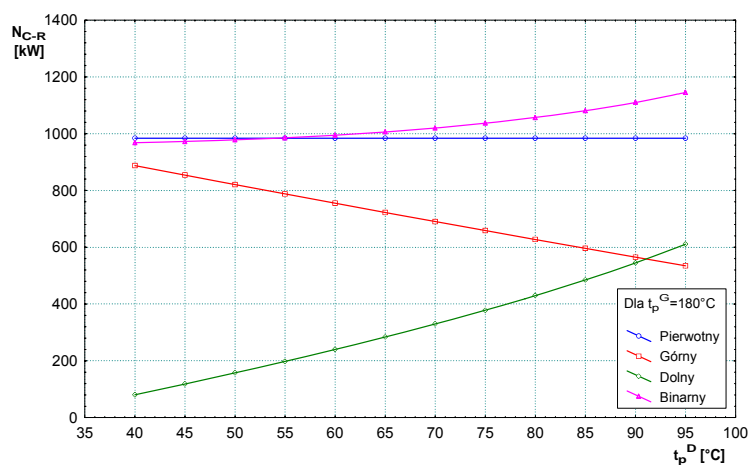


Fig. 5. Influence of evaporation temperature of medium in lower cycle on power of binary power plant (isobutan)

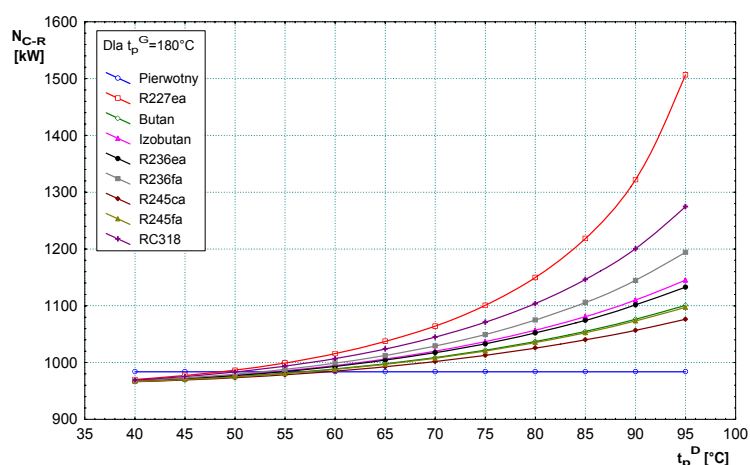


Fig. 6. Influence of evaporation temperature of medium and type of medium in lower cycle on power of binary power plant

On Figure 7 presented is influence of evaporation temperature of medium and type of medium in lower cycle on efficiency of binary power plant. On Figure 8 presented is influence of medium type and evaporation temperature of medium on geothermal heat flux.

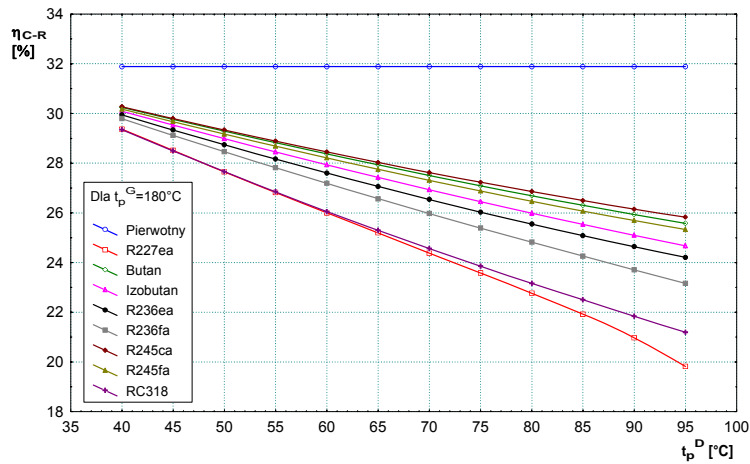


Fig. 7. Influence of evaporation temperature of medium and type of medium in lower cycle on efficiency of binary power plant

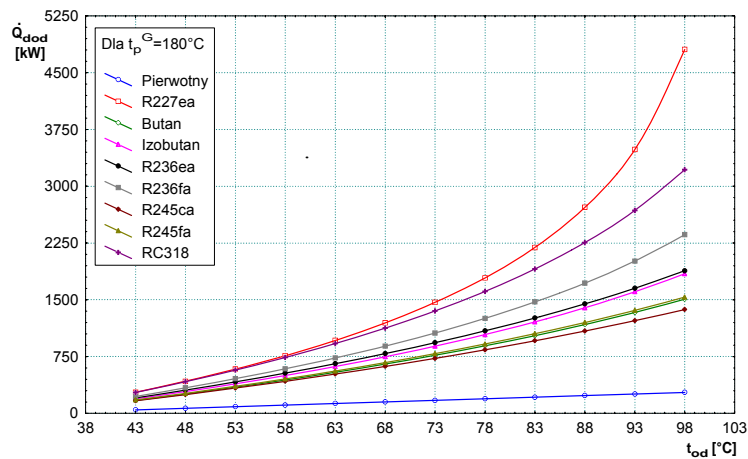


Fig. 8. Influence of medium type and evaporation temperature of medium on geothermal heat flux

Figures present the turbine power of particular power plant variants as a function of evaporation temperature (organic medium). The analysis of this chart shows that the additional supply of the power plant with a geothermal water stream with specified temperature allows to obtain higher power values of the power plant, however only after the introduction of binary cycle with low-boiling medium in lower cycle has it resulted in significant improvement of the effectiveness of the power plant. This results primarily from the fact that organic media have much lower values of evaporation enthalpy compared to water, which affects the amount of circulating medium in the cycle at the assumed constant value of supplied heat flux. The analysis shows that the use of the binary solution with low-boiling medium in the lower cycle makes it possible to make better use of the low-enthalpy geothermal energy compared to a classical power plant with water as a working medium. This is related to the fact that the heating enthalpy of an organic medium is close and sometimes higher than the evaporation enthalpy of that medium (depending on the type of medium and proximity to the critical point).

3. Conclusions

The paper has presented a power plant model with water organic fluid as working media, powered by fossil fuel energy and co-powered with geothermal energy. Power and efficiency calculations have been performed, and the results for binary power plant have been compared with power and efficiency values obtained for a conventional power plant with water as working medium. The calculations were made using the assumptions presented in section 3, and the primary assumption for all the variants considered was the maintenance of identical working parameters, i.e. the same temperature of the upper and lower heat source and a constant value of energy flux from fossil fuel. Based on the calculations performed the following conclusion can be drawn:

- the use of organic medium in a binary power plant allows for an increase of low-temperature geothermal energy share in the total energy flux supplied to the plant and for obtaining measurable benefits in the form of higher power of the power plant.

Acknowledgement

The paper was elaborated within the framework of the project **R06 015 01** financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education

The problems presented in this paper have been early published on the European Geothermal Congress EGC 2007; 30.05 – 01.06.2007, Unterhaching, Germany.

REFERENCES

- [1] Badr O, Probert SD, O’Callaghan WP.: Selecting a working fluid for a Rankine-cycle engine. *Applied Energy* 1985; 21: 1-42.
- [2] Hung T.C, Shai T.Y, Wang S.K.: A review of Organic Rankine Cycles (ORCs) for the recovery of low-grade waste heat. *Energy* 1997; 22 (7): 661-667.
- [3] Chmielniak T.: *Technologie energetyczne (Energetic technologies)*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004.
- [4] Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: *Elektrownie (Power plants)*, WNT, Warszawa, 1997
- [5] Mikołajczyk Sz.: Ocena porównawcza efektywności pracy elektrowni binarnej z zastosowaniem wody i niskowrzącego czynnika organicznego z elektrownią jednoczynnikową, z turbiną zasilaną przegrzaną parą wodną. Thesis. Promoter: Prof. Władysław Nowak. Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering, 2006. (in Polish)

Optimierung des Kühlkreislaufes eines PEM-Brennstoffzellensystem

B. Steffenhagen, T. Luschtinetz, A. Miede.
Fachhochschule Stralsund – University of Applied Sciences
Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
e-mail: birgit.steffenhagen@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter

PEMFC, fluidische Systeme, Kühlsystem, Regelung

Zusammenfassung

In dem Beitrag wird die Optimierung und Neuauslegung der Regelung des Kühlkreislaufes für ein PEMFC-System mit Staxon Stacks für die Realisierung modularer Stromversorgungssysteme beschrieben. Dabei wird die Modellierung der Komponenten des Kühlsystems und der Brennstoffzelle vorgestellt und davon ausgehend ein erweitertes Regelungskonzept sowie die Parameterermittlung zur Auslegung der Regelkreise entwickelt. Das Regelungskonzept wird dann an Hand von Simulationsuntersuchungen verifiziert.

1 Einführung

Ein wesentliches Problem bei der Nutzung von regenerativen Energien ist das schwankende Angebot und die im Vergleich zu konventionellen Systemen teureren Anlagen. Um regenerative Energien stärker in die Energieversorgung einbinden zu können, müssen zusätzliche Kapazitäten zur Energiespeicherung mit bekannten und neuen Speichermethoden aufgebaut werden. Die Verwendung des Wasserstoffs als Speichermedium und die Rückverstromung der gespeicherten chemischen Energie mit Hilfe von Brennstoffzellen könnte dabei eine zentrale Bedeutung erlangen. Diese Technologie ist ein Schlüssel für die Realisierung von netzverträglichen sowie autarken dezentralen regenerativen Stromversorgungssystemen. Des weiteren müssen gegenüber herkömmlichen Systemen konkurrenzfähige Systeme entwickelt werden. In dem Forschungsprojekt „Brennstoffzellen-Systemplattform für spezielle Märkte“ soll ein effizientes, langlebiges und kosteneffizientes Brennstoffzellen-basiertes Stromversorgungssystem für spezielle Märkte im Marinebereich entwickelt werden. Die FH Stralsund ist im Rahmen dieses Kooperationsprojektes für die Modellierung und Testung von Komponenten verantwortlich. Ausgangspunkt für unsere Untersuchungen war eine mobile 1,2 kW-Stromversorgung auf der Basis von PEM-Brennstoffzellen. Kern des Brennstoffzellenaggregats ist eine Anordnung von sechs baugleichen Stacks vom Typ V5 40 HLC der Firma Staxon GmbH [2]. Jeder dieser Stacks besitzt 40 in Reihe geschaltete Zellen, welche eine elektrische Nennleistung von 360W erzeugen können. Alle Stacks sind, sowohl elektrisch als auch fluid, miteinander parallel verschaltet. Das Brennstoffzellenaggregat umfasst drei fluide Systeme, die Wasserstoffversorgung, Luftversorgung und das Kühlsystem zur Abfuhr der Reaktionswärme. Das Kühlsystem dient dabei zur Regulierung der Stacktemperatur und zur Befeuchtung der Luft. Das Einhalten der vorgegebenen Stacktemperatur sowie der Temperaturdifferenz über dem Stack hat einen wesentlichen Einfluss auf die Lebensdauer und Effizienz der Brennstoffzelle. Deshalb sollte dieser Kühlkreislauf auf Basis von analytischen Modellen, die durch entsprechende Messungen verifiziert wurden, optimiert werden. Dazu wurde das Regelungskonzept überarbeitet und die einzelnen Regelkreise neu dimensioniert. Bei der Modellierung wurde auf die Übertragbarkeit der Modelle geachtet. So können im Hinblick auf eine geeignete Komponentenauswahl und Dimensionierung für das neu zu entwickelnde Brennstoffzellensystem weitere Simulationsuntersuchungen mit verschiedenen Modellparametern durchgeführt werden.

2 Aufbau des Kühlkreislaufes

Zur Abfuhr der Reaktionswärme und damit zur Einhaltung einer konstanten Stacktemperaturen ist für jede Brennstoffzelle ein Kühlsystem erforderlich. Prinzipiell kommen eine Wasser- oder eine Luftkühlung in Frage. Luftgekühlte Systeme zeichnen sich durch einen einfachen Systemaufbau und damit wenige verwendete Komponenten sowie eine Kombination von Gaszufuhr und Kühlung aus. Nachteile sind ein langsames Regelverhalten, eine ungleichmäßige Kühlung sowie eine große Bauart. Außerdem ist die Wärme nicht nutzbar. Aus diesen Gründen ist eine Lüftkühlung nur für kleinere Systeme bis zu einer Leistungsklasse von 2KW einsetzbar. Vorteile wassergekühlter Systeme sind die einfache Möglichkeit der Wärmeauskopplung und des Vorheizens der Brennstoffzelle, die kompakte Bauweise sowie eine relativ schnelle und präzise Regelung der Stacktemperatur. Die effizientere Wasserkühlung führt deshalb bei größeren Leistungen zu kleineren Stackbaugrößen, wobei Ein- und Zweipumpensysteme üblich sind. Zweipumpensysteme erlauben dabei die Aufteilung in zwei durch einen Wärmetauscher voneinander getrennte Kühlkreisläufe. Nachteilig ist die Komplexität des Systems und der damit verbundene relativ hohe Installationsaufwand [4].

Für das betrachtete PEM-Brennstoffzellensystem wurde entsprechend der Leistungsklasse eine Wasserkühlung verwendet. Das als Kühlmedium verwendete Wasser wird zusätzlich zur Befeuchtung der in der Kathode genutzten Luft verwendet. Dadurch sind die beiden letztgenannten Kreisläufe über die Luftbefeuchter und den zur Kondensation verwendeten Kühlmitteltank miteinander verbunden.

Die ursprünglich rein serielle Anordnung von Brennstoffzelle, Kühler und Befeuchter wurde durch einen per Hand einstellbaren Bypass über der Brennstoffzelle und eine Volumenstrommessung ergänzt. Dadurch entstanden zwei gekoppelte Regelkreise (siehe Abb.1). Die Temperaturdifferenz über den Stacks wird durch die Pumpe auf max. 5 Grad gehalten. Durch die Volumenstrommessung wird eine Hilfsregelgröße erfasst und somit konnte eine schnellere Kaskadenregelung realisiert werden. Die Stacktemperatur wird über die Kühlerleistung geregelt. Da sich diese beiden zwar verkoppelten Regelstrecke in ihrem Zeitverhalten stark unterscheiden, ist es nicht notwendig, die Verkopplungen beim Reglerentwurf explizit zu berücksichtigen. Durch eine Störgrößen-aufschaltung der elektrischen Leistung kann das Zeitverhalten weiter verbessert werden.

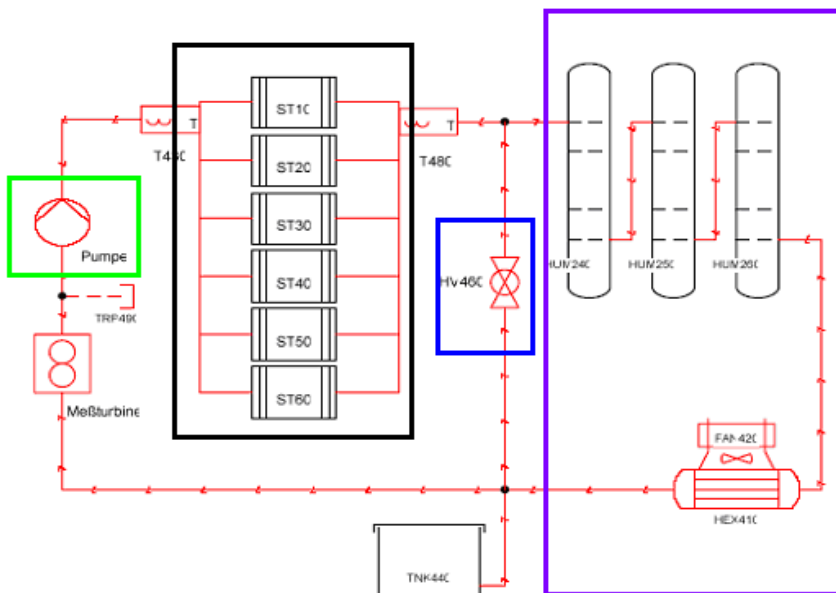


Abb. 1 Kühlkreislauf

3 Das Dynamische Modell des Kühlwasserkreislaufes

Für die Erarbeitung einer Regelungskonzeption sowie den Reglerentwurf muss eine analytische Modellbildung für die Einzelkomponenten durchgeführt sowie das Gesamtmodell untersucht und verifiziert werden. Bei der Modellbildung wurde auf die Allgemeingültigkeit und damit der Übertragbarkeit der Modell geachtet, indem sie in Abhängigkeit von konstruktiven Parametern formuliert wurden. Mit der Untersuchung des zeitlichen Verhaltens der Einzelkomponenten lassen sich genauere Aussagen für die Optimierung des bisherigen Regelkonzeptes ableiten. Die Systemstruktur lässt sich durch folgendes Blockschaltbild beschreiben.

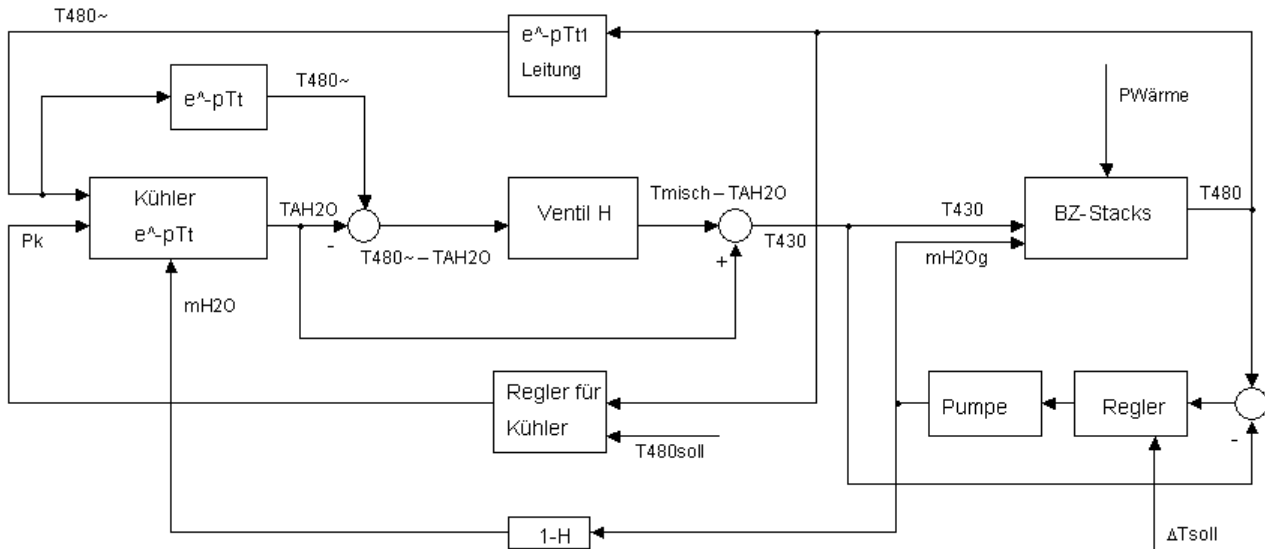


Abb. 2: Blockschaltbild des Kühlkreislaufes

3.1 Das dynamische Modell des thermischen Verhaltens des Brennstoffzellenstacks

Zur Ermittlung des analytischen Modells des Brennstoffzellenstacks in Bezug auf das Kühlmedium wurde die Wärmestrombilanz aufgestellt. Durch experimentelle Untersuchungen wurde festgestellt, dass nicht die gesamte Verlustleistung der Stacks durch das Kühlsystem ausgetragen wird, sondern dass auch das Luftsystem einen großen Anteil am Wärmeaustrag hat. Bei 100% befeuchteter und damit auch erwärmter Luft trägt das Kühlsystem etwa 60-70% der Kühlleistung [2]. Die Restwärme wird durch die Abluft ausgetragen oder durch Konvektion an der Außenhülle der Stacks abgegeben. Bei Zumischung trockener und kalter Luft ändert sich das Verhältnis. Der Zusammenhang zwischen der abgegebenen elektrischen Leistung und Wärmeleistung an den unterschiedlichen Arbeitspunkten ist noch Gegenstand weiterer Untersuchungen, deshalb wurde für die Verifikation der analytischen Modelle in erster Näherung angenommen, dass beide in etwa gleich sind.

Unter Berücksichtigung dieser Sachverhalte ergibt sich folgende Wärmebilanz:

$$P_{therm} \cdot 0.7 = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{pH_2O} \cdot \Delta T_{Stack}$$

P_{therm} - durch Brennstoffzelle abgegebene thermische Leistung, \dot{m}_{H_2O} - Massestrom des Kühlmediums Wasser,

c_{pH_2O} - spezifische Wärmekapazität des Kühlmediums, ΔT_{Stack} - Temperaturdifferenz über dem Stack

Mit Hilfe dieser Bilanz kann die Austrittstemperatur des Kühlmediums im stationären Zustand wie folgt abgeschätzt werden:

$$T_{480} [^{\circ}\text{C}] = \frac{P_{therm} \cdot 0.7}{c_{pH_2O} \cdot \dot{m}} + T_{430}$$

Durch Einsetzen und Umrechnung der Einheiten ergibt sich folgende Gebrauchsformel:

$$T_{480} [^{\circ}\text{C}] = 0.6 \cdot \frac{P_{therm} \left[\frac{\text{W}}{\left[\frac{\text{l}}{\text{h}} \right]} \right]}{\dot{V} \left[\frac{\text{l}}{\text{h}} \right]} + T_{430} [^{\circ}\text{C}]$$

Dieser Zusammenhang konnte auch durch experimentelle Untersuchungen bestätigt werden. Es liegt somit eine nichtlineare Abhängigkeit der Systemausgangsgröße T_{480} zur Eingangsgröße Volumenstrom vor. Soll ein linearer Regler entworfen werden, muss eine Linearisierung im jeweiligen Arbeitspunkt durchgeführt werden. Für die Systemerstärke ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$K_{Stack} = \frac{dT_{480}}{d\dot{V}} = -0.6 \cdot \frac{P_{therm}}{\dot{V}^2} \Big|_A$$

Ein ähnlicher Zusammenhang konnte aus Messungen für eine elektrische Leistung von 1000 W durch Kurvenfitting ermittelt werden [1]. Da Volumenströme zwischen 100 l/h und 400 l/h möglich sind, ergibt sich allein bei 1000 W eine Bandbreite der Verstärkungen zwischen 0.06 und 0.004. Dies war bei der Entwicklung des Reglers zu berücksichtigen.

Zur Ermittlung des dynamischen Verhaltens wurden experimentelle Untersuchungen bei einem Leistungssprung von 0 auf 1000 W bei unterschiedlichen Volumenströmen durchgeführt. [1] Mit Hilfe eines Kennwertermittlungsverfahren wurde ein Modell mit 3 gleichen Zeitkonstanten bestimmt. Damit ergibt sich folgende Modellgleichung zur Beschreibung des thermischen Verhaltens der Brennsstoffzelle:

$$T_{480} [^{\circ}\text{C}] = \left(0.6 \cdot \frac{P_{therm}}{\dot{V}} + T_{430} [^{\circ}\text{C}] \right) \cdot \left(\frac{1}{(1 + 14 \cdot p)^3} \right)$$

Abb. 3 zeigt eine Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs der Austrittstemperatur der Simulation und der experimentellen Untersuchung bei einer elektrischen Leistung von 1000 W.

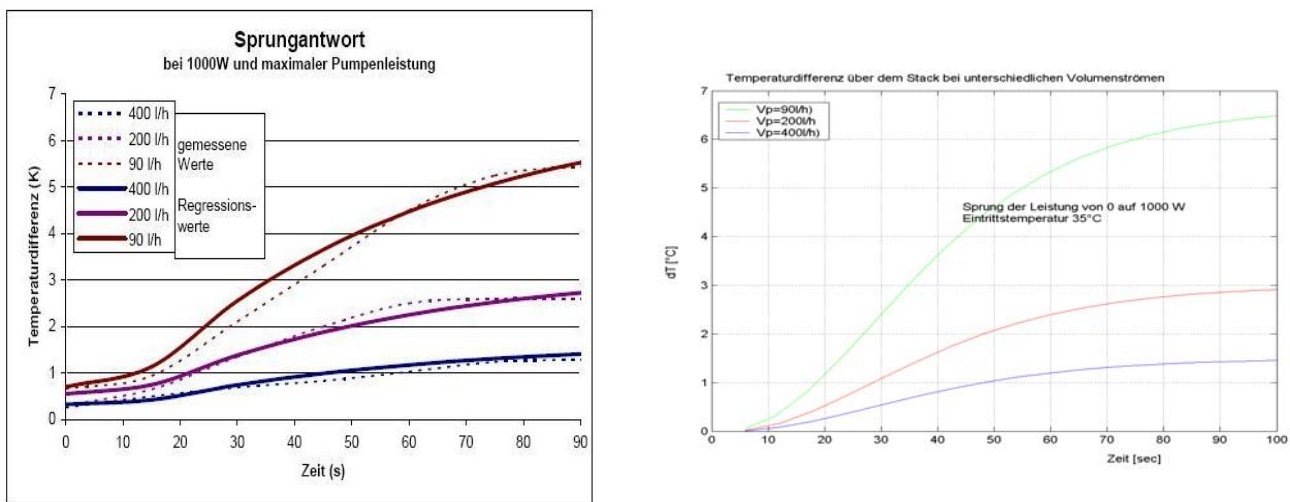
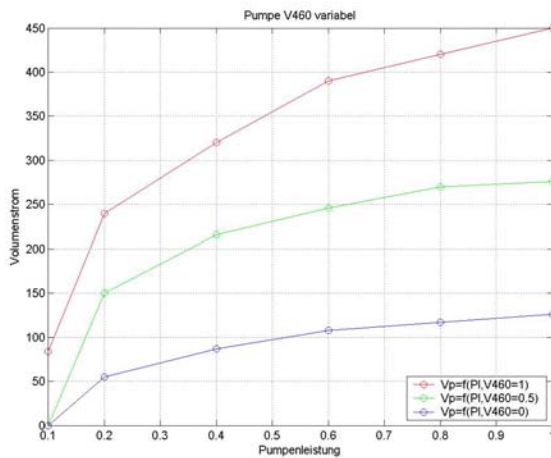


Abb. 3 Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs der Austrittstemperatur

3.2 Das dynamische Modell der Pumpe

Um die Anlage auf den Arbeitsbereich der vorhandenen Pumpe anzupassen, musste der Strömungswiderstand verringert werden. [2] Das Kühlsystem wurde deshalb in zwei Kühlkreisläufe geteilt. Beide Kühlkreisläufe werden durch eine gemeinsame Pumpe betrieben. Der Anlagenwiderstand des sekundären Kreislaufs wird mit einem Bypassventil eingestellt. Dadurch kann das Durchflussverhältnis beider Kreisläufe eingestellt werden. Bei dieser kostengünstigeren Variante ist jedoch der im Kreis getriebene Volumenstrom nicht nur von der Pumpenleistung sondern auch von der Ventilstellung des Bypassventils abhängig (siehe Abb. 4). [1]



An Hand des gemessenen Verlaufs der Volumenströme konnte mit Hilfe von MatLab/Simulink durch Kurvenfitting für die einzelnen Stellungen des Ventils eine Funktion zur Annäherung der Messwerte ermittelt werden.

$$\dot{V}_{V460=0.5} = 3.321 \cdot \exp(0.3438 \cdot P_L) - 10.82 \cdot \exp(-11.49 \cdot P_L)$$

$$\dot{V}_{V460=1} = 4.882 \cdot \exp(0.4397 \cdot P_L) - 9.668 \cdot \exp(-9.648 \cdot P_L)$$

$$\dot{V}_{V460=0} = 1.553 \cdot \exp(0.3058 \cdot P_L) - 2.881 \cdot \exp(-5.942 \cdot P_L)$$

P_L - normierte Pumpenleistung

Abb4.: Volumenstrom des Kühlmittels in Abhängigkeit der Pumpenleistung und der Ventilstellung

Da diese Funktionen nur für die angegebenen Ventilstellungen gelten, muss im Modell mit Hilfe einer „Look-Up-Table“ der direkte Volumenstromwert für die jeweilige Pumpenleistung und die jeweilige Ventilstellung ermittelt werden. Zusätzlich ist die Eingabe der Pumpenleistung mit einer Verzögerungszeit von 2 s beaufschlagt. Um die für den Reglerentwurf relevante Verstärkung zu ermitteln muss das Modell jeweils um den Arbeitspunkt linearisiert werden.

Des Weiteren kann die vom Kühler geregelte Solltemperatur T_{430} mittels eines Selektors durchgesteuert werden. Dieses Durchsteuern geschieht erst ab einer Pumpenleistung größer als 0.05, da bei zu geringer Pumpenleistung kein Volumenstrom vorhanden ist. Abb. 5 zeigt das realisierte Modell in Matlab.

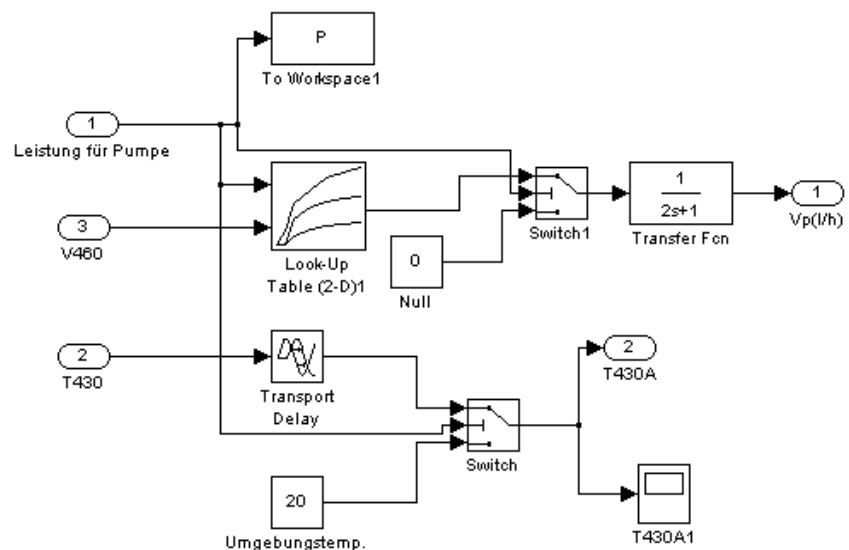


Abb5: Modell für die Kühlmittelpumpe

3.3 Das dynamische Modell des Kühlers

Der Kühler stellt einen Wärmeübertrager im Gleichstrombetrieb dar. Deshalb wurde die entsprechenden physikalischen Grundlagen zur Modellbildung verwendet. Damit ergibt sich folgende Berechnungsgleichung für die Austrittstemperatur des Kühlmediums aus dem Kühler im stationären Zustand.

$$t_1'' = t_1' - (t_1' - t_2') \cdot \frac{1 - e^{-k \cdot A \left[\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \right]}}{1 - \frac{C_1}{C_2} e^{-k \cdot A \left[\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \right]}}$$

$$C_1 = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{pH_2O}, \quad C_2 = \dot{m}_{Luft} \cdot c_{pLuft}, \quad t_1' = H_2O - \text{Eintrittstemperatur}, \quad t_1'' = H_2O - \text{Austrittstemperatur}$$

$$k \cdot A = \text{Wärmedurchgangskoeffizient} \cdot \text{Wärmeaustauschfläche}$$

Da der $k \cdot A$ -Wert für den verwendeten Kühler nicht genau bekannt war, wurde er durch Abgleich des Modells mit Messreihen bestimmt, die ebenfalls zur Ermittlung der Totzeit in Abhängigkeit von der Lüfterleistung herangezogen wurden. Die Verzögerungszeit konnte aus dem Kühlervolumen in Abhängigkeit vom Volumenstrom des Kühlmediums berechnet werden. Abb.6 zeigt das realisierte Modell in Matlab.

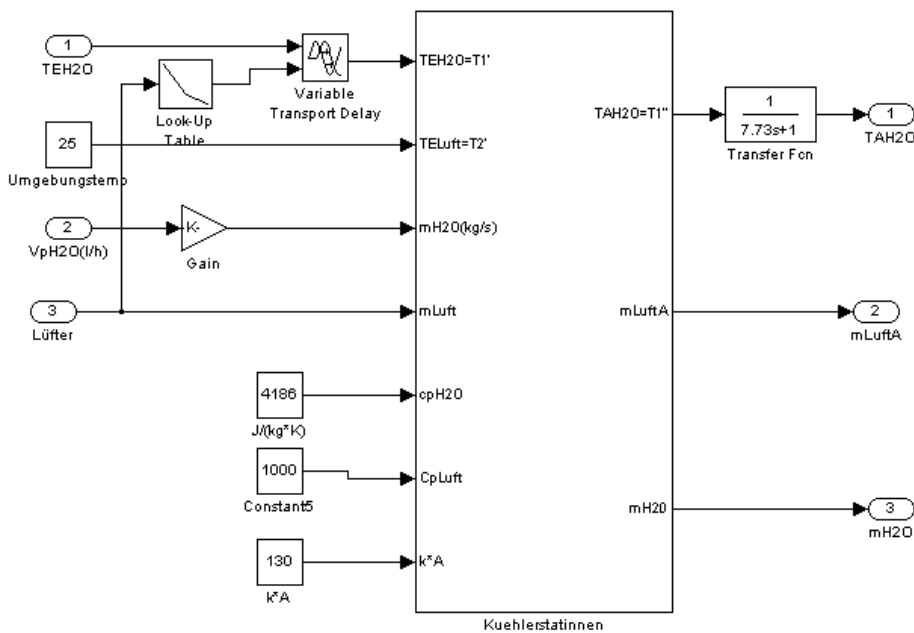


Abb6: Kühlermodell

5 Entwurf der Regelung

Das prinzipielle Regelungskonzept zur Regelung der Stacktemperatur und zur Regelung der Temperaturdifferenz über dem Stack ist aus Abb. 2 ersichtlich. Betrachten wir zunächst den schnelleren Regelkreis zur Regelung der Temperaturdifferenz über den Kühlmittelvolumenstrom, der durch die Pumpe eingestellt werden kann. Um das Regelverhalten weiter zu verbessern, wurde eine Kaskadenregelung (s. Abb. 7) vorgesehen.

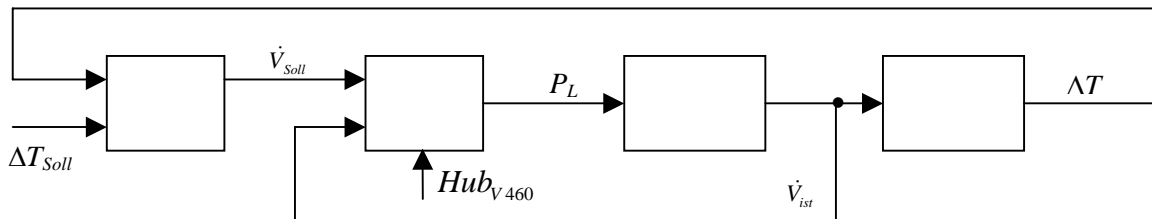


Abb.7: Blockschaltbild der Kaskadenregelung

Zur Dimensionierung des inneren Kreises wurde das Modell der Pumpe mit den entsprechenden Leitungen herangezogen. Wie aus Abschnitt 2 ersichtlich handelt es sich um ein nicht-lineares Modell. Die Verstärkung des Systems ist sowohl von der Ventilstellung als auch von der Pumpenleistung selber abhängig. Deshalb wurde eine Linearisierung für unterschiedliche Arbeitspunkte durchgeführt. Die Verstärkungen liegen zwischen 50 und 2500. Aus diesem Grund wurde ein adaptiver PI-Regler mit gain-scheduling entworfen. Die Anpassung der Reglerverstärkung erfolgte über ein look-up-table in Matlab. Das Führungsverhalten des inneren Regelkreises ist in Abb. 8 zu sehen.

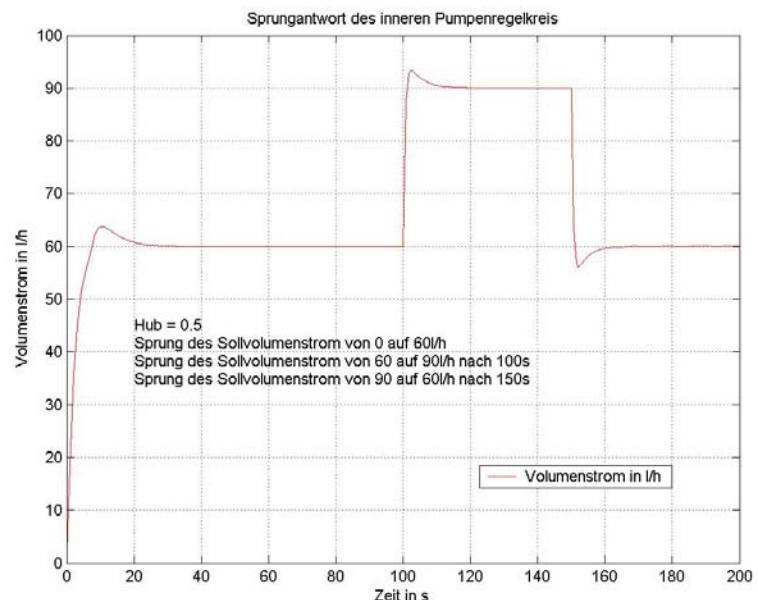


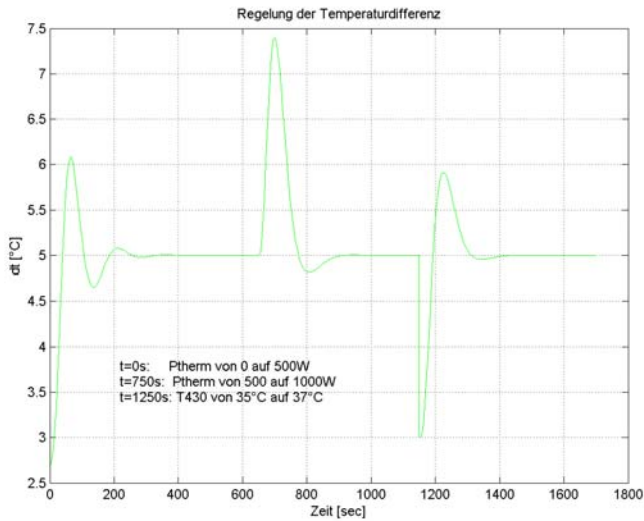
Abb. 8: Führungsverhalten des inneren Regelkreises

Für den äußeren Kreis wurde ebenfalls ein PI-Regler vorgesehen. Für den Entwurf musste das Übertragungsverhalten des inneren Kreises und das thermische Verhalten des Brennstoffzellenstacks betrachtet werden. Es ergab sich damit folgende Gesamtübertragungsfunktion:

$$\tilde{G}_{S2} = \frac{K_{S_{Stack}} \cdot e^{-0.1 \cdot p}}{(1 + 14 \cdot p)^3 \cdot (1 + 1.43 \cdot p)}$$

Wie in Abschnitt 3.1 festgestellt wurde, handelt es sich um ein nichtlineares System, da die Verstärkung arbeitspunktabhängig ist. Um zu entscheiden, ob auch hier wieder ein adaptiver Regler eingesetzt werden muss, erfolgte eine Simulationsuntersuchung zur Bestimmung der Werte für die Volumenströme des Kühlmittels bei einer bestimmten thermischen Leistung, um die Temperaturdifferenz von 5 K über dem Stack einzustellen. Es ergaben sich folgende Arbeitspunkte:

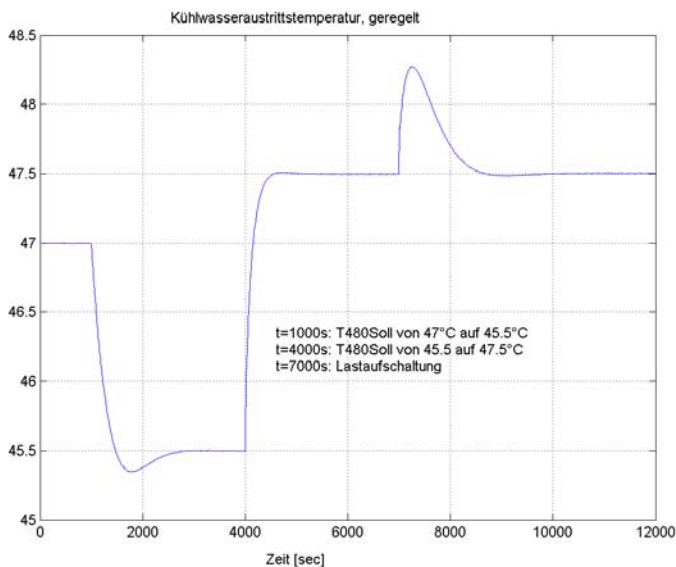
P_{therm} in W	\dot{V}_{H_2O} in l/h	Reglerverstärkung	K_{Stack} im AP
500	86	-7.74	-0.058
700	120	-10.8	-0.04
1000	172	-15.51	-0.029
1200	207	-18.7	-0.024



Die benötigten Reglerverstärkungen für die einzelnen Arbeitspunkte weichen nicht all zu sehr voneinander ab, so dass eine Adaption kaum Vorteile bringt, den Regler aber unnötig komplex und damit störanfälliger gestaltet. Es wurde deshalb eine konstanten Reglerverstärkung von -9 gewählt. Die Ergebnisse sind in Abb. 9 zu sehen.

Abb. 9: Ergebnisse der Kaskadenregelung

Als letztes war die Regelung der Stacktemperatur auszulegen. Da diese Temperatur nicht direkt messbar ist, muss sie aus der Kühlwasseraustrittstemperatur berechnet werden. [2] Zur Bestimmung geeigneter Reglerparameter war das Verhalten des geschlossenen Kühlkreislaufes in Bezug auf die Änderung der Lüfterleistung zu untersuchen. Diese Untersuchungen erfolgten sowohl experimentell [2] als auch mittels Simulation durch Zusammenschaltung der vorgestellten analytisch gewonnenen Einzelmodelle. Die Ergebnisse wiesen eine gute Übereinstimmung auf. Da die Verstärkung des zu betrachtenden Gesamtsystems von den Größen Austritts-



temperatur des Kühlmediums aus dem Stack, Lüfterleistung und Volumenstrom des Kühlmediums abhängig ist, musste sie online berechnet und zur Adaption der Reglerverstärkung verwendet werden. Die Reglerdimensionierung erfolgte nach dem Verfahren von Aström [3].

Abb. 10 zeigt das Verhalten bei Änderung des Sollwertes und bei Auftreten einer Störung durch Zuschalten einer Last. Das Störverhalten lässt sich durch Implementierung einer Störgrößenaufschaltung der elektrischen Leistung weiter verbessern. Dies ist in weiteren Arbeiten vorgesehen.

Abb. 10: Regelung der Kühlwasseraustrittstemperatur mit Hilfe der Kühlerleistung

Danksagung

Ein herzlicher Dank gilt der Webasto AG, Neubrandenburg, die das vorgestellte PEMFC-System der Fachhochschule Stralsund für ein Reengineering im Rahmen der Arbeiten im Komplexlabor Alternative Energien zur Verfügung stellte.

Quellenangaben

- [1] Diekelmann, S.: Modellierung und Regelung des Kühlwasserkreislaufes einer PEM-FC. Bachelorarbeit, FH Stralsund, Juni 2007.
- [2] Deibel, A.: Steuerung für eine 1,2 kE-PEM-FC-Stromversorgung. Bachelorarbeit, FH Stralsund, März 2006.
- [3] K. Åström, T. Hägglund: Theory, Design and Tuning Instrument Society of America, 1995
- [4] A. Deibel, T. Luschtinetz, A. Miede, C. Sponholz, B. Steffenhagen.: Optimierung der fluidischen Systeme bei einem PEM-Brennstoffzellensystem. 13. Symposium REGWA an der FH Stralsund, Oktober 2006.

Leichtbaufahrzeug als Markteintrittsstrategie für Brennstoffzellen

Jörg Linnemann, Robert Steinberger-Wilckens, Burak Türker
PLANET – Planungsgruppe Energie und Technik GbR
Postfach 40 03, D-26030 Oldenburg,
E-Mail: j.linnemann@planet-energie.de

Hans-Hermann Otte
OTTE Engineering
Moorhausenerweg 33-35, D-26316 Varel,
E-Mail: otte-eng@t-online.de

Schlüsselwörter: Leichtbaufahrzeug, Brennstoffzelle, Treibstoffversorgung, regenerativer Wasserstoff, Energieeffizienz, Markteintritt.

Abstract

Energieeffizienz kann als ein Baustein für Klimaschutz gesehen werden. Um den Individualverkehr, vor allem den Pkw-Verkehr, emissionsärmer zu gestalten, sind neue Fahrzeugkonzepte erforderlich. Ein Beispiel hierfür sind Leichtbaufahrzeuge, die durch Ihre Bauweise und die Wahl neuer Materialien Gewicht und dadurch Antriebsenergie sparen. Kombiniert mit einem effizienten Antrieb, z.B. einer Brennstoffzelle, und kohlenstofffreiem Treibstoff, z.B. regenerativ hergestelltem Wasserstoff, können effektiv nahezu emissionsfreie Fahrzeuge produziert werden. Eines der größten Markteintrittshindernisse für solche Leichtbaufahrzeuge ist allerdings die fehlende Wasserstoffinfrastruktur. Daher muss eine Versorgungsinfrastruktur aufgebaut werden, die praktikabel, kostengünstig und ausbaufähig ist.

1. Einleitung

Treibstoffsparende und kleine Fahrzeuge sind heute im Angebot der deutschen Automobilhersteller eine Seltenheit [1]. ‚Größer, schneller, weiter‘ sind immer noch die Schlagworte für neue Fahrzeuge vor allem der deutschen Hersteller [2], während der Markt für Kleinwagen – zumindest in Europa - kontinuierlich wächst [3]. Trotzdem werden energieeffiziente Fahrzeuge wie der VW Lupo 3L oder der Twingo SmILE von der Industrie als unverkäuflich bezeichnet [4]. Zu einer Neubewertung trägt die gegenwärtig diskutierte Obergrenze der CO₂-Emission bei [2]. Unter dem Gesichtspunkt, dass die meisten Pkw-Fahrstrecken im Nahbereich liegen und Fahrzeuge oft nur mit ein bis zwei Personen besetzt sind, stellt sich die Frage, ob konventionelle Pkw nicht für die überwiegende Zahl der Personen- und Warentransporte im Individualverkehr völlig überdimensioniert und unbrauchbar sind. Speziell im innerstädtischen- sowie im Berufspendelverkehr wäre es vorteilhafter, ein für diesen Anspruch optimiertes Fahrzeug zu nutzen. An diesem Punkt setzten Leichtbaufahrzeuge an, die durch unkonventionelle und effiziente Bauweise den Markt für Kleinwagen revolutionieren könnten.

2. Leichtbaufahrzeuge

Heute werden auf dem Markt eine Vielzahl von Klein- und Kleinstwagen angeboten. Die Definition dieser Kategorien ist nicht sehr scharf und überdies historischen Veränderungen unterworfen. Kleinwagen waren zunächst ‚mehrspurige Fahrzeuge mit Zweitaktmotor‘, wie z.B. die Kabinenroller, oder der 1959 eingeführte Austin Mini. Heute ist diese Fahrzeugklasse durch den VW Polo oder Opel Corsa charakterisiert und umfasst in Europa ca. 100 Fahrzeugtypen [5]. Kleinstwagen sind

heute der Fiat Panda, die Peugeot 100-Serie, VW Fox und Lupo, aber auch die früheren Kabinenroller Goggomobil, Messerschmitt oder Heinkel [5]. Im Gegensatz dazu bezeichnet ‚Leichtbaufahrzeug‘ zunächst nur ein Fahrzeug mit Karosserie oder Chassis aus Leichtbauwerkstoffen, unabhängig von der Baugröße. Sie stammen in der Regel aus den Entwicklungslinien der Niedrigenergiefahrzeuge, mit denen die 5-, 3- oder auch 1-Liter Fahrzeugklassen bezeichnet werden. Eine Norm fehlt hier allerdings ebenfalls [6]. Ein 5-Liter-Beinznfahrzeug würde ca. 120 g CO₂/100 km emittieren. Die Verkaufszahlen für Europa beliefen sich 2003 auf 839.488 Fahrzeuge mit geringeren Emissionen als 120 g CO₂, damit 7,4% des Neuwagenmarktes [7].

In diesem Beitrag soll unter ‚Leichtbaufahrzeug‘ die Definition der deutschen Fahrzeugzulassungsordnung für ‚Leichtkraftfahrzeuge‘ verstanden werden [8]:

- Antriebsleistung < 4 kW
- Hubraum < 50cm³
- Leergewicht < 350 kg
- bauartbedingte Höchstgeschwindigkeit < 45 km/h

Als Antrieb für diese Fahrzeuge werden üblicherweise kleine Benzinmotoren eingesetzt. Allerdings ist der Absatz solcher Fahrzeuge sehr beschränkt. Einerseits spielt die bereits erwähnte – allerdings regional unterschiedlich ausgeprägte – Verquickung von Prestigedenken und technischen Auswahlkriterien beim Autokauf eine Rolle, andererseits reichen die Leistungswerte und z.T. auch die Sicherheitskennwerte nicht an die Vorgaben der in Deutschland heute gesetzten Standards heran. Seit dem 01.02.2005 können in Deutschland Leichtkraftfahrzeuge nach obiger Definition mit dem Führerschein Klasse S ab 16 Jahren gefahren werden. Z.T. ist für die Fahrzeuge jedoch auch ein vollgültiger Führerschein notwendig (etwas bei fehlender Geschwindigkeitsbegrenzung), andere Typen sind in einigen europäischen Ländern sogar ohne Fahrerlaubnis zu fahren. Trotzdem gibt es im europäischen Markt nur sehr wenige Anbieter [9], der Absatz findet vorrangig in Frankreich, Spanien, Italien, Portugal, Österreich und den Niederlanden statt, wo wirtschaftliche Erwägungen vor Image-Aspekten stehen.

Im Bereich der Wasserstoffantriebe hat es traditionell neben der Darstellung von ‚konventionellen‘ Fahrzeugen in einer Wasserstoff/Brennstoffzellenausführung auch immer eine Entwicklungslinie der Kleinstfahrzeuge gegeben [10]. Dies rührt daher, dass Leichtfahrzeuge oft Elektrofahrzeuge sind bzw. durch ihre energieeffiziente Bauart und geringen Verbrauchs- und Leistungsanforderungen ideal auf die Vorgaben der heute noch teuren Brennstoffzellen zugeschnitten sind. Aber auch hier sind diese Fahrzeuge eher Ausnahmen, da die Automobilhersteller mit wenigen Ausnahmen (Fiat, Nissan) den Leistungen und Abmessungen der ‚konventionellen‘ Fahrzeuge nacheifern [11]. Aktuell sind zwei Brennstoffzellen-Leichtbau-Typen in der Entwicklung, die Weiterentwicklung des Ford ‚Th!nk‘ durch die norwegische Think Global A/S und das DLR-HyLite Konzeptfahrzeug, wobei letzteres eher als Testplattform für Komponenten gedacht ist.

3. Konzeptfahrzeug der Firma OTTE Engineering

Das Fahrzeug der OTTE Engineering greift den Gedanken eines hoch-effizienten und umweltneutralen Leichtfahrzeuges auf. Es ist für den Nahbereich ausgelegt und bietet Mobilität bei angemessenem Komfort und wenig Energieverbrauch. Es emittiert wenig Lärm und nur noch Wasserdampf als Abgas. Ziel ist es, das Fahrzeug so zu gestalten, dass es in der Anschaffung und im Unterhalt kostengünstig ist. Material- und Energieressourcen dürfen dabei nur minimal verbraucht werden. Durch die innovative Konstruktion entsteht am Ende des Lebenszyklus beim Fahrzeugrecycling sehr wenig Abfall. Das Leichtfahrzeug bietet eine Alternative zum Roller für den Geschwindigkeitsbereich bis 45 km/h. Es wird eine Variante (schweres Leichtfahrzeug) für Höchstgeschwindigkeiten bis zu 100 km/h konzipiert, um auch anspruchsvolleren Anforderungen zu begegnen. Die aktive und passive Sicherheit entspricht trotz des Leichtbaus dem heutigen Stand der Technik.

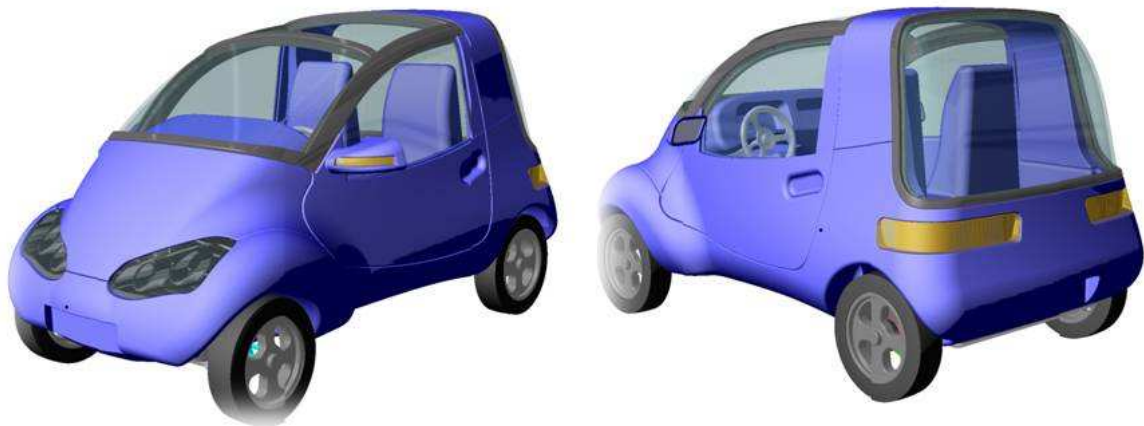


Abb. 1 Konzeptfahrzeug der Firma OTTE Engineering

Das Konzept verfolgt den Ansatz, aus der Kombination von komplexen Kunststoffmodulen und einem Fahrzeugrahmen ein Fahrzeug aufzubauen, welches für den Einsatz eines Elektroantriebes mit Wasserstoff-Brennstoffzelle optimiert ist. Das Kernstück des Fahrzeuges bildet der Grundrahmen (Abb. 2). Er beinhaltet alle Antriebs-, Fahrwerks- und Steueraggregate. In Verbindung mit dem Rahmen der Fahrgastzelle entsteht der formschlüssige Fahrzeugrahmen (Abb. 2). Dieses Modul in qualitativ hochwertiger Ausführung wird nicht dem Verwertungsprozess zugeführt, sondern in periodischen Zeitspannen generalüberholt und für weitere Fahrzeuge verwendet. Diese Wiederverwertbarkeit ist Basis für den ökologischen und ökonomischen Aspekt, Ressourcen zu schonen. Erwähnenswert ist bei diesem Verfahren, dass bei der Wartung und Überholung der Systeme Schwachstellen und Verbesserungspotentiale erkannt und ausgewertet werden können.

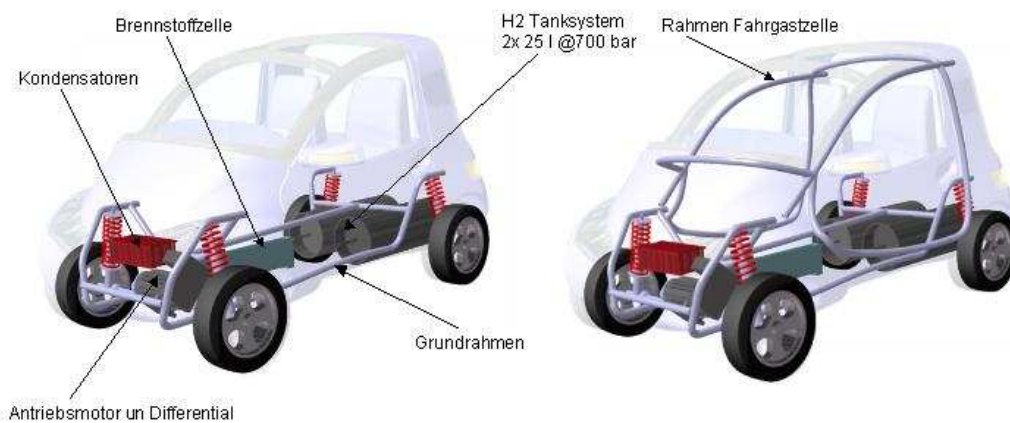


Abb. 2 Grundrahmen (links) und Fahrzeugrahmen komplett (rechts)



Abb. 3 Bodengruppe mit Sitzen, Mittelkonsole, Kofferraum und Fußraum

Zwischen dem Grund- und Fahrgastzellenrahmen wird die Bodengruppe montiert. Dieses Bauteil integriert Sitze, Mittelkonsole, Kofferraum, sowie Fußraum (Abb. 3). Dieses und die anderen Karosseriekomponenten des Fahrzeuges bestehen aus Hohlkörpern aus thermoplastischem Kunststoff. Diese werden im Blas- oder Rotationsformverfahren hergestellt, welches sich durch geringe Werkzeugkosten und große gestalterische Freiheit auszeichnet. Durch die Integration von ‚Interior‘ und ‚Exterior‘ reduziert sich der Gesamtaufbau auf wenige Komponenten. Das bedeutet weniger Gewicht und geringeren Montageaufwand. Das Material lässt sich unproblematisch recyceln und wieder verwenden.

Vorteilhaft bei diesem Konzept ist der Aufbau des Fahrzeuges durch die kostengünstige und einfache Herstellung und Montage der einzelnen Komponenten. Es lässt sich mit wenig Aufwand montieren und zu Wartungs- und Reparaturzwecken zerlegen. Die Bauteile korrodieren nicht, sie sind leicht und formstabil, robust, sowie unempfindlich gegen Beulen, Dellen und Kratzern. Die Komponenten sind durchgefärbt und müssen nicht Lackiert werden. Aufgrund der günstigen Herstellung der Kunststoffkomponenten können Designvarianten geschaffen werden, die auf den gleichen Grundrahmen aufgesetzt werden. Hier kann dem Geschmack und der Zeitgeist des Kunden schnell und günstig Rechnung getragen werden. Die Aspekte der aktiven- und passiven Sicherheit werden aufgrund der energieabsorbierenden Eigenschaft der Hohlkörperoberfläche verbessert. Im Crashfall wird die Aufprallenergie, die aufgrund der geringen Masse des Fahrzeuges kleiner ist als bei konventionellen Fahrzeugen, um die Insassen herumgeleitet, bevor die schützenden Strukturelemente des Rahmens ihre Funktion übernehmen. Beim Fußgängerschutz steht ausreichender Deformationsraum zur Verfügung, um das Verletzungsrisiko zu minimieren. Das Material bildet bei der Verformung keine scharfen Kanten und es splittert nicht.

Das beschriebene Fahrzeugkonzept ist geeignet, einen neuen Markt für innovatives, kostengünstiges und umweltfreundliches Fahren zu bedienen. Angesprochen werden Besitzer von Zweitfahrzeugen und Kleinfahrzeugen, denen eine Alternative zu konventioneller Fahrzeugtechnik geboten wird. Das Gefährt erfüllt den täglichen Bedarf nach Transport zur Arbeitsstelle und/oder Schule sowie für Einkaufsfahrten und ist ein ideales Stadtfahrzeug. Da es als Leichtkraftfahrzeug mit Führerscheinklasse S gefahren werden, kommen als Kunden damit auch schon Altersgruppen zwischen 16 und 18 Jahren in Betracht.

4. Energieversorgungskonzept

Da Leichtbaufahrzeuge zunächst nur in geringer Stückzahl am Markt vorhanden sein werden, besteht die Notwendigkeit, eine zunächst einfache und kostengünstige Infrastruktur zur Treibstoffversorgung aufzubauen. Dabei entsteht bei einer benötigten Wasserstoffversorgung sofort das Henne-Ei-Problem: es muss ein Betankungsnetz geben, bevor überhaupt Fahrzeuge angeschafft werden können – umgekehrt wird nicht in ein Betankungsnetz investiert, wenn es noch keine Fahrzeuge gibt [13].

Der geringe Verbrauch des vorgestellten Leichtfahrzeuges stellt dabei auf der einen Seite einen Anreiz dar, da das Brennstoffzellensystem mit 10 kW_{el} klein und relativ kostengünstig sein kann und wenig – zunächst potentiell teurer – Wasserstoff verbraucht wird. Auf der anderen Seite ist der geringe Bedarf wiederum kein Anreiz, eine Infrastruktur aufzubauen, da zunächst nur ein geringer Umsatz zu erwarten wäre.

Der Speicherbedarf des Fahrzeugs hängt neben der gewünschten Reichweite vom Energiebedarf des Motors in Abhängigkeit der Höchstgeschwindigkeit und des Zubehörs ab. Die Reichweite des Fahrzeugs soll je nach Anwendung zwischen 200 – 300 km liegen und die Höchstgeschwindigkeit je nach Modell bei 45 km/h bzw. 100 km/h. In heutigen Fahrzeugen liegt der Energiebedarf des Zubehörs (Radio, elektrische Fensterheber, Klimaanlage, Licht und Fahrzeuginformationssysteme) zwischen 1,5 kW und mehr als 3,5 kW. Beim Leichtbaufahrzeug soll dieser auf 1,5 kW ohne Komforteinschränkungen beschränkt werden. Hierfür wird auf effiziente Klimatechnologie und LED Technologie gesetzt.

Als eine Lösung für die Treibstoffversorgung bietet sich eine Wechselkartuschen-System an. Die Tanks bestehen dabei aus einem Composite-Material und können komplett vor Ort an der Versorgungsstelle gewechselt werden. Das System funktioniert in Analogie zur heutigen Propanversorgung für den Campingbereich. Ein Beispiel für dieses System ist das EU-Projekt Hychain (www.hychain.de) bei dem zwei unterschiedliche Kartuschen für Druckwasserstoff verwendet werden. Dies ist der erste Schritt zur Standardisierung der Flaschengrößen, -drücken und -ventilen, die für die Kostensenkung notwendig ist. Auf längere Sicht und mit steigender Anzahl von Fahrzeugen werden sich dann Wasserstofftankstellen durchsetzen.

Neben der Lösung praktischer Probleme der technischen Umsetzung muss für ein umweltfreundliches System auch der Umwelteinfluss im Fokus stehen. Negative Umwelteinflüsse, die von jeder Technik ausgehen, müssen nachweislich minimiert werden. Bei Fahrzeugen geht es dabei, neben den erwähnten Sicherheitsaspekten, vorrangig um die Emissionen und den Energieverbrauch während der Treibstoffherstellung und die Auswirkungen der Abgase. Letztere sind bei Wasserstofffahrzeugen zu vernachlässigen. Die Herstellung des Wasserstoffs kann allerdings zu erheblichen, negativen Belastungen führen, je nachdem, welche Produktionswege gewählt werden. Die Herstellung von Wasserstoff über Elektrolyse aus deutschem Netzstrom kann z.B. die Umweltauswirkungen im Vergleich zu einem Dieselantrieb vervielfachen [14]. Auf der anderen Seite ist aus Windenergie hergestellter Wasserstoff gleichzeitig ein praktisch umweltneutraler Treibstoff und eine Möglichkeit, überschüssigen Windstrom in neue Märkte abzuleiten [15]. Die Herstellung des Treibstoffes ist daher nicht unabhängig vom Fahrzeugkonzept zu sehen und muss im Rahmen einer Gesamt-Vermarktung glaubwürdig und nachvollziehbar gestaltet werden.

5. Ausblick

Mittelfristig werden Alternativen zu den konventionellen, fossilen Treibstoffen benötigt. Neben Wasserstoff kommen hier Biogas, BTL (Biomass to Liquid) oder Strom (über Batteriespeicherung) in Frage. Für alle drei Möglichkeiten ist allerdings Energieeffizienz die notwendige Voraussetzung, um den weltweiten Bedarf nach Mobilität zu befriedigen. Dies wird mit Leichtbaufahrzeugen

erreicht, unabhängig auf welchem Antriebssystem sie basieren. Wasserstoff erscheint heute allerdings als die günstigste Alternative. Er bietet sowohl die Flexibilität bei der Herstellung aus allen Formen von regenerativer Energie, als auch bei der Verwendung innerhalb der Bereiche Mobilität, Hausenergie, Industrieanwendungen wo er in Brennstoffzellen, Verbrennungsmotoren und Gasturbinen genutzt werden kann. Wasserstoff ist somit ein universeller Energieträger, der bei entsprechender Herstellung nur sehr geringe Umweltauswirkungen hat. Aus diesem Grund ist das vorgestellte Leichtbaukonzept ideal mit dem Treibstoff Wasserstoff verknüpft.

6. Quellen

- [1] D. Lamparter: Mit Vollgas ins Abseits? Die Zeit 06.09.2007
- [2] O. Wihofszki, K. Spiller, C. Gorgs: Blütenträume. FTD, 07.09.2007
- [3] Handelsblatt: Neue Zwerge auf der Straße. Dpa/tmn Frankfurt, Handelsblatt, 29. Mai 2007.
- [4] A. Molitor: Das Auto für das gute Gewissen. Die Zeit 01.03.2007.
- [5] Typenübersicht Klein- und Kleinstwagen z.B. unter wikipedia ‚Kleinwagen‘ und ‚Kleinstwagen‘
- [6] wikipedia, Stichwort ‚Niedrigenergiefahrzeug‘
- [7] Commission Staff Working Paper: Monitoring of ACEA’s Commitment on CO₂ Emission Reduction from Passenger Cars (2003). Final Report COM(2005)269 final. EU-Kommission, Brüssel, 22.06.2005.
- [8] Verordnung über die Zulassung von Fahrzeugen zum Straßenverkehr - Fahrzeug-Zulassungsverordnung FZV. Bundesgesetzblatt 2006 Teil I Nr. 21, Bonn, 29.04.2006.
- [9] wikipedia, Stichwort ‚Leichtfahrzeug‘
- [10] Typenübersicht ‚Specialty Vehicles‘ unter www.fuelcells.org
- [11] S. Geitmann: Wasserstoffautos - Was uns in Zukunft bewegt. Hydrogeit Verlag, Kremen, 2006. ISBN 3-937863-07-9
- [12] wikipedia, Stichwort ‚Think Global AS‘; DLR-Pressemitteilung vom 18.02.2005: ‚Brennstoffzellenhybrid-Auto besteht Testfahrt‘
- [13] R. Steinberger-Wilckens: Der Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff als Treibstoff - Wie kann es gehen? VDI-Tagung ‚Innovative Fahrzeugantriebe‘, Dresden 24./25.10.2002
- [14] Feck, Thomas: Ökobilanzierung unterschiedlicher Kraftstofflebenszyklen für Wasserstofffahrzeuge - Eine Analyse der technischen und ökologischen Dimensionen. Diplomarbeit, Oldenburg, 25. Juli 2001.
- [15] R. Steinberger-Wilckens, K. Stolzenburg: Hydrogen Based Traffic – An Option for Introducing Wind Energy to the Transport Market. European Wind Energy Association Conference, Kassel, Sept. 2000.

OPERATION AND PERFORMANCE OF A WIND HYDROGEN PLANT

Varkaraki E., Zoulias E., Tzamalidis G., Lymberopoulos N.
Centre for Renewable Energy Sources, 19th km. Marathonos Av. 19009, Pikermi, Greece
Corresponding author: Elli Varkaraki, evarkara@cres.gr

ABSTRACT

The wind-hydrogen plant of the Centre for Renewable Energy Sources has been in operation for over one year. It is composed of a 25 kW alkaline electrolyser, a single-stage hydrogen compressor with filling station at 0.22 MPa, and metal hydride tanks with a LaNi₅-based alloy, all connected to a 500 kW wind turbine.

The results from different static and dynamic experiments are presented, covering hydrogen production and storage. The electrolysis stack has not shown any sign of deactivation until now, although no protective polarisation has been applied. The electrolyser performance under variable power input and pressurised operation is discussed. The hydrogen purification potential of the metal hydride tanks is presented for an electrolytic hydrogen supply bypassing the purification section, containing around 0.2%v. oxygen. The heat and mass transfer characteristics of the metal hydride tanks during real, non-equilibrium charging and discharging are also discussed.

INTRODUCTION

Hydrogen production through water electrolysis powered by wind energy is often considered as an interesting option for sustainable energy systems, not only because the procedure is renewable and non-polluting, but also because the use of such an energy carrier might solve many problems associated to the stochastic nature of wind energy.

There are less than a dozen wind-hydrogen demonstration plants worldwide, in operation or recently decommissioned. Although the basic aim of these plants is to study the integration of wind energy and hydrogen technologies, they present important differences, either regarding their components, or their control strategy. The lessons learned from the design, construction and operation of all these plants are valuable, because the components and interfaces are far from optimized.

The wind-hydrogen plant is mainly a tool for research and development on different issues related to the technology of hydrogen energy systems. It also provides information to a broad, international public, ranging from schools and universities to industrials and community stakeholders, by demonstrating different hydrogen technologies coupled to wind energy.

The hydrogen plant was constructed in the context of the European project RES2H2, in the preexisting demonstration wind park of the Centre for Renewable Energy Sources (CRES). This 3 MW wind park is situated in a complex terrain site in the south of Athens and is composed of five different wind turbines, which feed their electricity production into the grid at 20 kV. The hydrogen plant is connected to the low voltage side (400 V) of a synchronous, variable speed, 500 kW, Enercon wind turbine.

DESCRIPTION OF THE WIND-HYDROGEN PLANT

The hydrogen plant is mainly composed of a pressurized, alkaline water electrolyser, metal hydride tanks and a compressor with filling station.

The bipolar electrolyser 25 kW produces 0.45 kg/h (5 Nm³/h) hydrogen at 2 MPa pressure maximum, using a 30%w. KOH solution as electrolyte. It can accept input power variations within 20-100% of its nominal capacity within 1 second. Tap water is used for the electrolysis, at a nominal rate of 4.1 L/h, which flows through an ion-exchange column, in order to reduce its conductivity to approximately 5 μS/cm. The electrolytic hydrogen produced, containing circa 0.2%v. oxygen and saturated with water vapour at the operational temperature and pressure, may be directly used for certain applications. It may also be purified further by reducing the oxygen content down to 10 ppm in a catalytic deoxidizer and by removing water vapour to an atmospheric dew point of -40°C in driers.

The metal hydride storage section is composed of 6 individual tanks, containing an alloy of composition La_{1-x}Ce_xNi₅, with a total design storage capacity of 3.74 kg (42 Nm³). The gravimetric density of hydrogen storage in the alloy is around 1.2%w, but, taking into account the weight of the tanks, it is reduced to 0.66%w. The tanks are cylindrical, with a water jacket for heat exchange. Cooling water is used during charging, in order to take away the heat produced by the hydriding reaction ($\Delta H = 28 \text{ kJ/mol H}_2$) and a 4 kW water boiler with a circulation pump supplies hot water during hydrogen discharge.

The single-stage, triple metal diaphragm compressor has a nominal hydrogen compression rate of 0.45 kg/h for an inlet pressure of 1.4 MPa at 40°C and an outlet pressure of 22 MPa. By design, it can withstand input hydrogen pressure variations in the range 1-1.8 MPa, but the power input cannot be controlled. If the input pressure drops below 0.8 MPa it stops, and it should not be interrupted more than twice per hour. So, a small storage tank of 0.36 m³ volume is used as buffer, in order to sustain the hydrogen flow to the compressor even when the electrolyser operates at low load. The filling station at the compressor outlet has three high pressure connections, which are actually used for the filling of two individual cylinders of 50 L volume and a 12-cylinder stack of 0.6 m³ volume, with a maximum hydrogen capacity of 10.7 kg (120 Nm³) at 22 MPa.

Except for the main components, the plant also comprises the necessary auxiliaries for running the plant. A high-pressure cylinder of nitrogen is connected to the system in order to fill the electrolyser and process lines with inert gas whenever necessary. A piston compressor with air receiver at 1 MPa and a drier are used to supply instrument air to the pneumatic valves of the electrolyser and hydrogen compressor. A closed circuit has been designed for cooling water, with a water chiller supplying water at 12°C to the components whenever necessary. In this way, the water consumption of the plant is reduced to a minimum, and cooling energy may be accounted for in terms of electrical energy.

The central power board is connected to the transformer of the wind turbine (400 V, 3-phase, 50 Hz) and distributes power to all the components and electrical utilities of the plant, through appropriate conditioning. The wind-hydrogen system is controlled through a Programmable Logic Controller (PLC) with a PC interface for data monitoring and acquisition. The plant may be run manually, in a semi-automatic way and according to three different automatic modes, one for the operation of the electrolyser and compressor, one for the operation of the electrolyser and metal hydride tanks and one special case with the metal hydride tanks supplying the compressor and filling station. The last mode is used to study the hydrogen delivery rate and purifying characteristics of the metal hydride tanks.

RESULTS OF THE PLANT OPERATION

The wind-hydrogen plant was fully operational in October 2005 and is in operation discontinuously since. Although it may be operated unattended, this situation has been avoided for safety reasons, because the plant is located in a relatively remote area without permanent personnel, and the operator should be readily available in case of emergency. So, the experiments generally last less than 8 hours per day.

The electrolyser must be started up manually in the beginning and after each emergency stop. Its production may be varied in a range between 20 and 110%, by setting the operating current between 50 and 300 A, for a nominal current of 265 A. An analog output from the central PLC dictates the electrolysis current. In the manual mode, the current is set by changing the value on a computer. In the automatic mode, the PLC program measures the wind turbine power output, calculates the power "available" to the electrolyser, then estimates the direct current by performing iterations. Based on the electrolysis temperature reading, the program estimates the voltage corresponding to the desired current, then calculates the power. An empirical relation, giving the voltage as a function of the applied current density and temperature, was supplied by the manufacturer and used in the program. However, during rapid variations of the current set-point, the value sometimes accidentally exceeds the lower and maximum limits, inducing an emergency shut-down. This problem of frequent electrolyser trips was addressed by reducing the operating range.

An example of electrolyser operation according to wind power variations is shown in Figure 1. Note that the strong current variations between 120 A and 230 A correspond to small voltage variations from 95 V to 105 V. The temperature of the electrolyser during the experiment was around 35°C, and the water chiller was not used at all, because no cold water was needed. Depending on ambient conditions, the whole plant may not need any cooling water for experiments lasting up to several hours.

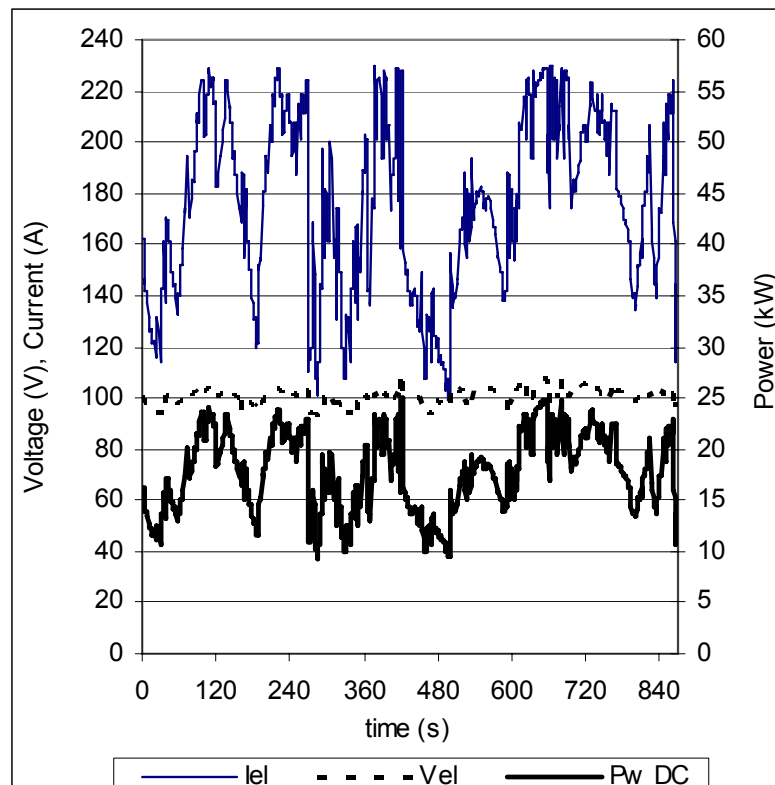


Figure 1. Variable power operation of the electrolyser

The current-voltage characteristics of the electrolyser, under the same temperature and pressure conditions, of the initial experiments in fall 2005 with the most recent ones in spring 2007, were identical, so it is clear that no deactivation of the stack has occurred until now. This fact is particularly important, because the protective polarization, which is generally required according to the electrolyser manufacturers, in order to avoid the corrosion of activated electrodes when idle for long periods of time, has not been applied to the electrolyser of this plant. This decision has been taken, because the energy loss associated with the protective polarization (generally not taken into account in the calculation of the overall efficiency of a plant) is very important in applications involving renewable energy sources, due to the low capacity factor of the electrolyser. Without the application of a protective current, the electrode life is expected to be lower, but it is worth studying this long-term effect, in order to learn if the life cycle of the electrodes is more important than the polarization losses.

Some typical electrolyser data are shown in Table 1. The data have been taken from different days of experiment over the last year, in order to discuss the temperature and pressure effects on the electrolyser efficiency. The hydrogen production is calculated from the electrolysis current by applying the Faraday law. The stack efficiency is calculated with respect to the high heating value of hydrogen (HHV = 141.9 MJ/kg or 3.5 kWh/Nm³ H₂). Except for the power applied to the stack, calculated by multiplying the electrolysis current by the voltage, the AC power supplied to the power supply cabinet of the electrolyser prior to rectification and conditioning is also measured with the help of a power-meter. The AC power measurements are very sensitive and difficult to take into account, but they have been cross-checked a few times with independent power quality measurements and seem reliable. The concomitant electrolyser AC efficiency is also calculated based on the HHV of hydrogen and is reported in the table.

Current density (A/m ²)	Temperature (°C)	Pressure (MPa)	H ₂ production (Nm ³ /h)	Stack efficiency HHV (%)	Electrolyser AC efficiency HHV (%)
2050	25	0.77	2.4	73.1	59.3
2050	39	0.94	2.4	74.7	60.7
2050	43	0.89	2.4	75.5	61.0
2050	60	1.15	2.4	78.1	62.7
2050	71	1.14	2.4	79.1	63.8
2050	80	0.98	2.4	80.0	64.1
3500	27	0.76	4.2	69.5	57.6
3500	40	0.83	4.2	71.6	59.2
3500	60	1.22	4.2	74.7	61.0
4700	75	1.36	5.5	74.6	
4700	81	1.80	5.5	78	

Table 1. Performance data of the alkaline electrolyser

The electrolyser nominal production rate is 5 Nm³/h, but it may operate up to 110% of its capacity. The efficiency of the electrolyser with respect to the AC power consumed cannot be calculated for the maximum production rate of 5.5 Nm³/h, because the relative measurement exceeds the measuring range of the power-meter. From the values in Table 1, it is clear that the efficiency increases at low current densities and hydrogen production rates, although the effect is slightly less important for the AC efficiency than for the stack efficiency. The effect of electrolysis temperature is also significant on the efficiency, while there is no measurable influence of the

electrolysis pressure. For example, for a current density of 2050 A/m^2 , at 25°C and 0.77 MPa the stack efficiency is 73.1% , while at 71°C and 1.14 MPa the stack efficiency is 79.1% . The efficiency has increased with temperature, although the pressure increased as well.

An example of data related to the operation of metal hydride tanks (MHTs) is shown in Figure 2. In this experiment, only three of the six tanks were used, with a nominal storage capacity of 1.87 kg H_2 (21 Nm^3). The tanks were initially “full”, starting from a pressure of 1.44 MPa (14.4 bar) at around 15°C . The 4 kW water boiler had been in operation for 1.5 hours (5400s) before the experiment shown, when hot water was allowed to circulate in the MHTs. The water temperature at the inlet of the MHTs increases quickly up to 64°C , while the water temperature at the outlet decreases initially, until the water in the jacket of the tanks is completely replaced by hot water. The hydrogen pressure in the MHTs also rose, reaching a value of around 25°C . The hot water circulation was then stopped for a while, in order to avoid a further increase of pressure in the MHTs. The pressure remained stable, until the outlet valve was opened and hydrogen started flowing to the buffer. The pressure decrease in the MHTs was very sharp, from 2.5 MPa (25 bar) to 1 MPa (10 bar), with a concomitant increase of the buffer pressure. The hot water circulation was also restarted, in order to sustain the hydrogen flow. The pressure in the buffer and MHT increased simultaneously, until around $10'000$ seconds, when the hydrogen compressor was started, in order to enhance the rate of hydrogen supply from the MHTs. At around 16200 seconds, the compressor and water boiler were stopped.

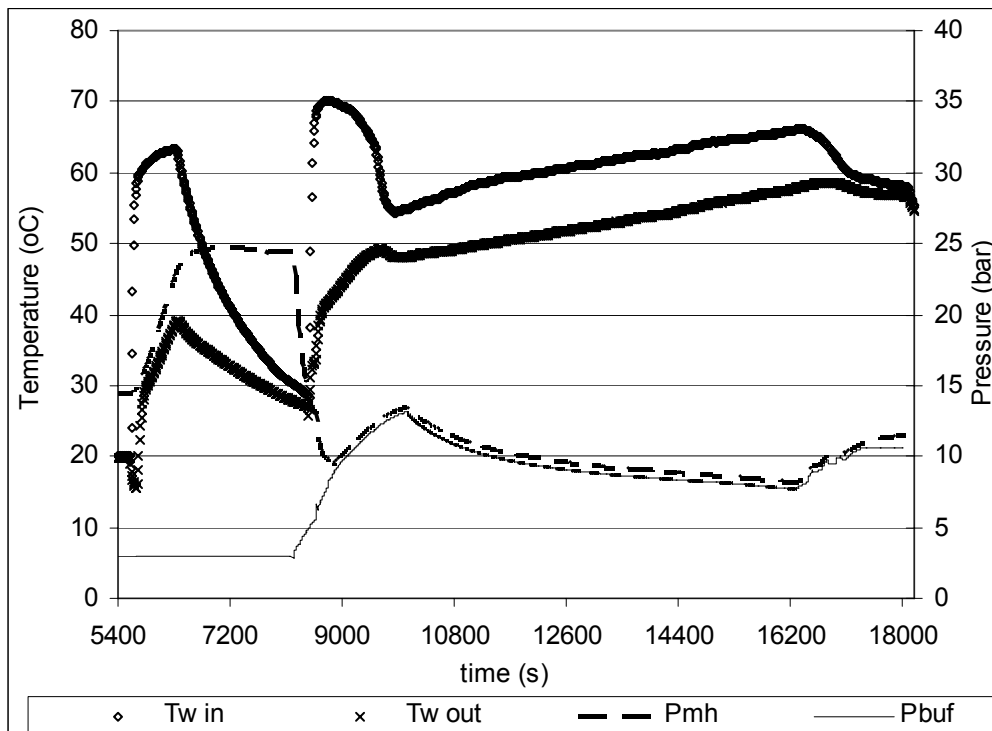


Figure 2. Operational data of the metal hydride tanks during hydrogen discharge.

In the experiment shown in Figure 2, a total of 1.72 kg hydrogen (19.35 Nm^3) were withdrawn, which means that the tanks were almost empty at the end of the experiment. Indeed, when allowed to cool down, their pressure at ambient temperature dropped to 0.2 MPa . The use of an electrical water boiler should be avoided, because, if the MHTs are half full, the energy spent to heat them up is almost equal to the energy content of the desorbed hydrogen.

The metal hydride tanks had been charged with hydrogen from the electrolyser without purification in the deoxidizer and drier. The oxygen content in the electrolytic hydrogen varied from 0.1 to 0.2%v. Since oxygen is not absorbed readily by the metal hydrides, it tends to remain in the gas phase and may be removed by venting the metal hydride tanks for a few seconds when they are filled. The oxygen in hydrogen content of the desorbed hydrogen was measured by a precise oxygen analyzer at regular intervals, and was found to vary in the range 5 to 20 ppm. Before making the analysis, the sample must be purged for one-two minutes, and, during this period of time, oxygen-enriched hydrogen is apparently removed. The purification capabilities of the metal hydride tanks proved impressive, but this issue needs further investigation, because the oxygen-enriched-hydrogen phase formed in the void fraction of the metal hydride tank may reach the flammable limits.

CONCLUSIONS

The study of wind-hydrogen systems shows that there are different technological issues to be addressed and optimized. The application of protective polarization to the electrolyser stack can be avoided, in order to increase the overall efficiency of the system. Metal hydride tanks are suitable for hydrogen storage, but only if hot water is available without the need of operating an electrical boiler.

Ein kombiniertes Trocken-Nassfermentationsverfahren zur Produktion von Biogas auf der Basis nachwachsender Rohstoffe

T.Vogel*, M.Barz und Prof. M. Ahlhaus

Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund, telse.vogel@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Regenerative Energien, Bioenergie, Biogas, Nachwachsende Rohstoffe

Zusammenfassung

Die Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) 2004 und die darin vorgesehenen Vergütungsregelungen für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen ließen das Interesse der Landwirte an geeigneten Technologien zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe deutlich ansteigen [1]. Zurzeit stehen Verfahren, mit denen stapelbare Biomasse wie nachwachsende Rohstoffe zu Biogas umgesetzt werden können, in der Erprobungsphase. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht nach Experten vor allem im Bereich der Trockenfermentation und der kombinierten Trocken-Nassfermentation [2].

Das Komplexlabor Alternative Energien der Fachhochschule Stralsund und das Planungsbüro Rossow in Neubrandenburg arbeiten aus diesem Grund an der Entwicklung eines Verfahrens der kombinierten Trocken-Nassfermentation zur Produktion von Biogas auf der Basis von nachwachsenden Rohstoffen.

Einleitung

Bedingt durch die langfristige Verknappung fossiler Brennstoffe, die Abhängigkeit von Importen und den enorm steigenden Preisen für fossile Energieträger sowie die mit deren Nutzung verbundenen umwelt- und klimarelevanten Auswirkungen (Treibhauseffekt) hat die Nutzung regenerativer Energieträger in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Die Produktion und Nutzung von Biogas ist in diesem Zusammenhang aufgrund seiner vielseitigen Einsatzmöglichkeiten (Wärme, Strom, Netzeinspeisung, Kraftstoff) von besonderem Interesse.

Infolge der Energiepolitik den letzten Jahren hat sich zwischen 2000 und 2005 die installierte elektrische Leistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland verfünffacht [6]. Zurzeit kommen hauptsächlich als Grundsubstrat Gülle und als Co-Substrat Maissilage in Nassfermentationsverfahren zum Einsatz. Das hat zum einen eine Verknappung und Verteuerung der für die Biogaserzeugung benötigten Substrate (z.B. Energiemais) zur Folge. Zum anderen besteht in Deutschland eine hohe Verfügbarkeit an stapelbarer Biomasse (z.B. landwirtschaftliche Ernterückstände, nachwachsende Rohstoffe). So liegt das technische Energiepotential für die Biogaserzeugung aus stapelbarer Biomasse zwischen jährlich rund 214 und 297 PJ [5]. Diese Feststoffe bzw. rohfaserreiche Inputstoffe, die durch ihren Gehalt an Zellulose, Hemizellulose und sonstige Substanzen bei den üblichen Nassvergärungsverfahren oft eine niedrige Abbaurate der organischen Substanz aufweisen, können in diesen Verfahren nicht oder nur in sehr begrenztem Umfang umgesetzt werden.

Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) 2004 und den darin vorgesehenen Vergütungsregelungen für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen stieg das Interesse der Landwirte an geeigneten Technologien zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe deutlich an [1]. Trockenfermentationsverfahren, mit denen stapelbare Biomasse zu Biogas umgesetzt werden können, stehen in der Erprobungsphase. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht nach Experten vor allem im Bereich der Trockenfermentation und der kombinierten Trocken-Nassfermentation [2].

Aus diesem Grund läuft seit dem 01.04. 2007 am Komplexlabor Alternative Energien der Fachhochschule Stralsund in Zusammenarbeit mit dem Planungsbüro Rossow in Neubrandenburg das auf zwei Jahre ausgelegte Forschungskooperationsvorhabens mit dem Titel „Entwicklung eines Verfahrens der kombinierten Trocken-Nassfermentation zur

Produktion von Biogas auf der Basis nachwachsender Rohstoffe.“

Ziel dieses Forschungskooperationsvorhabens ist die Entwicklung eines hocheffizienten Verfahrens zur energetischen Nutzung rohfaserreicher Substanzen durch Kombination von Trocken- und Nassfermentation, mit dem höhere Biogasausbeuten erzielt werden können.

1. Projektbeschreibung

Das Kooperationsvorhaben „Entwicklung eines Verfahrens der kombinierten Trocken-Nassfermentation zur Produktion von Biogas auf der Basis nachwachsende Rohstoffe“ wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Programms „Förderung der Innovationskompetenz mittelständischer Unternehmen (PRO INNO II)“. Projektträger ist die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AIF).

Am Projekt sind das Planungsbüro Rossow - Gesellschaft für Versorgungstechnik mbH in Neubrandenburg und das Komplexlabor Alternative Energien (KAE) der Fachhochschule Stralsund beteiligt. Im Projekt soll ein Verfahren zur kombinierten Trocken-Nassfermentation unter Berücksichtigung von Naturverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz entwickelt werden, welches mit vertretbarem Aufwand zu einer höheren Gasausbeute aus landwirtschaftlichen Biomassen führen soll. Bei diesem Trocken-Nassfermentationsverfahren wird das Substrat erst nach dem Prinzip der Trockenfermentation vergärt. Anschließend wird der Gärrest nach dem Prinzip der Nassfermentation nachgegärt. Aufgrund der Komplexität des Themas ist das Projekt in zwei Teilprojekte (Teilprojekt A und B) untergliedert.

Das Teilprojekt A wird vom Komplexlabor Alternative Energien in Stralsund betreut und beinhaltet die Klärung und Optimierung der Verfahrensgrundlagen im kleintechnischen Versuchsmaßstab. Dazu werden Laboranlagen zur kombinierten Trocken-Nassfermentation aufgebaut und Versuche mit variablen Einsatzstoffen und Prozessparametern durchgeführt. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für das Teilprojekt B.

Das Teilprojekt B wird vom Planungsbüro Rossow- Gesellschaft für Versorgungstechnik mbH bearbeitet. Ziel des Teilprojektes B ist die Entwicklung eines überführungsreifen, kostengünstigen Verfahrens der kombinierten Trocken-/Nassfermentation im großtechnischen Maßstab. Auf der Grundlage der im Rahmen des Teilprojektes A erzielten Ergebnisse werden umfangreiche Untersuchungen zur kombinierten Trocken-Nassfermentation im halbtechnischen Maßstab durchgeführt. Dazu wird eine Versuchsanlage zur kombinierten Trocken- Nassfermentation aufgebaut. Um den Aufwand möglichst gering zu halten, wird eine Versuchsanlage zur Trockenfermentation (Volumen etwa 15 m³) am Standort einer funktionierenden Biogasanlage nach dem Prinzip der Nassfermentation aufgebaut. Die Versuche werden hinsichtlich der Entwicklung unterschiedlicher Verfahrenskomponenten wie zum Beispiel einer effektiven Beschickung durchgeführt. Während der gesamten Versuchsdauer wird das Verfahren bis zur Praxistauglichkeit optimiert.

2. Substratauswahl und Charakterisierung

Im Rahmen des Projektes werden hauptsächlich Gras und Grassilage untersucht. Die Substratauswahl richtet sich nach der Verfügbarkeit.

In Deutschland betrug die gesamte Grünlandfläche im Jahr 2004 etwa 4,21 Mio. ha, wobei für diese Grünlandflächen verschiedene Verwertungsmöglichkeiten z.B. als Viehfutter bestehen. Unterstellt man, dass 8-12% der Ernteerträge für die energetische Nutzung verfügbar sind,

ergibt sich bei einem durchschnittliche Ertrag von etwa 6,47 t Mähgut pro Hektar ein technisches Energiepotential von 7,4 – 11,1 PJ/a [5].

In wissenschaftlichen Untersuchungen wurde bereits nachgewiesen, dass Gras für die Produktion von Biogas geeignet ist. Dabei ist der Biogasertrag neben der Vegetationszusammensetzung und der Witterung insbesondere von der Erntezeitspanne abhängig. So erhöhen sich im Jahresverlauf die Gehalte an organischer Trockensubstanz und Rohfaser sowie das C:N Verhältnis, während die Rohprotein-, Rohfett- und Gesamtzuckergehalte sinken. Rohfaser besteht hauptsächlich aus Lignin und Hemizellulose, die beide unter anaeroben Bedingungen kaum abbaubar sind. Daneben ist mit geringen Methangehalten zu rechnen, da Gräser nur wenig Rohfett und Rohprotein enthalten [7].

Bisher ist die Biomethanisierung von Gras nach dem Prinzip der Trockenfermentation untersucht worden und befindet sich noch in der Erprobungsphase. Das Projekt trägt dazu bei, weitere Erkenntnisse über die Produktion von Biogas aus Gras und Grassilage zu gewinnen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die mögliche Steigerung des Biogasertrages durch die kombinierte Trocken-Nassfermentation von Bedeutung.

3. Teilprojekt A - Versuchsaufbau & Versuchsdurchführung

Die Laborversuche zur Trocken-Nassfermentation werden hinsichtlich der Klärung und Optimierung der Verfahrensgrundlagen der Trocken- Nassfermentation durchgeführt. Die Versuchsdurchführung richtet sich nach der VDI-Richtlinie 4630. Zur Klärung und Optimierung der Verfahrensgrundlagen werden die Wirkung unterschiedlicher Einflussgrößen (z.B. Temperatur, Prozessdauer) auf die Trockenfermentation und die Nassfermentation untersucht. Ein weiteres Ziel ist die Ermittlung des optimalen Zeitpunktes für die Überführung des Substrats von der Trockenfermentation in die Nassfermentation.

Zum Erreichen der Teilziele werden 4 Laborreaktoren zur Trockenfermentation mit einem Volumen von 25 Litern und 2 Laborreaktoren zur Nassfermentation mit einem Volumen von 10 Litern aufgebaut. Die Versuchsreaktoren sind mit der erforderlichen Technik zur Probennahme bzw. Direkterfassung der Einflussgrößen verbunden.

Um die Wirkung der Einflussgrößen zu ermitteln werden Gärsubstrat, die Prozessflüssigkeit und das Biogas untersucht. Das Gärsubstrat wird zu Beginn und zum Ende der Fermentationsversuche geprüft, um das Biogaspotential, die Zusammensetzung und den Abbaugrad ermitteln zu können. Die Prozessflüssigkeit wird wöchentlich untersucht, um Veränderungen beim Fermentationsprozess feststellen zu können. Das Biogas wird hinsichtlich des Volumens und der Zusammensetzung kontinuierlich gemessen. Zur Messung des Biogasvolumens wird ein Trommelgaszähler der Firma Ritter eingesetzt. Die Zusammensetzung des Biogases wird hinsichtlich des Gehaltes an Methan, Kohlendioxid, Wasserstoff, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff mit einem Gasanalysegerät der Firma Sewerin gemessen.

Die Behälter bestehen aus Plexiglas um den Prozess visuell verfolgen zu können und werden mit einem Wassermantel beheizt. Die Versuche werden im mesophilen (32–42°C) und thermophilen (50-57°C) Temperaturbereich durchgeführt [4]. Der genau Aufbau der Laborreaktoren für die Trockenfermentation und die Nassfermentation werden folgend kurz erläutert.

3.1. Laborreaktor zur Trockenfermentation

Zur Trockenfermentation wurden Laborreaktoren mit Perkulationsverfahren aufgebaut. In der Abbildung 1 ist der Aufbau der Laborreaktoren zur Trockenfermentation dargestellt.

Das Substrat wird im Fermenter auf einem Lochblechboden gestapelt und mit Flüssigkeit (Perkolat) berieselt. Das Perkolat sickert durch das Substrat und wird im Perkolatbehälter aufgefangen und in definierten Intervallen wieder über dem Substrat verteilt.

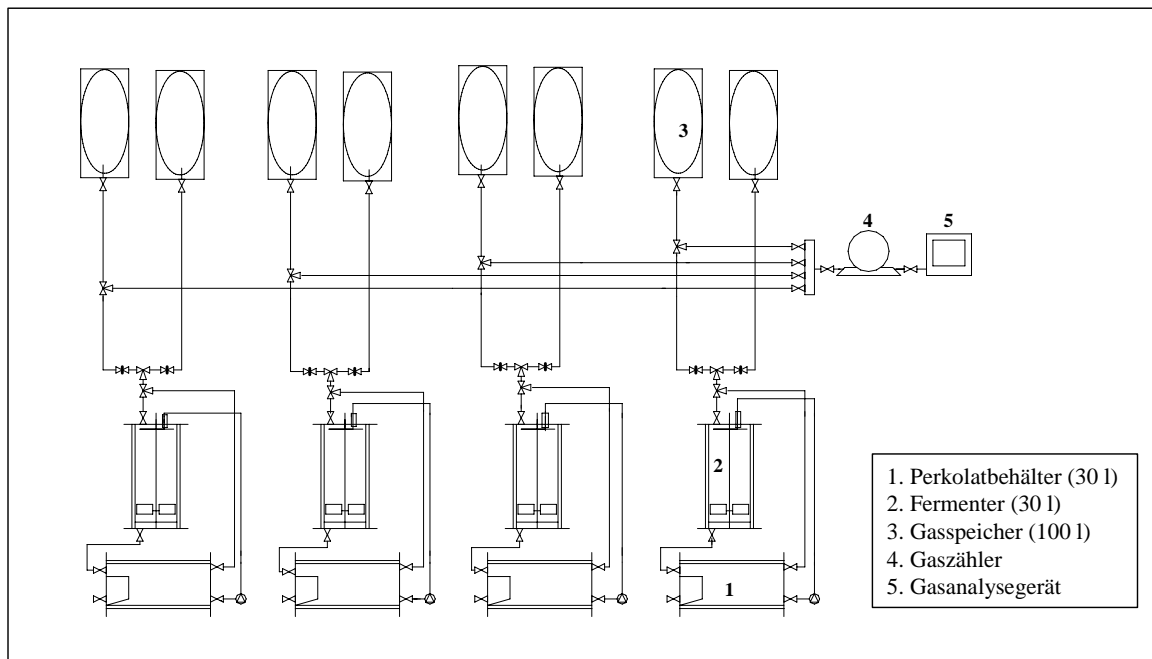


Abb.1 Laborreaktoren zur Trockenfermentation mit Perkolatation

Der Lochblechboden und ein Schlammfang im Perkolatbehälter sollen ein dünnflüssiges Prozesswasser gewährleisten. Im Fermenter ist ein manuell betriebenes Rührwerk vorhanden, um die Bildung von Trockenzonen zu vermeiden.

3.2 Laborreaktor zur Nassfermentation

Für das Nassfermentationsverfahren wurden Rührkesselfermenter aufgebaut. In der Abbildung 2 ist der Aufbau der Laborreaktoren zur Nassfermentation dargestellt.

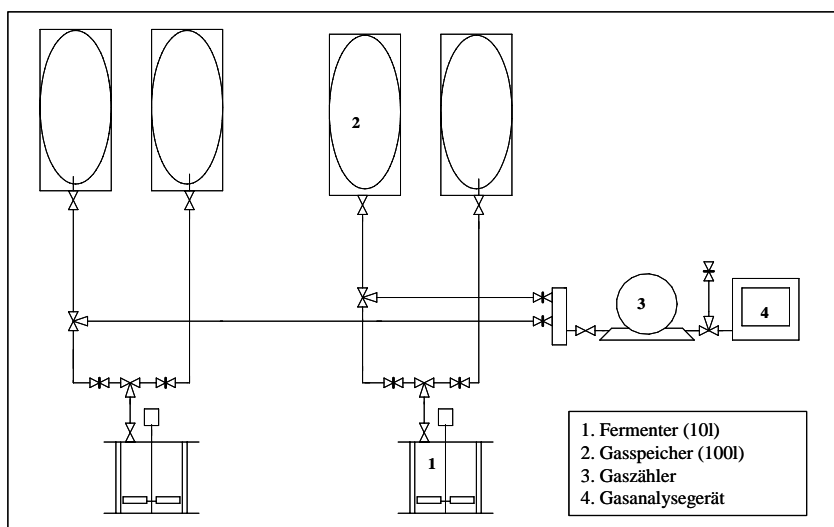


Abb. 2 Laborreaktoren zur Nassfermentation

Der Fermenter wird mit dem Gärrest und Flüssigkeit befüllt und luftdicht verschlossen. Der Fermenter ist mit einer vertikalen Rührvorrichtung ausgestattet. Eine regelmäßige Durchmischung ist bei Nassfermentationsverfahren notwendig, um die Entstehung von Schwimmschichten zu verhindern.

Aktueller Stand und Ausblick

Zurzeit werden erste Fermentationsversuche an den Laborreaktoren durchgeführt, um die Anlage zu testen. Um mögliche Anlagenfehler zu identifizieren, wird bei den Testfermentationsversuchen Maissilage untersucht, da mit diesem Substrat schon zahlreiche Gärversuche durchgeführt wurden. Als Impfmateriale wird gemäß der VDI- Richtlinie 4630 Impfschlamm aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage eingesetzt, die Maisilage mitvergärt. Am 1.11.2007 sollen die ersten Versuche mit Grassilage beginnen.

Das Teilprojekt A am Komplexlabor Alternative Energien der Fachhochschule Stralsund endet am 31.03.2009.

Quellenangaben/ Referenzen

- [1] Dreher, B.,2006. Stellung der Trockenfermentation im Erneuerbaren-Energien- Gesetz (EEG). In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2006): Gülzower Fachgespräche Band 24. Trockenfermentation - Stand der Entwicklung und weiterer F+E-Bedarf. Gülzow 2006.
- [2] Schüsseler, P.,2006. Stand der Förderarbeit der FNR zum Thema Trockenfermentation. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2006): Gülzower Fachgespräche Band 24. Trockenfermentation - Stand der Entwicklung und weiterer F+E-Bedarf. Gülzow 2006.
- [3] Weiland, P.,2006. Stand der Technik bei der Trockenfermentation – Aktuelle Entwicklungen. In: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2006): Gülzower Fachgespräche Band 24. Trockenfermentation - Stand der Entwicklung und weiterer F+E-Bedarf. Gülzow 2006.
- [4] FNR – Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2005. Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Gülzow, 2005.
- [5] IE – Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, 2007. Biogaserzeugung durch Trockenvergärung von organischen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen aus der Landwirtschaft. Abschnitt 2: Erhebung der mit Trockenfermentationsverfahren erschließbaren energetischen Potenziale in Deutschland Vergleichende ökonomische und ökologische Analyse landwirtschaftlicher Trockenfermentationsanlagen. http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_286index.htm, Juli 2007.
- [6] Scholwin, Frank; Fischer, Elmar: “Biogas to Energy Applications, Market Development and Future Opportunities”, Proceedings of the 2nd International Baltic Conference, Stralsund, 02.-04. Nov. 2006, LaiV Schwerin 2006, ISBN: 3-9809953-3-X.
- [7] Prochnow, A.; Heiermann, M.; Drenckhahn, A.; Schelle, H.; 2006. Biomethanisierung von Landschaftspflegeauswuchs - Jahresverlauf der Biogaserträge. In: Naturschutz und Landschaftsplanung 39,(1). Eugen Ulmer KG, Stuttgart 2007.

SHORT-CIRCUIT POWER IN SUBSTATIONS AND DISTRIBUTED GENERATION

M. Zenczak

Szczecin University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin, mzenczak@ps.pl

Keywords: distributed generation, short-circuits power, short-circuits capacity, substation

Abstract: Short-circuit power in substations is very essential operating information. On one hand side the lower short-circuit power, the lower requirements for equipment. On the other hand the higher level of short-circuit power, the higher value of effectiveness of voltage regulation, easier induction-motor start, lower voltage drop and easier identification of short-circuits by overcurrent protection. The main aim of analysis is estimation of optimal level of short-circuit power in substations supported by distributed generation.

1. Introduction

The short-circuit power (S-CP) in substations is very essential operating information. This quantity is the basis for calculation of short-circuit strength of bus bars, switchgears and measuring equipment. In that case the lower S-CP, the lower requirements for equipment. On the other hand the level of S-CP informs about the operational properties of load node. The higher level of S-CP the higher value of effectiveness of voltage regulation, easier induction-motor start, lower voltage drop and easier identification of short-circuits by overcurrent protection. The main aim of analysis is estimation of optimal level of S-CP on bus bars in substations supported by distributed generation (DG). DG has rather not high power, therefore the changes of short-circuits conditions are not high. On the other hand DG appears very often on the areas, where the distribution network is not developed, the short-circuits capacities of elements such as switchgears, current transformers are selected for low short-circuits currents. Then even small generator can cause overpassing of short-circuits capacities of these elements.

2. Short-circuit power on bus bars in substation

There are many configurations of feeding systems of substations. But generally they are supplied by two or more high voltage (HV) power lines. Besides induction motors and synchronous motors should be treated as the sources of short-circuit currents [1]. There are many definitions and classifications of DG. Classification according to power of units (small DG ($P < 25$ kW), medium DG (25 kW $< P < 1$ MW), big DG (1 MW $< P < 150$ MW)) informs, that DG can be connected to bus bars with low voltage (LV) (0.4 kV), bus bars with medium voltage (MV) (6 kV, 15 kV) or to high voltage (HV) system (110 kV). Thus DG can appears in different places in power system (Fig. 1):

- DG1 – LV system,
- DG2 – direct connection to MV system (typical for industrial substations),
- DG3 – connection through line to MV system,
- DG4 – connection to MV system through HV line and transformer,
- DG5 – connection inside HV system.

When nominal power of DG5 is not high and electrical distance between DG5 and substation is long, then DG5 can be neglected. The scheme of typical situation is presented in fig. 1. The analysis is limited only to MV bus bars. The S-CP S_K'' is defined:

$$S_K'' = \sqrt{3}U_n I_K'' \quad (1)$$

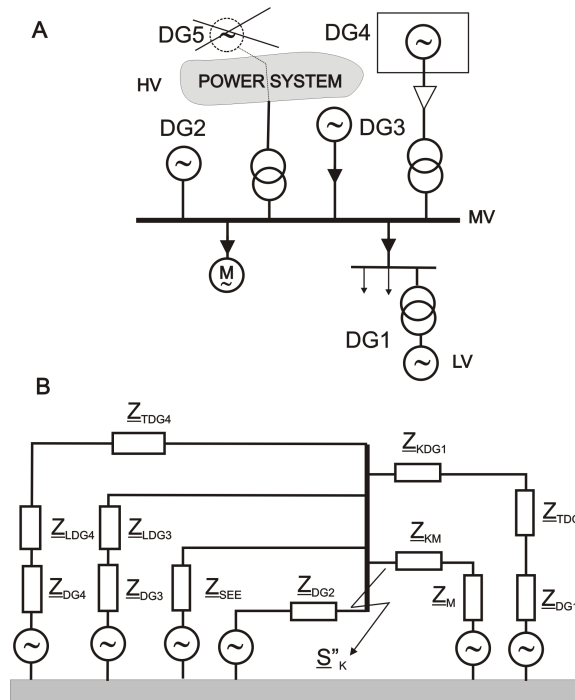


Fig.1. Typical substation supported by DG, A – scheme, B – equivalent diagram

The short-circuit current can be calculated from the expression:

$$I_K'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_K} \quad (2)$$

where Z_k – equivalent short-circuit impedance observed from bus bars for the positive-sequence component. The optimal level of S-CP should be established taking into account following criteria:

- short-circuit capacity of equipment,
- voltage drop,
- induction motor start,
- effectiveness of voltage regulation,
- overcurrent protection.

Connection of DG must not cause the overpassing short-circuit capacity of equipment. Remaining criteria are better fulfilled, because DG causes decrease of short-circuit impedance (increase of S_K'').

3. Short-circuit capacity of equipment

Surge current (i_p) is one of the basic criteria of choice of apparatus (i_{pp}):

$$i_p = \sqrt{2}\chi I_K'' \quad (3)$$

where: χ – coefficient of surge. Taking into account (1) and (2) it is possible to determine the highest value of S-CP S_K'' and minimal value of equivalent short-circuit impedance and expressing S-CP to nominal power:

$$S_K'' \leq \frac{\sqrt{3}i_{pp}U_n}{\sqrt{2\chi}}, \quad Z_K \geq \frac{\sqrt{2c\chi}U_n}{\sqrt{3}i_{pp}}, \quad \frac{S_K''}{S_n} \leq \frac{i_{pp}}{\sqrt{2\chi}I_n} \quad (4)$$

Generally for nominal voltage of 6 kV, the short-circuit level has the range 200 ÷ 350 MVA [2]. Then peak current for $\chi = 2$ has the range 53 ÷ 96 kA. The nominal currents of apparatus have the range 400 ÷ 2500 A. Then values for criterion (4) are following:

- for (53 kA, 400A) – 47 (small short-circuit requirements and small nominal requirements),
- for (96 kA, 2500 A) – 14 (high short-circuit requirements and high nominal requirements).

4. Short-circuit power and voltage drop

General relationship for voltage loss is following:

$$\Delta \underline{U} = \frac{PR + QX}{U} + j \frac{PX - QR}{U} \quad (5)$$

but in power systems the voltage drop (δU) depends mainly on reactance and reactive power:

$$\delta U = \frac{QX}{U} \quad (6)$$

Maximal voltage drop δU_p by flow of nominal power occurs, if the level of S-CP fulfils the relationship:

$$S_K'' \geq \frac{cU_n Q_n}{\delta U_p}, \quad X_K \leq \frac{U_n \delta U_p}{Q_n}, \quad \frac{S_K''}{S_n} \geq \frac{cU_n \sin \varphi}{\delta U_p} \quad (7)$$

The criterion (7) depends on value of power factor [3]. For relative voltage drop 10%, the criterion (7) has values: 8.8 (paper industry, $\cos \varphi = 0.6$), 6.6 (chemical industry, $\cos \varphi = 0.8$)

5. Short-circuit power and induction motor start

The highest value of power of induction motor should fulfil the following relationship [4]:

$$P_{nmax} \leq 0.09 \frac{S_K''}{K_I} \quad (8)$$

where: K_I - ratio of starting current. It may be concluded that the minimal S-CP level which assures start of the induction motor of power P_{nmax} should fulfil the condition (last expression related to nominal power, where η_n efficiency):

$$S_K'' \geq 11.1 P_{nmax} K_I, \quad Z_K \leq 0.09 \frac{cU_n^2}{P_{nmax} K_I}, \quad \frac{S_K''}{S_{nm}} \geq 11.1 K_I \eta_n \cos \varphi_n \quad (9)$$

Criterion (9) can have wide range (1 to 42).

6. Short-circuit power and effectiveness of voltage regulation

Effectiveness of voltage regulation (EF) informs about the change of voltage in load node ΔU caused by voltage boosting δU . The value of EF can be calculated from the expression [5]:

$$EF = \frac{\Delta U}{\delta U} = \frac{1}{1 - \frac{\frac{dQ_o}{dU}}{\frac{dQ_d}{dU}}} \quad (10)$$

where: Q_o – reactive power of load, Q_d – reactive power flowing to load node. For the range of voltage $0.9 \div 1.1 U_n$ the characteristic of reactive power of load is as follows:

$$Q_o = \left[k + l \frac{U}{U_n} + m \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \right] Q_n \quad (11)$$

When the equivalent impedance of transmission lines and transformers is equal to short-circuit impedance, then:

$$\frac{dQ_d}{dU} = U \frac{\frac{Z_K^2}{U^2} (P_d^2 + Q_d^2) - U^2}{U^2 X_K + Q_d Z_K^2} \quad (12)$$

In high voltage installation the relationship (12) has the form:

$$\frac{dQ_d}{dU} \approx -\frac{U}{X_K} \quad (13)$$

Taking into consideration relation (13) in (10) it is possible to determine the S-CP, which assures the required level of effectiveness of voltage regulation:

$$S_K'' \geq c \frac{U_n^2}{U} \frac{EF}{1-EF} \frac{dQ_o}{dU}, \quad X_K \leq U_n \frac{1-EF}{EF} \frac{dQ_o}{dU}, \quad \frac{S_K''}{S_n} \geq c \frac{EF}{1-EF} (l+2m) \sin \varphi \quad (14)$$

In polish power system $l = -9.8$, $m = 6.1$. Taking into account power factor for typical industry, it can be obtained for $EF = 0.9$ values of criterion (14) $14 \div 26$.

7. Short-circuit power and overcurrent protection

S-CP level has important influence on working of protections, mainly overcurrent protection. The condition of possibility of usage of overcurrent protection is following:

$$I_{K \min}'' > I_{rp} > I_{op \max} \quad (15)$$

where: I''_{Kmin} – the lowest value of short-circuit current, I_{rp} – setting value of protection, I_{opmax} – the highest value of operating current in common conditions. The lowest value of S-CP, which causes operation of overcurrent protection with setting I_{rp} should fulfil the relation:

$$S''_K \geq \sqrt{3}U_n I_{rp}, \quad Z_K \leq \frac{cU_n}{\sqrt{3}I_{rp}}, \quad \frac{S''_K}{S_n} \geq \frac{I_{rp}}{I_n} \quad (16)$$

Condition (16) is easy to fulfil, because in common networks non-resistive short-circuit currents are much higher than nominal current. Exact value of the right side of relation (16) depends on the kind of protected equipment. For example for induction motor:

$$I_{rp} = (1.4 \div 2)K_I I_{nm} \quad (17)$$

and for $K_I = 5$ the right side of (17) has value $7 \div 10$. In other cases value of criterion (16) $2 \div 3$ may be sufficient. Problems may occur, when the short-circuit current flows through a resistance.

8. Conclusion

In order to analyse influence of DG on level of S-CP it is comfortable to put all above mentioned criteria together into the table 1.

Table 1. Comparison of criteria

Criteria		S''_K / S_n
Short-circuit capacity of equipment	(4)	$\leq 14 \div 47$
Voltage drop	(7)	$\geq 6.6 \div 8.8$
Induction motor start	(9)	$\geq 1.0 \div 42$
Effectiveness of voltage regulation	(14)	$\geq 14 \div 26$
Overcurrent protection	(16)	$\geq 2 \div 3$

All of the above mentioned criteria are important. Only one criterion (4) informs about maximal value of S-CP and must be fulfilled. If criterion (4) is not fulfilled, then the S-CP should be reduced or the better equipment should be used. Remaining criteria inform about minimal value of S-CP. Criteria (7), (9) and (14) are important in point of view of exploitation. If they are not fulfilled, then the short-circuit impedance should be reduced.

After analysis of values from table 1 the main useful conclusion can be drawn, that optimal level of S-CP on bus bars in substations should be anywhere from ten to twenty. This condition should be fulfilled also after connection and disconnection of DG.

9. References

- [1] P. Kacejko, J. Machowski, Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WN-T, 2002
- [2] J. Strojny, Vademecum elektryka, Biblioteka COSiW, SEP, 2005
- [3] H. Markiewicz, Urządzenia elektroenergetyczne, WN-T, 2001
- [4] J. Anuszczyk, Maszyny elektryczne w elektroenergetyce, WN-T, 2005
- [5] L. Micek, R. Nowakowski, M. Zeńczak, Efektywność regulacji napięcia w węźle odbiorczym, Przegląd Elektrotechniczny, 78 (1992), nr 10, 221-223

STAND UND PERSPEKTIVEN DER ANWENDUNG DER SOLARENERGIE AUF SCHIFFEN

W. Zeńczak

Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastow 41, 71-065 Szczecin Pl

wojciech.zenczak@ps.pl

Schlüsselwörter: Schiffsantrieb, Umweltschutz, Solarenergie, Photovoltaik

Zusammenfassung: Im Referat werden der Stand und weitere Perspektiven der Solarenergieanwendung auf Schiffen gezeigt. Auf Basis von ausgewählten Hochseeschiffstypen werden möglichen Kraftstoffsparnissen bei der Anwendung von Photovoltaik zum Stromerzeugung auf Schiffen dargestellt. Wegen der kleinen Antriebsleistung werden für Binnenschiffe besonders gut Hybridantriebssysteme geeignet. Einige Konzepte solcher Systeme werden dargestellt.

1. Einführung

Die Erschöpfung von Erdölvorräten veranlasst zur Suche nach neuen Lösungen für Schiffsmaschinenanlagen, die unkonventionelle Energiequelle darunter auch die erneuerbare Energiequelle ausnutzen. Auch der Umweltschutz spricht für die Abkehr von den traditionellen Schiffskraftstoffen wie Schweröl. Im Vergleich zu den konventionellen Energiequellen sind die erneuerbaren Energiequellen durch kleine Energiedichten gekennzeichnet. Beispielsweise werden die Sonnenenergie durch die Dichte von weniger als $1,33 \text{ kW/m}^2$ und Windenergie von weniger als 3 kW/m^2 charakterisiert, wobei z.B. die Verbrennung von Kohle im Feuerraum gibt den Wert von 500 kW/m^2 . Dieser Merkmal von erneuerbaren Energiequellen und die begrenzte Fläche auf einem Schiff begrenzt auch und erschwert derer Nutzung auf Schiffen. Der technologische Fortschritt in der Anwendung von erneuerbaren Energiequellen auf dem Festland veranlasst jedoch zur Suche nach den Möglichkeiten von ihrem Einsatz auch auf Schiffen.

2. Stand der Anwendung der Solarenergie auf Schiffen

Die Geschichte der Anwendung der Solarenergie auf Schiffen greift zirka 30 Jahre zurück. Bisherige Erfahrungen konzentrierten sich vor allem auf der Anwendung von Solarzellen (PV Modulen) zur Stromerzeugung für Elektromotoren des Haupt- oder Hilfsantriebs von kleinen, hauptsächlich binnenländischen, Freizeitbooten.

Das zurzeit größte Solarschiff der Welt ist Katamaran „MobiCat“. Das Schiff ist 33 m lang, 11 m breit und bietet für maximal 150 Passagieren Platz. Es handelt sich hier um ein Binnenschiff, das auf dem Schweizer Bielersee betrieben wird. Die Solarmodule mit hohem Wirkungsgrad und einer Fläche von 180 m^2 sind auf dem Dach montiert. Die Nennleistung der Solarmodule von 20 kW Spitzenleistung gewährleistet eine Reisegeschwindigkeit von 14 km/h. Als Energiespeicher dienen hochwertige Bleibatterien, welche genügend Kapazität für eine mehrstündige Reise ohne Sonneneinstrahlung, auch in der Nacht, aufweisen [1].

Das zweitgrößte solarelektrisch angetriebene Schiff der Welt ist Solar Sailor. Das ist auch ein Katamaran mit Kapazität von 100 Passagieren und es kam rechtzeitig zu den olympischen Spielen in Sydney im Jahr 2000 zum Einsatz. Es wird im Hafen von Sydney betrieben. Die Länge des Schiffes beträgt 21,5 m. Der Katamaran kann bis zu 6,3 Knoten Geschwindigkeit erreichen, wenn er ausschließlich mit Solarenergie betrieben wird. Im Jahre 2006 wurde Solar Sailor modernisiert und mit einem neuen Leicht- Gewicht – Elektromotor ausgestattet [2]. Eine Besonderheit des Schiffes ist, das es auch die Windenergie nutzt. Das ist möglich durch Aufstellen der Solarzellen in

vertikalen Tragflügeln. Die Solarsegel sind für Windgeschwindigkeiten bis zu 40 Knoten ausgelegt. Bei der Windgeschwindigkeit von 15 Knoten und bei der vollen Sonneneinstrahlung erreicht das Schiff eine Geschwindigkeit von 7,5 Knoten. Es wird als ein Schiff mit dem Hybridantrieb angesehen. Die Schiffsmaschinenanlage wurde auch mit Batterien und einem Dieselnotgenerator ausgerüstet.

Das größte Einrumpfschiff in der Welt ist Alster Sun, das in May 2000 auf dem Alsterfluss in Hamburg in Dienst gestellt wurde. Das Schiff ist 23 m lang und nimmt 120 Passagiere an Bord für Ausflüge und Charter Touren. Der 8 kW Elektromotor gewährleistet eine Geschwindigkeit von 5km/h nur bei Solarstrom. Das Schiff wird außerdem auch mit 80 Batterien ausgestattet.

Außer oben genannten Schiffen werden in der Welt mehrere kleine Boote und Yachten mit dem Elektroantrieb und Solarzellen betrieben. Gemeinsame Merkmale von diesen Schiffen und Booten sind kleine Abmessungen, Betrieb auf den Gewässern praktisch ohne Wellen und geringe Geschwindigkeit, wodurch kleine Leistungsanforderung besteht.

3. Mögliche Anwendung der Solarenergie auf Hochseeschiffen

Die Leistungsanforderung durch den Propeller wächst mit der Geschwindigkeit zur dritten Potenz. Deswegen ist die Anwendung der Solarenergie als einzige Energiequelle für den Schiffsantrieb von Hochseeschiffen unrealistisch. Die Solarmodulen müssten nämlich enorme Flächen aufweisen. Es ist jedoch zweckmäßig die Untersuchung der Möglichkeiten zur Anwendung der Solarenergie auf Schiffen zur Unterstützung der Stromerzeugung für allgemeine Bordzwecke wie auch zur Wärmeproduktion durchzuführen.

Auf den Hochseehandelsschiffen, im Gegenteil zu den kleinen, binnenländischen Fahrgastschiffen, müssen die Solarzellen so eingesetzt werden, dass die Umladung möglich sein wird und dabei keine mechanische Beschädigung von Solarzellen auftritt. Am relativ einfachsten wäre hier die Verteilung von Solarmodulen auf den Massengutfrachten und auf den Stückgutschiffen auf den Lukendeckel des Stauraums. Dazu eignen sich auch die Tankschiffe und eventuell die Schiffe des Ro-Ro Typs mit einer zusätzlich ausgeführten Abdachung. Die Containerschiffe, auf den die Containern über dem Oberdeck geladen werden, eignen sich praktisch nicht zur Anwendung von Solarzellen. Diese Schiffe verfügen über keine freie Fläche.

Für drei Schiffe, die in Stettiner Werft gebaut wurden, wurden die Berechnungen durchgeführt, um zu prüfen, wie viel Elektroenergie von der eventuell eingesetzten Solarmodulen produziert werden könnte. In allen Fällen wurden die Solarmodulen von derselben Produzent genommen. Die wichtigsten Daten des Moduls sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1. Wichtigsten Daten des Moduls von Solar-Fabrik SF 130/2-135 [3]

Nennleistung*	135W
Anzahl Zellen (polykristallin)	36
Spannung ca.	17,94
Leerlaufspannung ca.	21,86 V
Strom ca.	7,52 A
Kurzschlussstrom ca.	8,08 A
Abmessungen (gerahmt)	1491x669 mm
Dicke mit Alurahmen	35mm
Masse mit Alurahmen	12,5 kg
Sturmfestigkeit	bis 130 km/h

*) unter Standard Test Conditions: 1000W/m², 25 °C

Die Berechnungsergebnisse für die ausgewählten Schiffe werden in der Tabelle 2 dargestellt. Die Stromleistung, die von Solarzellen gewonnen wurde, wurde mit dem Elektroenergiebedarf für zwei charakteristische Betriebszustände d.h. während des Stillstands und während der Seereise verglichen.

Tabelle 2. Berechnungsergebnisse für die ausgewählten Schiffe

Schiffstyp	Abmessungen [m]		Elektroenergiebedarf [kW]		Nützliche Fläche für Modulen [m ²]	Gesamtleistung von Solarmodule [kW]	Deckung des Energiebedarfs [%]		Kraftstoffersparnis [kg/h]
	L	B	Reede	See			Reede	See	
Massengutfrachter	125	22,3	294	516	672	83,0	28,2	16	11
Tanker	152,3	24,6	348	651	2304	308,1	88,3	47,3	58
Ro-Ro Schiff	148,6	23,6	363	1380	1817	160,5	44,2	11,7	8

Wie aus der Tabelle folgt, kann die größte Deckung von Elektroenergiebedarf auf dem Tanker erreicht werden. Dieses Schiff hat die größte Fläche, die sich für die Auflegung von Solarzellen eignet. Auf dem Schiff sind auch möglich die größten Kraftstoffersparnisse. Bei den Preisen von Solarzellen von zirka 4- 5 € /Watt und bei der heutigen Kraftstoffpreisen von zirka 350\$/Tonne für IFO 380 beträgt die Zeit der Rückzahlung über 10 Jahre, also die Hälfte der am meisten angenommen Betriebszeit des Schiffes. Die Investition wird jedoch mehr rentabel bei der erwarteten noch höheren Kraftstoffpreisen und senkenden Preisen für die Solarmodule.

Im Bild 3 ist als Beispiel die vorgeschlagene Verteilung von Solarmodulen auf dem Ro-Ro Schiff dargestellt.

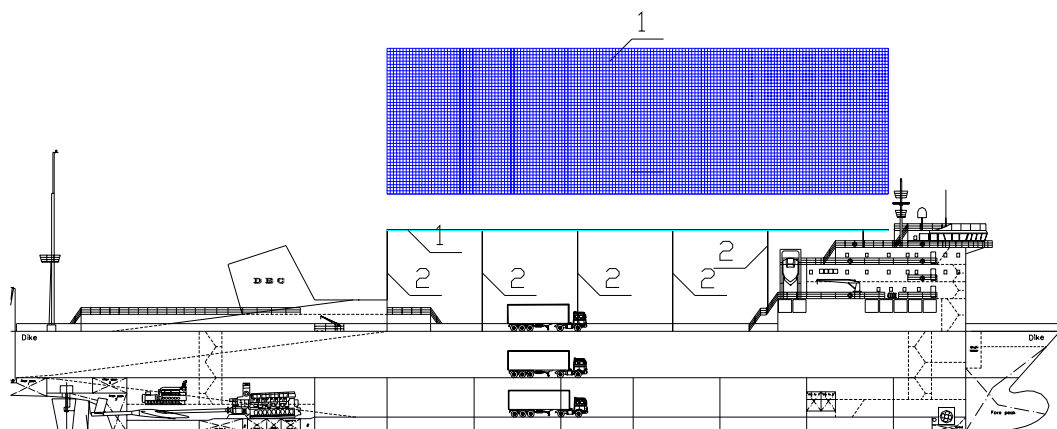


Bild 3. Verteilung von Solarmodulen auf dem Ro-Ro Schiffstyp;
1- Solarmodule, 2- Trägerpfähle

Diese Tendenz kann schon beobachtet werden. Ein gutes Beispiel dafür ist ein Super Eco-Schiff zur Beförderung von PKW „Euphony Ace“ von der Reederei Mitsui O.S.K. Lines (MOL). Das Schiff wurde im Japan von Minami-Nippon Zosen K.K Werft im Jahre 2005 gebaut. Unter mehreren

umweltfreundlichen Anlagen ist das Schiff auch mit Solarzellen von Firma Sanyo ausgerüstet. Die Solarzellen unterstützen am Tag die Stromerzeugung auf dem Schiff.

4. Hybridschiffsantrieben mit Solarmodulen

Mit der Rücksicht auf bestimmte Nachteile von Solarmodulen, wenn sie einzige Energiequelle zum Antrieb des Schiffes darstellen, müssen sie noch über andere Energiequellen verfügen. Die wichtigsten Nachteile von Solarzellen sind kleiner Wirkungsgrad, begrenzte Betriebszeit, hohe Kosten und Ausschalten bei Überbelastung. Aus diesen Gründen sind alle früher beschriebenen Schiffe wie z.B. SolarSailor oder MobiCat mit Dieselhilfsgenerator ausgerüstet. Jedoch der Antrieb von Propeller bei dem Betrieb von Dieselmotor erfolgt in jedem Fall durch den Elektromotor. Dadurch entstehen zusätzliche Verluste bei der Leistungsübertragung vom Dieselmotor über Elektrogenerator zum Elektroantriebsmotor. In der Situation, wo der Einsatz des Schiffes mit Solarmodulen unabhängig vom Wetterbedingungen und der Tages- und Jahreszeit (z.B. als eine Fähre) sein sollte, wird der Dieselgenerator wesentlich öfter benutzt. Es ist vom Vorteil in diesem Fall eine Kopplung des Dieselmotors mit dem Propeller über mechanische Getriebe, weil sie über größeren Wirkungsgrad als Elektrogetriebe verfügt. Dabei können auch bei Bedarf die Batterien geladen werden, da der eingesetzte Elektromotor auch als Generator arbeiten kann. Eine mögliche Lösung ist im Bild 4 dargestellt.

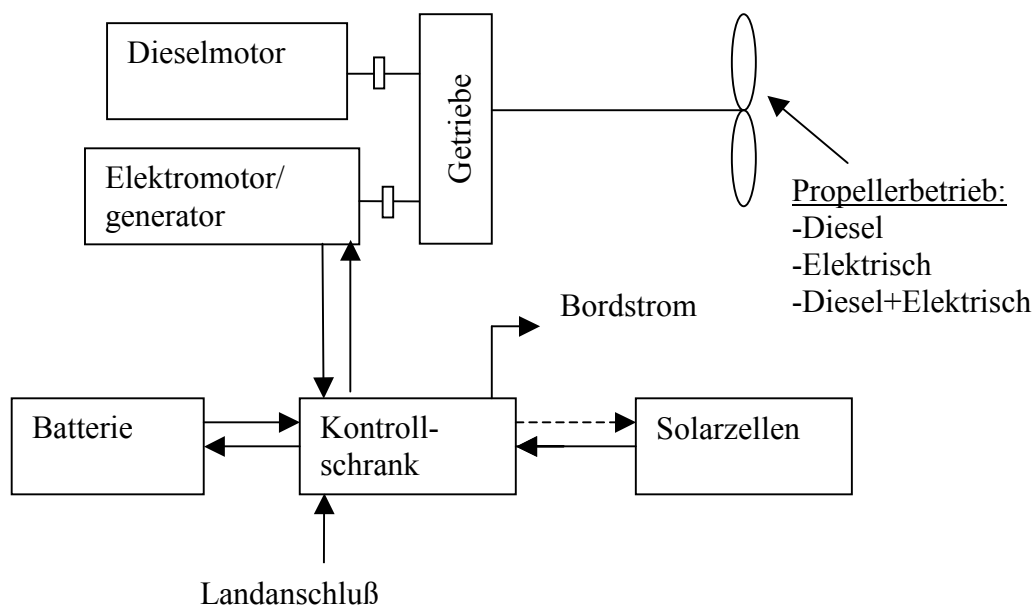


Bild. 4. Konzeption eines Hybridschiffsantriebs kleiner Leistung

Weitere, zukünftige Möglichkeiten bietet noch die Hybridisierung von Energiequellen auf solchen Schiffen durch den Einsatz von Brennstoffzellen.

5. Zusammenfassung

Die vorgestellten Ergebnisse der eigenen Berechnungen wie auch Beispiele von gebauten Solarschiffen zeigen, dass weitere Untersuchungen durchgeführt werden sollen. Auf den Hochseeschiffen soll der Solarstrom hauptsächlich für verschieden Bordbedürfnisse Anwendung finden. Besonders begründet ist dagegen weitere Entwicklung von Solarschiffantrieben für

Binnenschiffe. Wegen der kleinen Antriebsleistung kann der Anteil von Solarenergie beim Betrieb dieser Schiffe hoch sein.

Eine andere Möglichkeit der Ausnutzung von Solarenergie auf Schiffen wird durch die Anwendung von Sonnenkollektoren für die Vorbereitung von Heißwasser gegeben. Die, durch den Autor durchgeführte Berechnungen zeigen jedoch, dass zum Gewinn von 200 kW zugeführten im Heißwasser Wärmestrom, die Kollektoren mit einer Fläche von zirka 316 m² benötigt würden. Der Aufwand wäre in diesem Fall zu hoch im Vergleich zu dem erwarteten Gewinn. Solcher Wärmestrom reicht z.B. zur Erzeugung von zirka 300 l/h Frischwasser in einem Frischwassererzeuger aus. Am meisten wird jedoch zu diesem Zweck die Wärme vom Motorkühlwasser, die der Bedarf gewöhnlich überschreitet, ausgenutzt.

Man muss aber immer daran denken, dass jede Watt der Elektroenergie, der von der Sonne gewonnen wird, spart den Kraftstoff und vermindert die CO₂ Emission.

Referenzen

- [1] Minder R., Vollenweider J.: MobiCat- das zurzeit grösste Solarschiff der Welt, Bulletin SEV/AES 9/2004
- [2] Bertram V.: Solar- Katamaran mit Hybridantrieb, Schiff& Hafen, 2/2007
- [3] www.solarfabrik.de

Verzeichnis der Autoren

<i>Ahlhaus, Matthias</i>	144	<i>Lehmann, Jochen</i>	34, 98
		<i>Linnemann, Jörg</i>	132
		<i>Luschtinetz, Ortrud</i>	34
<i>Banemann, Dirk</i>	84	<i>Luschtinetz, Thomas</i>	34, 123
<i>Barz, Mirko</i>	144	<i>Lymberopoulo, N.</i>	138
<i>Blum, Ludger</i>	55		
<i>Borsukiewicz-Gozdur, Aleksandra</i>	115		
<i>Brinkmann, Torsten</i>	18	<i>Machens, Christian</i>	72
<i>Brüser, Volker</i>	6, 67	<i>Miege, Andreas</i>	34, 123
		<i>Müller, Reinhard</i>	76
<i>Clemens, Wulf</i>	18		
<i>Crotogino, Fritz</i>	11	<i>Nelles, Michael</i>	84
		<i>Niezgoda, Henryk</i>	29
		<i>Nowak, Władysław</i>	91, 115
<i>de Haart, L.G.J.(Bert)</i>	18, 55		
<i>Dengel, Andreas</i>	18, 28, 55		
<i>Dörr, Heinz-Kurt</i>	55	<i>Peters, Roland</i>	55
		<i>Plantikow, Ulrich</i>	98
<i>Eliasz, Jacek</i>	29		
<i>Engler, Nils</i>	84	<i>Rackwitz, Axel</i>	76
		<i>Ramhold, Dietmar</i>	84
<i>Friedrich, Eberhard</i>	62		
<i>Fritz, Thomas</i>	84	<i>Schlegel, Mathias</i>	103
		<i>Schmuhl, Andreas</i>	6, 67
		<i>Schöne, Harald</i>	108
<i>Gamallo, Florencio</i>	34	<i>Seus, Herbert</i>	6
<i>Garche, Jürgen</i>	42	<i>Sponholz, Christian</i>	34
<i>Groß, Bodo</i>	55	<i>Stachel, Aleksander A.</i>	91, 115
		<i>Steffenhagen, Birgit</i>	123
		<i>Steinberger-Wilckens, Robert</i>	132
<i>Hamelmann, Roland</i>	11,60		
<i>Hoting, Björn</i>	18		
<i>Huß, Rainer</i>	98	<i>Tse, Man-Kin</i>	67
		<i>Türker, Burak</i>	132
		<i>Tzamalıs, G</i>	138
<i>Jahn, Matthias</i>	62		
<i>Jobst, Karin</i>	62		
<i>Jopp, Ryszard</i>	29	<i>Vagt, Marcus</i>	103
<i>Junge, Henrik</i>	6, 67	<i>Varkarak, E</i>	138
		<i>Vogel, Telse</i>	144
<i>Kanswohl, Norbert</i>	103		
<i>Kimmerle, Klaus</i>	55	<i>Zeńczak, Michał</i>	148
<i>Körner, Hans-Michael</i>	6	<i>Zeńczak, Wojciech</i>	154
		<i>Zouliá, E</i>	138



Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund

Zentrale
Fon +49 3831 455
Fax +49 3831 456680
www.fh-stralsund.de

