

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2003**

Jochen Lehmann und Wolfgang Beckmann (Hrsg.)

10. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 6.-8. November 2003

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

Herausgeber: Prof. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann Jochen.Lehmann@fh-stralsund.de
Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Beckmann Wolfgang.Beckmann@fh-stralsund.de

© 2003 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZVD

ISBN 3-9807963-6-1

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

Vorwort	5
<i>Ludger Blum, Andreas Dengel, Heinz-Kurt Dörr, L.G.J. de Haart, Klaus Kimmerle, Martin Wolf</i> Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas	6
<i>Rolf August Brand, Hans Hofmann</i> Ein neuartiger Druckelektrolyseur der MW-Leistungsklasse	11
<i>Roberto C. Dante, Silvia Armenta, Monica Gutierrez, José Celis</i> Photobioproduction of hydrogen with <i>Chlamydomonas reinhardtii</i> in stress conditions	16
<i>Jacek Elias, Ryszard Jopp</i> Die ganzheitliche Energie- und umwelttechnische Bewertung eines klassischen Durchfluss-Wasserkraftwerkes	32
<i>Bodo Groß, Wolfgang Beckmann, Michael Brand, Ralf Hiller, Klaus Kimmerle</i> Regenerative Energieversorgung der INA Insel Vilm	36
<i>Friedrich Haas, Jochen Lehmann, Ortrud Luschtinetz, R. Scheffler</i> Das Wasserstoff-Sauerstoff-Projekt in Barth	41
<i>Ali Hamzeh</i> Present and future of the wind electricity market in Syria	44
<i>Marco Klemm</i> Die katalytische partielle Oxidation – ein neues Verfahren zur Entteerung von Holzgas	49
<i>Matthias Klingner, M. Matoušek</i> Hybride Antriebstechnik in intermediären Transportsystemen	54
<i>Tomasz Kujawa, Abdelmajid Ghannouchi</i> The analysis of the work of a geothermal heat plant with quantity – quality governing	59
<i>Harald Lohner</i> Konzept einer autarken Energieversorgung für die Stadt Wilhelmshaven	67
<i>Herbert Müller</i> Innovative energietechnische Lösungen der klassischen Energietechnik für eine effektivere Nutzung erneuerbarer Energien	72
<i>Reinhard Müller</i> Wärme- und Elektroenergie eines Niedrighauses zu 50% durch regenerative Energie	78

<i>Władysław Nowak</i> Ein untertägiger, geschlossener, geothermischer Wärmetauscher für die Gewinnung der geothermischen Energie	79
<i>Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel</i> Die mit den Erdwärmesonden integrierten Wärmepumpen – aktueller Stand in Polen	91
<i>Mathias Rachau, Ortrud Luschtinetz</i> Messungen an Einzelfolien eines Brennstoffzellenstacks zur Leistungsbetrachtung nach 3-jährigem Betrieb	99
<i>Agnieszka Rogowska</i> Study of absorption cycle utilizing geothermal energy resources	109
<i>Bernd Rohland, Stefan Möller</i> Brennstoffzellen zur Nutzung regenerativer Energiequellen	121
<i>Sigurd Schulien</i> Geräte für die Wasserstofftechnik	126
<i>Erico Spinadel, G. Baroldi, J. Aguirre, Florencio Gamallo</i> Proposal of an isolated wind-hydrogen system for the Martin Garcia Island	139
<i>Christian Sponholz, Frank Menzl, Thomas Luschtinetz</i> Erfahrungen mit PEM-Brennstoffzellen	145
<i>Klaus Stolzenburg, Robert Steinberger-Wilckens, Errikos Kalyvas</i> Usage of hydrogen: present and future markets	150
<i>Hans Vock</i> Hochdruckwasserstoff mittels PEM Elektrolyse	160
<i>Michael Wenske</i> Wasserstofftankstellen und Notstromsysteme auf der Basis von Elektrolysewasserstoff	167
<i>Reinhold Wurster</i> General Motors Well-to-Wheel Studie – Ergebnisse und Schlüsse	193
<i>Wojciech Zeńczak, R. Michalski, T. Jastrzębski</i> Conceptions of push-boat power plant with fuel cells	204
<i>Katarzyna Zwarycz</i> Various mathematical models of the temperature field in the ground thermal energy storage with vertical borehole	209

V o r w o r t

Zehn Jahre Stralsunder Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ – zehn Jahre Präsentation von Ergebnissen nationaler und internationaler Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet eines neuen Technologiebereichs mit mittelfristig hohem Wachstumspotenzial. Zehn Jahre im Nordosten Deutschlands Präsentation von Pilot- und Demonstrationsprojekten, Erfahrungsaustausch, Anregung zu Kooperationen und Projekten, Wissensvermittlung und –vertiefung, Beiträge zur Erhöhung der Akzeptanz regenerativer Energieträger und neuer Energiewandler sowie Verfahren zur Kraft- und Wärmeerzeugung.

Die Veranstalter, die Fachhochschule Stralsund und seit zwei Jahren auch die Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern danken allen Referenten und Teilnehmer für ihre Beiträge, die zum erfolgreichen Gelingen und zur ständigen Erhöhung der Attraktivität des Symposiums beigetragen haben.

Herzlicher Dank gilt den Förderern für die Unterstützung bei der Vorbereitung und Durchführung der Symposien.

Die Nutzung regenerativer Energiequellen zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie zur Sicherung der Mobilität ist eine globale Aufgabe. Zur Erfüllung dieser Aufgabe stellt die Bildung von Netzwerken aus Verbraucher, Wissenschaft, Industrie und Politik eine Voraussetzung dar. Nur so werden neue, industrielle Wachstumskerne entwickelt, der Klimaschutz und die Schonung der Energieressourcen gesichert, potenzielle globale und regionale Märkte bereitet sowie nachhaltige Arbeitsplätze geschaffen.

Die klimatischen Auswirkungen eines zunehmenden Kohlendioxidgehalts der Erdatmosphäre und das vorrangig daraus resultierende wachsende Interesse an erneuerbaren Energieträgern treiben diese Entwicklung in den letzten Jahren stärker voran.

Die Substitution fossiler Brennstoffe erfordert Vorkommen an ökologisch vorteilhaften Energieträgern. Die regionalen Bedingungen können aufgrund des spezifischen Energiebedarfs und der geographischen Lage sehr unterschiedlich sein. Deshalb bieten sich zur Nutzung der regional verfügbaren regenerativen Energieträger vor allem dezentrale Systemlösungen an. Das instationäre Angebot an regenerativen Energien erfordert eine Energiespeicherung. Hier bietet sich insbesondere der Wasserstoff als Sekundärenergieträger an. Gegenwärtig ist Wasserstoff teurer als fossile Brennstoffe. Deshalb ist die Entwicklung von Energiewandlern mit hohem Wirkungsgrad erforderlich. Die Brennstoffzelle (BZ) bietet ein großes Potenzial. Die Brennstoffzellenentwicklung wird international insbesondere durch Automobil- und Mineralölkonzerne, Energieversorgungsunternehmen, Heizungsfirmen, Hersteller portabler Geräte und BZ-Komponentenhersteller mit hohem Aufwand vorangetrieben

Die Optimierung der Stacktechnologie und der erforderlichen Materialien mit dem Ziel, die Lebensdauer von herkömmlichen Energiewandlern und die leistungsspezifischen Investitions- und Betriebskosten zu erreichen, bestimmen neben den Möglichkeiten der Brennstoffauswahl und -zuführung weitestgehend die Chancen einer Markteinführung.

Das 10. Symposium leistet einen Beitrag zur Erhöhung der Nutzung regenerativer Energien und zur Entwicklung der Wasserstofftechnologie

Besonderer Dank gilt den Referenten für die aktuellen Beiträge.

Ich wünsche allen Beteiligten Selbstvertrauen und Vertrauen bei der weiteren Strategieentwicklung und ihrer Realisierung, Gesundheit und viel Erfolg.

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Beckmann

Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern e.V.

Vorstandsvorsitzender

PILOTBETRIEB EINER SOFC MIT GRUBENGAS

²L. Blum, ¹A. Dengel, ¹H. Dörr, ³B. Groß, ²L.G.J. de Haart, ³K. Kimmerle und ¹M. Wolf

¹ SaarEnergie GmbH St. Johanner Straße 101, D-66115 Saarbrücken

² Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

³ Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Grubengas, Mikroreaktor, Vorreformer, SOFC

Zusammenfassung:

Die erstmalige Nutzung von natürlichem Grubengas mittels eines 1-2 kW_{el} SOFC Zellenstapels innerhalb des europaweit einzigartigen Grubengasverbundnetzes im Saarland mit einer Länge von insgesamt 110 km ermöglicht der Firma SaarEnergie GmbH den Einstieg in die dezentrale Stromerzeugung mittels Brennstoffzellentechnik. Das stets vorhandene und somit erheblich klimarelevante Grubengas wird gaschromatographisch analysiert und die zeitlich stark schwankende Konzentration an Methangas im Bereich 30-90% aufgezeichnet. Als Funktion der Grubengasqualität wird das Betriebsverhalten der gesamten Verfahrenskette, von der Gasgewinnung, der Vorreformierung bis hin zur Energiewandlung in der SOFC messtechnisch erfasst, analysiert, ausgewertet und dokumentiert. Erste Projektergebnisse des bis Anfang 2005 laufenden Vorhabens werden präsentiert und zur Diskussion gestellt.

1 Einleitung

Die SaarEnergie GmbH (SE) führt gemeinsam mit den Partnern FZ Jülich und dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme das Forschungsvorhaben „Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas“ durch. Das Projekt ermöglicht SE den Einstieg in die dezentrale Stromerzeugung mit dem Nahziel, das vorhandene klimarelevante Grubengas über den Weg der Brennstoffzelle effizient in Strom und Wärme zu wandeln. Durch die **umweltfreundliche und innovative Verwertung des regenerativen Brennstoffes Grubengas** ist ein Image- und Know-how Gewinn für SE und die Region verbunden. Das gewonnene Know-how kann vielfach eingesetzt werden, z. B. zur Heranführung und Schulung der eigenen Mitarbeiter an die neue Technik. Weiterhin können die gewonnenen Erkenntnisse leicht auf andere Schwachgase wie beispielsweise Bio-, Klär- oder Deponiegas und deren energetische Nutzung übertragen werden. Als Fernziel werden die Ansiedlung eines Brennstoffzellenherstellers im Saarland und die enge Zusammenarbeit mit den mittelständischen Saarländischen Zulieferbetrieben gesehen. Die erste Vorhabensphase soll dazu die Initialzündung geben.

Phase 1: Das Vorhaben beinhaltet in der ersten Phase die Weiterentwicklung eines Vorreformers zum Betrieb einer SOFC mit Grubengas sowie den Aufbau einer entsprechenden Pilotanlage zum Test eines SOFC Stacks im kW-Bereich.

In seiner zweiten und dritten Phase beinhaltet das Vorhaben die folgenden Ziele, wobei diese **erst bei erfolgreichem Abschluss** der ersten Phase als Folgevorhaben beantragt und **bei Erfolg begonnen** werden sollen.

Phase 2: Integration eines 20 – 50 kW_{el} SOFC Demonstrators in das SaarEnergie Stromnetz und das Fernwärmenetz des Schwesterunternehmens SFW als Beispiel einer dezentralen Energieversorgung

Innerhalb der Projektphase zwei soll die Saarländische Zulieferindustrie [1] in das Projekt einbezogen werden, insbesondere bei der Weiterentwicklung der Pilotanlage hin zu größeren Leistungen.

Phase 3: Ansiedlung von Unternehmen aus den Bereichen Brennstoffzellen(BZ)-Technologie, BZ-Komponenten und/oder BZ-Systemen am Standort Saarland

Die dritte Phase wird zeitversetzt zur zweiten Phase parallel begonnen.

Im Folgenden werden die technischen und wissenschaftlichen Inhalte und Ziele der ersten Projektphase näher beschrieben.

Die technischen Inhalte und Ziele der **ersten** Vorhabensphase sind:

- die Weiterentwicklung eines geeigneten Vorreformers zur Nutzung von Grubengas in einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC)
- die erstmalige Nutzung von Grubengas am Beispiel eines 1-2 kW_{el} SOFC Zellenstapels (Stacks) innerhalb des Grubengasverbundnetzes der SE
- die Beurteilung des Betriebsverhaltens der Hochtemperaturbrennstoffzelle, welche hier erstmals mit Grubengas bei stark schwankender Zusammensetzung (Methangehalt 30-90%) betrieben werden soll
- Entwicklung einer entsprechenden Anlagenregelung
- das Sammeln von Betriebserfahrung, Voraussagen des zu erwartenden Aufwandes für die Wartung sowie das Gewinnen von Erkenntnissen über Fehlersuche und deren Behebung
- das Sammeln von Know-how im Bereich Schwachgasnutzung

Die wissenschaftlichen Inhalte und Ziele der **ersten** Vorhabensphase sind:

- Erstellung und Aufbau einer messtechnischen Instrumentierung insbesondere für den Vorreformer um Eigenschaften wie Langzeitverhalten, Dynamik, Alterung, Antwortverhalten zu erfassen
- Auf der Basis der ermittelten Messdaten Erstellung eines Modells für den Vorreformer zur weiteren Optimierung
- Im Vergleich zum eingesetzten Vorreformer Auslegung möglicher alternativer Vorreformer einschließlich Prüfung auf Eignung bei Einsatz von Grubengas bzw. anderer ähnlicher Schwachgase

2 Theorie

Die Grubengasabsaugung und -verwertung ist seit dem 01.01.2002 ein Fachbereich des Unternehmens SE. Unter dem Dach der Saarbergwerke AG, der Rechtsvorgängerin von SE, wurde und wird seit den 70er Jahren des vergangenen Jahrhunderts im Fachbereich Grubengasabsaugung und -verwertung eine Infrastruktur aufgebaut, um energieärmere Gase wie Grubengas, Konvertergas und Kokereigas für die rationelle Energieerzeugung optimal nutzbar zu machen.

Grubengas ist brennbar, explosiv und klimaschädlich und stellt von daher sowohl eine Gefahr für die Arbeit unter Tage als auch eine Gefahr für das globale Klima dar und wird deshalb gezielt abgesaugt und wirtschaftlich genutzt.

Grubengas-Verbundnetz

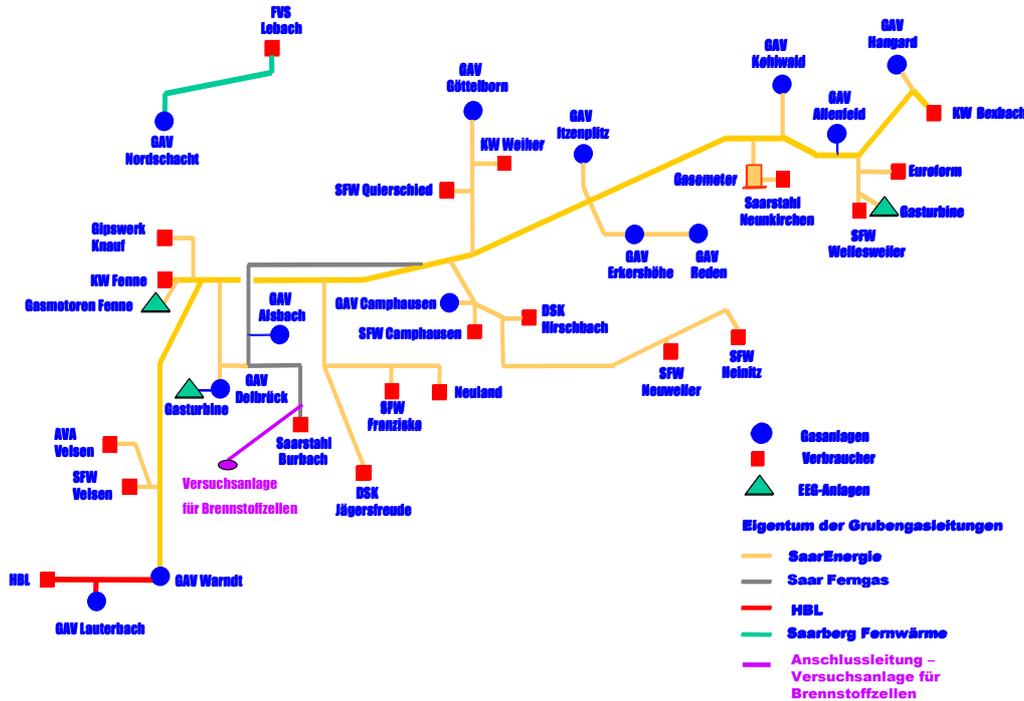


Bild 1: Grubengasverbundnetz der SaarEnergie GmbH [2]

Die Zusammensetzung des saarländischen Grubengases, welches praktisch schwefel- und halogenfrei vorliegt, schwankt für die sechs enthaltenen Hauptkomponenten im Wesentlichen zwischen folgenden Werten:

30 - 90 Vol-% CH ₄ ,	0,1 - 10Vol-% O ₂ ,	3 - 55 Vol-% N ₂ ,
2 - 8 Vol-% CO ₂	0,3 - 1Vol-% C _x H _x	2 - 300 ppm CO

Eine effektive Nutzung des Grubengases wird durch den diskontinuierlichen Anfall, die stark variierende Qualität und die schwankende Nachfrage erschwert. Daraus ergibt sich für SE eine komplexe Optimierungsaufgabe. Industrielle Kunden wie die Stahlindustrie oder Heizwerke, die auf den Einsatz von Grubengas angewiesen sind, werden vorrangig beliefert. Überschüssige Mengen werden von SE in Kraftwerken am Standort Völklingen-Fenne eingesetzt. Die Verwertung des Grubengases zur Elektrizitätserzeugung läuft über unterschiedliche Verfahrensalternativen:

- Direktverwertung im Dampferzeuger
- Einsatz in geeigneten Gasturbinen
- Einsatz in Gasmotoren

Ergebnis ist ein Verwertungsgrad von über 90 % des mit ausreichender Qualität anfallenden Grubengases. Jährlich werden im Saarland 300 Millionen Normkubikmeter verwertbares Grubengas abgesaugt mit einer durchschnittlichen Methangasqualität von 50 %. Um den Verwertungsgrad weiter zu erhöhen und an der neusten technischen Entwicklung der Brennstoffzellentechnik teilzuhaben, soll zukünftig Grubengas in Brennstoffzellen direkt in elektrische und thermische Energie umgewandelt werden.

Dazu bietet sich eine enge Kooperation mit dem FZ Jülich und der dort entwickelten SOFC Brennstoffzelle an. Das in Jülich entwickelte Substratkonzept unterscheidet sich vom bisher üblichen planaren Konzept vor allem durch das Dickenverhältnis von Elektrolyt zu Anode. Aufgrund der notwendigen mechanischen Stabilität muss eine der Schichten über eine gewisse Mindestdicke verfügen. Im klassischen Konzept ist die tragende Schicht der Elektrolyt mit einer Dicke von etwa 150 bis 200 μm , die nur 50 μm dicken Elektroden sind auf beiden Seiten aufgebracht. Das Jülicher Konzept weist der 1-2 mm dicken Anode die Rolle der mechanisch tragenden Schicht zu. Hierauf befindet sich die nur ca. 5 -10 μm dicke Elektrolytschicht, auf der wiederum die etwa 50 μm dicke Kathode aufgetragen wird.

Die durch die vergrößerte Substratdicke bewirkte erhöhte mechanische Festigkeit gestattet die Produktion von Zellen mit größerer Fläche. Die Fläche der im FZJ hergestellten Zellen konnte in den vergangenen Jahren von 5x5 cm^2 auf 25x25 cm^2 gesteigert werden, bei gleicher Qualität hinsichtlich der Leistungsdichte (0,9 A/ cm^2 bei 0,7 V und 800°C), der Gasdichtigkeit sowie der Ebenheit der Zellen. Die dünnere Elektrolytschicht erlaubt einen Betrieb bei einer niedrigeren Temperatur (< 800°C im Vergleich zu ca. 850°C - 950°C bei herkömmlichen Systemen), was die Verwendung standardmäßiger und damit kostengünstiger Werkstoffe im System gestattet [3].

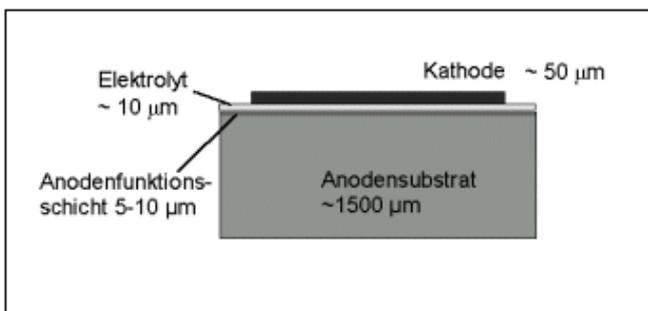


Bild 2a) SOFC-Zelle nach dem Jülicher Substrat-Konzept

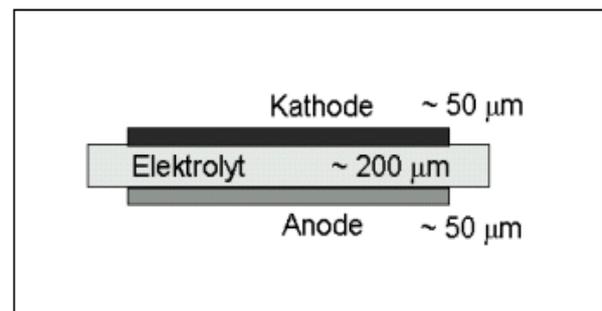


Bild 2b) SOFC-Zelle mit tragendem Elektrolyten

Die Einzelzellen werden in einem Stack durch Interkonnektoren miteinander verbunden. In diesem Bereich hat das FZJ Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur Dichtigkeit der Gesamtkonstruktion, zur Kontaktierung, zur Langzeitstabilität der elektrochemischen Performance sowie zu kostengünstigen Fertigungstechnologien geleistet. Der bis heute entwickelte SOFC- Stack des FZJ zeichnet sich durch die Verwendung großflächiger, ebener Anodensubstratzellen mit Zellabmessungen von 20x20 cm^2 , durch metallische Interkonnektoren sowie durch die Verwendung von Glaslot für die Abdichtung aus.

3 Experimente

Die Untersuchungen beginnen am ehemaligen Kraftwerksstandort Luisenthal mit Einbindung und Anschluss einer Gasdruckregelstation an das vorhandene Grubengasverbundnetz. In der Maschinenhalle des ehemaligen Kraftwerksstandort Luisenthal wird daran die Versuchsanlage, bestehend aus einem Vorreformerteststand und nachgeschaltetem Brennstoffzellenteststand, angeschlossen. Dazu kommen entsprechende messtechnische Einrichtungen, Datenerfassung und Sicherheitseinrichtungen.

Projekt vorbereitend wird am Standort Luisenthal das vorhandene Grubengas gaschromatographisch über einen Zeitraum von mindestens drei Monaten, hinsichtlich seiner Zusammensetzung, analysiert. Parallel dazu wird untersucht, wie sich die Explosionsgrenzen des Grubengases unter den geplanten Reformierbedingungen verhalten. Zu diesem Zweck wurde eigens ein Mikroreaktor von IZES, siehe Abbildung 3, geplant und entworfen [4].

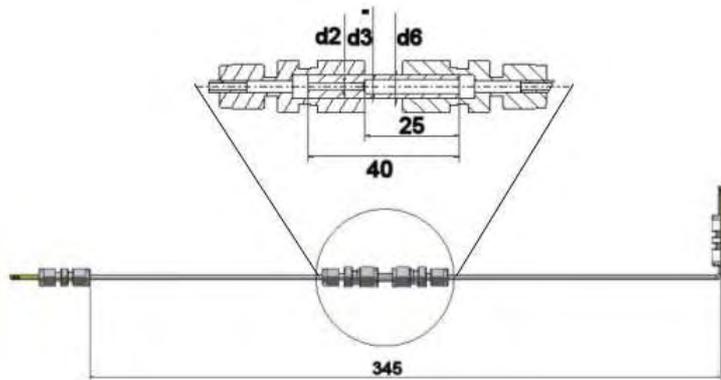


Bild 3: Aufbau des Mikroreaktors [4].

Der Reaktordurchmesser wurde möglichst klein gewählt, um ein großes Oberflächen/Volumen-Verhältnis zu erreichen und damit die Ausbreitung von evtl. auftretenden Explosionen zu vermeiden. Der Aufbau ist relativ einfach, der rechte und der linke Teil bestehen aus einer 3 mm AD Swagelock-Kapillare. Der Mittelteil, der den Katalysator enthält (max. Katalysatormenge: ca. 25 mg je nach Dichte) besteht aus einer Kapillaren mit 6 mm AD, der Innendurchmesser verjüngt sich von 3 auf 2 mm. Bedingt durch diese Geometrie wird nur eine winzige Menge Quarzwolle zur Fixierung des Katalysators benötigt und damit der Gasfluss nicht beeinträchtigt.

4 Resultate

Der Projektbeginn sollte ursprünglich im Juni 2003 liegen. Dieser Termin konnte jedoch aufgrund noch nicht erfolgter Bewilligung des Vorhabens durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) nicht eingehalten werden. Erste Resultate werden nach Freigabe der entsprechenden Projektmittel durch das BMWA ab Oktober 2003 zu erwarten sein.

5 Referenzen

- [1] B. Groß und K. Kimmerle: *Marktsegment Brennstoffzelle: Eine Chance für die Saarländische Wirtschaft*, Informationsbroschüre zum Workshop; ISBN 3-9808144-1-6, Saarbrücken 2001
- [2] P. Fuchs, P. Nützl, *Grubengas an der Saar*, Vortrag im Rahmen der Grubengastage 2003 in Oberhausen
- [3] L. Blum, L. G. J. de Haart, I. C. Vinke, D. Stolten, H. P. Buchkremer, F. Tietz, G. Blaß, D. Stöver, J. Rimmel, A. Cramer, R. Sievering: *Planar anode substrate type SOFC kW-class stack development*, Proceedings Fifth European SOFC Forum, ed. J. Huijsmans, 2002, Vol. 2, 784
- [4] T. Wolter, Dissertation, Universität des Saarlandes, 2002

Ein neuartiger Druckelektrolyseur der MW-Leistungsklasse

R.A. Brand und H. Hofmann

MTU-Friedrichshafen GmbH, Ludwig-Bölkow-Allee, Tor 2, D-85521 Ottobrunn
hans.hofmann@mtu-online.de

Schlüsselwörter: Alkalische Druckelektrolyse, H₂-Tankstelle, Norsk Hydro, GHW mbH, regenerativ erzeugter Wasserstoff, load leveling Pressure-Modul-Electrolyser (PME), Synfuel, Chorenfuel

Zusammenfassung:

MTU-Friedrichshafen GmbH und Norsk Hydro Electrolyser AS entwickeln gemeinsam in der GHW mbH einen neuartigen Druckelektrolyseur für den MW-Leistungsbereich, den **Pressure-Modul-Electrolyser (PME)**. Die Arbeiten werden gefördert im Rahmen des Hystruc-Programmes der EU. Aufbauend auf den Erfahrungen mit eigenen Elektrolyseuren, dem alkalischen Druckelektrolyseur im Solar-Wasserstoff-Bayern Projekt (SWB) und dem 450 KW Druckelektrolyseur an der Wasserstofftankstelle des Flughafens München, wurde ein völlig neuartiger, integrierter, alkalischer Druckelektrolyseur in Modulbauweise konzipiert. Es wird z.Z. ein Prototyp mit 0,8 m² aktiver Zellfläche und 500 KW Leistung gebaut, dem ein **PME**-Elektrolyseur mit 2,2 m² Zellfläche im Megawattbereich folgen wird. Das Prinzip wurde bereits anhand eines 2,2 m² Strömungsmodells geprüft. Der **PME**-Elektrolyseur ist extrem kleinbauend und speziell für den Energiemarkt an Tankstellen, Windparks und für das Energiemanagement als zusätzliches Bindeglied zum öffentlichen Stromnetz gedacht.

GHW - Hochleistungselektrolyseure

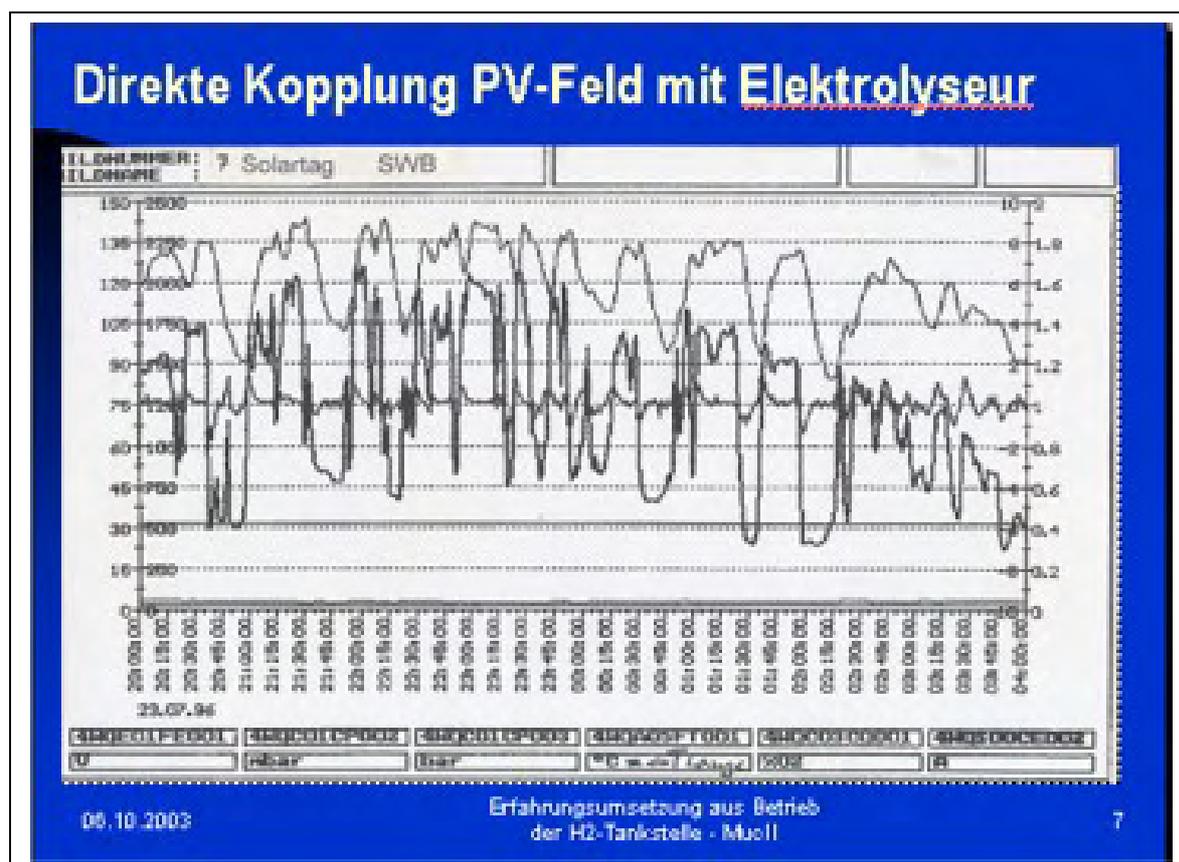
Die GHW entwickelt und baut seit 1989 alkalische Hochleistungselektrolyseure für den künftigen Energiemarkt [1]. Dabei lagen die Schwerpunkte von Anfang an auf der Erzielung möglichst hoher Energiedichten bei hohem Wirkungsgrad [2], dem vollautomatischen Betrieb sowie der guten Eignung der Anlagen für das Energiemanagement an öffentlichen Tankstellen und für alle regenerativen Energieerzeugungsanlagen (Wind, Photovoltaik, Wasserkraft und Erdwärme). Spezieller Focus ist das load leveling und die Frequenzstabilisierung (Stichwort Momentanreserve) des elektrischen Netzes. Mit jetzt über 5% Anteil an der Elektrizitätserzeugung stößt die Windenergienutzung deutlich an Grenzen der Kompatibilität mit dem Stromnetz. An dieser Stelle wird die Elektrolyse als ein tragender Baustein einer künftigen, nachhaltigen H₂-Wirtschaft dringend benötigt [3].

Warum alkalische Elektrolyse? Nur die alkalische Elektrolyse besitzt die nötige Ressourcensicherheit der Werkstoffe, nur sie kann auch ohne die teuren und in der Verfügbarkeit stark limitierten Edelmetalle, wie bei der PEM-Elektrolyse benötigt, auskommen. Das Scale Up zu MW-Anlagen ist bereits Stand der Technik, wie uns die vielen Altanlagen von Norsk Hydro, Lurgi, Stuart, Demag-Davy-Bamag etc. in Assuan, im Glomfjord und anderswo zeigen. Darüberhinaus bietet die alkalische Druckelektrolyse den Vorteil einen großen Teile der Kompressionsarbeit selbst zu leisten. So beträgt der Energiebedarf für die Kompression durch Elektrolyse von 0 auf 1000 bar nur 0,316 kWh/Nm³ H₂, nach der Formel $E(\text{rev.}) = \frac{3}{4} RT/F \ln P/P_0$. Der völlige Wegfall des Kompressors wäre ein nützliches investitions- und betriebskostensparendes Ziel. Bei den 30 bar Druck der GHW Elektrolyseure fallen bereits die ersten beiden Kompressionsstufen weg und der Druck reicht

auch für die Verflüssigung des Wasserstoffes aus.

Positive Erfahrungen in der direkten Kopplung Elektrolyse - Solarenergie und Elektrolyseur als Regelglied des öffentlichen Stromnetzes

Die direkte und indirekte Kopplung eines GHW 30 bar Druckelektrolyseurs mit einem 450 kW-Photovoltaikfeld konnte im Solar-Wasserstoff-Projekt Bayern (SWB) in Neunburg vorm Wald über 5 Jahre erfolgreich demonstriert werden. Einen Leistungstagesverlauf von erzeugter und in Wasserstoff umgewandelter Energie zeigt das Diagramm 7. Die Kurven sind von oben nach unten: die mittlere Zellspannung in Volt, Skala 4, Ordinate ganz rechts, der Blockstrom in Ampere, Skala 2, linke Ordinate, der Differenzdruck zwischen Anoden und Katodenteil des Zellenblockes ist die mittige Kurve in mbar. Der Differenzdruck bleibt immer kleiner +/- 2 mbar, Ordinate 3 rechte Seite. Ferner die Gasreinheit des erzeugten Sauerstoffes er enthält konstant ca. 0,42 Vol% Wasserstoff und die Gasreinheit des erzeugten Wasserstoffes, er enthält konstant ca. 0,03 Vol% Sauerstoff. Hier gilt die gleiche Skala 3 wie für die Zellspannung, rechte Seite. Die Betriebstemperatur, erste Skala 0 - 150 °C ist nicht mit aufgetragen, die mittlere Betriebstemperatur betrug 120°C und der Betriebsdruck 30 bar. Bild 8 zeigt den typischen GHW - Druckelektrolyseur der 1. Generation, wie er für die SWB und auch für die H₂-Tankstelle am Flughafen München eingesetzt wurde und wird.



Das Beispiel des Einsatzes eines GHW-Druckelektrolyseurs zur Stromnetz-Frequenzregelung ist in Diagramm 10 gezeigt. Normalbetrieb ist bei 50,0 Hz, bei 49,8 Hz gilt Störungsbetrieb, d.h. Zuschalten von Erzeugerleistung oder Abschalten von abwerfbarer Last ist nötig [4], in diesem Falle Herunterfahren des Regelektrolyseurs. Wenn in Ballungsräumen genug Tankstellenelektrolyseure in Betrieb sind, so können diese auch zur Netzregelung verwendet werden und somit die Momentanreserve der Kraftwerke minimieren. Alleine aus dem Momentanreservebereich der Kraftwerke könnten in Deutschland ca. 3 Mio. Fahrzeuge mit

Wasserstoff versorgt werden. Hinzu kommt, daß die substituierte Momentanreserveenergie besonders preisgünstig zur Verfügung steht.

GHW – 100 KW Druckelektrolyseur

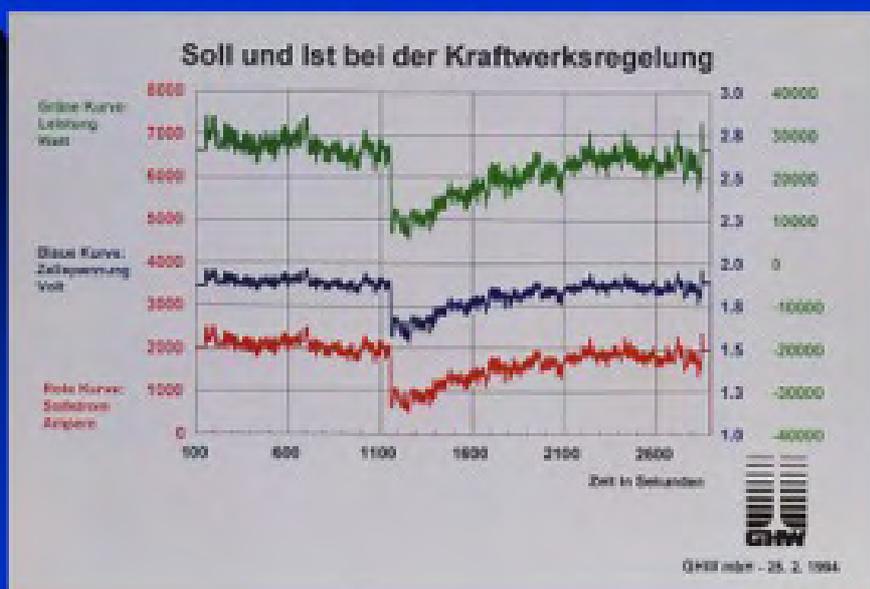


06.10.2003

Erfahrungsumsetzung aus Betrieb
der H₂-Tankstelle - Mücell

8

Frequenzregelung im Stromnetz



06.10.2003

Erfahrungsumsetzung aus Betrieb
der H₂-Tankstelle - Mücell

10

Kritikpunkte an den bisherigen GHW-Druckelektrolyseuren der 1. Generation

Druckelektrolyseure sind generell empfindlich gegen eine Vielzahl von Druckentspannungen. Der Regelbereich könnte noch größer sein als 20 bis 120 %. Der apparative Aufwand ist noch zu groß, Stichwort kleine Chemieanlage. Der Hilfsenergieverbrauch soll gesenkt werden. Die Entwicklung preiswerter Materialien ist noch nicht abgeschlossen [5]. Der 450 kW - Tankstellenelektrolyseur erlebte in nur 12 000 Betriebsstunden ca. 42 Notabschaltungen mit Druckentspannung aus dem Hintergrund der kombinierten Gas- und Flüssigtankstelle heraus. Nur 7 Abschaltungen hatten ihre Ursache bei der Elektrolyse selbst. Alle waren vermeidbare Störungen, wie Instrumentenluftausfall, Frostschaden, Übertemperaturen, Fehlbedienung, Montagefehler, Stromausfälle oder ähnliche mehr. Deshalb wurde in 2002 und 2003 durch konsequente Innovationen eine Ausfallminimierung durchgeführt. So wurde ein Instrumentenluftpufferspeicher für ca. 5h unabhängigen Betrieb eingebaut. Die Abschaltlogik des Elektrolyseurs wurde geändert in Zusammenarbeit mit dem TÜV-Süddeutschland. Der Druckerhalt des Elektrolyseurs hat nunmehr Vorrang. Eine vom Netzstrom für den Gleichrichter unabhängige stand by-Phase wurde eingeführt, d.h. der Druck bleibt erhalten, alle Auslaßventile schliessen, auch noch nach Stunden kann der Betrieb direkt wieder aufgenommen werden. Der 450 kW-Tankstellenelektrolyseur besitzt zwei Zellenblöcke [5]. Die Steuerung und die beiden Gleichrichter wurden für unabhängigen Betrieb umgebaut, das erhöht die Verfügbarkeit beträchtlich, er kann jetzt auch mit nur einem Block betrieben werden, auch halbe Zellenblöcke sind möglich. Darüberhinaus wurde eine Neukonstruktion der Zellenblöcke durchgeführt, der Neubau dieser Zellenblöcke steht kurz bevor [6].

Materialentwicklung :

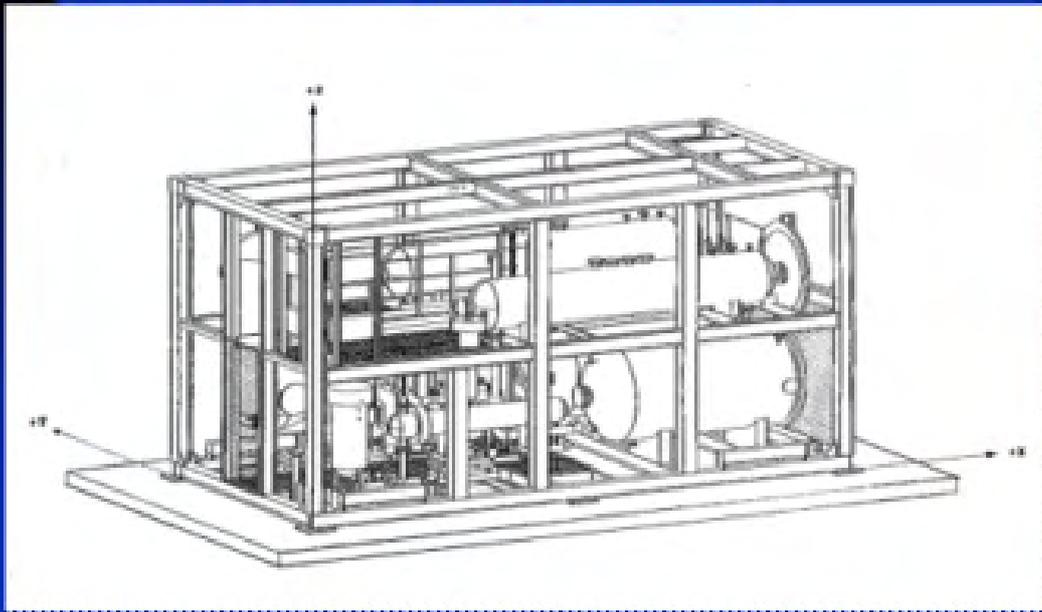
Begleitet wurde von Anfang an die GHW-Entwicklung mit eingehenden Materialuntersuchungen in Druckautoklaven unter verschärften Testbedingungen. In Langzeittests und in Zusammenarbeit mit namhaften Chemiewerken wurden zahlreiche Materialien geprüft und in Versuchselektrolyseuren eingesetzt. Die Zellengeometrie und viele Katalysatoren wurden in Laborzellen, Kleindruckelektrolyseuren und technischen Elektrolyseuren in Zusammenarbeit mit der technischen Universität Darmstadt und der Daimler Benz Forschung in Ulm, der DLR sowie dem ZSW Ulm erarbeitet. Nicht unerwähnt bleiben sollen auch die früheren GHW - Partner, die Linde AG, in deren Technikum der erste 100 kW-Druckelektrolyseur stand und die HEW (Hamburgische Elektrizitätswerke), die beide über 10 Jahre und mehr aktiv an dem Erfolg mitarbeiteten.

Resultierende Neuentwicklung: Pressure-Modul-Electrolyser (PME)

Der neue PME - Typ vereint alle Elemente und Funktionen in einem gemeinsamen Druckbehälter:

Zellenblock, Elektrolytkreislauf, Wärmetauscher, Gasabscheider, getrennte Laugekreisläufe. Dementsprechend fallen weg: Laugefilter, Umwälzpumpe, Rohrleitungen, Regler Elektrolytumlaufl, Gasabscheider. Der Laugeumlaufl wird durch den Gaslifteffekt (Mammutpumpe) der erzeugten Gase bewirkt. Der getrennte Laugekreislauf ermöglicht bessere Gasreinheiten, da die Rückvermischung von Anolyt und Katolyt weitgehend verhindert wird. Damit wird zugleich die limitierende untere Regelgrenze erniedrigt. Bessere Gasreinheiten und das Vermeiden der Rückvermischung ermöglicht es auch künftig wesentlich höhere Betriebsdrücke als 30 bar zu fahren. Das PME-Prinzip wurde zunächst in einem 2,2m² großen Modell-elektrolyseur getestet. Bild 15 zeigt eine 3 d - Darstellung des 450 kW- Druckelektrolyseurs

Schema des 450 kW - Elektrolyseurs



06.10.2003

Erfahrungsumsetzung aus Betrieb
der H₂-Tankstelle - Mucell

15

der Wasserstofftankstelle München. Man erkennt plakativ den hohen Bauaufwand dieses Anlagentyps, der sich in einem 9 m x 4,5 m x 4 m großen Container befindet. Bild 18 zeigt

PME 0,8 m² aktive Zellfläche, 500KW



06.10.2003

Erfahrungsumsetzung aus Betrieb
der H₂-Tankstelle - Mucell

18

demgegenüber den neuen PME - Typ, der mehr Leistung hat (500kW) bei wesentlich kleinerem Bauvolumen und mit einem kurzen Zellenblock mit 25 Einzelzellen von 0,8 m² aktiver Fläche auskommt. Der Bauaufwand für den PME-Typ konnte drastisch reduziert werden. Das Kostenziel von 400.-Euro/kW installiert kann so erreicht werden.

Zusammenfassung:

Die alkalische Druckelektrolyse besitzt, wie gezeigt, noch ein großes Entwicklungspotential und ist der ideale Energietransformer für alle regenerativen Energiequellen, bei deren Nutzung zunächst primär elektrische Energie erzeugt wird. Neben der begrenzten direkten Vernetzbarkeit dieser Energieform mit dem öffentlichen Stromnetz bietet der Einsatz der kompakten PME - Elektrolyseure der GHW die Möglichkeit zur erheblichen Ausweitung des regenerativen Anteils im Stromnetz durch intelligentes Energiemanagement mittels Frequenzstabilisierung und load leveling, sowie der direkten Vernetzung des Strommarktes mit dem Treibstoffmarkt. Damit wird es möglich große Mengen elektrischer Energie in die speicherbare Form des Wasserstoffes zu überführen und im Straßenverkehr zu verbrauchen. Auch der aus biologischem Anbau gewonnene Treibstoffanteil (Stichwort Sunfuel, Synfuel oder Chorenfuel) kann von ca. 15% durch den Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff auf Anteile von ca. 30% angehoben werden.

Publikationen:

- [1] R.Brand, H. Hofmann, J. Hildebrandt, Konzept eines Hochleistungselektrolyseurs, Wasserstoffenergie-technik 3, VDI Berichte 912 (1992) 25-35
- [2] H.Hofmann, R. Brand, J. Hildebrandt, L. Bucher, Moderne Zellen zur Wasserelektrolyse, Dechema Monographien 128 (1992), 425-441
- [3] H.Hofmann, W. Kreuter, Electrolysis: The important energy transformer in a world of sustainable energy, Int. J. Hydrogen Energy (1998) 661-666
- [4] G. Newi, C.A. Schug, Elektrolyse als Regelkomponente, CIT Symposium in Tutzing (1995)
- [5] H. Hofmann, H₂ - generation and fueling - infrastructure at the Munich Airport, European Fuel Cell News 4 (2002) 15-20
- [6] H. Hofmann, R. Brand, Vorortzeugung von Wasserstoff mit Elektrolyse, was kann, muß verbessert werden? Deutscher Wasserstoffenergie-Tag (2002) 11

PHOTOBIOPRODUCTION OF HYDROGEN WITH *CHLAMYDOMONAS REINHARDTII* IN STRESS CONDITIONS

ROBERTO C. DANTE, SILVIA ARMENTA, MONICA GUTIERREZ, JOSÉ CELIS

*Environmental Quality and Renewable Energy Center
Engineering Division
Monterrey Technology Institute, Campus Mexico City
Calle del Puente 222, Col. Ejidos de Huipulco, C.P. 14380, Mexico City*

Keywords: *chlamydomonas reinhardtii*, hydrogen photobioproduction, biophotolysis, green alga, hydrogenase, renewable energies.

Abstract

The photobioproduction of hydrogen through in water alga systems has been studied as a suitable way for clean hydrogen generation from the renewable solar energy and renewable bio-sources. There is evidence of such hydrogen path metabolism involving some algae types in stress conditions and it is reported by several authors.

In this paper some results of hydrogen production are shown for different stress conditions carried out in not full aseptic environment stabilized by antibiotics, *Chlamydomonas reinhardtii* has got resistance to. In fact, one of the main problems for a practical application is the need to have environments not strongly aseptic, as a big reactor has to be, but where algae cannot be contaminated and survive.

1. Introduction

Interactions between molecular H₂ and living matter are widespread in nature. Pathways of H₂ metabolism vary widely among different prokaryotic and eukaryotic organisms [1,2,3,4]. H₂ reactions can be divided in two groups: that utilize the reducing power of hydrogen to drive metabolic processes and those that generate molecular H₂.

In the second category, reduction of protons by hydrogenase [5,6,7,8] forms H₂ gas, which serves essentially to dissipate excess electron pressure within a cell.

In the absence of O₂, as electron acceptor, some of these organisms use protons as electron acceptor, i.e. proton as oxidant at the end of their oxidative alternative pathways [9,10].

A period of dark anaerobic incubation induces the cell ability to produce hydrogen [11, 12,13]; moreover photosynthetic production of hydrogen is accentuated in CO₂ deprived conditions, indicating that these two metabolic pathways are antagonic, because the use of the same reagent: the electrons. [14].

The photobiological production of hydrogen by eukaryotic systems is of interest for the promise of generating renewable fuel from nature most plentiful resources: light and water. A sketch of what implies a H₂ reduction in a alga cell [15] is presented below in Fig.1.

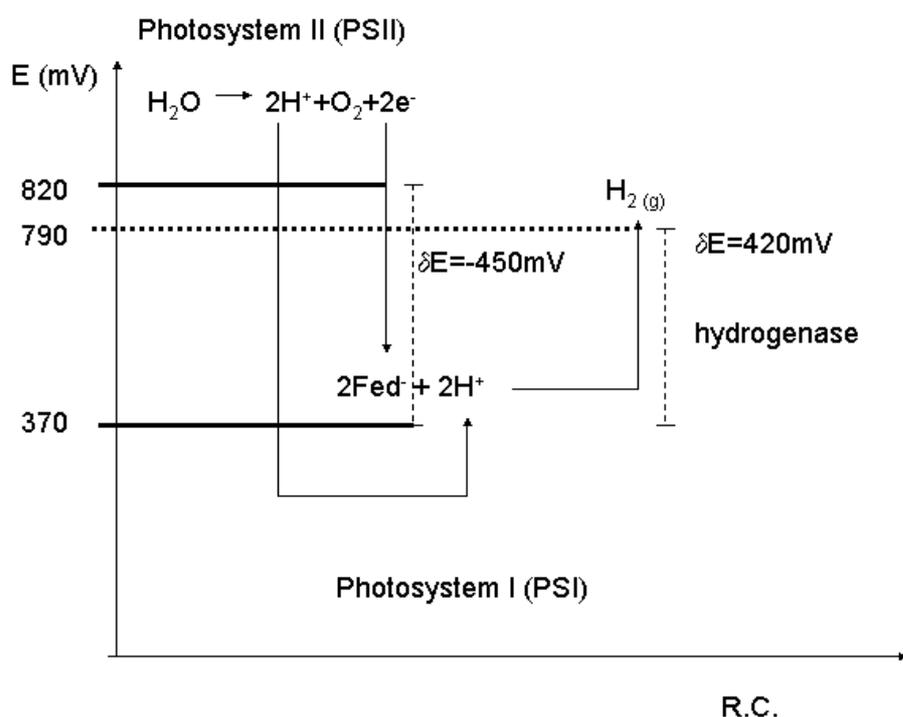


Fig.1 Potential diagram for hydrogen reduction in *Chlamydomonas reinhardtii*. In the PSII 890mV are used for water splitting, the formation of reduced Fed delivers -450mV achieving a total potential balance of +370mV, finally molecular hydrogen formation absorbs +420mV; therefore, the total potential balance results to be +790mV.

In few words, ferredoxin (Fed) receives electrons and transfers them efficiently to protons to generate H_2 molecule. The total potential balance implies 790 mV [15], nearly the light energy used to split water (800 mV). During this process ATP is formed, assuring stored energy for further cell operations. The chance to obtain hydrogen evolution in presence of normal pressure oxygen at the moment is not possible because hydrogenase is very sensitive to oxygen at 2% it is deactivated. The only practical way to obtain hydrogen is to separate temporally the oxygen evolution, i.e. water oxidation, from the hydrogen generation. Two images of *Chlamydomonas reinhardtii* are shown in Fig.2a and 2b where you can appreciate the frame of the cell with its two moving flagells that allow it to reach better lighted places, combining “animal and vegetable” features (movement and photosynthesis) and oxygen respiration with a hydrogen reduction pathway, allowing the cell to survive in absence of oxygen or dioxide of carbon.

The production of molecular hydrogen is not completely understood in its temporal development, suggesting the need of more study in this field. However, the need of aseptic environment limits the practical use of alga for hydrogen production, because the growth of this green and complex alga can be dramatically affected by other micro-organisms like fungi and bacteria sometimes leading to algae disappearance from the medium.

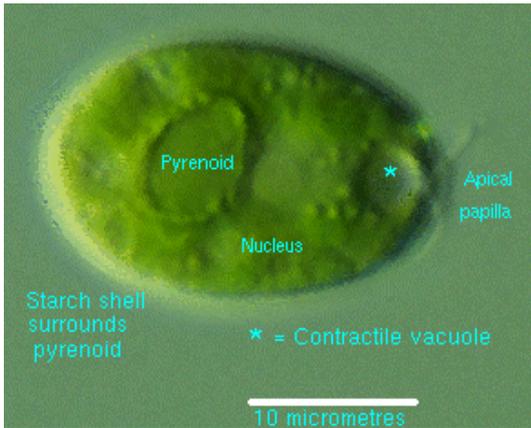


Fig.2 a

Fig.2b

Fig.2a a cell of *Chlamydomonas reinhardtii* with description (electronic microscopy)

Fig.2b a cell of *Chlamydomonas reinhardtii* (optical microscopy)

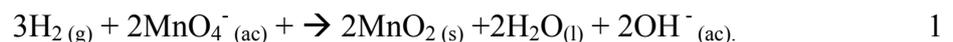
2. Materials and Methods

2.1 Growth of algae

A *Chlamydomonas reinhardtii* CC125 wild type 137C mt+ original sample, was grown in media containing phosphate buffer; a modified Beijerinck's solution with $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ instead of $MgSO_4 \cdot 7H_2O$, thus obtaining a sulfur-free medium; Hunter's solution and sodium acetate [16], small quantities of Bactrim F by La Roche antibiotic, were added with about 20mg of trimetoprima and 100mg of sulfametoxazol for media varying from 70ml to 1l. The environmental temperature was in the range of 20-25°C; a 40W fluorescent lamp at a 20cm distance was used for algae growth, constantly lighting the sample. The first sample needed about a month, after the inoculation of alga, to reach an appreciable diffuse green color, the following samples needed from one day to four days. The samples contained in a lab flask were covered to avoid raw contamination, but in contact with air without CO_2 bubbling [15], there was no necessity of an aseptic environment and algae samples since September 2002 to May 2003 don't manifest any bacterial or other kind of biological contamination, nevertheless they are still in contact with air.

2.2 Hydrogen detection

A simple device was prepared for alga produced hydrogen detection, a small tube of glass connects the volume of the flask to a colorimetric cell containing a reagent and a catalyst, the whole device is shown in Fig.3. The chemical reaction involved in the colorimetric cell is the following in neutral medium:



The yield rate of this reaction has to be proportional on hydrogen pressure over the solution; such that the rate of the Reaction 1 must be proportional to the hydrogen formation:

$$kf(\bar{r})m(t) = v(t); \quad 2$$

$v(t)$ is the rate of the Reaction 1 and $m(t)$ the hydrogen generated at time t in alga medium; while $f(\bar{r})$ is a function of all reagents \bar{r} and k a constant . The colorimetric cell was filled with 2.8 ml

of a potassium permanganate solution at 1% mass concentration and because the Reaction 1 needs a catalyst to occur, a Pt 10% Vulcan , supported on Nafion 117, catalyst was used bonded to one of the dark sides of the cell as indicated in the sketch of Figure 4. Hydrogen reacts on the catalyst surface and the solution turns from violet to brown due to the formation of MnO_2 . Tests were carried out with hydrogen to verify the reaction was effective and also a baseline without hydrogen and without algae was carried out to verify that no parasitic reactions was occurring, causing a misinterpretation of results. More than colorimetry, considering that MnO_2 formed is a brown solid in nearly colloidal state, that generates an apparent and transparent brown “solution”, we used a calibration curve for turbidimetry estimation of MnO_2 amount and indirectly of reacted hydrogen. The colorimeter used was the model CI-6509, PASCO Scientific coupled with interface Science Workshop 750 and software Science Workshop Program (PASCO Scientific). The best results are obtained in the range of 28%-90% of transmittance and 0.050-0.550 of absorbance; being all our results of this work are in the recommended ranges. The wave length used for colorimetric measures was 630nm, where permanganate has low absorbance.



Fig.3 Hydrogen detection system showing alga recipient, glass tube, colorimeter, interface and PC.

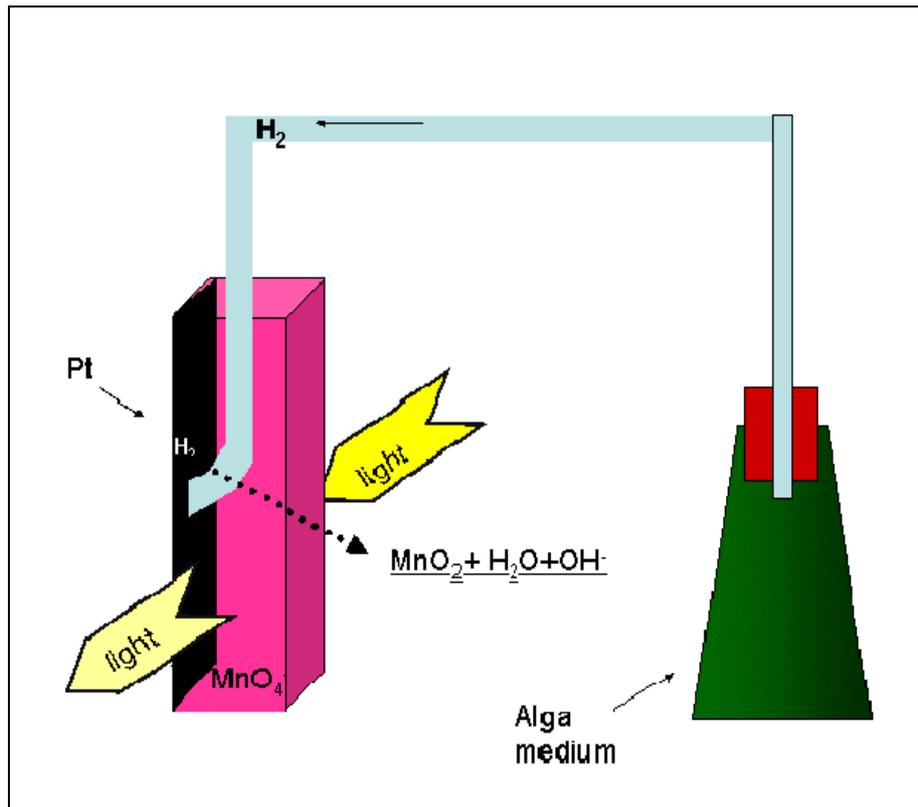


Fig.4 Sketch of the system used during the tests for hydrogen detection; the size of the colorimetric cell has been exaggerated.

2.3 Experimental Design for hydrogen detection and amount evaluation

Four different experiments were carried out in order to assess the hydrogen production:

- 1) in the experiment 1 the alga flask staid in darkness for 24hrs with air;
- 2) in the experiment 2 staid 24hrs with light but without air;
- 3) in the experiment 3 staid 48hrs in darkness without air;
- 4) in the experiment 4 48hrs with both air and light; (Fig.5)

After the cycles of light, darkness or air the hydrogen detection tests started. The time of 24hrs as minimum limit for experiments is due to the reported data on the time needed to induce hydrogen production in algae [17]. The tests were carried out with the same flask and an interval of 48hrs passed before every experiment where alga flask underwent a cycle of light and air. During the test the flask is in full darkness. The concentration of alga population was at the beginning of the experimental series $4.6 \cdot 10^6$ cells ml^{-1} and at the end $18.3 \cdot 10^6$ cells ml^{-1} .

Data Analysis

The molar amounts of hydrogen determined in the reported graphics derived from colorimetry are, for instance, integrated values of the following forms:

$$M_{H_2}(t) = . [A(t+.)]; \quad 3$$

$$A(t+.) = c(.) + \int_0^t a(\tau) d\tau; \quad 4$$

$$a(\tau) = \frac{.A}{.\tau} = \frac{.A}{.t} = \dot{A}; \quad 5$$

however they contain temporal information; $M_{H_2}(t)$ is the total molar amount of hydrogen at time t , $\xi[A(t+\varphi)]$ is the function correlating the hydrogen amount to the absorbance of the solution, $A(\tau+\varphi)$, that contains all temporal information and is given by Equation 4 (must be remembered that this value obtained from Equation 4 is directly given by the colorimetric measurement without any additional calculation). In the Equation 5, $a(\tau)$ represents the instantaneous absorbance, a non measurable quantity, used as logic correspondent term of $m(t)$. The time phase φ depends on the diffusion times of hydrogen through solution into the catalyst surface and the rate of the hydrogen oxidation on the catalyst; therefore, all earlier phenomena have temporal information lost. However, all temporal information is usually lost with other techniques as gas chromatography or previous accumulation of hydrogen gas in a graduated vessels to measure directly volume for water displacement [17]. The hydrogen production at time t is defined with the following expression:

$$m(t) = \frac{\dot{M}_{H_2}(t)}{t} = \frac{\dot{A}}{A} \quad 6$$

Instead of utilizing $m(t)$ for Fourier Analysis, we preferred to use the second derivative of $M_{H_2}(t)$, because a great part of the random variation can be eliminated and it can be possible to obtain clearer spectra without any lack of meaningful information, as the second derivative of A, if some wave phenomena is present, still keep the wave nature as it is indicated in the following well known equation:

$$\frac{\ddot{A}}{A} = -\omega^2 \quad ; \quad 7$$

Therefore, the Fast Fourier Transform (FFT) of $\ddot{m}(t)$ can give some temporal information on cyclic or periodical phenomena occurring in the alga medium due to the linkage between colorimetric cell phenomena and medium ones, given by Equations 2 6 and 7. The FFT was executed with Excel Program, Window XP.

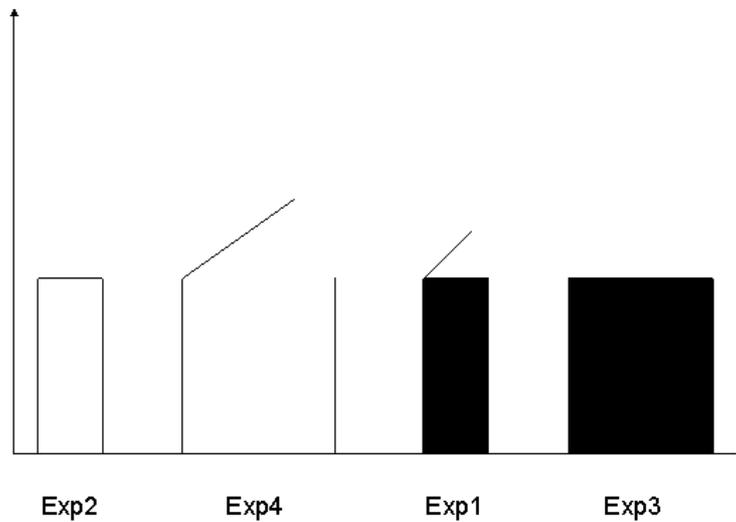


Fig.5 The sequence of experiments as they have been executed, the open boxes represent experiments with air, big boxes are of 48h and small ones of 24h.

3. Results

3.1 Experiment 1

In the first experiment, the moles of hydrogen released by algae started from an initial value less than 0,1ml per 1l of alga medium (Fig.6). In this case a maximum is reached at values of about 0.1 ml after about 50 minutes, then a slight decrement is due probably to diffusion phenomena in the colorimetric cell. The following steady state represents a stop in hydrogen production.

3.2 Experiment 2

In this experiment we can observe that the initial value of hydrogen volume is of about 0.05 ml up to 0.35ml (Fig.5). We have to notice that in this case there is an abrupt change in hydrogen quantity after about 50 minutes from the beginning of the test and no marked steady state is observed.

3.3 Experiment 3

The initial hydrogen value is 0.8 ml reaching up to 1.3ml at the end of the test, moreover the increment has a maximum at about 50 minutes and the hydrogen quantity doesn't reach a steady state like in the first and fourth experiments (Fig.6).

3.4 Experiment 4

The amount of hydrogen started from less than 0.1ml and has a similar behavior to experiment 1 but without a clear maximum and appearing like a steady curve. (Fig.6).

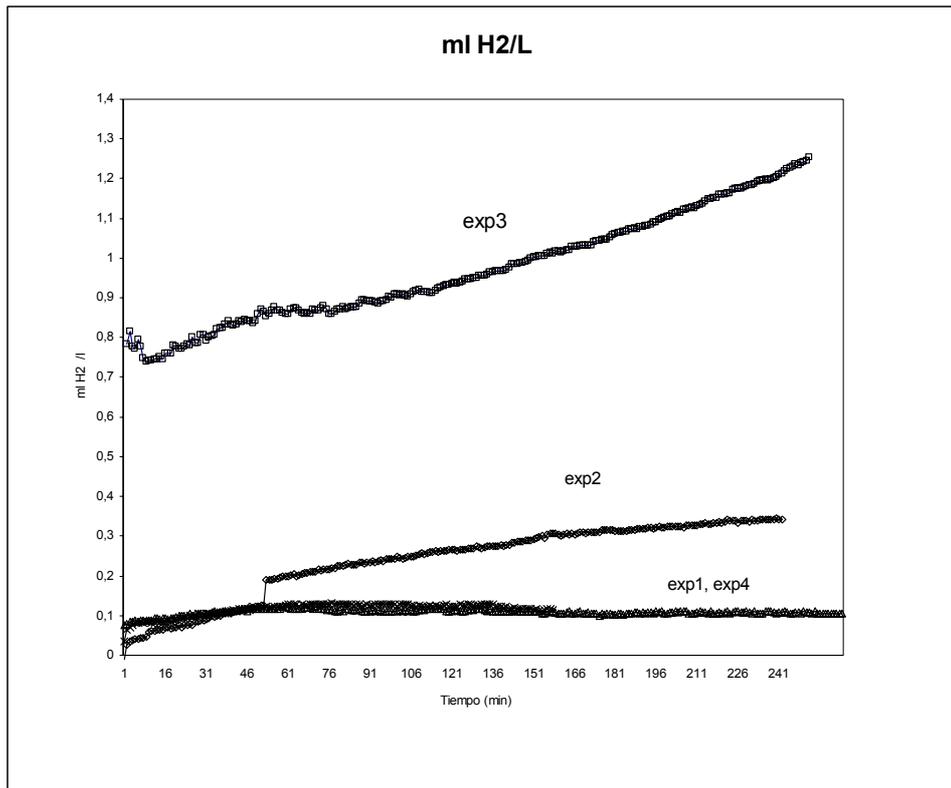


Fig.6 Amount of hydrogen in ml per l of alga medium for a four experiments series

3.5 Fourier Analysis

The Fourier Analysis of $m(t)$ gave some interesting results as can be seen in Figure 7: in the experiment 3 we have one band at 140min; two sharp peaks very intense at 30 and 60 min; where the latter is higher than the former; while the experiment 2 reveals the same two peaks but with inverted relative intensity and another one at 50 min slightly more intense than the 30min peak, also the band at 140 min is lower than that in experiment 3 ; the experiment 1 shows just a peak at 45 min. Moreover, in the experiments 3 and 2 a broad band is present in the range of 80-100 min. Each peak represents a periodic phenomenon in alga medium associated to macroscopic metabolic processes, the changes in intensity as well as in frequency may concern to metabolic changes.

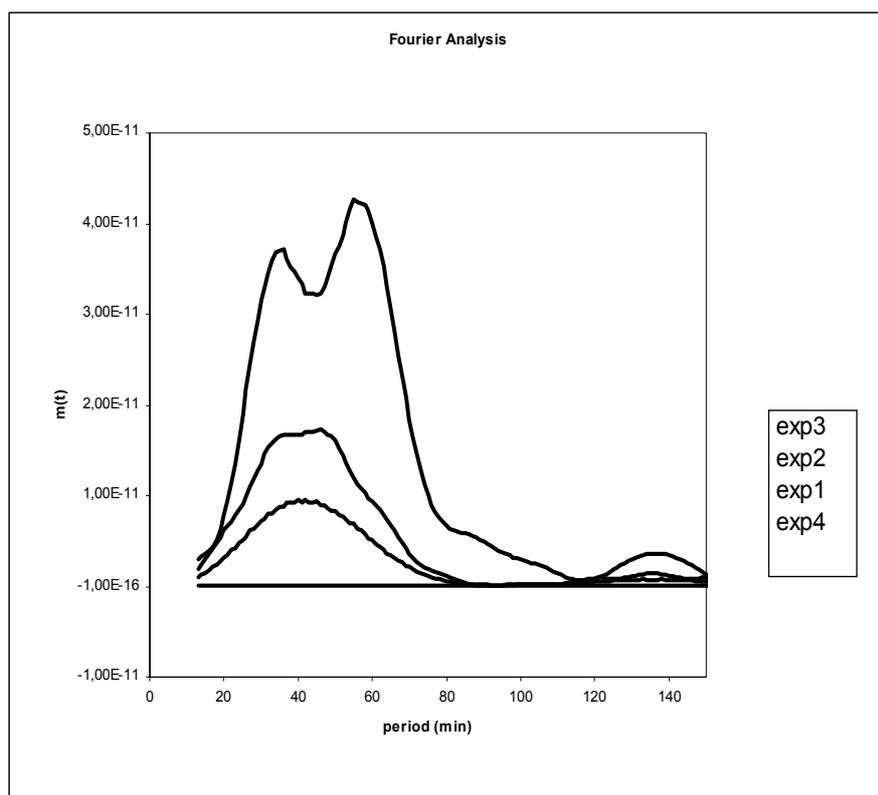


Fig.7 Fourier Analysis of the experiments showing important periodic phenomena in the alga medium. The order of the spectra is indicated in the figure: being the highest curve that of experiment 3 and the flat one of the experiment 4.

4. Discussion

The important issue of this work is not the estimation of hydrogen amount, so much deeply discussed in several papers; but achieving some information about temporal phenomena of algae grown in the whole life cycle in a sulfur-free medium and compatible with the reported antibiotics of section 2.1; that is one of the recent development in photobioproduction of hydrogen with *Chlamydomonas reinhardtii*, that may be it is also of interest for algae grown in less stressing media; in any case, the data of hydrogen production of Figure 5 are in agreement with those reported in literature: there is hydrogen in a dark and anaerobic condition [15, 17], there is it with light and sealed condition, it seems that also a very small amount is produced in darkness and with the medium in contact with air, probably due to a lack of agitation of medium, that can generate a temporary low oxygen levels in solution due to respiration. There are several points that can be discussed on hydrogen production by algae: the potential catalytic activity far surpasses the amount of hydrogen produced, suggesting that other metabolic factors are limiting the rate, or that there are unknown metabolic, regulatory and electron transport pathways in this green alga in the occurrence of the “two stages photosynthesis” in dark or light conditions and, finally, the increase in cellular starch content during the first 24hrs after sulfur deprivation [18].

With our method of Fourier Analysis it is impossible to have some idea of the finest biochemical kinetics and time scales of cells enzymatic processes of the order of *milliseconds*, but the large time scale of the order of *minutes* allows us to appreciate the slower phenomena of culture cycles that is, in any case, related to metabolic complex processes. The experiment 3 shows that there is a pathway where electrons flow towards protons in absence of photosynthesis, that is a pathway consuming organic matter stored in the cells, on the other hand experiment 2 reveals the effects of a

direct biophotoproduction of hydrogen before the test, in this case we have lower yields than the dark case of experiment 3, nevertheless it could be due to the history of the specimen, including darkness during test; apart all, a competition between CO_2 and H^+ must be expected for gaining electrons transfer [18]. In the experiment 1 a residual hydrogen production can be caused by the low content of oxygen in solution for the high oxygen demand in a medium without agitation.

The two gases, oxygen and carbon dioxide, are always present in all experiments but change considerably the available quantity dissolved in solution or their respective partial pressures. It is known that in a sulfur-free medium PSII loss a lot of activity of oxygen production, such that respiration achieves to overcome it, leading to a lower oxygenated medium activating Fe-hydrogenase, both in light or dark conditions, and consequently hydrogen formation, all the processes are carried out with energy consumption; however, there is a pathway with a certain grade of energy delivery if endogenous substrate and the attendant oxidative carbon metabolism may generate free electrons for protons, acting as final electrons acceptors. Electrons from such endogenous substrate catabolism feed into the plastoquinone pool between the two photosystems [17]. The metabolism or catabolism dominant in the cells influences the production rate of hydrogen or the growth of culture cells [19] causing the appearance of certain frequencies observed in hydrogen production (Fig.7), that can be the reflection of a variation of cells population distribution activities following a periodical function; when no hydrogen is produced there is no chance to obtain this information with this system; we have information only on cells producing hydrogen but with different frequencies. The period of 45 min seems to be the typical average period of hydrogen production in our environment, that in environments going more oxygen free splits clearly in two periods: 30 and 60 min, being 45 min just the average of the two, while the 90 min and 140 min periods seem to be harmonics. The two stages hydrogen production is shown in Fig.7, where mitochondria and chloroplast [17] are dedicating themselves prevalently to respiration and to molecular hydrogen production respectively, via electrons coming from water splitting or from carbohydrates. In the case of experiment 3, first respiration consumes all oxygen of the sealed flask and then hydrogen production starts via carbohydrates. Several authors report cumulative hydrogen amount curves with two shoulders more or less defined depending on the method of measure or storage [15, 17, 20], but in any case quite different from a classical curve of first order reaction. These curves are also very similar to the shape of growth curves of several phototrophs [21], suggesting that curves of hydrogen production amount may reflect also in a certain way culture growth.

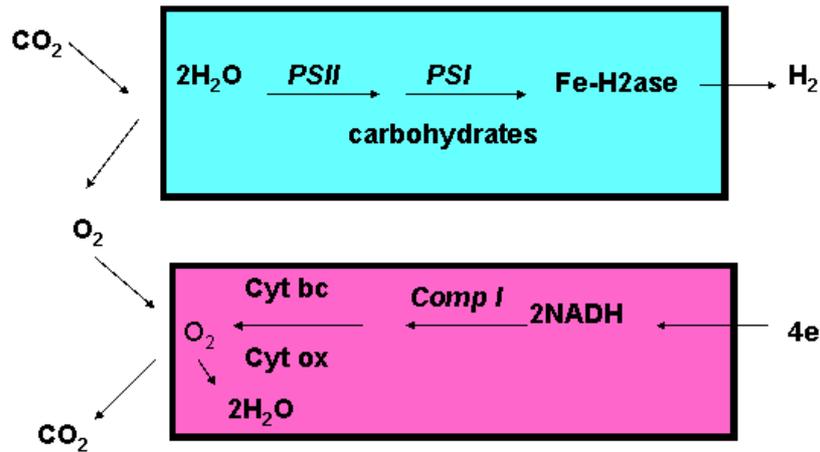


Fig.7 Coordinated photosynthetic and respiratory electron transport and coupled phosphorylation during H_2 production. Photosynthetic electron transport delivers electrons upon photo-oxidation of water to the hydrogenase, leading to photofosforilation and H_2 production. The oxygen generated by this process serves to drive the coordinate oxidative phosphorylation during mitochondrial respiration.

It has been reported that rates and accumulated amounts of H_2 photoproduction by sulfur-deprived *Chlamydomonas reinhardtii* culture is influenced by synchronous light-dark cycles growth and division of the cultures and in contrast to previous considerations synchronous growth and cell division of *Chlamydomonas reinhardtii* can be achieved under photoheterotrophic conditions with acetate in the medium. One might expect that cell culture sampled at different times during the cell cycle would all eventually show the same high H_2 -production activity. In reality, sulfur deprived cultures harvested at different intervals in the cell cycle exhibited marked differences in H_2 -production activity [19]. It is known that like in experiment 3 where the only way for hydrogen production is from endogenous substrate there is evolution of CO_2 that in a sealed system lows pH; on the other hand, there is production of fermentative products as acetate and formate that increases pH; as H_2 production is affected by pH variation, may be that the periodical phenomena observed and shown in Fig.7 are correlated to some of these cycles [22]. In our “asynchronous” case there is a certain grade of fundamental synchronicity in a small temporal scale, 1/32 exactly of a day. The macroscopic darkness-light synchronicity could be an amplification by harmonics of the fundamental periods (30min, 60 min or 45 min) as 90 min and 140 min bands could suggest considering that they are harmonics of 45min peak. If a periodical model is supposed for algae hydrogen production we can obtain curves of total hydrogen amount of the kind of Fig.9 with two periods combined or Fig.10 with just one period, in Fig.11 we have rate of hydrogen production with two periods combined; these curves are similar to those reported by some authors [15, 19, 20] ; sometimes the less or more similarity depends on the method of hydrogen amount estimation and the consequent less or more averaging of values.

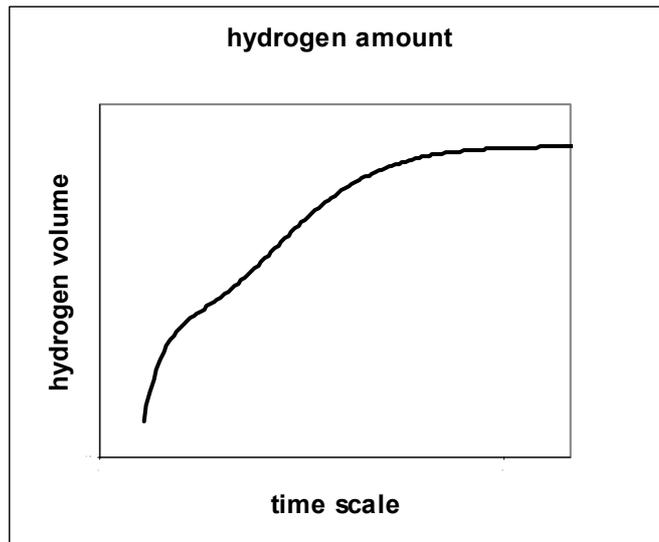


Fig.9 Two periods cumulative curve (integrated) of hydrogen production by alga *Chlamydomonas reinhardtii*

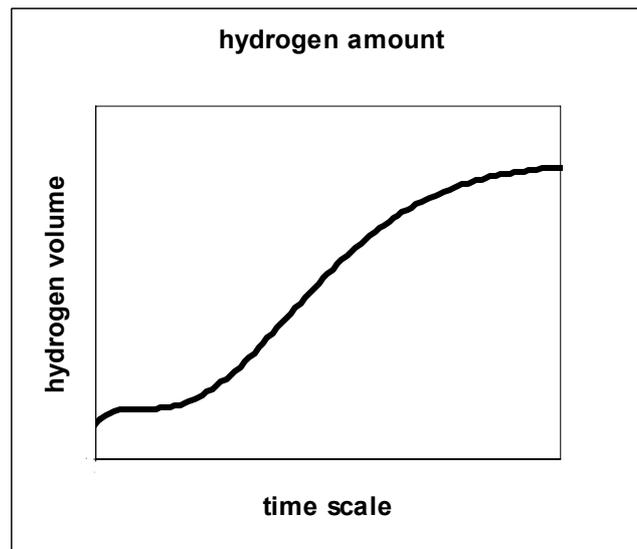


Fig.10 Cumulative hydrogen volume for one period.

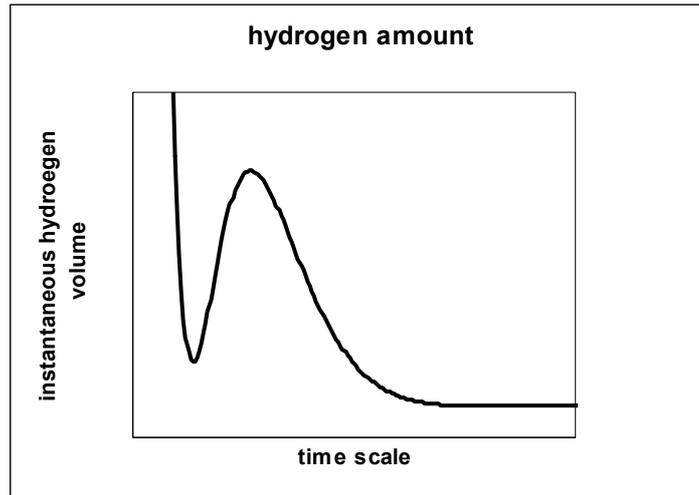


Fig.11 Instantaneous hydrogen production for two periods.

The instantaneous hydrogen volume shows a decay depending on exogenous and endogenous substrate amounts; for this reason scales of time and hydrogen volume are not determined. From these observations we could suppose a first order-modified model, the same which was utilized to obtain graphics of Figures 9, 10 and 11 with a sinusoidal periodic function, the following general equations are proposed for the periodical model:

$$M_{H_2}(t) = M_{H_2}(8) \left\{ 1 - \left[\frac{1}{M_{H_2}(8)(k + .)} (f(. t) - f(0)) + 1 \right] e^{-kt} \right\}; \quad 8$$

$$M_{H_2}(t) = M_{H_2}(8) [1 - g(. t) e^{-kt}]. \quad 9$$

In the Equation 8 it is not specified the nature of the periodic function introduced, because it can depend on the several constraints of the reactor, lab flask, agitation or not, substrate availability, recollection of gases or whatever additional system has been used, and so if we use the general form of Equation 9, when the periodic effects are diluted by environmental conditions or average computations, $g(\omega t)$ function is constant and its value is closed to 1, implicating that $f(\omega t)$ and $f(0)$ are both closed to 0 and $\omega \approx 0$, giving the well known first order equation:

$$M_{H_2}(t) = M_{H_2}(8) [1 - e^{-kt}]. \quad 10$$

5. Conclusions

The hydrogen production by biophotolysis presents several challenges, where almost all attention is concentrated on efficiency and sustained hydrogen production; but the most relevant innovations and advances can come only from a genetic reengineering or a continuous artificial selection of algae, i.e. from strains that can reproduce themselves in a sulphur-free medium better than wild types, activate Fe-hydrogenase stopples and transform solar energy in chemical energy of hydrogen molecule bond more efficiently than actual green algae do. The periodical phenomena detected in this study can help in complementing the information about alga mechanism of producing hydrogen, however more studies are necessary in order to assign properly the explication of these phenomena, however in the last years it has been open the possibility to have cells resistant to antibiotics that can grow in a bioreactor in normal conditions, sulfurless and have a closed control of their hydrogen production mechanism.

6. References

1. Adams M.W.W.; (1990) "The structure and mechanism of iron-hydrogenase."; *Biochim Biophys Acta* **1020** ; 115-145
2. Hallenbeck P.C., Benemann J.R.; (1979) "Hydrogen from algae. In J. Barber, ed, *Photosynthesis in Relation to Model Systems*. Elsevier/North-Holland Biomedical Press, New York, 331-364
3. Appel J, Schulz R.; (1998) "Hydrogen metabolism in organisms with oxygenic photosynthesis: hydrogenases as important regulatory device for a proper redox poising?"; *J. Protochem Photobiol* **47**; 1-11
4. Boichenko V.A., Greenbaum E., Seibert M.; (1999) "Hydrogen production by photosynthetic microorganisms." In MD Archer, J. Barber, eds, *Photoconversion of solar energy: molecular to Global Photosynthesis*, Vol.2. Imperial College Press, London
5. Voordouw G., Brenner S.; (1985) "Nucleotide sequence of the gene encoding the hydrogenase from *Desulfovibrio vulgaris*." *Eur J. Biochem* **148**; 515-520
6. Voordouw G., Strang J.D., Wilson F.R.; (1989) "Organization of the genes encoding [Fe] hydrogenase in *Desulfovibrio vulgaris* ." *J. Bacterial* **171**; 3881-3889
7. Meyer J., Gagnon J.; (1991) "Primary structure of hydrogenase I from *Clostridium pasteurianum*." *Biochemistry* **30**; 9697-9704
8. Peters J.W., Lanzilotta W.N., Lemon B.J., Seefeldt L.C.; (1998) X-Ray crystal structure of the Fe-only hydrogenase (CpI) from *Clostridium pasteurianum* to 1.8 angstrom resolution. *Science* **282**; 1853-1858
9. Schlegel H.G., Schneider K.; (1978); In H.G. Schelegel, K. Schneider, eds, *Hydrogenases: Their Catalytic Activity, Structure and Function*. Erich Goltze KG, Göttingen, Germany, 15-44
10. Aoyama K., Uemura I., Miyake J., Asada Y.; (1997) "Fermentative metabolism to produce hydrogen gas and organic compounds in a cyanobacterium, *Spirulina platensis*." *J. Ferment. Bioenerg.* **83**; 17-20
11. Rossler P.G., Lien S.; (1984) "Activation and *de novo* synthesis of hydrogenase in *Chlamydomonas* ." *Plant Physiol.* **76**; 1086-1089
12. Happe T., Mosler B., Naber J.D.; (1994) "Induction, localization and metal content of hydrogenase in the green alga *Chlamydomonas reinhardtii*." *Eur. J. Biochem* **222**; 769-774
13. Ghirardi M.L., Togasaki R.K., Seibert M.; (1997) "Oxygen sensitivity of algal H₂-production". *Appl. Biochem. Biotech.* **63**; 141-155
14. Kessler E. (1973); "Effect of anaerobiosis on photosynthetic reactions and nitrogen metabolism of algae with and without hydrogenase."; *Arch. Microbiol.* **93**; 91-100

15. Melis A., Zhang L., Forestier M., Ghirardi M.L., Seibert M.; (2000) "Sustained Photobiological Hydrogen Gas Production upon Reversible Inactivation of Oxygen Evolution in the Green Alga *Chlamydomonas reinhardtii*" *Plant Physiol.* **122**; 127-135
16. www.duke.edu/chlamy/
17. Melis A.; (2002) "Green alga hydrogen production: progress, challenges and prospects" *I.J. of Hydrogen Energy* **27**; 1217-1228
18. Hallenbeck P.C., Benemann J.R.; (2002) "Biological hydrogen production; fundamentals and limiting processes" *I. J. of Hydrogen Energy* **27**; 1185-1193
19. Tsygankov A.A., Kosourov S., Seibert M., Ghirardi M.L.; (2002) " Hydrogen photoproduction under continuous illumination by sulphur-deprived, synchronous *Chlamydomonas reinhardtii*"; *I. J. of hydrogen Energy* **27**; 1239-1244
20. Laurinavichene T.V., Tolstygina I.V., Galiulina R.R., Ghirardi M.L., Seibert M., Tsyganov A.; (2002) "Dilution methods to deprive *Chlamydomonas reinhardtii* cultures of sulphur for subsequent hydrogen photoproduction" *I. J. of Hydrogen Energy* **27**; 1245-1249
21. Teplyakov V.V., Gassanova L.G., Sostina E.G., Slepova E.V., Modigell M., Netrusov A.I.; (2002) " Lab-scale bioreactor integrated with active membrane system for hydrogen production: experience and prospects" *I. J. of Hydrogen Energy* **27**; 1149-1155
22. Ghirardi M.L., Kosourov S., Tsygankov A., Rubin A., Seibert M.; (2002) "Cyclic algal H₂-production" *Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review NREL/CP-610-32405*

DIE GANZHEITLICHE ENERGIE- UND UMWELTECHNISCHE BEWERTUNG EINES KLASSISCHEN DURCHFLUSS-WASSERKRAFTWERKES.

Jacek Elias^{*}, Ryszard Jopp^{**}

* Technische Universität Szczecin, Lehrstuhl für Wärmetechnik
al. Piastów 17, PL 70-310 Szczecin, Polen
Tel.: (++ 48 91) 449-49-42; Tel./Fax: (++ 48 91) 449-45-91;
e-mail: ktc@ps.pl

** Elektrownie Wodne Słupsk Sp. z o.o. (Wasserkraftwerke Stolp GmbH)
ul. Rybacka 4a; PL 76-200 Słupsk; Polen
Tel.: (++ 48 59) 841-69-00; Fax: (++ 48 59) 841-69-16;
e-mail: ryszard.jopp@ze.slupsk.pl

1. EINFÜHRUNG

Die Entwicklung der Zivilisation geht einher mit einer Jahr für Jahr anwachsenden Umweltverschmutzung wie auch einem größeren Energieverbrauch. Diese negativen Tendenzen haben sich in den letzten Jahrzehnten besonders intensiv entwickelt und dazu geführt, daß sich die energietechnischen von den umwelttechnischen Problemen der Energietechnologien heutzutage gar nicht trennen lassen. Einerseits bezieht man von der Natur alle fossilen Brennstoffe und den für die Realisierung der Verbrennungsprozesse notwendigen Sauerstoff, andererseits führt man an die gleiche Natur die festförmigen, flüssigen und gasförmigen Abfallprodukte u.a. in Form von Asche, Schlacke, technologisches Abwasser, abgebrannte Kernelemente, CO-, CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen ab.

Alles das könnte schon in Kürze zu einer Änderung in der Ausrichtung nicht nur der europäischen, sondern auch der weltweiten Energiewirtschaft führen. Vielleicht wird in 10 – 20 Jahren gerade die Energie- und Umweltbilanz über Gewinne oder Verluste eines Unternehmens oder auch des Staates entscheiden. Dies scheint bereits jetzt eine Bestätigung in der Einführung und Anwendung des Begriffes des kumulierten Energieaufwands, der Emissionsbilanz und auch in der wachsenden Anzahl von Publikationen in diesem Themenbereich zu finden.

Für die Erstauswahl und den späteren Betrieb der entsprechenden Konfiguration von konventionellen und innovativen Energietechnologien ist somit die Durchführung einer ganzheitlichen energie- und umwelttechnischen Bewertung aus der Sicht des Energiemanagements von besonderer Bedeutung. Diese Bewertung soll neben der energietechnischen Effektivität auch durch:

- das Merkmal der Ganzheitlichkeit (d.h. der Bewertung der Effizienz im Bezug auf die einzelnen Subsysteme einer Energietechnologie als auch auf den Endabnehmer der verschiedenen Energieformen) und
- den Grad an Umweltzerstörung beim Bau, Betrieb und Entsorgung einer Energietechnologie gekennzeichnet werden.

In der Tat erzwingt es eine andere Herangehensweise an die Bewertung der Energietechnologien. In dem nachfolgenden Abschnitt sind die grundsätzlichen Vorgaben für die Durchführung einer solchen komplexen Bewertung energetischer Technologien am Beispiel eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes angegeben.

2. AUSGEWÄHLTE ASPEKTE DER ENERGIE- UND UMWELTECHNISCHEN BEWERTUNG EINES DURCHFLUSS-WASSERKRAFTWERKES.

Die Methodik der kumulierten Energieaufwände findet seit 1995 für eine Reihe materieller Güter Anwendung. Ein solches Gut, wenn auch von großer Komplexität, ist natürlich jede Art konventioneller und innovativer Energietechnologien, darunter auch ein Durchfluss-Wasserkraftwerk.

Im Gegensatz zu den konventionellen Energietechnologien, die die fossilen Energieträgern nutzen, treten bei dem klassischen Durchfluss-Wasserkraftwerk die höchsten Material- und Energieaufwände praktisch nur in der Phase ihres Entstehens.

Die Material- und Energieaufwände in der Betriebsphase sind im Vergleich zu der Bauphase unvergleichbar klein und umfassen praktisch den Austausch von maschinentechnischen Komponenten und Elementen der Infrastruktur im Rahmen der Instandhaltung, sowie den internen Energieverbrauch für die Automatisierungs-, Steuerungs- und Transformationsanlagen. Damit erfolgt die Erzeugung der Elektroenergie mit dem erwähnten Art des Wasserkraftwerkes praktisch Abfallfrei.

Die Verschrottungsphase ist bei einem Wasserkraftwerk kaum zu erwarten (siehe z.B. den langjährigen Betrieb Wasserkraftwerke im Raum Słupsk), sie kann jedoch potentiell z.B. bei einer bau- oder wassertechnischen Katastrophe durchaus vorkommen. In solchem Fall könnten die mit den Verschrottungs- bzw. Räumungsmassnahmen verbundenen Energieaufwände erheblich sein.

Im Bild 1 wurden die einzelnen Teilsysteme einer Energietechnologie (die für einen Wasserkraftwerk auch relevant sind) und ihre gegenseitige energie-, maschinen- und umwelttechnische Beeinflussung schematisch dargestellt.

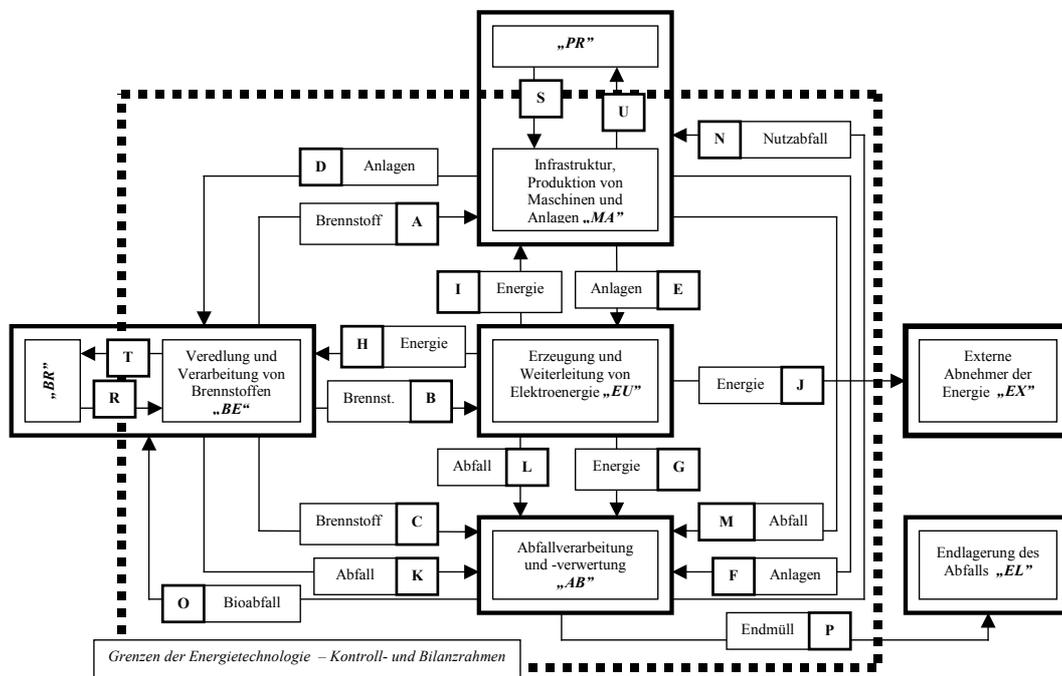


Bild 1: Blockschema der Energietechnologie mit ihren einzelnen Subsystemen und deren Wechselwirkung

Sie umfassen alle für die Entstehung und den Betrieb einer Energietechnologie wichtigen Phasen:

- die Herstellung der einzelnen Energieanlagen und –maschinen „PR-MA“;
- die Förderung und Vorbereitung des Energieträgers für die einzelnen Energietechnologien „BR-BE“;
- die Energieumwandlung in den einzelnen Energietechnologien „EU“;
- die Verarbeitung bzw. Beseitigung der beim Betrieb der einzelnen Energietechnologien entstehenden zyklischen Abfallprodukte und das Recycling der ausgenutzten Energieanlagen und –Technologien „AB-EL“ sowie
- den Energieendverbraucher (darunter auch Energietransport) „EX“.

Damit der Grad der energetisch-umwelttechnischen Auswirkungen im Rahmen einer komplexen Bewertung der Effektivität von Durchfluss-Wasserkraftwerk bestimmt werden kann, sollen:

ihre Hauptelemente (wie z.B. die Gestaltung des letzten Abschnittes des Flussbettes, des Anstromprofils als auch der Infrastruktur Elemente, Bau des Maschinenhauses, Herstellung der Turbogeneratorsätze und weiteren maschinenbauteschnischen Elementen, Herstellung der elektrotechnischen Anlagen, darunter des Trafos und der Netzanschluss-, sowie der Steuerungs- und Automatisierungselemente) definiert werden;

- die entsprechenden technologisch-energetischen Ketten gebildet und nachfolgend auf ihrer Grundlage;
- die sogenannten kritischen Punkte des Verbrauchs von Material, Brennstoffen, Energie sowie der auftretenden Emissionen und Abfallmengen ermittelt werden.

Bei der Ermittlung der Größe der einzelnen spezifischen Verbrauchskennziffern für Material, Brennstoff, Energie und damit verbundenen Emissionen, sowie Abfallmengen kann man sowohl auf allgemein verfügbare Literatur als auch auf die Umweltaufzeichnungen der EVU's zurückgreifen, die ein Umwelt-Management-System z. B. nach ISO 14001 eingeführt haben und unterhalten.

Nach der "Erstauswahl" der einzelnen Elementen der Energietechnologie soll diese Bewertung dann einen globalen Charakter erhalten. Hier werden entsprechende Tabellen im Bezug auf die mögliche, gegenseitige energie- und umwelttechnische Beeinflussung der einzelnen Teilmodelle erstellt (siehe z.B. Tafel 1).

Ss → Uu	Maschinen und Anlagen - Block MA									
	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	
Natürliche Rohstoffe-	S1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	S2	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	S3	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	S4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	S5	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	S6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	S7	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	S8	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	S9	0	0	0	1	1	0	0	0	0

$$\dot{m}_{S/U} = \dot{m}_{S1/U1} + \dot{m}_{S2/U2} + \dot{m}_{S3/U3} + \dot{m}_{S5/U3} + \dot{m}_{S7/U6} + \dot{m}_{S8/U4} + \dot{m}_{S8/U5} + \dot{m}_{S9/U4} + \dot{m}_{S9/U5}$$

Tafel 1: Tafel der innersystemischen Wechselwirkungen sowie die sie beschreibende Gleichung für den Bereich der Versorgung des Stromes der Maschinen und Anlagen U mit grundlegenden industriellen Rohstoffen am Beispiel eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes

Die weitere Einschätzung der gegenseitigen energie- und umwelttechnischen Beeinflussung der einzelnen Teilmodelle beruht auf den entsprechenden allgemeinbekannten Modellen für die Bestimmung:

- des energetischen Teil- und Gesamtwirkungsgrades des Prozesses;
- des spezifischen und kumulierten Brennstoffverbrauchs;
- der spezifischen und kumulierten Emissionswerte.

Danach sollen weitere Bewertungskennzahlen wie z. B.:

- die interne Leistungszahl eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes;
- die externe Leistungszahl eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes;
- Abfallausnutzungsgrad eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes;
- Abfallbelastungsgrad eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes

bestimmt werden.

Die abschliessende, ganzheitliche, energetisch-ökologische Bewertung der Energietechnologie schließt die Ermittlung der Reihe der ganzheitlichen Kennzahlen der Bewertung des Gesamtenergiesystems (GES) ab. Diese Berechnungen erfolgen unter Verwendung der reduzierten Werte der Masseströme, Energieströme und Energieäquivalente. Die einzelnen Etappen der Bewertung sind in grafischer Form im Bild 2 dargestellt.

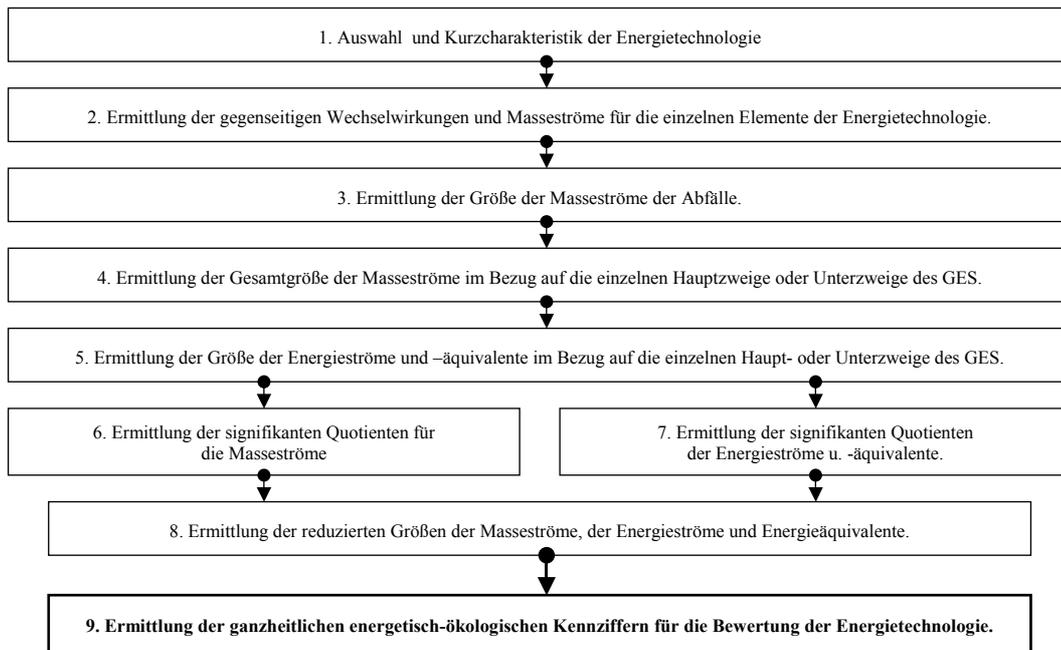


Bild 2: Algorithmus der Anwendung des Modells der ganzheitlichen energetisch-ökologischen Bewertung von Energietechnologien

Die praktische Durchführung der ganzheitlichen energetisch-ökologischen Bewertung des Durchfluss-Wasserkraftwerkes erfolgte mit Hilfe des Berechnungsprogramms „EN_MATRIX“ der von dem ersten Autor dieses Referates entwickelt wurde.

Die Komplexität des untersuchten Problems, das praktisch alle Industriezweige umfasst, sowie der vertretbare Umfang des Referates zwingen den Autor zu einem Kompromiss, der darin besteht, dass die konkreten Ergebnisse am Beispiel des Wasserkraftwerkes in Gałęźnia Mała während der Tagung präsentiert werden.

3. ZUSAMMENFASSUNG

Im Referat werden die grundsätzlichen Vorgaben für die Durchführung einer komplexen Bewertung eines Durchfluss-Wasserkraftwerkes aufgezeigt. Die Bewertung der energie- und umwelttechnischen Effizienz dieser Methode der Energieerzeugung umfaßt alle für die Herstellung, den Betrieb und die Beseitigung (Recycling) relevanten Subsysteme einer Energietechnologie, wie auch den Endabnehmer.

Der mit diesem Referat angestrebte Versuch einer komplexen energetisch-umwelttechnischen Bewertung der Effektivität von Energietechnologie, die erneuerbaren Energiequellen nutzt, ist nicht nur das Ergebnis der anwachsenden globalen Probleme im Energie- und Umweltmanagement, sondern auch eine Reaktion auf die in naher Zukunft höchstwahrscheinlich bevorstehende Einführung der ökologischen Besteuerung wirtschaftlicher Tätigkeit.

Literatur

- [1] ELIASZ J.: Overall Thermal and Ecological Evaluation of Energy Systems Based on the Analysis of Process Critical Points; Tagung: Entwicklungslinien der Energietechnik; Bochum 4.-5. September 2002; VDI-Gesellschaft Energietechnik; Düsseldorf 2002, VDI-Berichte Nr. 1714; Seiten 377 – 386.

REGENERATIVE ENERGIEVERSORGUNG DER INA INSEL VILM

¹B. Groß, ²W. Beckmann, ³M. Brand, ⁴R. Hiller und ¹K. Kimmerle

¹ Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

² Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

³ Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Straße 1, D-46047 Oberhausen

⁴ AZES (Agentur für ZukunftsEnergieSysteme) GmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: regenerative Energieversorgung, Biogas, Brennstoffzelle, Betreibermodell

Zusammenfassung:

Im Zuge der Machbarkeitsanalyse für die Energieversorgung der INA Insel Vilm mittels einer Brennstoffzelle wurde unter Berücksichtigung der Aspekte Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit, Machbarkeit, Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit der Technik nach einer optimalen Lösung gesucht. Als bevorzugte Variante der Energieversorgung von Vilm wurde die im Folgenden näher beschriebene Lösung, unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Fragestellungen, erarbeitet. Die vorgeschlagenen Maßnahmen bilden den Grundstein für eine nachhaltige Energieversorgung auf Basis regenerativer Brennstoffe. Gleichfalls wäre die Insel gegebenenfalls langfristig für eine rein auf Wasserstoff ausgerichtete energetische Versorgung gerüstet.

1 Einleitung

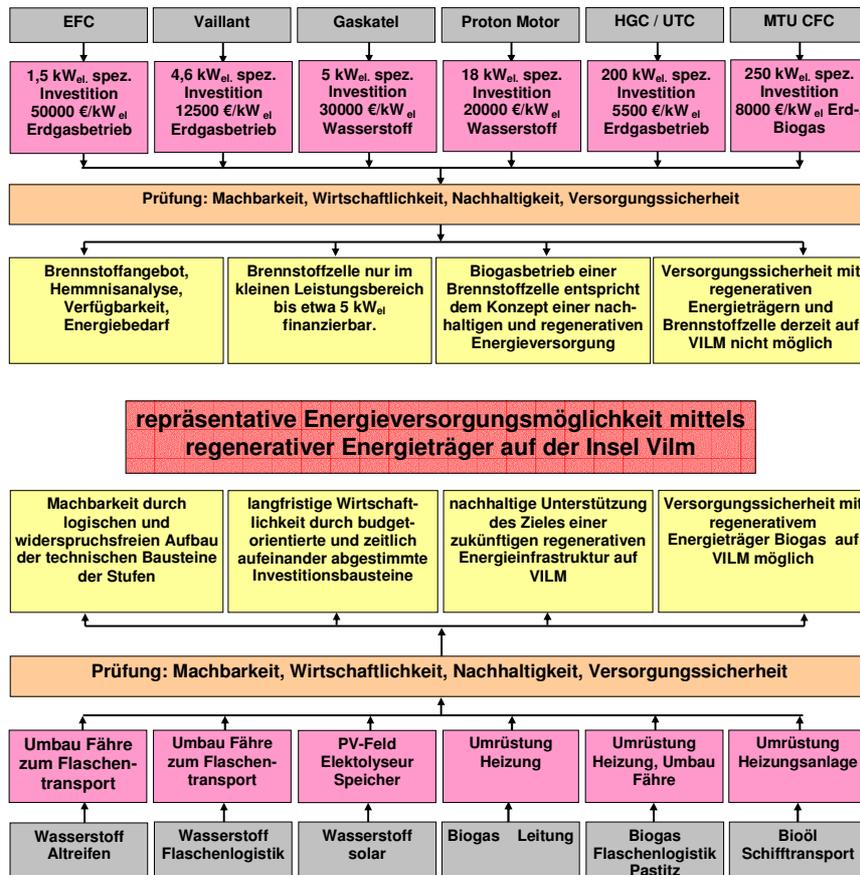


Bild 1: Möglichkeiten zur regenerativen Energieversorgung der Insel Vilm

Ziel des Vorhabens war die Erarbeitung einer Machbarkeitsanalyse zur bedarfsabhängigen Strom- und Wärmeversorgung der Insel Vilm mittels Brennstoffzellentechnik unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten.

Verschiedene Modelle zur energetischen Versorgung der Insel wurden untersucht. Die spezifischen Vor- bzw. Nachteile wurden einander gegenübergestellt und daraus eine Lösung zur Energieversorgung von Vilm entwickelt. In Abbildung 1 sind Möglichkeiten zur regenerativen Energieversorgung der Insel Vilm dargestellt.

2 Technische Lösung

Als Energieträger für eine nachhaltige und weitgehend CO₂-freie Energieversorgung der Insel wurde Biogas, transportiert über eine noch zu verlegende Leitung, vorgeschlagen. Dies ermöglicht den vollständigen Ersatz der Heizöllieferungen per Schiff. Damit ist nicht nur mittelfristig der Betrieb einer Brennstoffzelle möglich, sondern auch die gesamte Warmwasser- und Heizenergieversorgung der Insel ist dann auf einen nachhaltigen und allgemein akzeptierten erneuerbaren Energieträger ausgerichtet. Auf mittel- und langfristige Sicht könnte zudem die gesamte Stromversorgung der Insel modular über erneuerbare Energieträger bei gleichzeitiger Nutzung innovativer Energiewandler sichergestellt werden. Visionär eröffnet die Gasleitung die Option für eine Wasserstoffwirtschaft für die Insel. Dazu wurde aus Kosten und Verfügbarkeitsgründen ein Zweistufenmodell entwickelt, welches im ersten Schritt eine Versorgung mittels motorischen BHKW und erst im zweiten Schritt eine Versorgung mittels einer oder mehrerer Brennstoffzellen beschreibt.

Im ersten Schritt wird die Versorgung der INA Insel Vilm durch motorische BHKW im KWK - Betrieb vorgeschlagen. Die elektrische Leistung der BHKW soll dabei weitestgehend den Bedürfnissen der INA angepasst werden. Als Energieträger wird leitungsgebundenes Biogas angestrebt. Als potentieller Gaslieferant käme die Biogasanlage in Pastitz in Frage. Damit wäre nicht nur mittelfristig der Betrieb einer Brennstoffzelle darstellbar, sondern die gesamte Warmwasser- und Heizenergieversorgung der Insel wären auf einen nachhaltigen und allgemein akzeptierten erneuerbaren Energieträger ausgerichtet. Die vorhandene Kesselanlage sollte ebenfalls auf Biogasbetrieb umgestellt werden um ggf. den über die KWK- Wärme hinausgehenden Wärmebedarf zur Verfügung zu stellen. Als zusätzlichen Wandler sollte eine Brennstoffzelle im kleinen Leistungsbereich beigelegt werden. Diese soll als zukunftsweisende Technik den Trend der nächsten Jahre verdeutlichen. Zukünftig, nach Kommerzialisierung der Brennstoffzellentechnik und einem dadurch möglichen wirtschaftlichen Betrieb, sollten die motorischen BHKW durch Brennstoffzellen ersetzt werden. So gesehen sind die Motoren als Platzhalter für die nächste Generation von effizienteren Energiewandlern zu verstehen. Zusätzliche Vorteile für das Naturschutzgebiet ‚Insel Vilm‘ sind dann beim Einsatz von Brennstoffzellen der betrieblich bedingte niedrige Lärmpegel, die beeinflussbare Stromkennzahl sowie die sehr niedrigen Schadstoffemissionen.

Im Folgenden sind die Hauptvorteile und -kriterien eines Biogastransports von der Biogasanlage Pastitz zur Insel Vilm mittels neu zu verlegender Rohrleitung aufgeführt, welche zur oben skizzierten Lösung geführt haben.

- hohe Versorgungssicherheit durch die Anwendung ausgereifter Techniken
- Versorgungssicherheit wird zusätzlich, bei Ausfall der Biogasanlage, durch Einbindung der Erdgasleitung in die Biogasleitung gewährleistet
- dauerhaft geringe Betriebskosten für den Brennstofftransport

- vollständiger Ersatz der derzeitigen Brennstofflieferungen per Schiff und damit Wegfall der willkürlich anmutenden Transportkosten
- Speicherung von Brennstoff auf Vilm entfällt
- bei Ausfall des Seekabels ist ein komfortabler Notstrombetrieb möglich
- Optionen für eine langfristig darstellbare Wasserstoffinfrastruktur bzw. -versorgung sind gegeben

3 Finanzierungsmöglichkeiten

Zur Finanzierung der Biogasleitung sowie der notwendigen Installationen auf Vilm ist ein Betreibermodell zur Kostenbeteiligung mit den in Frage kommenden Unternehmen zu entwickeln und mit den potenziellen Akteuren zu diskutieren. Denkbar wäre hier z. B. eine Projektgemeinschaft, die aus den relevanten Akteuren gebildet wird. Die Projektgemeinschaft sollte zur Wahrung der Interessen aller Beteiligten und zur optimalen Energieversorgung mittels innovativer Technik und regenerativen Energieträgern der Insel Vilm beitragen. Entsprechend ist es nahe liegend und sinnvoll, solche Unternehmen auf eine mögliche Beteiligung an einem Betreibermodell anzusprechen, die bereits bisher mit der Energieversorgung der INA Vilm direkt oder indirekt zu tun hatten. Hinzu kommen solche Unternehmen, die für die geplante zukünftige Energieversorgung und die geplanten technischen Einrichtungen eine wichtige Rolle spielen. Schließlich wäre aber auch denkbar andere Dritte für Investition und Betrieb der notwendigen Anlagen zu gewinnen.

In die erste Kategorie fällt die **E.Dis AG**, die derzeit die INA auf der Insel Vilm mit Strom über ein Seekabel versorgt. Zusätzlich interessant sind die Tochterunternehmen **E.Dis Natur**, die sich mit erneuerbaren Energien beschäftigt und die **E.Dis Therm**, die sich unter anderem mit dem Einsatz von Brennstoffzellen beschäftigt.

Als Versorger mit dem erneuerbaren Energieträger Biogas erscheint vor allem die **Alternative Dünger- und Energieproduktion Putbus AEP GmbH** als Betreiber der nächstgelegenen Biogasanlage interessant.

Die Biogasleitung könnte von einer ortsansässigen Firma, beispielsweise von der **GWU Gommern Nord GmbH**, gebaut werden.

Zur Sicherstellung der Versorgung der Insel Vilm wird eine Reserveversorgung mit Erdgas vorgesehen. Die Erdgaseinspeisung in die Biogasleitung muss sinnvoller Weise am Ort der Biogasanlage in Pastitz erfolgen, wo auch das Erdgas dem Biogas angepasst werden muss. Diese Reservegasversorgung könnte durch die **Energieversorgung Weser Ems EWE AG** erfolgen. Dieses Unternehmen wäre auch ein interessanter Partner in einem Betreibermodell, da es über das notwendige Know-how für Bau und Betrieb von Gasleitungen sowie zum Betrieb von Brennstoffzellen und Blockheizkraftwerken verfügt.

Für die dritte Kategorie von möglichen Partnern für ein Betreibermodell kommen vor allem Betreiber von Windkraftanlagen und Windparks in Frage. Diese verfügen über das notwendige Kapital und/oder Möglichkeiten Kapital von Anlegern ein zu werben.

Die Betreibergesellschaft könnte aus einem oder mehreren oben genannter Unternehmen bestehen. Einerseits sind die notwendigen Investitionen mit oder ohne eine Beteiligung des Bundes sowie mit oder ohne Fördermittel (der Europäischen Union, des Bundes oder des Landes Mecklenburg-Vor-

pommern) zu finanzieren. Dazu ist eine Mindestausstattung mit Eigenkapital notwendig, welches durch Fremdkapital von Banken oder anderen Finanzierungsinvestitionen ergänzt werden kann.

Eine wesentliche Rolle in der angedachten regenerativen Energieversorgung der INA Vilm spielt, mit einer Gesamtlänge von etwa 8 km, die Biogasleitung von Pastitz bis zur Insel Vilm. Diese Leitung muss geplant, gebaut und später auch betrieben werden. Ebenso ist die Versorgung mit Biogas und als Reserve auch Erdgas sicherzustellen. Darüber hinaus sind die innovativen Energieanlagen (Brennstoffzelle, BHKW, etc.) zu erstellen und zu betreiben. Die beste Lösung wäre eine Beteiligung aller wichtigen Unternehmen beim Bau und Betrieb dieser Anlagen in einer Betreibergesellschaft. Dazu müssten deren Interessen berücksichtigt und zu einem gemeinsamen Interesse der Betreibergesellschaft gewandelt werden. Das Interesse der Betreibergesellschaft müsste dann mit dem Interesse des Bundes und der INA Vilm so zusammen geführt werden, dass ein langfristiger Vertrag für Planung, Bau, Finanzierung und Betrieb der notwendigen Anlagen abgeschlossen werden kann.

Es werden drei Varianten vorgeschlagen:

1. Das BMU zahlt der Betreibergesellschaft einen Investitionskostenzuschuss in Höhe von 40 %. Die Betreibergesellschaft finanziert den verbleibenden Betrag zu 20 % aus Eigenkapital. Der Rest wird über ein Darlehen mit einer Laufzeit von 10-15 Jahren finanziert.
2. Die Betreibergesellschaft finanziert die gesamten Investitionen ohne Zuschüsse und benötigt dazu wiederum 20 % Eigenkapital und 80 % Fremdkapital.
3. Ein großer Teil der Investitionen (z.B. 80 %) wird über einen Dritten (z.B. Windenergieanlagenbetreiber) finanziert. Entweder funktioniert dies vergleichbar zu einer Bankfinanzierung oder der Finanzier tritt mit in die Betreibergesellschaft ein.

In Abbildung 2 ist ein entsprechendes Betreibermodell für die genannten drei Varianten aufgezeichnet. Viele der in der Abbildung aufgeführten Bedingungen sind noch als variabel anzusehen:

- die aufgeführten Beteiligten an der Betreibergesellschaft stehen noch nicht fest und können sich noch ändern
- genauso können sich die Anteile der Beteiligten an der Betreibergesellschaft noch ändern
- der Eigenkapitalanteil in Höhe von 20 % wurde angenommen und kann sich später als nicht ausreichend erweisen
- der Bundeszuschuss kann anders ausfallen oder gänzlich wegfallen
- eine Förderung durch das Land Mecklenburg-Vorpommern ist noch sehr fraglich, sollte jedoch nicht völlig ausgeschlossen werden
- es ist ebenfalls noch sehr fraglich, ob man einen Dritten als Investor findet und ob dieser in die Betreibergesellschaft eintreten will

Das Land Mecklenburg-Vorpommern müsste Interesse am Bau der Biogasleitung haben, insbesondere wenn noch weitere Interessenten versorgt werden sollen. Außerdem könnte der Einsatz einer Brennstoffzelle auf der Insel Vilm, bei mittel- oder langfristiger Sichtweise, interessant sein.

Die INA Vilm würde mit einem regenerativen Energieträger versorgt und braucht nicht selbst den Betrieb innovativer Anlagen zu übernehmen. Unter Umständen könnte ein zweites Stromkabel und ein Telekommunikationskabel mit verlegt werden. Je nach Variante würden sich die jährlichen Betriebskosten gegenüber der heutigen Lösung erhöhen.

Betreibermodell Vilm
REV Vilm GmbH
 Regenerative EnergieVersorgung Vilm

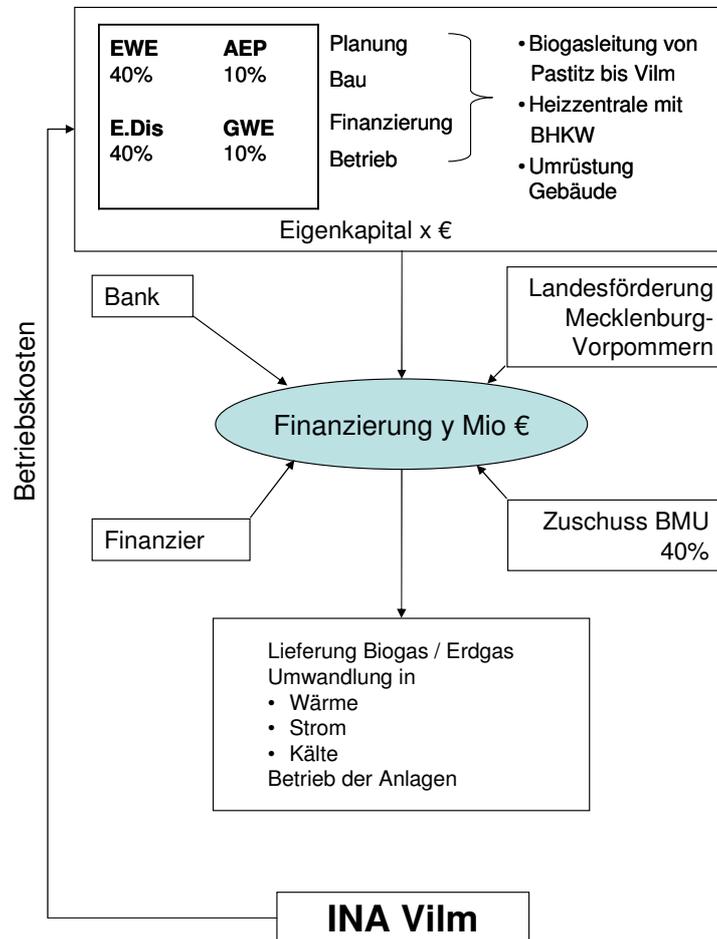


Bild 2: Betreibermodell zur regenerativen Energieversorgung der INA Insel Vilm

4 Ausblick

Die Kosten für die Biogasleitung und die technischen Anlagen müssen genauer kalkuliert werden. Davon ausgehend wird berechnet, wie sich die jährlichen Betriebskosten bei der regenerativen Lösung je nach Variante des Betreibermodells erhöhen würden. Eine weitere Option besteht in einer möglichen Beteiligung der Region Darß-Rügen-Vilm-Stralsund innerhalb des EU Programms CONCERTO.

Die ersten Überlegungen für ein solches CONCERTO - Projekt gehen dahin, für die Region Darß-Rügen-Vilm-Stralsund zu zeigen, dass ein hoher Anteil regenerativ erzeugter Energie an der Deckung des Gesamtbedarfs möglich ist und in einzelnen Teilabschnitten, wie beim Projekt Vilm eine nahezu 100 % regenerative Versorgung möglich ist.

5 Danksagung

Die Machbarkeitsanalyse zur Versorgung der INA Insel Vilm wird unter Förderkennzeichen FKZ 202 41 142 durch das Umweltbundesamt gefördert.

DAS WASSERSTOFF-SAUERSTOFF-PROJEKT IN BARTH

F. Haas¹, J. Lehmann², O. Luschtinetz², R. Scheffler³

¹HaasEngineering, ²Fachhochschule Stralsund, ³Wasser-Abwasser Boddenland GmbH

Schlüsselwörter: Sauerstoff, Wasserstoff, Photovoltaik, Kläranlage, BZ-Bus

Zusammenfassung: Auf der Kläranlage Barth werden elektrolytisch Wasserstoff und Sauerstoff hergestellt. Der Sauerstoff dient zur Kapazitätserweiterung des Klärwerks. Mit dem Wasserstoff wird ein Brennstoffzellenbus betrieben.

1. Einleitung

Die zunehmende Nutzung regenerativer Energiequellen ist mit dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger dadurch verbunden, dass regenerative Energie diskontinuierlich anfällt und die Leistungsdichte bei der Primärenergieumwandlung um Zehnerpotenzen geringer ist, als bei den von fossilen Energieträgern ausgehenden Wandlungen. Deshalb muss regenerativ erzeugter Strom überall dort, wo kein Netz zur Verfügung steht, im großen wie im kleinen Maße speicherbar sein. Dazu eignet sich Wasserstoff besonders gut, insbesondere deshalb, weil dank der Brennstoffzellentechnologie die in ihm verkörperte chemische Energie direkt in Elektrizität umgewandelt werden kann. Unter Verwendung der wesentlichen Komponenten Elektrolyseur, Gasspeicher und Brennstoffzelle lassen sich autarke emissionsfreie Stromversorgungen aufbauen, die im Sinne der Erreichung der Nachhaltigkeit künftig den dezentralen Anteil der Energieversorgung prägen werden. Außerdem stellt Wasserstoff einen Weg dar, wie regenerative Energie in den Transportsektor gelangen kann, denn er ist als Kraftstoff wie Erdgas oder Erdölprodukte in Verkehrsmitteln einsetzbar, die von Verbrennungsmotoren, Turbinen oder Brennstoffzellen angetrieben werden.

Vor diesem Hintergrund stellt das Wasserstoff-Sauerstoff-Projekt in Barth einen Versuch dar, ein Beispiel für die aufzubauende Infrastruktur für Wasserstoff zu geben: Wasserstoff und Sauerstoff werden an einem Ort hergestellt und verbraucht; es besteht die Option, ausschließlich regenerative Energie einzusetzen; die Emissionsverminderung kommt in einem sensiblen Gebiet zum Tragen, in der Nationalparkregion Vorpommersche Boddenlandschaft.

2. Beschreibung des Projektes

Ausgangspunkt für das Projekt war die Notwendigkeit, die Kapazität der Kläranlage Barth zu erweitern. Eine im wesentlichen saisonal bedingte Überlast erforderte eine Steigerung des Sauerstoffeintrags für den biologischen Abbau im Belebungsbecken, die durch die konventionelle Belüftung nicht geleistet werden konnte. Durch Einleiten reinen Sauerstoffs sollte das Problem gelöst werden, da dieser sich in Wasser in höherem Maße löst als Luftsauerstoff.

Mit einer Vorstudie wurde die Entscheidung zwischen Anlieferung von Flüssigsauerstoff und Eigenherstellung als „Beiprodukt“ bei elektrolytischer Wasserstofferzeugung zugunsten der

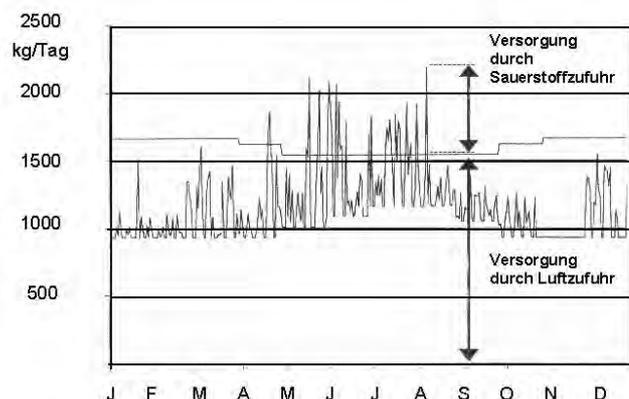


Bild 1: Sauerstoffbedarf des Belebungsbeckens [1]

Elektrolyse getroffen. Einerseits konnte so eine notwendige und geplante Investition als Eigenanteil in das Projekt eingebracht werden. Zum anderen wird der Preis für den erzeugten Wasserstoff verringert. – Die Idee einer Elektrolyse in einem Klärwerk wurde bereits in einer früheren Arbeit aufgebracht, als es um die energetische Eigenversorgung einer Kläranlage ging und darum, in höherem Maße Windenergie einzusetzen anstelle von aufwendigerer Photovoltaik [2].

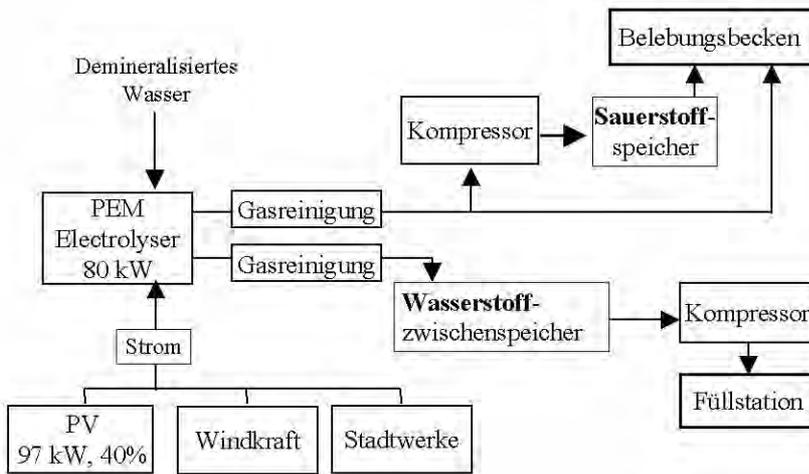


Bild 2: Struktur des Wasserstoff – Sauerstoff – Projektes Barth

Bild 2 veranschaulicht das Gesamtprojekt. Der PEM-Elektrolyseur (80 kW) kann mit Strom aus der vor Ort errichteten zweiachsig nachgeführten Photovoltaikanlage (97 kWp) versorgt werden, wie auch mit durch das Netz geleiteten Windstrom. Erzeugt werden stündlich 10 Nm³ Wasserstoff (5 N Reinheit) und 5 Nm³ Sauerstoff (97 % rein). Letzterer wird über ein Wasserschloss mit Tropfenabscheidung, Kondensator und Nacherhitzer durch einen zweistufigen Metallmembranverdichter auf 61 bar verdichtet. Über eine Druckreduzierung gelangt er aus dem Vorratsgefäß in das Eintragungssystem des Belebungsbeckens. Wasserstoff wird nach der Trocknung über einen ebenfalls zweistufigen Verdichter vom Elektrolysedruck (10 bar) auf 281 bar komprimiert und steht im Zwischenspeicher für die Schnellbetankung bereit. Der Wasserstoff-Abgabedruck beträgt 210 bar.

Bei dem Bus wird es sich um einen Midibus für 24 Personen handeln, dessen Elektromotore von einem System aus PEM-Brennstoffzelle (ca. 60 kW) und Batterie gespeist werden. Die Begrenzung der Geschwindigkeit auf 80 kmh⁻¹ wie auch die Auslegung auf Linienbetrieb dienen der Kostenoptimierung des Antriebs. Die Rückgewinnung der Bremsenergie ist vorgesehen. Die Reichweite des Busses wird etwa 200 km betragen.

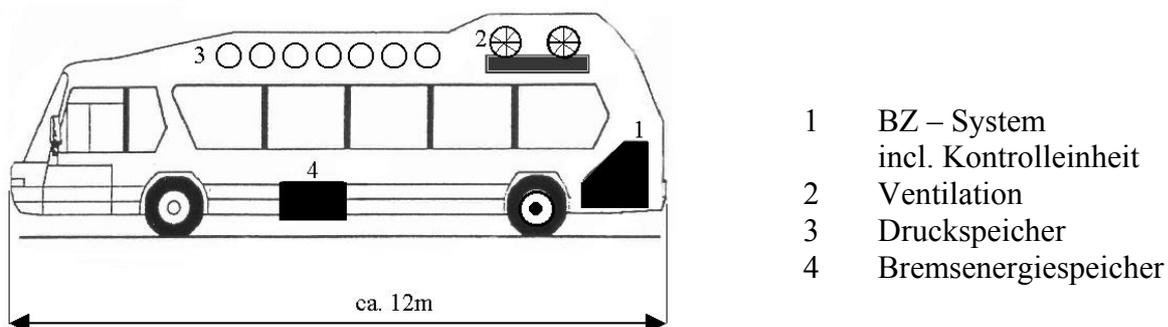


Bild 3: Prinzip-Darstellung des vorgesehenen Midibusses

Während klärwerksseitig die Installationen im Februar 2003 im wesentlichen beendet waren und Sauerstoff für das Belebungsbecken zum Sommer dieses Jahres zur Verfügung stand, befindet sich der Bus noch im Aufbau und wird zum ersten Quartal 2004 erwartet. Bis dahin steht der in [3] beschriebene „Bayernbus“ der Firma PROTON MOTOR GmbH, Starnberg, zur Verfügung.

3. Wirtschaftliche Betrachtungen

Noch muss eine hinreichend lange Erprobungszeit abgewartet werden, um über Ergebnisse und Abrechnungen sprechen zu können. Ausgangswerte für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit könnten folgende jeweils auf ein Jahr bezogene Zahlen sein: Kapitaldienst 152 T€, Stromkosten bei 8000 Betriebsstunden etwa 90 T€, Ertrag der Photovoltaik mindestens 48,5 T€, Instandhaltungskosten 40 T€. Bei einer Abnahme von 80 000 Nm³ / 40 000 Nm³ Wasserstoff bzw. Sauerstoff und angenommenen Preisen von 3,50 € m⁻³ für Wasserstoff und 0,75 € m⁻³ für Sauerstoff könnte der Betrieb der Anlagen im Klärwerk zu einer Wirtschaftlichkeit gebracht werden. Dazu reichen die Kläranlage selbst und der Betrieb eines Busses nicht aus. Voraussetzung für den ökonomischen Erfolg des Projektes ist, dass es von der Öffentlichkeit angenommen wird und weitere Kunden angeworben werden können.

4. Dank

Das Projekt wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit und der Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern gefördert. Besonderer Dank gilt den beteiligten Firmen, allen voran der Wasser-Abwasser Boddenland GmbH, und der Stadt Barth.

5. Quellen

- [1] J. Lehmann, P. S. Giesen, Tagungsband HYPOTHESIS IV, Stralsund, 2001, S. 105 – 107
- [2] J. Lehmann, F. Menzl, Energieanwendung 44 (1995) 3, S. 22 – 25
- [3] A. Schiegl, H2Tec, September 2000, S. 10 – 11

PRESENT AND FUTURE OF THE WIND ELECTRICITY MARKET IN SYRIA

Prof. Dr.-Ing. Ali Hamzeh

P.O.Box 5115, Damascus, SYRIA, Damascus University
Phone + Fax: +963 -11- 6110522, Email: a.hamzeh@scs-net.org

Key words: Renewable energy, wind electricity, Syria

Abstract: The objective of this paper is to estimate the wind electricity potential in Syria, to present an overview of the current wind electricity market, to estimate the prospects for wind farms for the next ten years, and to set up a program to facilitate the development of wind electricity generation in the country. The proposed program could be leverage for participation of private industry and international donor. In order to estimate potentials and prospects for generating electricity using wind energy the paper introduces a technical and economic advanced analysis of the installed electro-wind systems in Syria. The wind electricity potential is estimated to be not less than 50000 MW for the whole areas with adequate wind regimes. The information available allows the identification of opportunities for at least 650 MW of installed power in grid-connected mode up to 2010. There is also significant potential for stand-alone wind turbines to serve off-grid and nomadic communities through wind-only, wind-PV, or wind-diesel systems with battery storage.

1. Overview of the Syrian energy sector

Syria covers a land area of 185,180-km² bound by 32.3 to 37° N latitudes and 36 to 42.5° E longitudes. The population of Syria was about 17 millions at the end of 2001 with a growth rate of about 2.5 % relative to 16.5 millions in 2000. Less than 49 % of the population lives in rural areas in 6247 villages. The rest lives in the country's 84 cities, mainly in Damascus and Aleppo.

Syria is endowed with fossil fuels as well as renewable energy sources. Syria had 3.15 billion barrels (441 million ton) of proven reserves of Oil in end 2001 and the average production for 2001 was 522000 barrels per day. The annual crude oil production was 26.7 million ton at end 2001. At this rate of production the reserves are expected to last about 14 years. On the other hand natural gas reserves are estimated at 371 billions m³ and the annual production is about 7 billions m³ at end 2001. Efforts are on to increase the gas production to 10 billions m³ and to replace fuel oil with gas in electricity production.

The primary energy consumption for Syria in 2001 was 294000 boe/day (i.e. 14.647 mtoe) and is forecast to increase to 24 mtoe by the year 2010. This rate of development will result in increasing pressure on Syrian's fossil fuel reserves. The electric energy production in 2000 was about 24.578 billion kWh.

About 36 % of energy demand in 2001 is covered by electrical energy. The Syrian national power system covers over 97 % of the populated area. In 2001 the total installed capacity was 7108 MW, of which 51.2 % steam units, 21.9 % gas units, 8.4 % combined cycle units and 18.5 % hydro-units. The peak demand was 4565 MW. The gross generation was 26712 GWh. The electric energy production per capita has increased from 990 kWh in 1992 to 1571 kWh in 2001.

Globally, an awareness and agreement exist today that development of environmentally sustainable means of electricity generation should be promoted and supported. Renewable Most of the energy demand is expected to come from hydrocarbon energy sources. This will have local and global environmental effects as the total Greenhouse Gas (GHG) emissions. The GHG emissions in the energy sector during 1990 were 25.3 million tones, and during 2000 were 40.9 million tones, and they are expected to increase to 63 million tones by the year 2010.

Renewable energy and energy efficiency can help cover some of Syria's energy needs without adverse environmental impacts. Wind power is clean and has as such been given considerable attention. Indications from the technological development within the wind energy sector show that wind power could contribute at least 10 % of the electricity production.

2. Wind energy worldwide

Wind power has witnessed significant growth in the last ten years in terms of technology and economics. World wind energy capacity has been doubling every three years during the last decade and growth rates in the last two years have been even faster. It is doubtful whether any other energy technology is growing, or has grown, at such a rate. Consequently, installed capacity has started more than doubling every three years. In 2001 total wind capacity reached about 24577 megawatts, compared with 9658 megawatts in 1998 and just 2,000 megawatts in 1990.

Europe leads the world in installed wind capacity. Its total at the end of 2001 stood at about 17500 megawatts, and the European Wind Energy Association (EWEA) forecasts that its total will reach 27,000 megawatts in 2004 and 70,000 in 2010.

In the Arab countries, wind power is still in its infancy. Egypt is taking the lead with 69 megawatts of installed capacity at the end of 2001. The next Arab country comes Morocco with 54 MW. Syria's capacity does not exceed 550 kilowatts including the installed capacity by a private company SAG of about 350 kW. In the UAE the largest electricity turbine powered by the wind measures about 800 kilowatts. In 1996 Jordan completed a project with a capacity of 1125 kilowatts, and in 2002 the Ministry of Energy and Mineral Resources is expected to build three stations with a capacity of 25-30 megawatts for each one. There are other small wind projects in other Arab states.

The attractions of wind as a source of electricity which produces minimal quantities of greenhouse gases has led to ambitious targets for wind energy in many parts of the world. More recently, there have been several developments of offshore wind installations and many more are planned. Although offshore wind-generated electricity is generally more expensive than onshore, the resource is very large and there are few environmental impacts.

Whilst wind energy is generally developed in the industrialized world for environmental reasons, it has attractions in the developing world as it can be installed quickly in areas where electricity is urgently needed. In many instances it may be a cost-effective solution if fossil fuel sources are not readily available. In addition there are many applications for wind energy in remote regions, worldwide, either for supplementing diesel power (which tends to be expensive) or for supplying farms, homes and other installations on an individual basis.

3. Wind climatology in Syria

A Wind Atlas for Syria was published in 1999 through cooperation between Syrian officials and the Danish RISO Institute. The Wind Atlas is mainly based on data collected by 49 wind-monitoring stations established around the country. These have collected data for many years (5-12 years) at each site in the period 1965-1993. At each site, the Atlas presents the measured wind speed data, develops the A and K Weibull parameters for each 30° sector, and concludes with a table summarizing the calculated mean wind speeds (m/s) and power density (W/m^2) at heights of 10 m, 25 m, 50 m, 100 m, and 200 m at 4 roughness classes. Most sites also include a wind rose and wind speed duration curve. The wind Atlas represents an excellent data source from which a wind energy program can be planned. The Syrian wind map illustrates strong wind resources with average speeds 4-7 m/sec in the central, southern, west southern, and hilly coastal areas of the country.

4. Installed grid-connected electro-wind systems in Syria

The largest pilot wind turbine in Syria is a 150 kW Nordex machine installed at the northern part of Albaath city in Qonaitra area as UNDP demonstration in 1994. The machine operates in grid-connected mode. The installation time lasted one week and the machine started pumping power, through a transformer 0.4/20 kV, into the 20 kV network.

4.1 Technical analysis

The wind turbine (WT) has been evaluated by the author according to the capacity factor, operation time analyses (production and down time), kWh generated to kW installed, and energy output for unit rotor swept area.

The Capacity factor is defined as the ratio of the actual output of the WT to the rated output. The capacity factor includes the availability of the machine, wind, and the grid. The second criterion is a good measure to compare the performance of different types of installed machines.

The total produced energy from the time of commissioning (1.7.1994) till 31.12.2000 is **1891182** kWh. Table 1 shows the annual productions and the annual average capacity factors.

Table 1: Annual Productions and Capacity Factors

	1994	1995	1996	1998	2000
Production	128834	242704	276333	333398	290501
Capacity Factor	29 %	27 %	31%	37.3 %	32.00 %
Down time	28.9 %	27.8 %	20.5 %	26.4 %	27.1 %

For analysis purposes we have classified the 60 fault types (Error-codes) into 4 groups:

Network Faults (over-voltage, under-voltage, frequency fault, line drop, unbalanced phases); These faults were responsible for more than 40% of the down time of the turbine during 1994 and 1995.

Machine Faults (faults of rotor, bearings, breaking system, yaw system, generator, and hydraulic system);

Inadequate wind speed and others (manual stop, await start wind, cable twisted, emergency stop, parameter crash ... etc.); and

Grid drop which indicates a disturbance at the input supply of the computer.

The grid drop fault was the most occurring during 1994 (45.24% of the total faults at an average rate of 7.58 times per day) and 1995 (with the figures 56.43% and 4.22 respectively) and was the cause of nearly 50% of the down time of the system. Therefore, it is classified as an independent group in spite of its depending mainly on the status of the electric grid (network).

4.2 Economic analysis of the Syrian pilot WT

The objective of this analysis is to estimate the cost of generated kWh. The analysis is based on the method of calculating Life-cycle cost LCC according to present value method. The required input data are: Life time of the system (25 years), interest rate I (9.5%), inflation rate j (6%), initial investment cost of the whole system (325000 USD) including turbine, civil works, wiring, and spare parts for five years, operation and maintenance cost (2% of turbine cost = 5000 USD), Cost of renewing exhausted components (12000 USD every 5 years), and Total production during 25 years

(7500 MWh). The calculations showed a cost of generated kWh of 5.6 Cents. It is obvious that the cost of wind energy in Syria is very competitive with that of the conventional generation systems.

5. Potential and market for wind electricity in Syria

The wide availability of wind power across Syria is illustrated by the fact that there have been at least 4000 mechanical wind pumps operating in the country in recent history.

Various consultancy reports have suggested target capacities of 500 MW or 800 MW by 2010, or 1000 MW by 2020. A capacity of 800 MW would produce some 1600 GWh/year, or just over 3% of the predicted 44 TWh demand in 2010. Such a development is certainly achievable. But, given the low level of development to date, would require a rapid start and acceleration of wind development in Syria, with associated finance, subsidies and development of technical personnel. Figure 1 illustrates the annual growth required to achieve 800 MW by 2010, assuming the first 5 MW could be installed in 2002 [1].

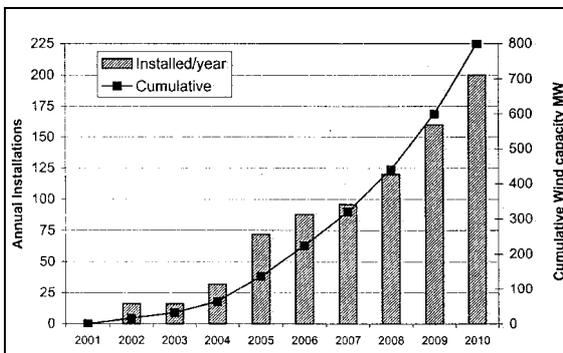


Figure 1: Annual growth necessary to achieve 800 MW by 2010 [1]

The immediate focus must be to exploit the Wind Atlas to identify sites for the most cost-effective near-term wind-farm developments. These sites would then require detailed site-specific measurements, preferably for more than 1 year, to verify project feasibility.

There is also significant potential for stand-alone wind-turbines to serve off-grid and nomadic communities through wind, wind-PV or wind-diesel systems with battery storage. Much of the wind potential lies in the least economically developed areas where diesel fuel is subsidized.

Based on the information currently available on the wind energy potential, the prospects and constraints, the following two scenarios have been projected and are given at table 2.

Table 2: Prospects for wind energy developments in Syria by 2010

Component	Scenario 1 (high)	Scenario 2 (low)
Stand-alone electro-wind turbines	200 MW with major government support and involvement	100 MW with moderate government support and involvement
Grid-connected wind farms	600 MW with major thrust and support on private sector participation	200 MW with moderate thrust and support on private sector participation

6. CONCLUSIONS

The paper presents an overview of the energy sector in Syria as an introduction to show the necessity for utilization of wind energy in Syria. This is followed by giving up-to-date information about wind energy applications worldwide. In order to estimate potentials and prospects for generating electricity using wind energy the paper introduces a technical and economic analysis of the installed electro-wind systems in Syria.

The prospects for wind farms in Syria are given for the next ten years. The information available allows the identification of opportunities for 600 MW of installed power in grid-connected mode up to 2010. There is also significant potential for stand-alone wind turbines to serve off-grid and nomadic communities through wind-only, wind-PV, or wind-diesel systems with battery storage.

In addition, the cost of wind energy in Syria per kWh is outlined for the various wind regions in order to show their cost-competitiveness with conventional generation systems.

REFERENCES

- [1] Power India and Ministry of Electricity, National renewable energy master plan, 2001
- [2] Sheki, M. K.; Karmoucheh, N.,
Energy sector in SAR (key figures),
Documentations of Euro Mediterranean Energy Policy Workshop,
Damascus 2001
- [3] Hagler Bailly Consulting Ltd,
Syria- Institutional Framework for Renewable Energy November 1998
- [4] RISO,
Wind Farm in the Homs Region, Feasibility Report,
December 1996
- [5] Hamzeh, A,
Analysis of five-year operation of Albaath wind turbine generator in Syria, 2001
European wind energy conference and exhibition, Copenhagen, Denmark, 2-6 July 2001
- [6] Hamzeh, A.,
Performance of the First grid-connected wind power station in Syria, Damascus Univ. Journal,
V14, No. 1, 1998
- [7] Young, D., Modern Engineering Economy, John
Wiley 1993
- [8] Paul, E. and others, Engineering Economy, Prentice Hall 1997
- [9] World Energy Council, Survey of Energy Resources 2001
- [10] Hamzeh, A.: Wind as an alternative source of electrical energy in Syria
The world Wind Energy Conference, Berlin 2002

~~Die katalytische partielle Oxidation – ein neues Verfahren zur Entteerung von Holzgas~~

M. Klemm

Technische Universität Dresden Lehrstuhl Kraftwerkstechnik, Mommsenstraße 13, D - 01062 Dresden,
mklemm@metrs1.mw.tu-dresden.de

Brenngasreinigung, Biomassevergasung, Holzgas, Entteerung, katalytische partielle Oxidation, Metallkatalysator

Die Nutzung regenerativer Energiequellen ist zur Minderung des Ausstoßes an fossilen CO₂ und zur Ressourcenschonung unbedingt erforderlich. Die Erzeugung eines Brenngases aus der Biomasse durch Vergasung bietet für deren Anwendung eine Reihe von Vorteilen. So werden bei der Stromerzeugung höhere Wirkungsgrade erreichbar und aus dem Vergasungsgas ist die Wasserstoffproduktion möglich. Jegliche Anwendung des Brenngases aus der Vergasung ist aber durch seinen Teergehalt behindert, da Teer Einrichtungen der Gasnutzung schädigen kann. Mit der katalytischen partiellen Oxidation an einem Metallkatalysator ist es mittels einer vorteilhaften Heißentteerung gelungen, ein Gas zu erzeugen, was die Grenzwerte des Teergehaltes für eine Anwendung in einem Gasmotor einhält. Dabei ist der chemische Wirkungsgrad sehr hoch, d.h. der Verlust an den nutzbaren Gaskomponenten Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Methan ist sehr klein, bzw. werden diese Gase aus abgebautem Teer zusätzlich gebildet.

Ausgangsbedingungen

Zur Minderung des Ausstoßes an fossilen CO₂ und zur Ressourcenschonung ist der Einsatz erneuerbarer Energieträger ein Gebot der Stunde.

Dabei spielt die Biomasse nicht nur in Mittel- und Nordeuropa sondern auch in vielen anderen Teilen der Erde eine besondere Rolle. Sie ist nicht nur mengenmäßig eine der bedeutendsten regenerativen Energiequellen, sondern zeichnet sich gegenüber den meisten anderen durch ihre Speicherbarkeit und planbare Verfügbarkeit aus.

Durch die Vergasung von Biomasse ist es möglich, ein Brenngas herzustellen, das im wesentlichen aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Methan als brennbaren Komponenten besteht. Mit dem Einsatz dieses Gases in Gasmotoren ist es möglich, mit dem Brennstoff Biomasse im kleinen Leistungsbereich hohe Wirkungsgrade zu erzielen. Gerade den Anlagen im kleinen Leistungsbereich kommt aber eine besondere Bedeutung zu, da die Biomasse in der Fläche verteilt anfällt und wegen

ihrer geringen Energiedichte ein Transport über längere Strecken ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll ist.

Das Brenngas aus der Vergasung ist auch in der Wasserstoffherzeugung, in chemischen Prozessen und perspektivisch in Brennstoffzellen einsetzbar.

Das zentrale Problem der Biomassevergasung stellt die Erzeugung einer anwendungsgerechten Gasqualität dar.

Teer spielt bei der Biomassevergasung, auch bei unbelasteten Brennstoffen, unter den störenden Komponenten eine besonders große Rolle.

Teer ist nicht nur toxisch, cancerogen und umweltschädlich, er kann auch wichtige Teile nachfolgender Einrichtungen durch Verkleben oder Verkoken schädigen. Davon sind beim Gasmotor besonders Turbolader, Gasmischer und Einlaßventile, aber generell alle engen Kanäle und alle Wandflächen, die sehr heiß oder kälter als der Kondensationsbereich der Teere sind, betroffen.

Deshalb sind Teergehalte in durch Vergasen hergestellten Brenngasen von seiten der Hersteller der Gasnutzungseinrichtungen streng begrenzt. Übliche Werte sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1: Anforderungen an den Teergehalt in Biomassevergasungsgas [1]; [3]; [2]

	Gasmotor	Hochtemperatur-Brennstoffzelle	Chemische Synthese
Teergehalt [g/Nm ³]	< 0,1	<< 0,01	< 0,1 (< 0,0001)

Dem stehen Teergehalte im Rohgas unmittelbar nach dem Vergaser gegenüber die, wie aus Tabelle 2 ersichtlich, sehr viel höher sind als die geforderten Gehalte.

Tabelle 2: Typische Teergehalte nach einstufigen Vergasern [1]; [3]

	Festbettvergaser			Wirbelschicht (stationär)	zirkulierende Wirbelschicht
	Gegenstrom	Gleichstrom	TU Dresden Versuchsstand		
Teergehalt [g/Nm ³]	50 - 150	0,5 - 6	4-12	1 - 23	1- 30

Eine funktionierende Teerentfernung ist somit Voraussetzung für eine Nutzung der Vorteile, die die Vergasungstechnik bieten kann.

Grundlegend können beim Stand der Technik zwei Arten der Entteerung unterschieden werden. Die Teerabscheidung arbeitet unterhalb des Siedebereichs der Teere und der Teerabbau oberhalb.

Das Prinzip der Teerabscheidung besteht darin, den Teer zu kondensieren und dann flüssigen Teer vom Gas abzutrennen, z.B. mittels Prallabscheidern, Wasserwäschen, Lösemittelwäschen, Elektrofiltern [4]. Mehrere Probleme bestehen bei allen Teerabscheideverfahren, besonders folgende:

- Der Teer als Nebenprodukt und viel sehr hoch belastetes Abwasser fallen an.
- Die Energie des Teeres ist dem Brenngas entzogen.
- Es kann die Wärme des Brenngases nicht genutzt werden, da ein Wärmetauscher vor der Entteerung verschmutzt würde.

Mit einem heißen Teerabbau sind die genannten Probleme einer Teerabscheidung umgehbar. Es war deshalb Entwicklungsziel ein heißes Verfahren zu erhalten, das die geforderte Gasqualität bezüglich des Teergehaltes bei wenig Problemen mit Nebenreaktionen erreichen kann und dabei keinen hohen Eigenenergiebedarf hat, sowie einfach anwendbar und robust ist.

Bei Reaktionen, wie der Crackung und der Reformierung ist mit der Bildung polyzyklischer aromatischer Kohlenwasserstoffe und von Ruß aus z. B. niedrigeren Aromaten als Nebenreaktionen zu rechnen. Damit würde zwar die Teermenge reduziert, das verbleibende, nun pechartige Produkt wäre aber um ein vielfaches problematischer, so in seinen toxikologischen Eigenschaften und in seiner Neigung, Anlagen der Gasnutzung zu verkleben. Dies sollte ebenfalls vermieden werden.

Die katalytische partielle Oxidation

Eine Möglichkeit zur Entteerung ohne Probleme mit den genannten Nebenreaktionen stellt die partielle Oxidation der Teerstoffe dar.

Dazu wird dem zu reinigenden Produktgas stark unterstöchiometrisch, das heißt in viel geringerer Menge als für die Verbrennung des gesamten Gases erforderlich wäre, noch einmal Luft zugegeben, um die noch vorhandenen, besonders die höheren, organischen Verbindungen zur Reaktion zu bringen. Die freie Reaktionsenthalpie ist bei diesen Reaktionen sehr stark negativ, so dass sie gegenüber den erwähnten unerwünschten Reaktionen bevorzugt sind. Bei dieser partiellen Oxidation wird die Vergasung, als Reaktion eines Brennstoffes zu einem Kohlenmonoxid und Wasserstoff basierten Brenngas, vervollständigt.

Um dieses Verfahrensprinzip erfolgreich einsetzen zu können, muß für die Betriebstemperatur die Reaktionsneigung mit Sauerstoff für die Teerstoffe höher sein als für Kohlenmonoxid und Wasser

stoff, da statt einer Entteerung sonst diese beiden erwünschten Komponenten verbrannt würden. Dass dies oberhalb von ca. 550°C der Fall ist, konnte durch Berechnungen gezeigt werden. Die Durchführung der partiellen Oxidation zur Teerentfernung ist sowohl ohne oder mit dem Einsatz eines Katalysators möglich. Für ein Arbeiten ohne Katalysator wären hohe Temperaturen von fast 1000°C erforderlich. [5]

Durch den Einsatz eines Katalysators kann eine gute Entteerung schon bei geringeren Temperaturen erreicht werden. Als katalytisch aktive Substanz wird momentan Palladium verwendet. Der Katalysator ist vor Beginn der Gasüberleitung auf Betriebstemperatur vorzuwärmen. Der Entteerungsprozess ist exotherm, damit kann eine weitere Energiezufuhr von außen entfallen. Die katalytische partielle Oxidation wurde am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik der TU Dresden mit großem Erfolg getestet. Das Prinzip der Entteerung ist in Bild 2 dargestellt.

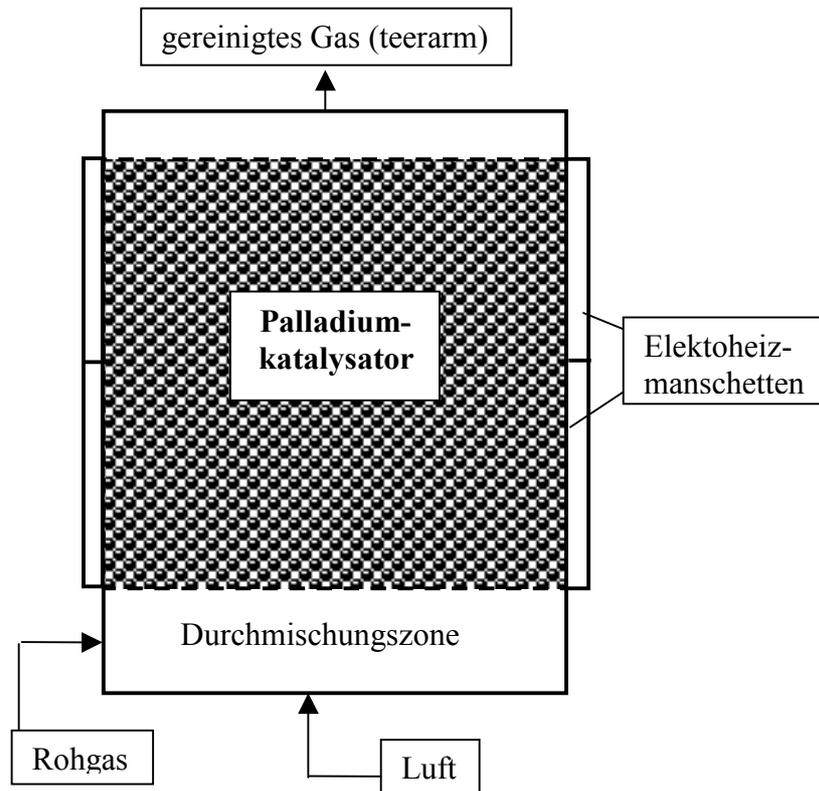


Bild 1: Prinzipskizze der Versuchsanlage

Ausgehend von dem am Versuchsvergaser der TU Dresden zur Verfügung stehenden Gas mit einem Gehalt an Schwerteer im Durchschnitt etwa 5 g/m³ wurde für 700°C und eine Luftzugabe von 0,07 m³/m³_{Rohgas} ein für Gasmotoren geeigneter Teergehalt von kleiner 0,1 g/m³ entsprechend Ab

bauraten von 98 % erreicht. Dabei lag der Gehalt an chemischer Energie im Reingas bei 98 % des Gehaltes an chemischer Energie im Rohgas. (ohne Berücksichtigung des Teeres)

Die katalytische partielle Oxidation besitzt folgende Vorteile:

- Es kann die Grenze von 0,1 g/m³ eingehalten werden.
- Die Betriebstemperatur muß nur 700°C betragen, damit ist von maximalen Vergaseraustrittstemperatur von 550°C aus nur wenig Energie für die Erwärmung erforderlich.
- Durch die relativ geringen Temperaturen sind preiswerte Konstruktionsmaterialien und Katalysatoren einsetzbar, es ist ein einfacher und robuster Anlagenaufbau möglich.
- Die Wärme des Brenngases ist nutzbar.
- Die Nebenreaktionen mit der Bildung höherer PAK sind deutlich vermindert.
- Aromatische Kohlenwasserstoffe werden relativ leicht abgebaut.

Fazit

Das Verfahren der katalytischen partielle Oxidation an Metallkatalysatoren stellt einen sehr vielversprechenden neuen Ansatz zur Entteerung von Biomassevergasungsgas dar.

Mit diesem Verfahren kann der Grenzwert für einen Einsatz in Gasmotoren unterschritten werden, und das mit einer sehr einfachen und robusten Apparatur und Betriebstemperaturen von nur 700°C.

Literatur

- [1] VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): Thermische Biomassenutzung - Technik und Realisierung VDI Berichte 1319. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH 1997
- [2] Rösch, C.; Kaltschmitt, M.: Vergleich von Systemen zur Stromerzeugung mit integrierter Biomassevergasung. In: DGMK-Fachbereichstagung Energetische und stoffliche Nutzung von Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen 20. – 22. 4. 1998 in Velen/Westfalen
- [3] Nussbaumer, Th.: Verfahren und Potenzial der Biomasse-Vergasung. In: 7. Holzenergiesymposium. Zürich 18. Oktober 2002
- [4] Hasler, Ph.; Buehler, R.; Nussbaumer, Th.: Evaluation of gas cleaning technologies for biomass gasification. In: 10th European Conference and Technology Exhibition Biomass for Energy and Industry. Wuerzburg 8-11 June 1998
- [5] Brandt, P.; Henriksen, U.: Decomposition of tar in pyrolysis gas by partial oxidation and thermal cracking. In: 10th European Conference and Technology Exhibition Biomass for Energy and Industry. Wuerzburg 8-11 June 1998

Hybride Antriebstechnik in intermediären Transportsystemen

Dr.-Ing. M. Klingner und M. Matoušek

Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme, Zeunerstr. 38, D-01069 Dresden

Schlüsselwörter: Personenverkehrssystem, Busbahn, Hybridantrieb, Brennstoffzelle, Fly Wheel, Supercap, Spurführung, Fahrerassistenzsystem

Zusammenfassung: Intermediäre Transportsysteme sind Fahrzeuge für den öffentlichen Personenverkehr, die sowohl in Transportvolumen und Fahrwegflexibilität aber auch in den zur Anwendung kommenden Antriebstechnologien eine Brücke zwischen konventionellen Bussen und hochkapazitiven, kostenintensiven Straßen- und Regionalbahnsystemen schlagen. Der Einsatz hybrider Antriebstechnologien zur effizienten Fahrweise derartiger Fahrzeuge wird am Fraunhofer IVI in der Praxis an einem speziell dafür entwickelten Versuchs- und Erprobungsfahrzeug erforscht.

Intermediäre Transportsysteme

Unter dieser Bezeichnung werden öffentliche Personenverkehrssysteme verstanden, die sich in ihren Eigenschaften zwischen Bus- und Straßenbahnsystemen definieren. Sie sind auch unter den Begriffen Buszug, Busbahn oder im französischen Sprachraum als „Tram sur pneu“ (gummibereifte Straßenbahn) bekannt. Besonders für Anwendungen mit mittlerer bis höherer Verkehrsnachfrage, sollen sie die Vorzüge beider Verkehrssysteme in sich vereinen und stehen sowohl hinsichtlich Transportkapazität, Spurführung, Fahrwegflexibilität, Kostenaufwand sowie bei einigen Systemen auch in Bezug auf die zum Einsatz kommende Antriebstechnologie zwischen beiden.

Die derzeit im Einsatz oder in der Einsatzplanung befindlichen Buszugsysteme unterscheiden sich in den zur Anwendung kommenden Spurführungstechnologien erheblich (s. Abbildung 1). Allen gemeinsam ist jedoch die Eigenschaft auch außerhalb des vordefinierten Fahrwegs ohne Nutzung des Spurführungssystems verkehren zu können und damit flexibel auf aktuelle Erfordernisse der Verkehrsführung zu reagieren.

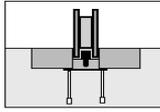
Prinzip	mechanisch			berührungslos	
System	Translohr	GLT / TVR	O-Bahn	CIVIS	Phileas
Ausführung	Mittelschiene Führungsräder 	Mittelschiene Führungsräder 	Spurkanal Spurrollen 	optisch Kamera Markierung 	induktiv Sensor Magnetstifte 

Abbildung 1: Spurführungsprinzipien intermediärer Fahrzeugsysteme

Die Systeme eignen sich auch für den Einsatz in ländlichen Regionen. Gegenüber Bahnsystemen können in diesen Fällen bei gleicher oder verbesserter Bedienungsqualität teilweise erhebliche Kosteneinsparungen bei der Anschaffung und im Betrieb erzielt werden. Das zeigen verschiedene Studien des Fraunhofer IVI zum Einsatz von Buszügen auf Nebenbahnen.

Derartige Untersuchungen wurden u.a. auch für eine Streckenführung in Anlehnung an den Verlauf der ehemaligen Darßbahn durchgeführt. Auf der Grundlage unterschiedlicher Trassenvarianten und Betriebskonzepte wurden verschiedene Verkehrssysteme hinsichtlich ihrer Lebenszykluskosten verglichen (s. Abbildung 2).

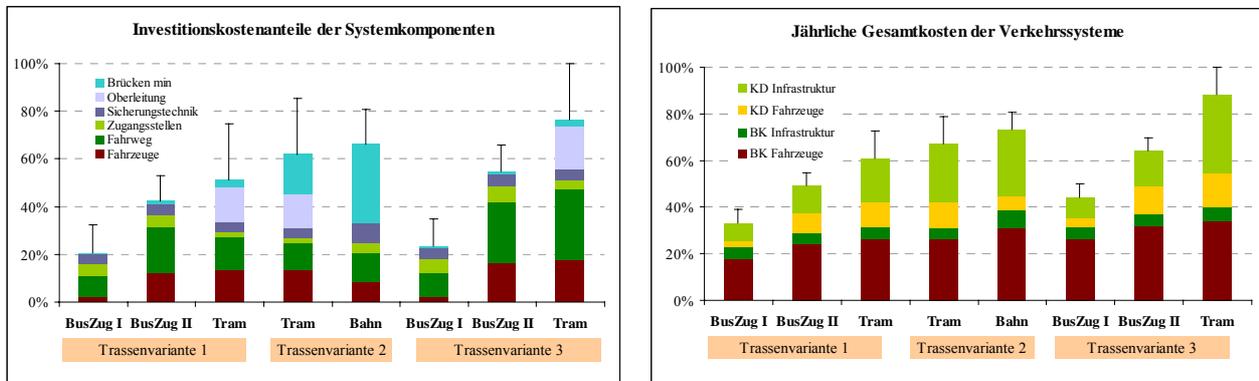


Abbildung 2: Kostenverhältnisse unterschiedlicher Verkehrsmittel und Trassenvarianten

Als wesentliche Ursachen für diese Einsparmöglichkeiten können

- die Minimierung der Fahrwegsinvestitionen durch teilweise Nutzung des öffentlichen Straßenraums, bei gleichzeitig besserer Siedlungerschließung
 - kostengünstigere Signal- und Sicherungstechnik
 - kürzere Ausweich- und Zugangsstellen
 - geringere Fahrzeugpreise
 - niedrigere Betriebskosten für Fahrzeuge und Infrastruktur
- genannt werden.

Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Brennstoffzellen im Verkehr

Bereits seit Ende der sechziger Jahre¹ wurde eine Reihe von Unternehmungen zum Einsatz von Brennstoffzellenantrieben in Fahrzeugen gestartet. Waren diese anfangs aufgrund der noch wenig ausgereiften Technologie und der extrem hohen Kosten reine Demonstrationsprojekte, so ist besonders in den letzten 2 Jahren die Anzahl der Anwendungen im öffentlichen Verkehr gestiegen. Inzwischen haben die internationalen Fahrzeughersteller sowie auch universitäre Einrichtungen derartige Fahrzeuge vorgestellt. In diese Linie reiht sich auch der 2003 in der Stadt Barth in Betrieb gehende Brennstoffzellenbus ein.

Als größte Unternehmung des Brennstoffzelleneinsatzes in Bussen werden derzeit von der EvoBus GmbH 30 Busse an 10 Städte in Europa ausgeliefert. Das Vorhaben wird durch das EU-Programm CUTE² unterstützt. Ziel dieses Großprojektes ist es, die Technik unter verschiedenen klimatischen Bedingungen einzusetzen und im regulären Linienbetrieb zu erproben. Insbesondere sollen sie hinsichtlich Wartung, Lebensdauer und anderer Parameter der Fahrzeuge und Anlagen mit konventionell angetriebenen Bussen von gleicher Bauart verglichen werden.

¹ Das erste Brennstoffzellen-Fahrzeug war der schon 1967 von General Motors präsentierte Electrovan.

² Clean Urban Transport for Europe

Das Ziel dieses Großprojekts macht das Problem des Einsatzes deutlich. Derzeit können noch keine zuverlässigen Angaben zu Kosten im Vergleich zu herkömmlichen Bussen gemacht werden. Es wird angenommen, dass die Anlagen aufgrund der geringeren Anzahl bewegter Teile weniger verschleißanfällig sind, als herkömmliche Antriebe und die Aufwendungen für Wartung deshalb geringer ausfallen. Für die Lebensdauer von Brennstoffzellen mit Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) werden inzwischen bis zu 2000 Betriebsstunden garantiert. Bei moderaten dynamischen Anforderungen und dem Einsatz hochreiner Gase kann diese auch ein Mehrfaches betragen. Trotzdem ist in Betracht zu ziehen, dass relativ frühzeitig das Auswechseln des Stacks anstehen kann und dadurch erhebliche Mehrkosten anfallen. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt nur schwerlich abschätzbar, da die Technologie noch in der Entwicklung ist.

Durch verschiedene Institutionen wurden Kostenziele definiert. Diese gehen davon aus, dass ein brennstoffzellengetriebenes Fahrzeug nicht wesentlich mehr kosten darf, als ein herkömmliches. Als Richtwert für Busse gelten Mehrkosten von etwa 36 000 €. Der Vergleich der derzeitigen Kosten für ein kleineres System (ca. 1 Mio. €) zeigt, wie weit Realität und Ziel zur Zeit noch voneinander entfernt sind.

Die aktuellen Erwartungen zur Entwicklung von Brennstoffzellentechnik und Kosten sind im Brennstoffzellenbericht an den amerikanischen Kongress vom Februar 2003 zusammengefasst. Neben grundsätzlicher Kostenreduktion, Technologie- und Wirkungsgradverbesserung werden die in Tabelle 1 zusammengefassten zeitlichen Zielvorgaben definiert. Es ist anzunehmen, dass sich die Entwicklung in Deutschland und Europa in ähnlicher Weise vollzieht. Insbesondere soll die neu eingerichtete „Europäische Partnerschaft für Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologien“ dazu beitragen, die Entwicklung auf diesem Gebiet voranzutreiben.

Jahr	Ziele für stationäre Anlagen	Ziele für Einsatz in Verkehrsmitteln
2005	Lebensdauer: akzeptable Werte Wirkungsgrad: 35 ... 55%, Abschätzen, ob 400 \$/kW erreichbar sind	Lebensdauer: mindestens 1000 bis 2000 h Preis BZ: 200 bis 125 \$/kW Energie: 3\$/gal Benzin-Äquivalent
2008	Lebensdauer und Effizienz verbessern Systemleistung: 2 ... 25 MW Absichern, dass 400 \$/kW erreichbar sind	Lebensdauer: 2000 bis 5000h Preis BZ: 125 bis 45 \$/kW Energie: 1,5 – 2,6 \$/gal Benzin-Äquivalent
2010	Lebensdauer Stack/System: 5/25 Jahre Systemleistung: bis 500 MW(2012) Wirkungsgrad: 40 ... 60% Preis BZ: 400 \$/kW	Lebensdauer: 5000 h Preis BZ: 30 \$/kW Energie: 1,5 \$/gal Benzin-Äquivalent

Tabelle 1: Ausgewählte Zielvorgaben für Entwicklung und Einsatz von Brennstoffzellen

Aufgrund der Technologie (elektrischer Antrieb) bietet sich beim Einsatz von Brennstoffzellen in Bussen und Buszügen die von elektrischen Bahnen bekannte Rückgewinnung von Bremsenergie zur Verbesserung des energetischen Wirkungsgrads und damit zu einer wirtschaftlicheren Betriebsweise an. Dazu ist der Einsatz von Zwischenspeichern wie Schwungrädern, Superkapazitäten oder Batterien notwendig. Verfahren zum Zusammenwirken derartiger Systeme, besonders beim Einsatz in berührungslos spurgeführten intermediären Fahrzeugen, bilden einen wesentlichen Forschungsschwerpunkt am Fraunhofer IVI.

Stand der Forschung am Fraunhofer IVI in Dresden

Das Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme in Dresden besitzt ein Versuchsfahrzeug, genannt "AutoTram", das zur Erprobung sämtlicher technischen Komponenten wie Spurführungssystem, Allradlenkung oder Antriebssystem dient. Ziel ist es, nicht nur ein komplett neues Fahrzeug zu entwickeln und zuzulassen, sondern auch einzelne Komponenten zu erproben, um sie später in serienmäßige Fahrzeuge einbauen zu können.

In der Abteilung Verkehrssystemtechnik wird ein besonderer Akzent auf die Einbindung neuer Antriebstechniken in die Fahrzeugtechnik gesetzt. Die Konzepte beruhen zumeist auf der Verwendung von zuverlässigen Brennstoffzellenmodulen aus der Automobilindustrie, deren Leistungsfähigkeit durch die Parallelschaltung von modernen Schwungrädern gesteigert wird. Bei Transportmitteln im Stadtverkehr kann so neben der zum Teil beachtlichen Energieeinsparung durch Rekuperation von Bremsenergie die installierte Leistung durch den Lastspitzenausgleich auf ein Mindestmaß reduziert werden.



Abbildung 3: Versuchs- und Erprobungsfahrzeug des Fraunhofer IVI; AutoTram

Bei dem Versuchsfahrzeug handelt es sich um ein 18 Meter langes, zweigliedriges Straßenfahrzeug. Der als Interimslösung installierte dieselelektrische Antrieb wird schrittweise durch einen hybriden Brennstoffzellen-Schwungradspeicher-Antrieb ersetzt. Für die Erzeugung des in der Brennstoffzelle verstromten Wasserstoffes baut das Fraunhofer IVI eine eigene Wasserstoffinfrastruktur in seiner Versuchshalle in Dresden-Reick auf. Dazu gehört neben der Produktion mittels Elektrolyse auch die Komprimierung und Speicherung des Wasserstoffs in modernen Hochdruckbehältern. Bislang wird auf einem Druckniveau von 200 bar gearbeitet, eine Auslegung auf 350 bar Systeme ist angedacht. Die Einbindung von Brennstoffzellenmodulen in hybride Antriebssysteme bietet regelungstechnische Problemstellungen, die mit Hilfe von modernen Software-Tools gelöst werden. Schwerpunkte werden am IVI hauptsächlich auf die Steuerung der Peripheriegeräte und die elektrische Einbindung in das Antriebskonzept gelegt. Dazu gehört z.B. die genaue Simulation vom elektrischen Verhalten des Gesamtsystems, sowie die Erprobung und Bewertung verschiedener Energiemanagement-Konzepte in Verbindung mit den Zwischenspeichern. Ziel ist es, eine optimale Konfiguration zwischen Brennstoffzelle und Schwungrad zu finden, in der Energieflüsse und Leistungen optimal auf den jeweiligen Einsatzfall abgestimmt sind.

Quellenverzeichnis

- [1] Verbesserung des Verkehrs und der Wirtschaftlichkeit auf Bahn-Nebenstrecken – BusZug; Fraunhofer IVI, BASt, EvoBus, 2002
- [2] Busbahn auf separater Trasse für den Regionalverkehr im Muldental, Ein Konzept für den Ausbau der ehemaligen Muldentalbahn; Fraunhofer IVI; Dresden 2003
- [3] BusBahnen für den Regionalverkehr der Region Fischland–Darß–Zingst - Ein Konzept für den Ausbau der ehemaligen Darßbahn; Fraunhofer IVI; Dresden 2003
- [4] Vergleichende Lebenszykluskostenanalyse für die Einführung eines intermediären Verkehrssystems in Linz; Fraunhofer IVI; Dresden 2002
- [5] Fraunhofer ISI; „Forum Brennstoffzelle“; <http://www.forum-brennstoffzelle.de/>
- [6] L-B-Systemtechnik GmbH Ottobrunn; Informationsdienst zu Brennstoffzellenantrieben in Fahrzeugen; <http://www.h2cars.de/>
- [7] Kolke, Reinhard; „Technische Optionen zur Verminderung der Verkehrsbelastungen, Brennstoffzellenfahrzeuge im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren“; Umweltbundesamt Texte 33/99; Berlin 1999
- [8] Schwarm, F.; Freudling, E.; Kersch, S.; „Ultracap-Bus im Praxistest“; Der Nahverkehr 3/2003

THE ANALYSIS OF THE WORK OF A GEOTHERMAL HEAT PLANT WITH QUANTITY - QUALITY GOVERNING

Tomasz KUJAWA*, Abdelmajid GHANNOUCHI**

*) Technical University of Szczecin, Department of Heat Engineering
al. Piastów 17, PL 70-310 Szczecin, Poland
Phone: (++ 48 91) 449 42 72, Phone/Fax: (++ 48 91) 449 45 91
e-mail: Tomasz.Kujawa@ps.pl

**) Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis, Département Génie Mécanique

Abstract

The paper describes the results of analysis of the work of a geothermal heat plant supplied with geothermal water whose parameters were: temperature 60°C and 70°C and capacity 50–150 m³/h. The plant co-operates with a top boiler. Traditional heaters (25 % and 50 %) and floor heating (75 % and 50 %) in parallel connection were used as heat receivers. To more effective use of the geothermal energy, the installation was running with quantity-quality governing. The calculations made for this kind of installation allowed one to determine the amount of gained geothermal energy as well as to estimate the ecological effects it brings at various temperatures of returned water in a heat distribution network. The final conclusions were formulated as well.

INTRODUCTION

Poland belongs to the countries with rich resources of thermal waters with temperatures ranging from ~30 °C to ~120 °C [2]. Particularly good conditions for exploitation of these resources can be found in the Szczecin-Łódź region.

Geothermal waters with temperatures above 100°C can be used in heating systems as a sole source of heat (at adequate amount of that water), whereas resources with lower temperatures are usually utilised in combination with other sources of energy [1,3,4,5].

Under Polish conditions practical possibilities of utilisation of geothermal resources can be brought down to construction of installations enhanced by conventional heat sources. This results from the range of available temperatures of extracted geothermal water. The effectiveness of operation of such geothermal power plant is linked to a highest possible rationality of utilisation of temperature of the geothermal resource. One of the conditions of optimisation and rationalisation of geothermal heat consumption is a rational heat transfer between geothermal water and municipal water. In order to fulfil that requirement it is advisory to connect recipients with high-temperature installations (radiator heating) with the recipients equipped with low-temperature installations (floor heating), which enables more efficient cooling of municipal water. It is important, from the point of view of heat distribution network, that temperature of municipal water leaving the heat receivers was as low as possible and that it could determine temperature of pumped back geothermal water [1,3,4,5].

In the paper presented have been the results of conducted analysis of the geothermal power plant, supplied with the geothermal water, which co-operated with the peak-time boiler. On the side of heat receivers utilised has been the radiator and floor heating in parallel combination. With a view of better utilisation of geothermal energy a qualitative-quantitative installation control has been applied. Calculations conducted for such installation enabled determination of the amount of acquired geothermal energy as well as the extent of attained ecological effects in the case of different temperatures of return municipal water. On that basis the concluding remarks have been formulated.

SCHEMATIC OF HEAT DISTRIBUTION NETWORK INSTALLATION

In Fig. 1 presented has been the schematic of a central heat distribution network which is supplied by the Geothermal Power Plant (GPP) based on a two-borehole extracting system of geothermal water. The geothermal power plant supplies heat to the recipients having two differentiated types of heating installations:

- high-temperature (traditional installations with convective radiators RH),
- low-temperature (with floor radiators FR).

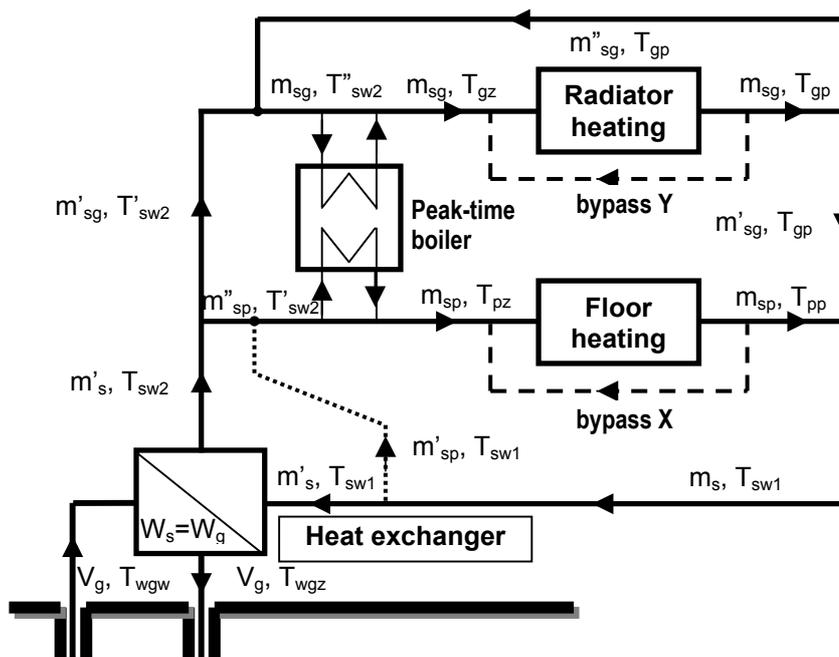


Fig. 1. Schematic of analysed system of geothermal power plant [1]

Heat demanded by the recipients is produced in the central heat source (in geothermal power plant). Geothermal water with temperature T_g and volumetric flowrate V_g is taken from the extraction well and pumped through the geothermal heat exchanger, where contained the energy content is transferred to the municipal water. Cooled geothermal water is removed through the pumping well back to the ground. Produced heat is distributed to the recipients by means of the network encompassing the system of pipelines with feeding municipal water as well as return municipal

water. Municipal water is directed to the heat receivers, connected in parallel. A qualitative-quantitative regulation of the stream of supplied heat has been applied.

Municipal water with differentiated temperatures is directed to both kinds of heat receivers. Temperature of municipal water supplied to the radiator heating as well as floor heating results from the regulation distributions, relevant to each type of heating.

Both installations of heat receipt are equipped with a system enabling cooling of municipal water at inlet if the allowable temperature ranges would be exceeded. In order to maximise utilisation of heat carried with the municipal water the system has been equipped with a bypass, where the surplus of municipal water is flowing. Additionally, installation is equipped with a peak-time boiler where, if needed, the municipal water is heated to achieve required parameters at inlet to the heat receivers connected in parallel.

The streams of water, after giving away heat in receivers, combine into one stream m_s , which is supplied to the heat exchanger (WC). Such stream can be directed to WC entirely or only in its part $m_{s'}$. The split of the main stream m_s depends on the heat capacity of geothermal water. If the stream of municipal water at inlet to the heat exchanger is greater than the maximum stream of geothermal water which can be achieved from that well, then the surplus of municipal water is directed beyond the heat exchanger (bypass X). In the case when the flowrate of water m_{sp} circulating in the floor heating system FR attains values equal or greater than the amount allowable through the heat exchanger, then the entire stream m_{sg} will be returned through the bypass Y.

METHODOLOGY OF CALCULATIONS AND THE OUTPUT DATA

The assessment of the possibility of acquisition of geothermal energy can be conducted on the basis of characteristics of the geothermal bed encompassing, amongst the others, maximal volumetric stream of geothermal water, maximum temperature, thickness and the depth of geothermal water deposit, mineralisation of geothermal water and the period of the resource exploitation. Such assessment will be more accurate if apart from the characteristics of the geothermal bed considered also will be the characteristics of the heating network encompassing also the regulation diagram and the operation time of the heating network.

The works realised earlier [1,3,4,5] proved that during the contribution shares of RH/FR ranging from 0.25/0.75 or 0.50/0.50 and using the qualitative regulation then RH will require application of the peak-time boiler through the entire heating season whereas at FR there will be necessary cooling of the stream of circulating municipal water in the system to render the loss of useful energy acquired from the geothermal source. Therefore it is advisory to apply the qualitative regulation in the FR systems whereas at FR quantitative regulation respectively. Therefore in the present analysis quantitative-qualitative regulation has been applied that is the amount of heat given away in receivers is controlled both by the stream m_s as well as temperature of feeding municipal water T_{sz} in function of external temperature T_z , according to the relation:

$$\dot{m}_s = a + bT_z, \quad (1)$$

$$T_{sz} = a' + b'T_z, \quad (2)$$

whereas the rate of acquired heat can be expressed respectively by the relations:

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_s c_s (T_{sz} - T_{sp}) = c_s (a + bT_z)(T_{sz} - T_{sp}), \quad (3)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_s c_s (T_{sz} - T_{sp}) = \dot{m}_s c_s (a^* + b^*T_z - T_{sp}). \quad (4)$$

The demand for the heating power can be determined on the basis of maximum rate of heat for heating purposes from the relation:

$$\dot{Q}_{co} = \Phi \dot{Q}_{co\max} \frac{T_p - T_z}{T_p - T_{z\min}} = \Phi \dot{Q}_{co\max} \frac{20 - T_z}{36}, \quad (5)$$

if minimum external temperature is $T_{z\min} = -16^\circ\text{C}$ and temperature in the heated compartment is $T_p = 20^\circ\text{C}$. Above considerations pertain both to radiator and floor heating cases. If the share of radiator heating can be denoted by (φ) and the share of floor heating will be then $(1-\varphi)$, and these values will be substituted for Φ , then relation (5) will describe the demand for heating power for a given kind of heating.

In calculation of the total heat demand for heating purposes $Q_c = Q_{co}$, a universal reduced graph of ordered external temperatures for the heating period has been employed, which has been developed by Raiss [6] and is approximated in function of reduced time $\tau = \tau^*/\tau_0^*$ by the relation:

$$\frac{T_{zg} - T_z}{T_{zg} - T_{z\min}} = [1 - \sqrt[3]{\tau} + \tau^2(1 - \sqrt{\tau})]. \quad (6)$$

A detailed algorithm of calculations has been presented in [1, 5].

Subsequently calculated have been values of energy resulting from the heat demand Q_c and energy supplied to peak-time boiler Q_{KS} , which are the sum of energy from the peak-time boiler for radiator heating Q_{KSG} and floor heating Q_{KSP} . A value of geothermal energy acquired by the system Q_G has been determined as a difference between energy required to cover the heat demand Q_c and energy supplied to the peak-time boiler Q_{KS} :

$$Q_G = Q_c - Q_{KS} \quad (7)$$

In calculations assumed has been a maximum heat rate for heating purposes $\dot{Q}_{co\max} = 8000 \text{ kW}$. Maximum temperatures of feeding municipal water, in the case of minimum calculation external temperature $T_z = -16^\circ\text{C}$, are respectively:

- radiator heating RH: $T_{sz\max} = T_{gz\max} = 95^\circ\text{C}$,
- floor heating FR: $T_{sz\max} = T_{pz\max} = 60^\circ\text{C}$.

On the other hand, average temperatures of return municipal water are constants and in the case of different variants of calculations these have been assumed accordingly:

- radiator heating RH: $T_{sp} = T_{gp} = 55, 60^\circ\text{C}$,
- floor heating FR: $T_{sp} = T_{pp} = 25, 30, 35, 40^\circ\text{C}$.

The heating period has been assumed to last 182 days (4368 hours).

Temperature of extracted geothermal water is constant and in the case of different variants of calculations the values of $T_g = 60$ or 70°C have been assumed. Volumetric rate of water varied in the range $\dot{V}_g = 50 \div 150 \text{ [m}^3/\text{h]}$.

In the analysis assumed have been two variants of installation operation (Table 1).

Table 1. Share of a kind of heating in particular variants of installations

Share of heating	Variant number	
	I	II
radiator RH (φ)	0.5	0.25
floor FR ($1-\varphi$)	0.5	0.75

RESULTS OF CALCULATIONS AND ASSESSMENT OF ECOLOGICAL EFFECTS

The assessment of ecological effects has been conducted on the basis of calculations of emissions introduced to the atmosphere due to operation of the peak-time boiler, which covers a certain part of the total heat demand (Table 2). In order to do that data from [2] has been used regarding the amounts of emissions introduced to the atmosphere during combustion of solid fuels:

$\text{CO}_2 = 100.8 \text{ kg/MWh}$, $\text{SO}_2 = 0.8 \text{ kg/MWh}$, $\text{NO}_x = 0.2 \text{ kg/MWh}$, $\text{CO} = 0.02 \text{ kg/MWh}$.

Table 2. Amount of energy produced by the peak-time boiler Q_{KS} and geothermal energy Q_G acquired for RH and FR

		$T_{\text{w gw}} = 60^\circ\text{C}$				$T_{\text{w gw}} = 70^\circ\text{C}$			
T_{pp}	T_{gp}	$T_{\text{w gw}} = 60^\circ\text{C}$		$T_{\text{w gw}} = 70^\circ\text{C}$		$T_{\text{w gw}} = 60^\circ\text{C}$		$T_{\text{w gw}} = 70^\circ\text{C}$	
		Q_{KS}	Q_G	Q_{KS}	Q_G	Q_{KS}	Q_G	Q_{KS}	Q_G
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
25	55	6,477	9,377	3,981	11,873	4,135	11,719	3,538	12,316
	60	8,414	7,440	4,875	10,979	5,121	10,733	4,454	11,400
30	55	6,317	9,537	3,730	12,124	3,746	12,108	3,103	12,751
	60	7,950	7,904	4,679	11,175	4,588	11,266	4,007	11,847
35	55	6,968	8,886	3,671	12,183	4,042	11,812	2,770	13,084
	60	8,509	7,345	4,466	11,388	4,741	11,113	3,637	12,317
40	55	7,392	8,462	3,263	12,591	4,654	11,200	2,320	13,534
	60	8,369	7,485	4,260	11,594	4,972	10,882	3,108	12,746

Data regarding the amount of emissions for two assumed variants of operation have been presented in Figure 2 and 3. In Table 2 presented also are values of energy acquired in the case of FR and RH.

If the peak-time boiler covered the entire heat demand ($Q_c = Q_{KS} = 15\,854 \text{ MWh}$) then the amount of emissions would be:

$\text{CO}_2 = 1598.083 \text{ kg}$, $\text{SO}_2 = 14.269 \text{ kg}$, $\text{NO}_x = 3.171 \text{ kg}$, $\text{CO} = 317 \text{ kg}$.

After comparison of obtained results with the data presented in Fig. 2 and 3 that due to utilization of geothermal energy there has been introduced from 50 to 75% (variant I) or 68 to 85% (variant II) less emissions to the atmosphere (taking into account the worst emissions in particular variants).

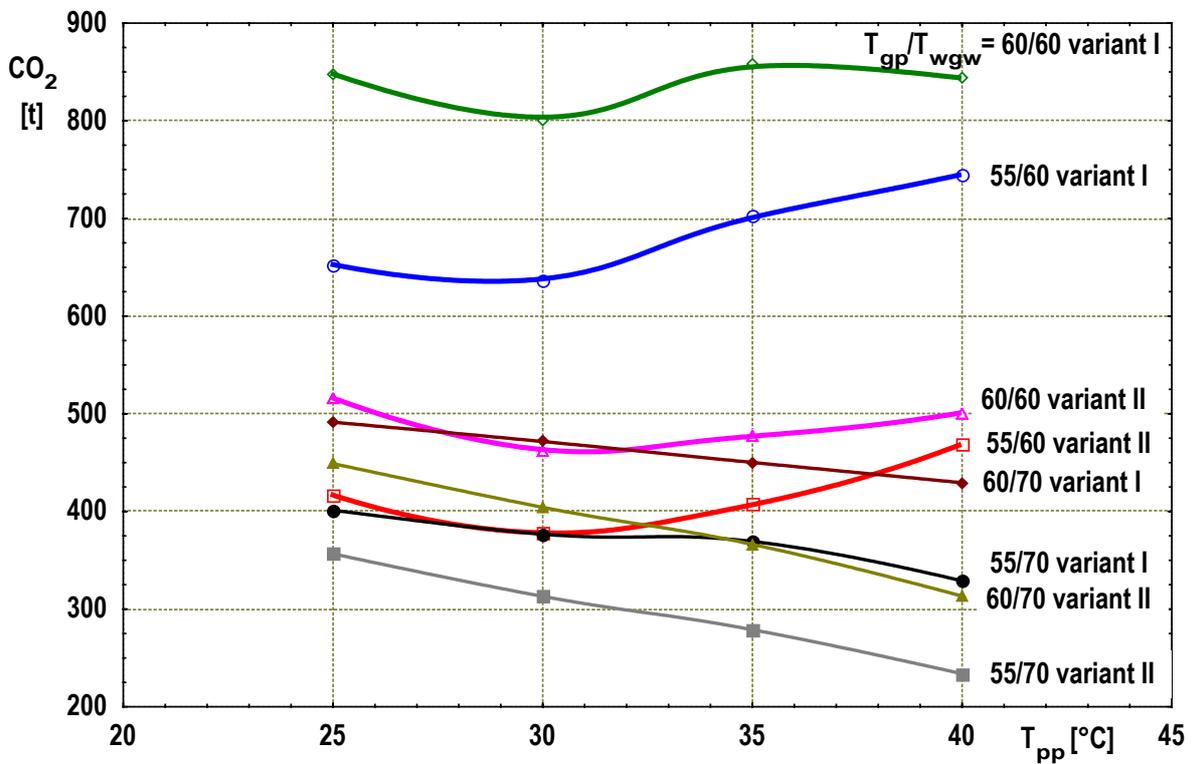
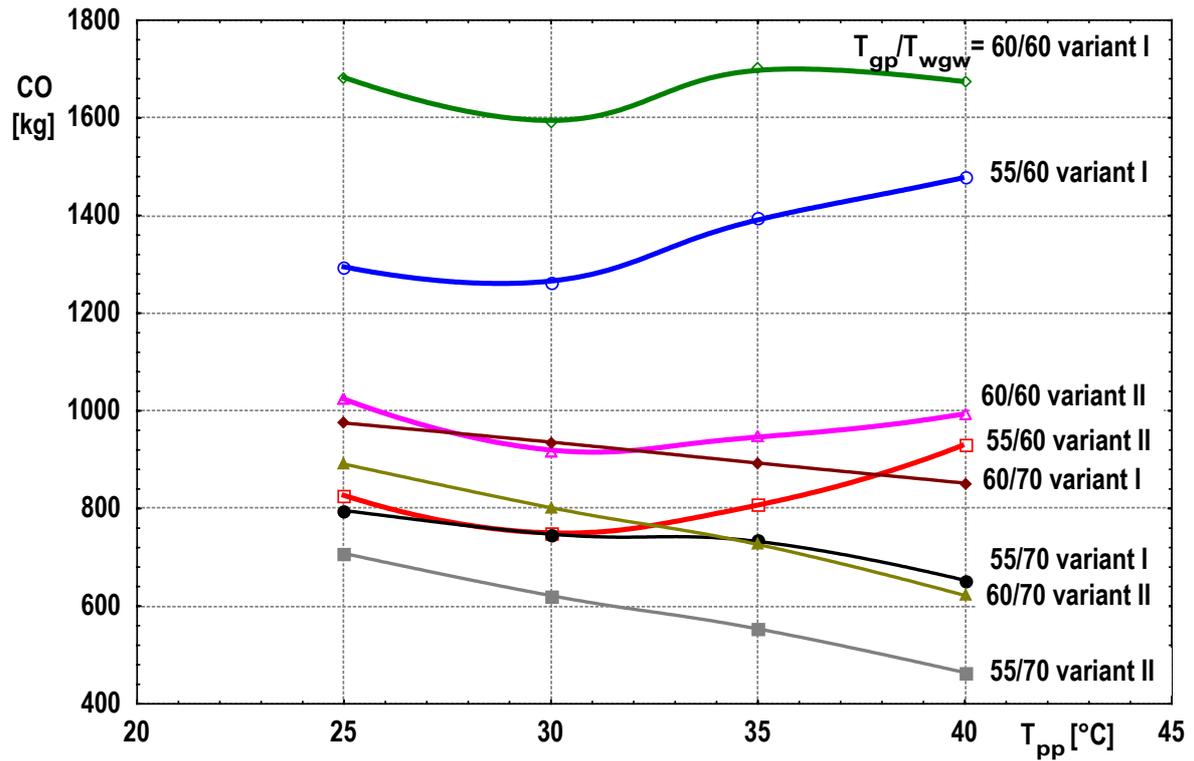
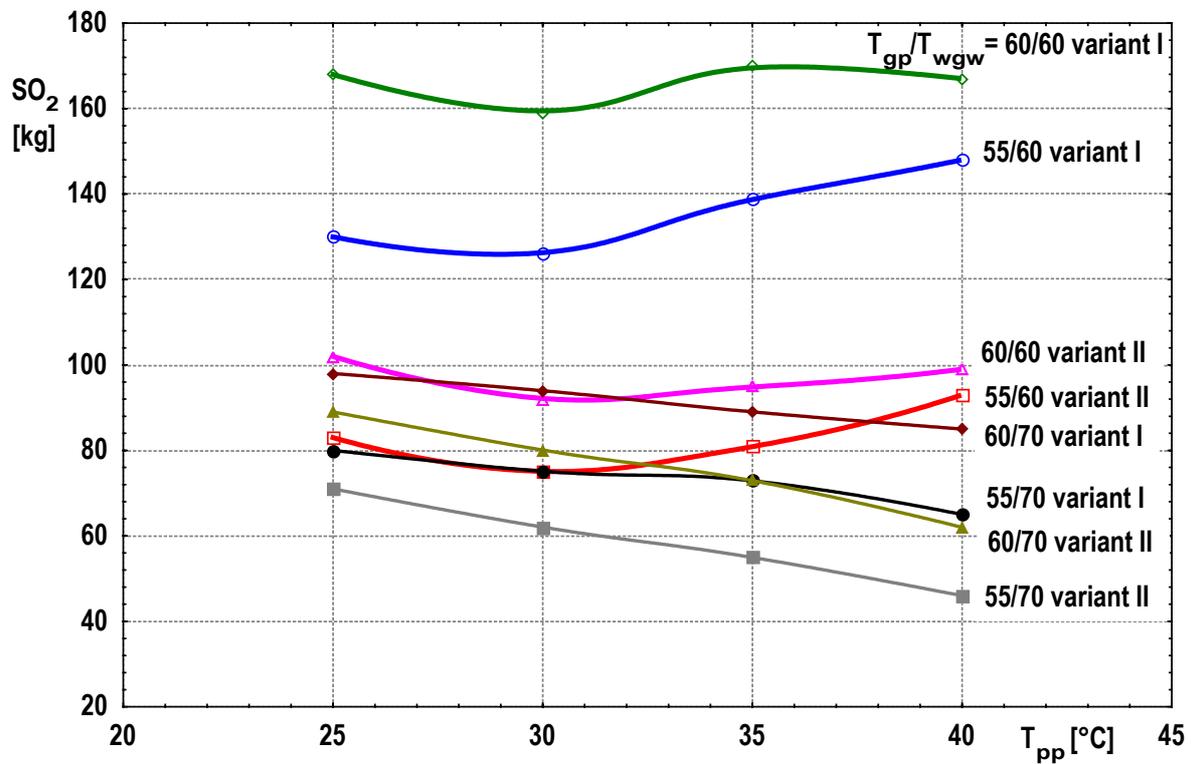
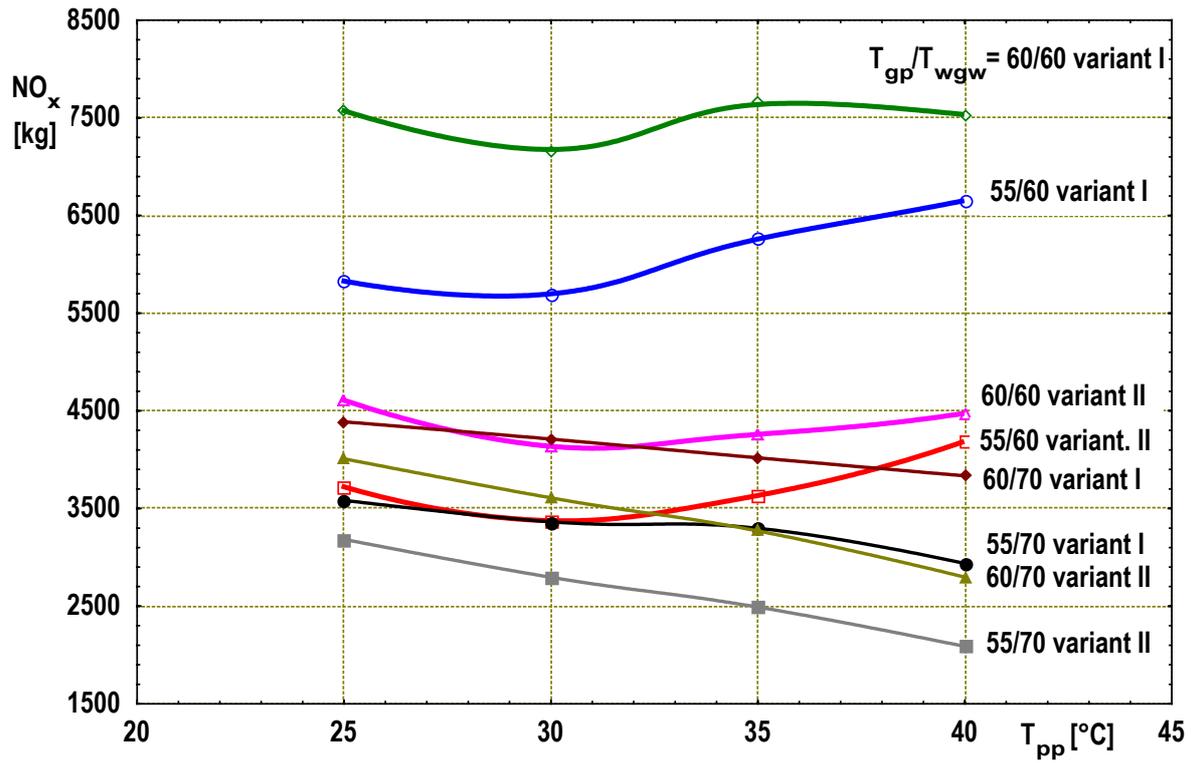


Fig. 2. Amount of emissions (CO and CO₂) introduced to atmosphere in variant I and variant II



Rys. 3. Amount of emissions (NO_x and SO₂) introduced to atmosphere in variant I and variant II

CONCLUSIONS

From the presented concise analysis of obtained results of calculations it stems that in the case of parallel floor and radiator heating there can be the following conclusions drawn:

- applying the quantitative-qualitative regulation can induce more rational utilisation of geothermal energy especially in cases where floor FR coexists with the radiator heating RH,
- utilisation of geothermal energy renders reduction of fossil fuel consumption (by 9 685 tonnes in variant I and 10 411 tonnes at variant II), which otherwise would have to be burnt in order to cover the energy demand, and at the same time it reduces the cost of fuel purchase (respectively by about 237 000 € and 255 000 €),
- reduction of fuel consumption renders in effect 50 – 85% reduction of emissions to the atmosphere.

LITERATURE

1. Kujawa T., Nowak W., Stachel A.A.: Effect of Connection the Low- and High-Temperature Heating Systems on the Degree of Geothermal Energy Utilisation in a Geothermal Heat Plant, Energex 2002, Cracow 2002.
2. Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: Systems of acquisition and utilisation of geothermal energy, Technical University of Szczecin Publishers, Szczecin 2000. (in Polish).
3. Nowak W., Stachel A.A.: *Influence of parameters of geothermal water on utilisation of the water in small heating systems*. Acta Mechanica Slovaca, 3/1999, Košice - Slovakia 1999.
4. Nowak W., Stachel A.A.: *Ecological estimation of work of a geothermal heating plant*. ASME – ZSITS International Thermal Science Seminar. 11-14 June 2000, Bled – Slovenia.
5. Nowak W., Stachel A.A.: The Effect of Use Low Temperature Heating Systems on Geothermal Energy Utilization in Geothermal Heat Plant, Renewable Energy, Renewables: World's Best Energy Option, Edited by A.A.M. Sayigh, Pergamon, Elsevier Science Ltd, Materials on CD 2002.
6. Szargut J., Ziębik A.: Fundamentals of thermal power engineering, PWN, Warszawa 1998 (in Polish).

Konzept einer autarken Energieversorgung für die Stadt Wilhelmshaven

Prof. Dr.-Ing. Harald Lohner

FH OOW, Friedrich-Paffrath-Str. 101, 26389 Wilhelmshaven, lohner@fbwi.fh-wilhelmshaven.de

Energieversorgung, Offshore-Windparks, Brennstoffzellen, Wasserstoff

Zusammenfassung

Der Energieeinsatz in Wilhelmshaven, einer Stadt mit 85000 Einwohnern, beträgt ca. 400 GWh an elektrischer Energie sowie ca. 1860 GWh Wärme pro Jahr. Mit Unterstützung der Gas, Elektrizität und Wasser GmbH, Wilhelmshaven (GEW) werden an der FH OOW, Wilhelmshaven, Konzepte zur nachhaltigen Deckung dieses Bedarfs erarbeitet. In dem im Folgenden beschriebenen Teilprojekt geht es primär um den Einsatz regenerativer Energien, für WHV gleichbedeutend mit der Nutzung von Windenergie in Offshore-Parks unterstützt durch Biomassenutzung und Solarthermie. Ziel ist die Untersuchung der technischen Durchführbarkeit sowie insbesondere die Abschätzung der erreichbaren Emissionsminderung und der resultierenden Energiepreise. Die Studie wird kontinuierlich weitergeführt und soll durch Demonstrationsprojekte einer breiteren Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

1. Energieeinsatz

Als Referenzjahr für die Aufstellung der Szenarien dient das Jahr 2002. Datengrundlage für den Verbrauch an elektrischer Energie sind die von der GEW zur Verfügung gestellten Monatsprotokolle der Netzlast. Diese Protokolle beinhalten den Verbrauch an elektrischer Energie aufgeteilt auf die Verbrauchssektoren Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft und Sonstige. Angegeben ist der Verbrauch jedes einzelnen Tages, die Verteilung in Hochtarif- und Niedertarifbezug, die maximale Netzlast eines jeden Tages sowie der dazugehörige Zeitpunkt. Die für die Erstellung der Jahresganglinie notwendigen Momentanwerte sind aus den Tagesverbräuchen ermittelt. Da diese Vorgehensweise zu einer rechnerischen Vergleichmäßigung der tatsächlichen Tagesspitzen- und mindestlasten führt werden für die Auslegung der Versorgungssysteme zusätzlich die, auf 15-Minuten-Messwerten beruhenden, Tagesverbrauchskurven markanter Jahrestage hinzugezogen.

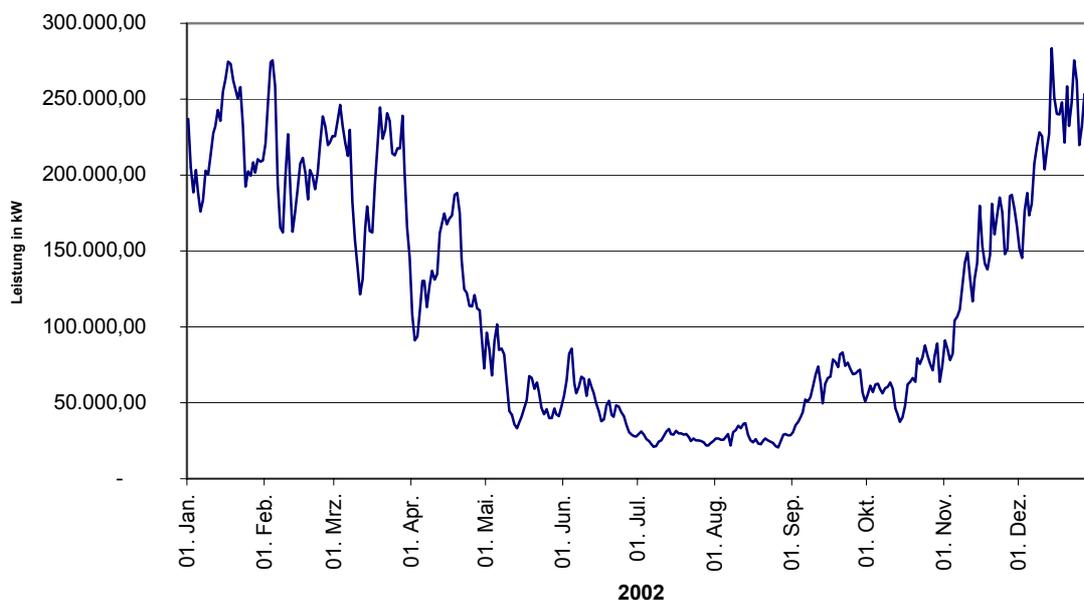


Abb. 1: Jahresganglinie Gasbezug

Die Analyse des Gasverbrauchs erfolgte prinzipiell nach der gleichen Vorgehensweise, lediglich die verwendeten Tagesganglinien basieren auf Stunden anstelle von 15-Minuten-Messwerten. Zur Ermittlung der insgesamt benötigten thermischen Energie ist zusätzlich zum Gasverbrauch der Mineralöleinsatz zu Heizzwecken zu berücksichtigen. Da auch dieser in den betrachteten Szenarien durch regenerative Energien substituiert wird, ist für die Auslegung der Brennstoffzellen und letztendlich des gesamten Versorgungssystems neben der Energiemenge die zeitliche Verteilung des Mineralölverbrauchs zu berücksichtigen. Für den Mineralölverbrauch zu Heizzwecken wurde daher eine dem Erdgaseinsatz vergleichbare Ganglinie angenommen.

Abnehmer	Kundenanzahl	Abnahme thermisch [GWh]	Abnahme elektrisch [GWh]	Summe
Haushalte	47.769	1.017,30	119,30	1.136,60
Gewerbe	3.349	339,20	94,50	433,70
Industrie	14	37,00	65,50	102,50
Sonstige	472	440,8	106,90	335,38
BHKW	2	26,19	17,01	43,20
Summe	51.606	1.860,49	403,21	2.051,38

Tab. 1: Energieeinsatz 2002

2. Einsatzpotenzial regenerativer Energieträger

Solarenergie

Die erreichbaren Deckungspotenziale durch Solarenergie wurden auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Dachflächen ermittelt (Tab. 2). Wegen der in Norddeutschland enormen Stromgestehungskosten bleibt eine photovoltaische Nutzung unberücksichtigt. Vorgesehen ist lediglich ein Einsatz von Solarkollektoren zur Wassererwärmung, wobei ca. 60% der in privaten Haushalten zur Brauchwassererwärmung notwendigen Energie abgedeckt werden.

Haustyp	Wohneinheiten In WHV	Durchschnittliche Dachfläche in m ²	Dachfläche pro Einwohner
Einfamilienhaus	6835	29	13,8
Zweifamilienhaus	2720	29	6,9
Mehrfamilienhaus Flachdach	12187	200	12,7
Mehrfamilienhaus Giebeldach	18808	280	22,2

Tab. 2: Dachflächen in WHV

Biomasse

In einem ersten Schritt wurde der mögliche Gesamtenergieertrag aus Biomasse in WHV und im Landkreis Friesland ermittelt. Biomasse bedeutet hier in der Hauptsache Gülle. Die Anpflanzung schnell wachsender Gräser ist aufgrund der Bodenbeschaffenheit im Weser-Ems-Gebiet kaum möglich. Zieht man den Eigenbedarf der Landwirtschaft ab und berücksichtigt darüber hinaus den Eigenenergiebedarf der sonstigen Städte und Gemeinden reduziert sich das Gesamtenergieangebot aus Biomasse erheblich. Für Szenario 1 wurde daher Biomasse lediglich zum Einsatz in den beiden

großen BHKW-Anlagen vorgesehen. In Szenario 2 wird zusätzlich der industrielle Bedarf an thermischer Energie aus Biomasse gedeckt.

Windenergie

Um realistische Ergebnisse zu erhalten wurde den Berechnungen zur Windenergienutzung ein real beantragter Windpark zu Grunde gelegt. Der ausgewählte Park „He´dreiht“ wird von der EOS Offshore AG etwa 75 km nördlich der Nordseeinsel Borkum geplant.

Die zum Einsatz kommenden Windenergieanlagen entsprechen dem Typ E-112 der Firma Enercon, einer Weiterentwicklung des erfolgreichen Typs E-66, mit einer Nennleistung von 4,5 MW. Die Anbindung des Windparks an das Höchstspannungsnetz an Land erfolgt über Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Der durchschnittliche Energieertrag einer WEA wird durch die Verknüpfung Windgeschwindigkeitsverteilung mit der WEA Leistungskennlinie prognostiziert. Da die Firma Enercon die Leistungskurve für ihre E- 112 noch nicht freigegeben hat, wird eine theoretische Kurve zugrunde gelegt. Der Jahresenergieertrag beträgt demnach 19,5 GWh pro Anlage.

Der jährliche Brutto-Energieertrag des Parkes (19,5 GWh * Anzahl der Anlagen) wird um die Verfügbarkeit, die Parkeffizienz und die Leistungsverluste durch die elektronischen Komponenten (überwiegend Widerstandsverluste durch Verkabelung) korrigiert, um den zu nutzenden Netto-Jahresenergieertrag zu erhalten:

$$E_{a,n} = E_{a,b} * \eta_T * \eta_P * \eta_{LE}$$

dabei sind:

$E_{a,n}$ zu nutzender Netto-Jahresenergieertrag

η_T Verfügbarkeit = 0,96

η_P Parkeffizienz = 0,94

η_{LE} Wirkungsgrad der Leistungselektronik = 0,90

Zusätzlich wurde vom Netto-Jahresenergieertrag ein Risikoabschlag von 1 % abgezogen.

3. Szenarien

Szenario 1

In diesem Szenario werden ca. 20 % der bisher erdgasversorgten Haushalte und Gewerbebetriebe mittels regenerativer Energien versorgt. Der Strombedarf der ausgewählten Haushalte liegt pro Jahr bei etwa 42,76 GWh, der Wärmebedarf bei ca. 188,02 GWh. Die elektrische Energieversorgung erfolgt mittels PEM-Brennstoffzellen mit elektrischen Wirkleistungen von 1-5 kW. Die Verbraucher bleiben an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Um die Wärmeversorgung sicher zu stellen werden zusätzlich Wasserstoffbrenner installiert.

Die Wasserstoffherzeugung erfolgt mittels 11 Elektrolyseure mit einer Einzelleistung von 5 MW.

Szenario 2

In Szenario 2 wird Wilhelmshaven zu 100 % autark über erneuerbare Energien versorgt. Die notwendige Infrastruktur besteht aus einem GH₂ Netz, mit Anbindung aller Haushalte sowie einem Stromnetz, an das weiterhin sämtliche Verbraucher angeschlossen sind. Haushalte, Gewerbe und

Sonstige werden mittels Brennstoffzellen und katalytischen Wasserstoffbrennern versorgt. Industriebetriebe mittels Biogas und elektrischer Energie aus dem Offshore-Windpark.

Der Tagesenergieeintrag des Windparks wird, abzüglich des Strombedarfs der Industrie, über an Land befindliche Elektrolyseure in Wasserstoff umgewandelt. Zu diesem Zweck kommen 47 Module à 5 MW zu Einsatz. Das gasförmige H₂ wird in das GH₂ Netz gespeist, der in den Sommermonaten produzierte Wasserstoffüberschuss in Kavernenspeichern zwischengelagert. Die Kavernenspeicher dienen vor allem dem Ausgleich saisonaler Verbrauchsschwankungen. Der Speicherbedarf beläuft sich auf ca. 150.000.000 Nm³ Arbeitsgas.

Zur Auswahl stehen die Salzstockkavernen in Wilhelmshaven-Rüstringen und Etzel. Das Speichervolumen des Rüstringer Kavernenspeichers beträgt ca. 6,9 Mio. m³ in 35 Einzelspeichern mit einer Teufe von 1200 – 2000m. In Rüstringen werden zurzeit Rohöl und Mineralölprodukte gelagert. Der Erdgasspeicher in Etzel besteht aus neun Einzelspeichern in einer Teufe von 900 – 1100m. Die maximale Arbeitsgaskapazität liegt bei 534 Mio. m³ (V_N). Die Eignung der Salzstöcke zur Wasserstoffspeicherung ist noch nicht nachgewiesen.

4. Vorläufige Ergebnisse

Die Berechnung der Gesamtemissionen in den jeweiligen Energieversorgungsszenarien erfolgt im wesentlichen mit dem Simulationsprogramm GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme). Wegen der Komplexität der Versorgungsstruktur wurde diese in geeignete Einzelstränge zerlegt, die so erhaltenen Teilergebnisse wurden mittels einer vorhandenen Datenbank sowie veröffentlichter Daten auf Plausibilität überprüft und summiert. Die so ermittelten spezifischen Emissionen sind in Tab. 3 dargestellt. Bezugsgröße ist dabei die Gesamtendenergie, nicht unterschieden nach elektrischem und thermischem Anteil.

Option	CO ₂ -Emission [kg/MWh]
Szenario 1	246,94
Szenario 2	5,65
Konventionell	388,30

Tab. 2: spezifische CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen sinken um 372999 t bzw. 938253 t pro Jahr (Abb. 2), die SO₂-Emissionen um 202075 kg bzw. 806179 kg pro Jahr (Abb. 3). Der kumulierte Energieaufwand unterteilt in regenerative und nicht-regenerative Anteile ist Abb. 4 zu entnehmen.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind noch nicht abgeschlossen, es sind aber Energieentstehungskosten „frei Verbraucher“ in der Größenordnung von 15-18 cent/kWh zu erwarten. In diesen Preisen sind die Kosten für die Wasserstoffspeicherung und –verteilung noch nicht enthalten.

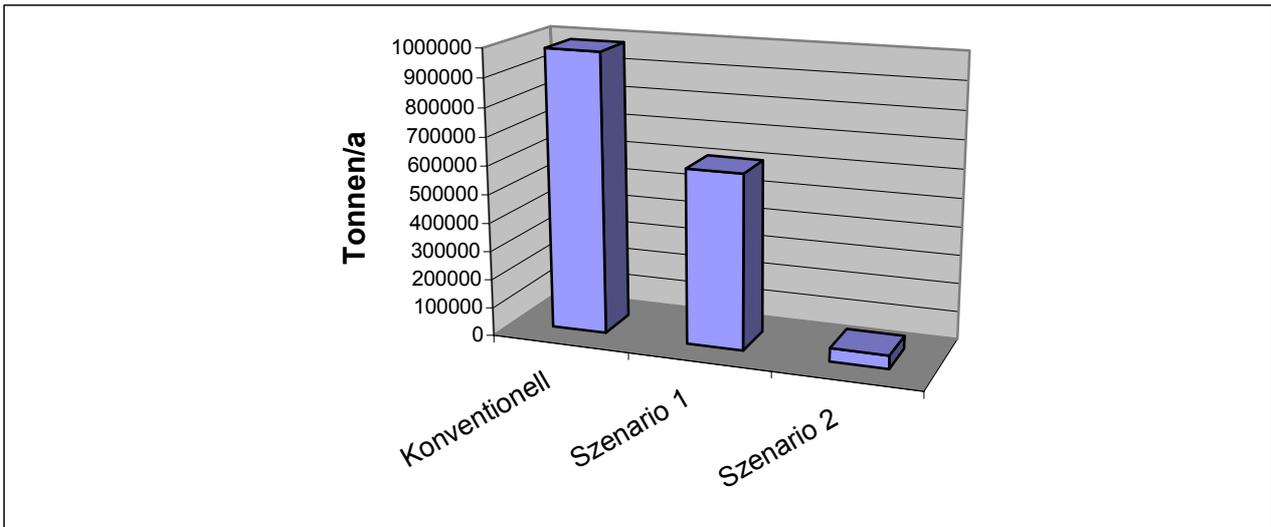


Abb. 2: Emittierte CO2-Äquivalente pro Jahr

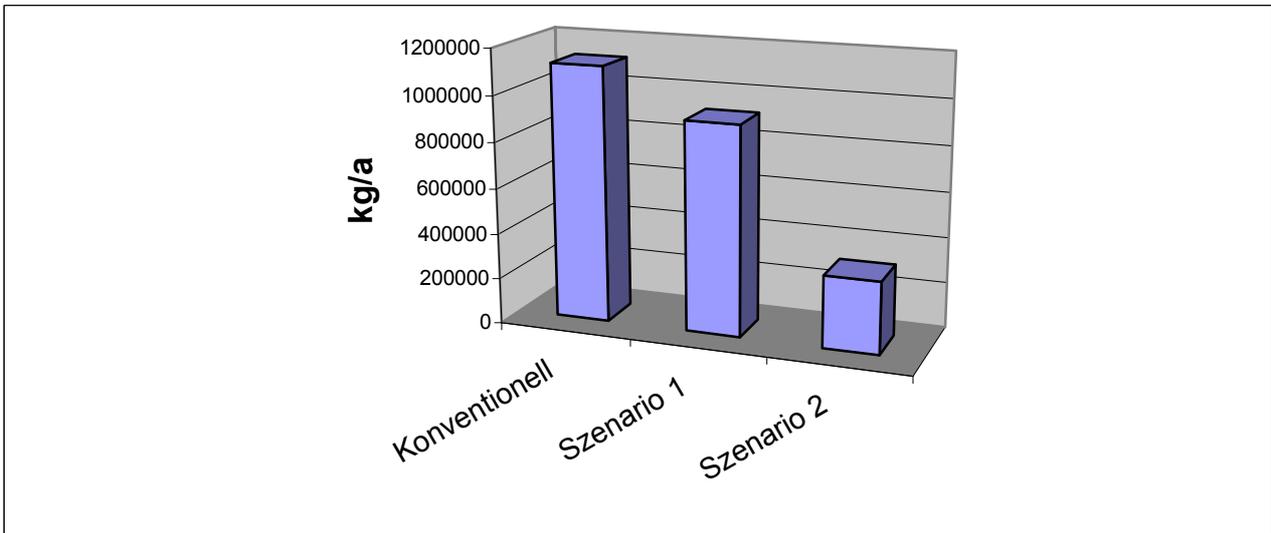


Abb. 3: Emittierte SO2-Äquivalente pro Jahr

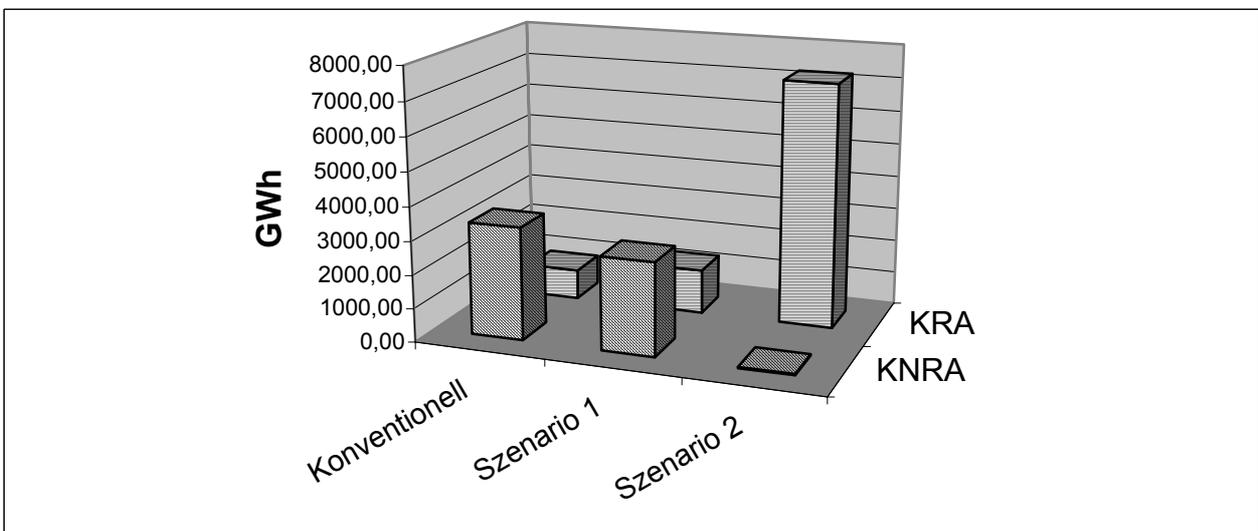


Abb. 4: Kumulierter Energieaufwand in den Szenarien

INNOVATIVE ENERGIETECHNISCHE LÖSUNGEN DER KLASSISCHEN ENERGIETECHNIK FÜR EINE EFFEKTIVERE NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

H.Müller

Hochschule Wismar (FH), Fachbereich Maschinenbau, Verfahrens- und Umwelttechnik; Phillip-Müller-Str.
D-23966 Wismar; h.mueller@mb.hs-wismar.de

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien, Integrierte Energiesysteme, Solarthermie, Druckzellenmotor, Brennwerttechnik, Sorptionstechnik; Rotationskolbenmaschinen

Zusammenfassung: Die Nachteile erneuerbarer Energien (wie z.B. geringe Flächenenergie- dichte, unstetige Verfügbarkeit u.a.) können gemildert oder beseitigt werden , wenn konse-quent prozeß- und maschinentechnischen Lösungen, die von der klassischen Energietechnik her bereits bekannt und erprobt sind, nach entsprechender Anpassung zielgerichtet zur Verbesserung der Nutzungsprozesses erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Das betrifft Kraft- wie Wärmeenergie-Prozesse. Im Vortrag wird speziell auf notwendige resp. mögliche Veränderungen im Bereich der Motoren-/Gasturbinentechnik, Solarthermie sowie Brennwert- nutzung eingegangen, wobei in bisher unkonventioneller Weise bekannte Techniken wie die Sorptionstechnik oder das Flügelzellenprinzip in integrativer Weise zur Anwendung kommen.

1. Einleitung

Erneuerbare Energien (EE) weisen gegenüber nichterneuerbaren Energien (NE) besondere Merkmale auf, die in ihrer Anwendung häufig Nachteile darstellen und denen deshalb entgegen zu wirken ist. Solche besonderen Merkmale sind:

1) Zeitlich-räumlich unkontinuierliche Verfügbarkeit, und zwar hinsichtlich

→ sowohl quantitativer Merkmale wie z.B. der gewinnbaren Energiemengen

→ als auch qualitativer Merkmale wie z.B. Exergiegehalt der EE, erreichbares Temperatur-niveau, Windrichtung u.ä.;

beide zu beachten

→ bei bekanntem Wechsel, z.B. Jahreszeitenwechsel oder Tag-Nacht-Wechsel bei Solarstrahlung

→ bei unbekanntem Wechsel, z.B. durch Wettereinfluß bei Solarstrahlung oder Windstärke

2) Im allgemeinen flächenhaft verteiltes Auftreten bei vergleichsweise geringer Energiedichte.

Das erfordert zunächst die Beachtung von Transportart und -aufwand und bedingt i.allg. im Vergleich zu fossilen Großanlagen erhöhte spezifische Anlagekosten

3) Teilweise völlig andere Kostenverhältnisse:

Bekanntlich setzen sich die Kosten aus festen (K_f) und variablen Kosten (K_v) zusammen, wobei die Bereitstellungskosten der Einsatzenergie K_E zu K_v zählen.

Bei einigen EE ist K_E ähnlich den fossilen Energieträgern hoch, z.B. bei durch Anbau erzeugten Bioenergieträgern.

Bei anderen EE wie Windkraft, Solarstrahlung, Umgebungswärme ist $K_E \approx 0$ und damit werden - in signifikantem Unterschied zu fossilen Energieträgern - die Kosten durch die Investkosten der Anlage, also K_f dominiert.

4) U.U. unzumutbar hoher Energieaufwand zur Bereitstellung der EE.

Beispiel: möglich bei Bio-Energieträgern. (Hier ggf. stoffwirtschaftliche Nutzung prüfen!)

Bekannte und bisher auch entsprechend genutzte Strategien zur Behebung dieser Nachteile sind Dezentralisierung, Speicherung und Energieträgerverbund, sie reichen aber für wirtschaftliche Verhältnisse oft noch nicht aus. Zwei Ziele müssen ganz konkret anvisiert werden:

- a) Die Anlagentechnik muß besser, d.h. länger ausgelastet werden, wodurch der Ertrag an EE je Anlage wächst und dadurch die Kosten spezifisch sinken
- b) Die Umsetzungswirkungsgrade müssen erhöht werden, um die Anlagentechnik spezifisch kleiner halten zu können

Eine ungenügend genutzte Reserve liegt nach Auffassung des Verfassers in der Einbeziehung effektiver Lösungen der klassischen Energietechnik. Folgende diesbezügliche Strategien werden gesehen und im weiteren besprochen:

- Nutzung von EE in Energie-Mehrstoffsystemen (Sorptionstechnik); mit Mehrstoffsystem sind naturgesetzliche Effekte erzielbar, die mit Einstoffsystemen nicht möglich sind, z.B. Wärmefreisetzung bei Absorption (umgekehrt bei Desorption)
- Rückbesinnung auf Vorteile der Verdrängermaschinenteknik (Rotationskolbenmaschinen, Mehrkolbenverbundtechnik wie bei Stirling-Maschinen)
- Durchsetzung der Funktionsintegration, d.h. Erfüllung mehrerer Nutzungszwecke in einer Anlage und zwar
 - Kopplung nur energetischer Nutzungsfunktionen
 - Kopplung energetischer mit stoffwirtschaftlichen Nutzungsaufgaben.

Es ist zu beachten, dass alle genannten Strategien gewöhnlich keine Alternativen darstellen, sondern i.allg. miteinander gekoppelt zur Anwendung kommen bzw. kommen sollten.

2. Druckzellenmotor (Drehzellenkraftmaschine)

Eine künftige Versorgung von Fahrzeugen mit dezentral erzeugten Kraftstoffen aus biogenen oder Abfall-Rohstoffen muß mit einem in der Dezentralität der Erzeugung dieser Kraftstoffe verbundenen Problem fertig werden – den unterschiedlichen Qualitäten der Kraftstoffe.

Von der Sache her wäre dafür die Gasturbine – etwa in Form der Microturbine – am geeignetesten, da sie durch das isolierte Nacheinander von Verdichtung, Verbrennung und Entspannung die Möglichkeit bietet, den Verbrennungsteilprozeß einzeln so zu optimieren, dass Vollständigkeit der Verbrennung und Schadstoffarmut auch bei wechselnden Brennstoffen gewährleistet sind. Und Eigenschaften wie Klopffestigkeit usw. werden von vornherein nicht gefordert. Vom Wirkungsgrad her ist die Gasturbine aber bei den für z.B. Autos kleinen Antrieben wenig günstig, eine Modifizierung dieses Prinzips erscheint nötig.

Die industrielle Entwicklung begann mit der WATTschen (Hubkolben-)dampfmaschine. Alle Kolbenmaschinen realisieren das Verdrängerprinzip im Unterschied zum Schaufelumströmungsprinzip der Turbomaschinen (also z.B. auch Gasturbinen). Zu den Verdrängermaschinen gehören auch die Rotationskolbenmaschinen wie z.B. beim Wankelmotor oder in Flügelzellenverdichtern. Unter dem Gesichtspunkt der Modifizierung des Gasturbinenprinzips scheidet das Wankelprinzip aus, da es Verbrennungs- und Expansionsprozeß nicht trennt. Dagegen ist ein Ersatz von Turbo-Verdichter und Turbine bei der Gasturbine durch jeweils eine Flügelzellenmaschine denkbar – das Resultat ist dann eine Drehzellenkraftmaschine (wegen der Druck-Brennkammer auch "Druckzellenmotor" genannt), siehe Bild 1 nach [1].

Das Verdrängerprinzip erlaubt aus konstruktiven Gründen Wirkungen, die beim Schaufelumströmungsprinzip unmöglich sind [2, Teil I, Kap. 9.4]. Für vergleichbare äußere konstruktive Rahmenbedingungen (gleiche Höchsttemperatur, gleicher Höchstdruck, gleiches Verdichtungsverhältnis) wurden bei der Durchrechnung eines Beispielprozesses folgende Wirkungsgrade erreicht:

- "normaler" Gasturbinenprozeß: $0,489 = 48,9 \%$
- "normaler" Hubkolbenmotor: $0,551 = 55,1 \%$
- Drehzellenkraftmaschine: $0,607 = 60,7 \%$

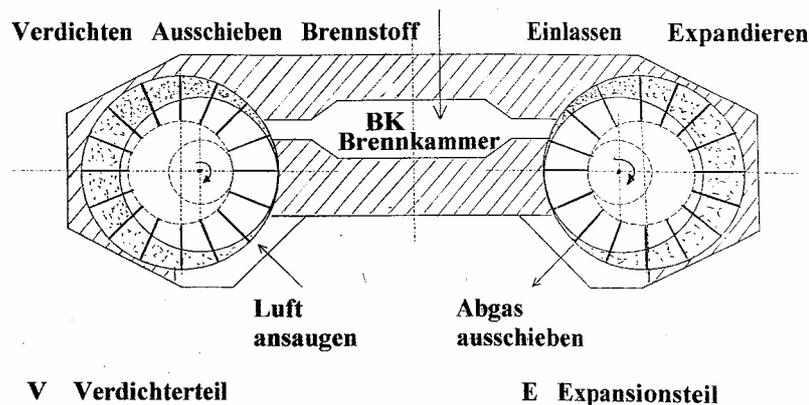


Bild 1: Prinzip der Drehzellenkraftmaschine

Einzelheiten können im Internet [3] nachgelesen werden.

Es wird daher die Auffassung vertreten, dass dieses Motorprinzip am geeignetsten ist, mit einer breiten Kraftstoffpalette unterschiedlicher Qualität bis hin zum (mechanisch gereinigten) Pommes-Frittes-Altöl fertig zu werden und folglich keine aufwendige Brennstoffaufbereitung – egal, ob extern oder über internen Reformer – benötigt. Diese positive Aussage bedeutet natürlich nicht, dass nicht erheblicher Entwicklungsaufwand nötig ist, um das technische Niveau etwa wie bei den Hubkolbenmotoren zu erreichen.

Die Verbrennung erfolgt in der Brennkammer, also intern. Eine externe Verbrennung und damit indirekte Erwärmung des Arbeitsgases über Wärmeübertrager ist wie bei der extern gefeuerten Gasturbine oder dem Stirling-Motor beim Druckzellenmotor gleichermaßen möglich, anstreben sollte man aber die interne Verbrennung aus Effektivitätsgründen – hierin liegt der Vorteil gegenüber dem Stirling-Prinzip!

3. Nutzung der Solarenergie in einem integrierten Solarenergiesystem

Der einleitend genannte Mangel der unkontinuierlichen Bereitstellung von erneuerbaren Energien betrifft vor allem die Solarenergie, hier sind Anlagenkosten senkende Maßnahmen besonders wichtig. Bild 2 zeigt ein multifunktionales sorptionstechnisches Energiesystem, wie es bereits von ALEFELD [4] vor über 20 Jahren vorgeschlagen wurde, das zur optimalen thermischen Solarenergienutzung bestens geeignet erscheint, indem an allen in Bild 2 dargestellten Wärmeübertragungen nach außen je nach Solarthermie-Temperatur und je nach Nutzeranforderungen Solarenergie eingekoppelt werden kann.

Insgesamt erlaubt dieses einfache Apparatesystem 7 Grundfunktionen:

- Funktionsablauf wie in Wärmekraftprozessen analog Kraftwerken
- Funktionsablauf wie in Kompressionskältemaschinen mit Kühl- oder
- Funktionsablauf wie in Absorptionskältemaschinen Wärmepumpenfunktion
- Funktionsablauf wie in Wärmetransformatoren
- Funktionsablauf wie in wie bei sog. Sorptionskraftanlagen
- Funktionsablauf wie in sog. Kompressions-Absorptionskältemaschinen
- Wärmeübertragung wie bei ganz "normaler" Solarthermie

Daraus lassen sich durch Überlagerung 15 Nutzungsfunktionen ableiten, siehe Tabelle 1.

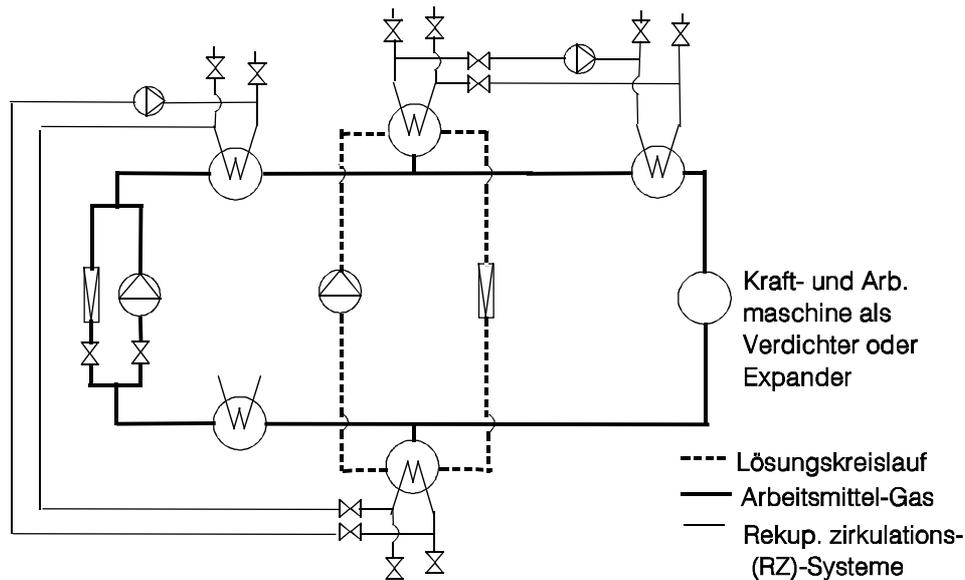


Bild 2: Beispiel eines hochintegrierten Energiesystems

Tabelle 1: Funktionsvariation des ISES

Nr.	Nutzungszweck, d.h. Angabe der Zielenergie	Zustand und Einsatzort der gewonnenen Solarenergie als Einsatzenergie	Bemerkung
1	Kraft+ Kälte ca.-15°C	≥ 150 °C Desorber + Überhitzer	heißer Sommer
2	nur Kraft	≥ 150 °C wie bei 1.	heißer Sommer
3	nur Kälte ca.-15°C	≥ 130 °C Desorber	Sommer
4	Wärme 40 – 60 °C	≥ 130 °C Desorber	Übergangszeit, ggf. mit konzentrierenden Kollektoren
5	Kälte –5...0°C + Wärme 40-50 °C	≥ 130 °C Desorber	Sommer; Wärme z.B. für Warmwasser
6	Kraft	um 70 bzw. um 110 °C Verdampfer + Überhitzer	→ für Verdampfung → für Überhitzung im Sommer
7	Wärme 60–130 °C	60 – 130 °C	"normale" Solarthermie
8	Kraft + Wärme 40 –50°C	um 60 °C Verdampfer + Desorber	kalter Sommer
9	Wärme 55-65 °C	40 – 45 °C Verdampfer + Desorber	andere interne Schaltung als bei Nr.10, daher mehr Wärme
10	Wärme 55-65 °C	40 – 45 °C wie Nr. 9	Übergangszeit
11	Wärme 65-70°C	30 – 35 °C Desorber	kältere Übergangszeit
12	Wärme 65-70°C	30 – 35 °C Verdampfer	gegenüber 11 höherer Druck
13	Wärme 35-40°C	um 10 °C Verdampfer	wie "normale" Wärmepumpe
14	Wärme um 65°C	um 10 °C Verdampfer	höher temper. Heizwärme
15	Kälte < 10 °C und Wärme > 65 °C	kein Solareinsatz	nur Kraft als Einsatzenergie

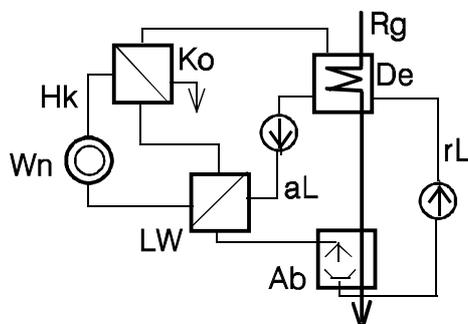
Man beachte:

- 1) Die 15 Fälle enthalten solche bekannten Fälle wie Kompressionswärmepumpe (Nr. 13) oder Absorptionskältemaschinen (Nr. 3 bis 5). Eine praktische Anlage wird in den seltensten Fällen alle 15 Funktionen beinhalten, die Tabelle zeigt also das Maximale!
- 2) Anfallende Solarthermie mit Temperaturen >150 bis ca. 10 °C wird jeweils exergetisch optimal nutzbar, indem sie dort eingekoppelt wird, wo sie exergetisch "hinpaßt"
- 3) Auch der Fall 15, der gar keine EE nutzt, ist wertvoll, da durch ihn die Nutzungszeit der Anlage erhöht werden kann.

Einzelheiten siehe z.B. in [2, Teil I, Kap. 9.6],[5],[6].

4. Hochtemperatur-Brennwertnutzung

Durch das Team um Prof. Hebecker, Universität Halle, wurde in den letzten Jahren die sog. "Hochtemperatur-Brennwerttechnik" auf der Basis eines offenen Absorptionsprozesses ausgearbeitet und zur Praxisreife geführt [7]. Sie ermöglicht durch die Nutzung einer Absorptionslösung die Brennwertnutzung bei Temperaturen zwischen 70 und 100 °C im Gegensatz zur "normalen" Brennwertnutzung ohne Absorbens bei etwa $40 \dots 50\text{ °C}$ – Schaltung siehe Bild 3:



Ab = Absorber
De = Desorber
LW = Lösungswärmeübertrager
Ko = Kondensator
Wn = Wärmenutzer
Rg = Rauchgas
Hk = Heizungskreislauf
aL = arme Lösung
rL = reiche Lösung

Bild 3: Prinzipstruktur der Hochtemperatur-Brennwertnutzung aus heißem Rauchgas

Erläuterung: Eine Salzlösung als Absorbens absorbiert aus dem Rauchgas im Absorber Ab den im Rauchgas enthaltenen Wasserdampf, der seine Kondensationswärme an die an Wasser arme Lösung aL abgibt, diese erwärmt und dadurch zur an Wasser reichen Lösung rL macht. Das heiße Rauchgas treibt das Wasser im Desorber De als Dampf aus, kühlt sich selbst dabei ab und erwärmt das wieder zur armen Lösung gewordene Lösungsmittel weiter, das nun seine Wärme im Wärmeübertrager LW an den Heizkreislauf Hk abgibt. Das Medium dieses Kreislaufs wird durch Kondensation des in De ausgetriebenen Dampfes im Kondensator Ko bei z.B. Normaldruck bis auf fast 100 °C erwärmt und steht damit mit dieser Temperatur der Wärmenutzung Wn zur Verfügung.

Eine solche Einrichtung ist immer dann sinnvoll, wenn das zu waschende Gas, im Bild 3 Rauchgas, viel Wasserdampf enthält, also z.B. bei der Verbrennung wasserstoffreicher fossiler Gase (Erdgas) oder biogener Gase (Biogas, Schwelgas biogene Brennstoffe).

Bei den biogenen Rohstoffen wird in Zukunft die Vergasung eine wichtige Rolle spielen, wobei auch auf wasserreiche Biomassen nicht verzichtet werden kann. Das Ergebnis ist dann ein sehr wasserdampfreiches Brenngas, das deswegen einen geringen Brennwert hat und deshalb vor der Verbrennung eine Entfeuchtung erfordert, die bisher durch eine einfache Kühlung erfolgt, die aber die Verdampfungswärme dieses Wasserdampfanteils nicht zu nutzen imstande ist.

Hier wird deutlich, dass die in Bild 3 dargestellte Einrichtung Abhilfe ermöglicht [8], indem sie quasi zweimal angewendet wird: Einmal zur Brenngasentfeuchtung vor der Verbrennung und ein

zweites mal nach der Verbrennung wie oben in Bild 3 dargestellt. Dabei liefert die Verbrennung – also quasi das heiße Rauchgas – die erforderliche Desorptionswärme für beide Desorber, vor und nach der Verbrennung.

Im thermodynamischen Sinne ist der absorbierte Wasserdampf das Kältemittel. Weil für dieses, also den Wasserdampf/das Wasser kein geschlossener Kreislauf vorliegt, spricht man von einem offenen Prozeß. Im einfachsten Fall arbeiten alle Apparate etwa bei Normaldruck.

Mit einer Brennwertnutzung nach der Verbrennung sind Wirkungsgradzuwächse von 8-10 % möglich, im Falle einer zusätzlichen Brenngasentfeuchtung wie vorgenannt steigt die Wirkungsgradverbesserung auf bis zu 30 %. Für den Praxiseinsatz sind lange Betriebszeiten (hohe Anlagenausnutzung) wichtig, da durch die Wirkungsgradverbesserung der erhöhte Apparateaufwand abgedeckt werden muß.

Je nach Art der Wärmenutzung kann die Rauchgasauskühlung im Falle zweier Desorber wie vorgenannt beschrieben nachteilig sein. Hier kann, wenn das Betriebsregime das erlaubt, der Desorberbetrieb mit Solarthermie aus konzentrierenden Kollektoren sinnvoll sein.

5. Ausblick

Die Beispiele verdeutlichen, dass die klassische Energietechnik viel zur Effektivierung des Einsatzes erneuerbarer Energien beitragen kann, dass es aber auch nicht einfach ist, die geeignetsten Verknüpfungen zu finden, zumal alle zu beachtenden Teillösungen in den seltensten Fällen einem Bearbeiter auch bekannt sind. Erforderlich ist somit ein ingenieurtechnisches Hilfsmittel für einen solchen Projektierungsprozeß.

Mit Unterstützung des BMBF wurde ein Funktionsstrukturkatalog zum "Kataloggestützten Konzipieren integrierter Energiesysteme mit der Funktionsstrukturanalyse" /2/ erarbeitet, der durch die VDI Gesellschaft Energietechnik zu beziehen ist (VDI-GET, PF 10 11 39, 40002 Düsseldorf).

6. Quellen

- [1] Reitz, H. u.a.: Wärmekraftmaschine; Patent DE 4304423 v. 29.11.01
- [2] Müller, H.; Topp, K.H.: Kataloggestütztes Konzipieren integrierter Energiesysteme mit der Funktionsstrukturanalyse (vom BMBF gefördert)
Teil I: Methodik, 160 S.
Teil II: Funktionsstrukturkatalog, 121 S.
Wismar, Hochschule Wismar 2003 und VDI-GET-Schriftenreihe Düsseldorf 2003
- [3] Vorträge zum Druckzellenmotor im Internet unter <http://sun.vdi-online.de/bvs/wtt/bezver.htm#neckar> ; dort klicken: neckargruppe heilbronn
- [4] Alefeld, G.: Der Wärmepumpentransformator...; BWK 33 (1981) 12, S. 486 ff.
- [5] Müller, H.: Aspekte der Nutzung regenerativer Energien in integrierten Energiesystemen
Wismar, 5. Wiss. Tagung des FB MVU, 16/17.5.2002; Konferenzmaterial S. 6 - 13
- [6] Müller, H.: Einsatz erneuerbarer Energien in integrierten Energiesystemen
Düsseldorf: VDI-Bericht 1746 (2003), S. 471 – 478 (ISBN 3-18-091746-6)
- [7] Bittrich, P., Bergmann, Th.; Hebecker, D.: Erste Anwendung eines offenen Absorptionsprozesses zur Hochtemperatur-Brennwertnutzung in einem Nahwärmenetz
Düsseldorf: VDI-Bericht 1746 (2003), S. 397 – 410 (ISBN 3-18-091746-6)
- [8] Bittrich, P.; Hebecker, D.: Integration von offenen Absorptionskreisprozessen ...in technologische Systeme; Wernigerode: VDI-Thermodyn.Kolloquium 2002, Vortrag 2.11

Wärme- und Elektroenergieversorgung eines Niedrigenergiehauses zu 50% durch regenerative Energien

R. Müller, DI Dalchow, A. Rackwitz (WET)

Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig, Fachbereich ME

Am Fachbereich ME wird seit 4 Jahren eine Pilotanlage zur regenerativen Energieversorgung für Niedrig- und Passivhäuser aufgebaut.

Im wesentlichen durch Sponsoring und studentische Leistungen wurden am Fachbereich installiert:

- 1) 1. Windkraftanlage (Typ SG280/ Firma Geiger) mit 1kW_{el}
- 2) 1. Photovoltaikanlage (Firma RWE) mit Netzbetrieb 1kW_{el}
Inselbetrieb $0,3\text{kW}_{\text{el}}$
- 3) 1. Thermischer Kollektor (Firma Vaillant) mit 1kW_{el}

Anlagen 2 und 3 sind mit einer Nachführeinrichtung ausgestattet

- 4) 1. Solar- Stirling- Anlage (Firma epas Leipzig) mit 400W_{el}
- 5) 1. Wetterstation (Firma Th. Friedrichs & Co.)



An einem konkreten Beispiel, einem Einfamilienhaus mit 120m^2 Wohnfläche und 4 Personen, soll der Einsatz von regenerativen Energien zur Brennstoff- und Elektroenergieeinsparung aufgezeigt werden.

Ausgangspunkt ist der Wärmeenergiebedarf von 10800kWh/a und der Elektroenergiebedarf von 3500kWh/a für das gewählte Niedrigenergiehaus.

Mittels regenerativer Energien soll durch verschiedene Varianten (Thermischer Kollektor, Photovoltaikanlage, Windkraftanlage und Wärmepumpe) der Wärme- und Elektroenergiebezug für das Niedrigenergiehaus bis zu 50% gesenkt werden.

Dabei wurden 3 verschiedene Varianten untersucht:

- | | |
|-------------|--|
| 1. Variante | Thermische Kollektoren + Photovoltaikanlage + Heizungsunterstützung (Gas/Öl) + Elektroenergieversorgung (Fremdbezug) |
| 2. Variante | Thermische Kollektoren + Photovoltaikanlage + Windkraftanlage + Heizungsunterstützung (Gas/Öl) + Elektroenergieversorgung (Fremdbezug) |
| 3. Variante | Photovoltaikanlage + Wärmepumpe + Heizungsunterstützung (Gas/Öl) + Elektroenergieversorgung (Fremdbezug) |

Alle 3 Varianten sind praktikabel, jedoch ist der Kapitaldienst (Investition) bei Variante 2 am höchsten. Als Vorzugsvariante wären die Varianten 1 und 3 zu nennen.

EIN UNTERTÄGIGER, GESCHLOSSENER, GEOTHERMISCHER WÄRMETAUSCHER FÜR DIE GEWINNUNG DER GEOTHERMISCHEN ENERGIE

Władysław NOWAK

Technische Universität Szczecin, Fakultät Maschinenwesen,
Lehrstuhl für Wärmetechnik
al. Piastów 17, PL 70-310 Szczecin, Polen
Tel.: (+48 91) 449 42 72, Tel./Fax: (+48 91) 449 45 91
Email: ktc@ps.pl

Zusammenfassung

In Arbeiten [11, 12] wurden Ergebnisse der Untersuchungen der Machbarkeit eines Untertägig Geschlossenen Geothermischen Wärmetauschers (UGGW) unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten dargestellt. Der oben erwähnte Wärmetauscher ist ein Bestandteil eines binären Kraftwerkes.

Im Zusammenhang damit, dass es in der Literatur keine Angaben bezüglich der Wärmeberechnungen der UGGW gibt, stellte der Verfasser unter Anwendung des eigenen approximativen mathematischen Modells [7] Berechnungen an, die Grundlage für die Erstellung der Charakteristik von diesem Wärmetauscher ist.

Die Berechnungsergebnisse eines UGGW wurden in der vorliegenden Arbeit in Form entsprechender Diagramme der reduzierten Temperaturdifferenzen dargestellt, die Arbeit von diesem geothermischen Wärmetauscher charakterisieren.

Auf dieser Grundlage wurde eine Analyse der Arbeit des UGGW durchgeführt, es wurden auch Schlussfolgerungen bezüglich der Möglichkeiten der Ausnutzung der geothermischen Energie zum einspeisen eines binären Kraftwerkes formuliert.

1. EINLEITUNG

Bei der Gewinnung der geothermischen Energie können zwei grundsätzliche Lösungskonzeptionen angewandt werden: offene oder geschlossene Systeme. Diesem letzteren Fall ist ein Forschungsprogramm gewidmet, das durch ein Team der Mitarbeiter der Technischen Universität Berlin geführt wird [11,12] und die Machbarkeit eines Untertägig Geschlossenen Geothermischen Wärmetauschers (UGGW) betrifft. UGGW besteht aus einem System der unterirdischen Rohrleitungen, worin eine Flüssigkeit gepumpt wird, die Wärmeträger für die Gewinnung der geothermischen Energie vom Gebirge ist und dem in der Abbildung 1 dargestellten binären Kraftwerk zugeführt wird. Die Energiemenge hängt von der Wärmeaustauschfläche des Austauschers, des Volumenstroms der Flüssigkeit und von der Tiefe ab, wovon auch im großen Maße die Temperatur des Gebirges um UGGW abhängig ist. UGGW kennzeichnen sich durch eine große Standortunabhängigkeit und durch Möglichkeit des langjährigen Betriebs bei relativ kleiner Leistung der Umlaufpumpen, die die Flüssigkeit durch das dichte System des untertägigen Wärmetauschers umwälzen. Diese Wärmetauscher ermöglichen die Gewinnung der geothermischen Energie überall dort, wo aus geologischen Gründen offene Systeme nicht eingesetzt werden können. Der Nachteil von UGGW sind hohe Investitionskosten als auch die Notwendigkeit der Beherrschung der technologischen Prozesse im Zusammenhang mit der Ausführung der Bohrung und dem Komplettieren der Bohrung mit dichten Rohrleitungssystemen auf großer Tiefe. Bei der Ausführung

der Bohrungen kann die Bohrtechnik eingesetzt werden, die Förderung der Kohlenwasserstoffressourcen in großen Entfernungen von der Bohrplattform ermöglicht. Dies hängt mit dem Einsatz der Bohrroboter mit entsprechender Steuerung in Temperaturen die 175°C nicht überschreiten. Es gibt praktische Möglichkeiten der Nutzung der Bohrungen in Tiefen bis 5000 m und einer horizontalen Ausstreckung bis 15.000 m [11]. In der erwähnten Arbeit wurden einige Ergebnisse der numerischen UGGW - Berechnungen präsentiert. In der vorliegenden Arbeit wurden dagegen Berechnungsergebnisse präsentiert, die mit Hilfe eines analytischen Berechnungsmodells für UGGW erzielt wurden [7], das bekannte Beziehungen für die Berechnung des in der Zeit veränderlichen Ersatzwiderstands der Wärmeübertragung oder des Ersatzkoeffizienten der Wärmeübertragung vom Gebirge auf den Wärmeträger verwendet.

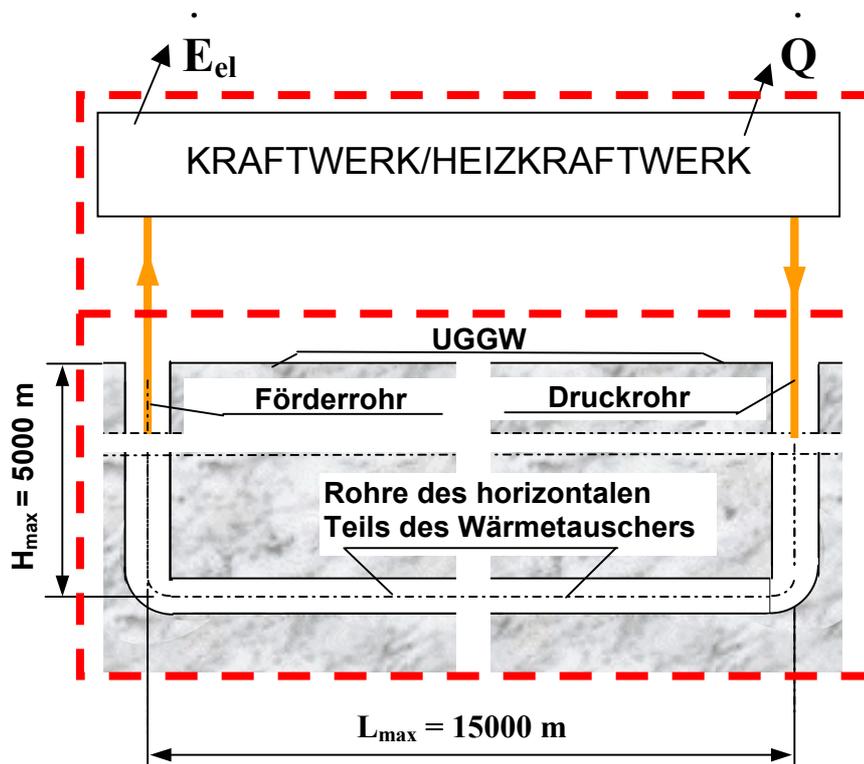


Abb. 1 Schema eines untertägig geschlossenen geothermischen Wärmetauschers der mit einem Kraftwerk / Heizkraftwerk zusammenarbeitet

2. ERSATZKOEFFIZIENT DER WÄRMEÜBERTRAGUNG ZWISCHEN DER LAGERSTÄTTE UND DER FLÜSSIGKEIT

Um das Temperaturfeld für veränderliche Wärmeleitung des umgebenden Gebirges zu bestimmen, kann man die in der Literatur angegebene Lösungen der Gleichungen der Wärmeleitung für gegebene Grenzbedingungen zur Hilfe nehmen. Manche von diesen Lösungen ermöglichen für die gemittelten wärmephysikalischen Eigenschaften der Gesteinlagerstätte die Bestimmung des zeitveränderlichen linearen Ersatzwiderstandes der Wärmeleitung in der Gesteinlagerstätte. In Arbeiten [3, 4] wurde die Berechnungsweise des linearen Wärmeleitungswiderstandes der Gesteinlagerstätte durch das Einführen eines zeitveränderlichen Wirkungsradius

des umgebenden Mediums $r_s = f(t)$ auf die Wärmeleitungsbedingungen in der Gesteinlagerstätte angegeben.

Gemäß [1, 2], wenn $r_s \gg r_w$, kann der zeitveränderliche Radius r_s mit Hilfe folgender Beziehung ausgedrückt werden:

$$r_s = 2\sqrt{a_s t} \quad (1)$$

wobei: r_w Bohrungsradius im Gestein ist und $a_s = \lambda_s / (c_s \cdot \rho_s)$ [m²/s] - Temperaturausgleichskoeffizient der Gesteinlagerstätte.

Der lineare Wärmeleitungswiderstand in der Gesteinlagerstätte kann dann mit Hilfe folgender Formel ausgedrückt werden:

$$R_s = \frac{1}{2 \cdot \lambda_s} \ln \frac{2\sqrt{a_s t}}{r_w} \quad (2)$$

Der gesamte lineare Wärmeübertragungswiderstand von der Gesteinlagerstätte an die Flüssigkeit kann durch folgende Beziehung ausgedrückt werden:

$$R_t = R_\alpha + R_v + R_s, \quad (3)$$

wobei:

$$R_\alpha = \frac{1}{2r_1 \alpha} \quad (4)$$

linearer Widerstand der Wärmeeindringung ist, dagegen:

$$R_v = \sum_{i=1}^n R_{v,i} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i} \quad (5)$$

lineare Gesamtwiderstand der Wärmeleitung der Verrohrung der Bohrung ist.

Mit Hilfe der Beziehungen (4) und (5) kann die Beziehung (3) in folgender Form ausgedrückt werden:

$$R_t = \frac{1}{2r_1 \alpha} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_s} \ln \frac{2\sqrt{a_s t}}{r_{n+1}} \quad (3a)$$

Im Fall der tiefen Bohrungen kann der Widerstand der Verrohrung vernachlässigt werden und der lineare Ersatzwiderstand der Wärmeübertragung kann dann aus folgender Beziehung bestimmt werden:

$$R_t = \frac{1}{2r_1 \alpha} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_s} \ln \frac{2\sqrt{a_s t}}{r_{n+1}} \quad (6)$$

Im Zusammenhang mit der Tatsache, dass im Berechnungsmodell meistens der Ersatzkoeffizient der Wärmeübertragung k_z eingesetzt wird, wurde anschließend der Zusammenhang zwischen dem linearen Ersatzkoeffizient der Wärmeübertragung k_l und dem Ersatzkoeffizient der Wärmeübertragung k_z angegeben:

$$\frac{1}{k_z} = D_1 \frac{1}{k_l} = D_1 R_t \quad (7)$$

Der Ersatzkoeffizient der Wärmeübertragung k_z kann mit Hilfe der Beziehungen (7), (3a) und (6), aus folgenden Gleichungen bestimmt werden (laut Čarnýj [1, 2]):

$$\frac{1}{k_z} = \frac{1}{\alpha} + \frac{D_1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{1}{D_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{D_1}{2} \ln \frac{4\sqrt{a_s t}}{D_{n+1}} \quad (8)$$

oder

$$\frac{1}{k_z} = \frac{1}{\alpha} + \frac{D_1}{2} \ln \frac{4\sqrt{a_s t}}{D_1} \quad (9)$$

3. TEMPERATURFELD IM UNTERTÄGIG GESCHLOSSENEN GEOTHERMISCHEN WÄRMETAUSCHER

Unter Anwendung der besprochenen Abhängigkeiten für den Ersatzkoeffizienten der Wärmeübertragung zwischen der Lagerstätte und der Flüssigkeit, wurde eine Theorie des untertägig geschlossenen geothermischen Wärmetauschers (UGGW) erarbeitet, die analytische Bestimmung eines annähernden Temperaturfeldes des Wärmeträgers ermöglicht, der die Wärme von der umgebenden Lagerstätte aufnimmt [7]. Dieses Modell wurde unter folgenden vereinfachenden Voraussetzungen erarbeitet:

Die Temperatur der Lagerstätte ändert sich mit der Tiefe nach einer linearen Beziehung

$$T_s(h) = a + bh \quad (10)$$

Die mittlere Temperatur des Gebirges, das den waagerechten Teil des Wärmetauschers umgibt, hängt von der Tiefe H, auf welcher er verlegt wurde und kann aus folgender Gleichung bestimmt werden (10)

$$T_s(H) = T_{sH} = a + bH \quad (10a)$$

Der Elementarstrom der von der Lagerstätte auf den im Wärmetauscher fließenden Wärmeträger übertragenen Wärme kann beim bekannten Ersatzkoeffizienten der Wärmeübertragung aus folgender Beziehung bestimmt werden

$$d\dot{Q} = k_z(\tau)[T_s(h) - T_p(h)]dA \quad (11)$$

Verschiedene Bedingungen des Wärmeaustauschs beachtend, die sich aus verschiedenen Temperaturverhältnissen des Gebirges entlang des Durchflusses des Wärmeträgers ergeben, wurde UGGW in drei Bestandteile unterteilt und zwar in die senkrechte Druckrohrleitung (Austauscher 1), horizontale Rohrleitungen auf einer gegebenen Tiefe, die den Grundteil des Austauschers darstellen (Austauscher 2) und die senkrechte Förderrohrleitung (Austauscher 3).

Für jeden von den oben erwähnten Wärmetauschern können die Bedingungen der Wärmeübertragung zwischen der Lagerstätte und dem Wärmeträger mit Hilfe folgender unten angegebenen Differentialgleichung des ersten Grades beschrieben werden

$$\frac{d\tau_i}{dh_i} + \alpha_i \tau_i + \beta_i = 0 \quad \text{für } i = 1, 2, 3, \quad (12)$$

mit einer allgemeinen Lösung

$$\tau_i = C_i \exp(-\alpha_i h_i) - \frac{\beta_i}{\alpha_i} \quad \text{für } i = 1, 2, 3. \quad (13)$$

Die in der Differentialgleichung (12) auftretenden Größen, werden für die einzelnen

Wärmetauscher anschließend definiert.

Für den ersten Wärmetauscher, für $i=1$, wurden diese Größen wie folgend definiert:

$$\text{Reduzierte Höhe } \bar{h}_i = \frac{h_i}{H_i},$$

$$\text{Temperaturdifferenz } \tau_1 = T_s(\bar{h}_1) - T_{p1}(\bar{h}_1),$$

$$\text{Temperatur der umgebenden Lagerstätte } T_s(\bar{h}_1) = T_{SO} + \frac{T_{SH} - T_{SO}}{H_1} \bullet h_1 = T_{SO} + (T_{SH} - T_{SO}) \bullet \bar{h}_1,$$

$$\text{Koeffizienten } \alpha_1 \text{ und } \mathcal{U}_1: \alpha_1 = \frac{2 \bullet \pi \bullet r_1 \bullet H \bullet k_z}{V_1 \bullet \rho \bullet c_p} = \frac{2 \bullet \pi \bullet r_1 \bullet H \bullet k_z}{W_1} = N_1, \quad \mathcal{U}_1 = -(T_{SH} - T_{SO}),$$

Die allgemeine Lösung (13) wird nach der Berücksichtigung der Randbedingung, d.i.

für $\bar{h}_1 = 0$

$$\tau_1(0) = T_{SO} - T_{p10} = C_1 + \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_1}, \text{ folgende Form annehmen:}$$

$$\tau_1(\bar{h}_1) = - \left[(T_{p10} - T_{SO}) + \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_1} \right] \bullet \exp(-N_1 \bullet \bar{h}_1) + \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_1}. \quad (14)$$

Mit Hilfe der Beziehung (14) kann die Funktion für die reduzierte Temperaturdifferenz aus folgender Beziehung bestimmt werden

$$T_1(\bar{h}_1) = \frac{T_{SH} - T_{p10}(\bar{h}_1)}{T_{SH} - T_{p10}} = \phi \left(1 + \frac{1}{N_1} - \bar{h}_1 \right) + \left[1 - \phi \left(1 + \frac{1}{N_1} \right) \right] \bullet \exp(-N_1 \bullet \bar{h}_1), \quad (15)$$

$$\text{wo } \phi = \frac{T_{SH} - T_{SO}}{T_{SH} - T_{p10}}.$$

Das Temperaturfeld T_{p1} des Wärmeträgers für verschiedene Mengen der Wärmeübertragungseinheiten N_1 wurde für den ersten Wärmetauscher in Form eines Diagramms in der Abbildung 2 veranschaulicht. Die gleichen Kurven, jedoch im anderen Maßstab, betreffen die entsprechend definierte Temperaturdifferenz τ_1 und die reduzierte Temperaturdifferenz T_1 .

Die auf Grundlage der Beziehung (15) für $\bar{h}_1 = 1$ bestimmte reduzierte Temperaturdifferenz am Auslauf aus dem ersten Wärmetauscher nimmt folgende Form an

$$T_{1H} = \frac{T_{SH} - T_{p1H}}{T_{SH} - T_{p10}} = \frac{\phi}{N_1} + \left[1 - \phi \left(1 + \frac{1}{N_1} \right) \right] \bullet \exp(-N_1). \quad (16)$$

Für den zweiten Wärmetauscher, d.i. für $i=2$, wurden die einzelnen Größen der Gleichung (12) wie unten angegeben definiert:

$$\text{Reduzierte Länge } \bar{h}_2 = \bar{l} = \frac{l}{L},$$

$$\text{Temperaturdifferenz } \tau_2(\bar{l}) = T_{SH} - T_{p2}(\bar{l}),$$

Temperatur des umgebenden Mediums, die der Temperatur der umgebenden

Lagerstätte in der Tiefe der verlegten horizontalen Rohrleitung gleich ist, für $\bar{h}_1 = 1$
 $T_S(\bar{h}_1 = 1) = T_{SH}$,

$$\text{Koeffizienten } \alpha_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_2 \cdot n \cdot L \cdot k_z}{V_2 \cdot c_p} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_2 \cdot n \cdot L \cdot k_z}{W_2} = N_2, \quad \beta_2 = 0.$$

Die Lösung (13) für den zweiten Wärmetauscher, der ein Wärmetauscher vom Typ „Verdampfer“ ist, kann man unter Berücksichtigung der Randbedingung, dass für $\bar{l} = 0$
 $T_2(0) = T_{SH} - T_{p20} = T_{SH} - T_{p1H}$, mit folgender Gleichung beschreiben

$$T_2(\bar{l}) = T_{SH} - T_{p2}(\bar{l}) = (T_{SH} - T_{p1H}) \cdot \exp(-N_2 \cdot \bar{l}). \quad (17)$$

Die reduzierte Temperaturverteilung im Wärmeträger des zweiten Wärmetauschers wird dagegen aus der auf Basis der Gleichung (17) abgeleiteten Beziehung bestimmt

$$T_2(\bar{l}) = \frac{T_{SH} - T_{p2}(\bar{l})}{T_{SH} - T_{p1H}} = \exp(-N_2 \cdot \bar{l}). \quad (17a)$$

Das Temperaturfeld T_{p2} des Wärmeträgers für verschiedene Mengen der Wärmeübertragungseinheiten N_2 wurde für den zweiten Wärmetauscher (horizontale Rohrleitung) in der Abbildung 3 veranschaulicht. Die gleichen Kurven, jedoch im anderen Maßstab, veranschaulichen die Temperaturdifferenz T_2 und die reduzierte Temperaturdifferenz T_2 .

Die reduzierte Temperaturdifferenz des Wärmeträgers am Auslauf aus dem zweiten Wärmetauscher wird auf Basis der Beziehung (17a) für $\bar{l} = 1$ aus folgender Beziehung bestimmt:

$$T_{2L} = \frac{T_{SH} - T_{p2L}}{T_{SH} - T_{p1H}} = \exp(-N_2). \quad (17b)$$

Im Fall, wenn der waagerechte Teil des Wärmetauschers aus einer größeren Anzahl der horizontalen Rohrstränge besteht, die auf gleicher Tiefe verlegt wurden, dann sollten entsprechende Abstände zwischen diesen Strängen eingehalten werden, die größer als der radiale Abkühlungsbereich des Gebirges sein sollte.

Der Einfluss der Entfernung von der Rohrachse auf die Temperatur des Gesteins wurde in der Arbeit [11] dargestellt. Aus diesem Diagramm ergibt sich, dass bei einer ungestörten Gebirgstemperatur von 160°C, die Gebirgstemperatur in 35 m Entfernung von der Rohrachse um 5 K niedriger ist als die ungestörte Gebirgstemperatur und in der Entfernung von 100 m beträgt diese Differenz weniger als 1 K.

Wenn man als Kriterium die zulässige Temperaturdifferenz von 5 K oder 1 K annehmen wird, dann wird die minimale Grenzentfernung zwischen den horizontalen Rohrsträngen entsprechend ca. 70 m oder ca. 200 m betragen.

Für den dritten Wärmetauscher, für $i = 3$, wurden die in der Gleichung auftretenden Größen wie folgend definiert:

$$\text{Reduzierte Höhe } \bar{h}_3 = \frac{h_3}{H},$$

$$\text{Temperaturdifferenz } T_3(\bar{h}_3) = T_{p3}(\bar{h}_3) - T_S(\bar{h}_3),$$

$$\text{Temperatur der umgebenden Lagerstätte } T_S(\bar{h}_3) = T_{SH} - (T_{SH} - T_{SO}) \cdot h_3,$$

$$\text{Koeffizienten } \alpha_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_3 \cdot H \cdot k_z}{V_3 \cdot c_p} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_3 \cdot H \cdot k_z}{W_3} = N_3, \quad \Delta T_3 = -(T_{SH} - T_{SO}).$$

Die allgemeine Lösung (13) für die oben angegebenen Größen, die den dritten Wärmetauscher charakterisieren, kann nach der Berücksichtigung der Randbedingung, d.i. für $\bar{h}_3 = 0$ $T_{p3}(0) - T_S(0) = T_{p30} - T_{SH} = T_{p2L} - T_{SH}$ in folgender Form ausgedrückt werden

$$T_{p3}(\bar{h}_3) = \left[(T_{p2L} - T_{SH}) - \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_3} \right] \cdot \exp(-N_3 \cdot \bar{h}_3) + \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_3}. \quad (18)$$

Wenn man annehmen wird, dass $T_{SH} - T_{p2L} > 0$ ist, dann kann die reduzierte Temperaturdifferenz für den dritten Wärmetauscher auf Basis der Beziehung (18) aus folgender Gleichung bestimmt werden

$$T_3(\bar{h}_3) = \frac{T_{SH} - T_{p3}(\bar{h}_3)}{T_{SH} - T_{p2L}} = \frac{\phi}{N_3} \cdot \bar{h}_3 + \exp(-N_3 \cdot \bar{h}_3) - \frac{\phi}{N_3} [1 - \exp(-N_3 \cdot \bar{h}_3)], \quad (19)$$

wo:
$$\phi = \frac{T_{SH} - T_{p2L}}{T_{SH} - T_{p10}} = T_{1H} \cdot T_{2L} = T_{1H,2L}. \quad (20)$$

Die reduzierte Temperaturdifferenz des Wärmeträgers am Auslauf aus dem dritten Wärmetauscher wird auf Basis der Gleichung (19) für $\bar{h}_3 = 1$ folgende Form annehmen

$$T_{3H} = \frac{T_{SH} - T_{p3H}}{T_{SH} - T_{p2L}} = \frac{\phi}{N_3} + \exp(-N_3) - \frac{\phi}{N_3} [1 - \exp(-N_3)]. \quad (21)$$

Das Temperaturfeld T_{p3} des dritten Wärmetauschers für verschiedene Mengen der Wärmeübertragungseinheiten N_3 wurde in der Abbildung 4 dargestellt. Auch in diesem Fall stellen die gleichen Kurven, jedoch im anderen Maßstab, die Temperaturdifferenz ΔT_3 und die reduzierte Temperaturdifferenz T_3 .

Um den Einfluss aller Größen, die die nacheinander folgenden Wärmetauscher charakterisieren, auf die reduzierte Temperaturdifferenz am Auslauf aus dem dritten Wärmetauscher zu analysieren, wurde folgende Beziehung eingeführt

$$T_{1H,2L,3H} = T_{1H} \cdot T_{2L} \cdot T_{3H} = T_{1H,2L} \cdot T_{3H}, \quad (22)$$

wo:
$$T_{1H,2L} = T_{1H} \cdot T_{2L} = \left\{ (1 - \phi) \cdot \exp(-N_1) + \frac{\phi}{N_1} [1 - \exp(-N_1)] \right\} \cdot \exp(-N_2). \quad (23)$$

Diese Beziehung ergibt sich aus Gleichungen (16) und (17b). Die Gleichung, die dann die entsprechend definierte Temperaturdifferenz am Auslauf aus dem dritten Wärmetauscher bestimmen wird und den Einfluss der Zulauftemperatur des Wärmeträgers zum ersten Wärmetauscher berücksichtigen wird, nimmt folgende Form an

$$T_{1H,2L,3H} = \frac{T_{SH} - T_{p3H}}{T_{SH} - T_{p10}} = \phi + T_{1H,2L} \cdot \exp(-N_3) - \frac{\phi}{N_3} [1 - \exp(-N_3)]. \quad (24)$$

4. BERECHNUNGSERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Mit Hilfe der oben angegebenen Beziehungen kann man die Berechnungen der für uns interessanten Größen ausführen. Als Beispiel, wurden die Ergebnisse der Berechnungen für gewählte Fälle in Form des reduzierten Temperaturfeldes für drei Elemente eines UGGW in den Abbildungen 5 und 6 dargestellt. In der Abbildung 7 wurde dagegen der Einfluss des relativen Wärmeübertragungskoeffizienten

$k = \frac{k_n(\tau_n)}{k_1(\tau_1)}$ auf die reduzierte Temperaturdifferenz $T_{1H,2L} = T_{1H} \cdot T_{2L} =$ in Funktion der Menge der Wärmeübertragungseinheiten N dargestellt.

Auf Grundlage der obigen Betrachtungen und der durchgeführten Analyse, die wegen des eingeschränkten Umfangs der vorliegenden Arbeit fortgelassen wurde, kann man folgende Schlussfolgerungen formulieren:

Das Temperaturfeld des Wärmeträgers im UGGW hängt vom Wärmeträgerstrom und von dem in der Zeit veränderlichen Wärmeübertragungskoeffizient ab,

Um entsprechende Temperatur des Wärmeträgers am Auslauf aus der senkrechten Förderleitung zu erreichen, sollte die Wärmeaustauschfläche im horizontalen Teil im Verhältnis zu der Fläche der senkrechten Bohrungen so gewählt werden, damit der Wärmeträger am Auslauf aus dem horizontalen Teil die Gebirgstemperatur erreicht und damit der Temperaturabfall in der Förderbohrung möglichst klein wird. Die beste Lösung wäre die Wärmeisolierung der Förderbohrung,

Um einen ungünstigen Einfluss des mit der Zeit abfallenden Wertes des Ersatzkoeffizienten der Wärmeübertragung auf die Temperatur im horizontalen Teil des Wärmeträgers zu berücksichtigen, sollte der Wärmetauscher so ausgelegt werden, damit der Wärmeträger die Gebirgstemperatur für einen angenommenen längeren Betriebszeitraum erreichen kann,

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Wassertemperatur am Auslauf aus der Förderbohrung (am Zulauf zu den Wärmetauschern) in der Regel 160°C nicht überschreitet, können Systeme mit zwei Energieträgern eingesetzt werden. Als Arbeitsstoff im sekundären Kreislauf kann entweder Wasser oder umweltfreundlicher Niedrigsieder eingesetzt werden [8],

Um den Wirkungsgrad eines binären Heizkraftwerkes zu verbessern, können Lösungen mit zusätzlichem Überhitzer oder die Kopplung mit einem Gasturbinensatz eingesetzt werden.

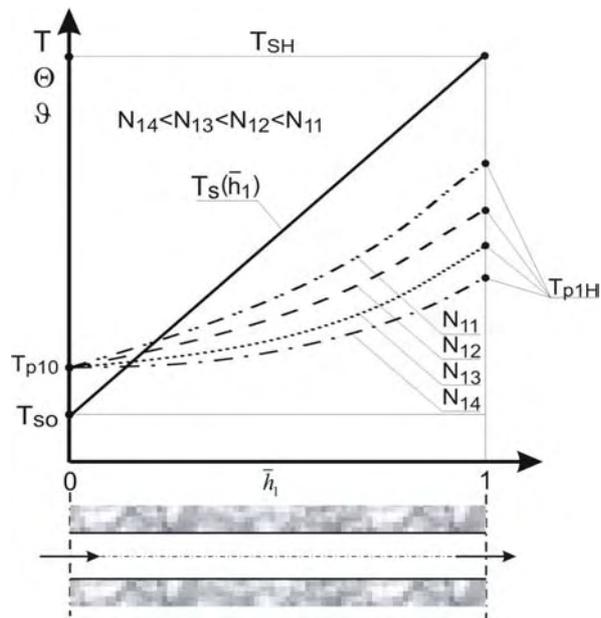


Abb. 2 Temperaturfeld des Wärmeträgers im ersten Wärmetauscher für verschiedene N – Werte.

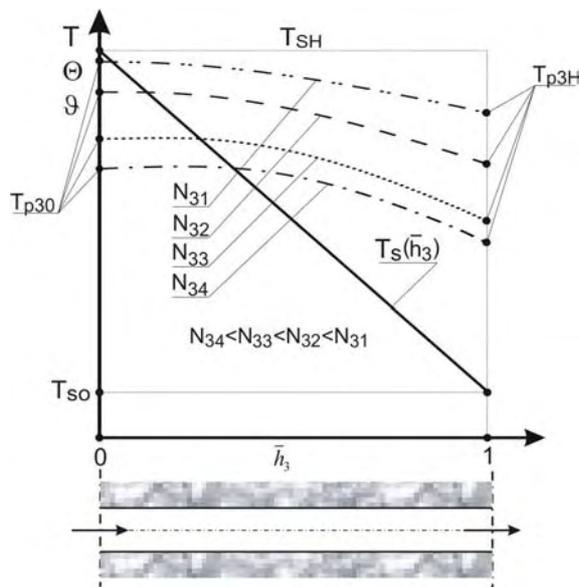


Abb. 3. Temperaturfeld des Wärmeträgers im dritten Wärmetauscher für verschiedene N – Werte.

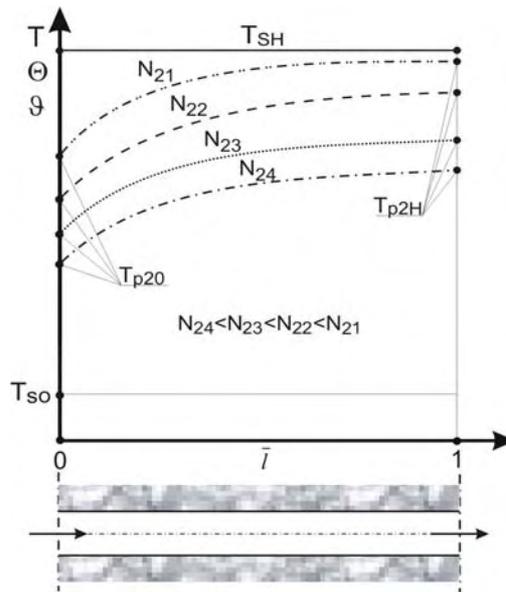


Abb. 4. Temperaturfeld des Wärmeträgers im zweiten Wärmetauscher für verschiedene N – Werte.

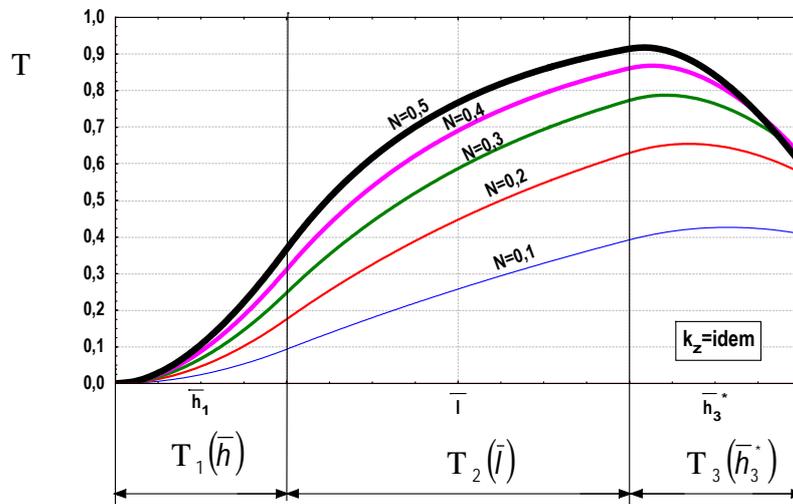


Abb. 5. Diagramm des reduzierten Temperaturfeldes T_1 , T_2 , T_3 , für drei Bestandteile eines UGGW in Funktion der reduzierten Länge für gewählte Mengen der Wärmeübertragungseinheiten N [7]

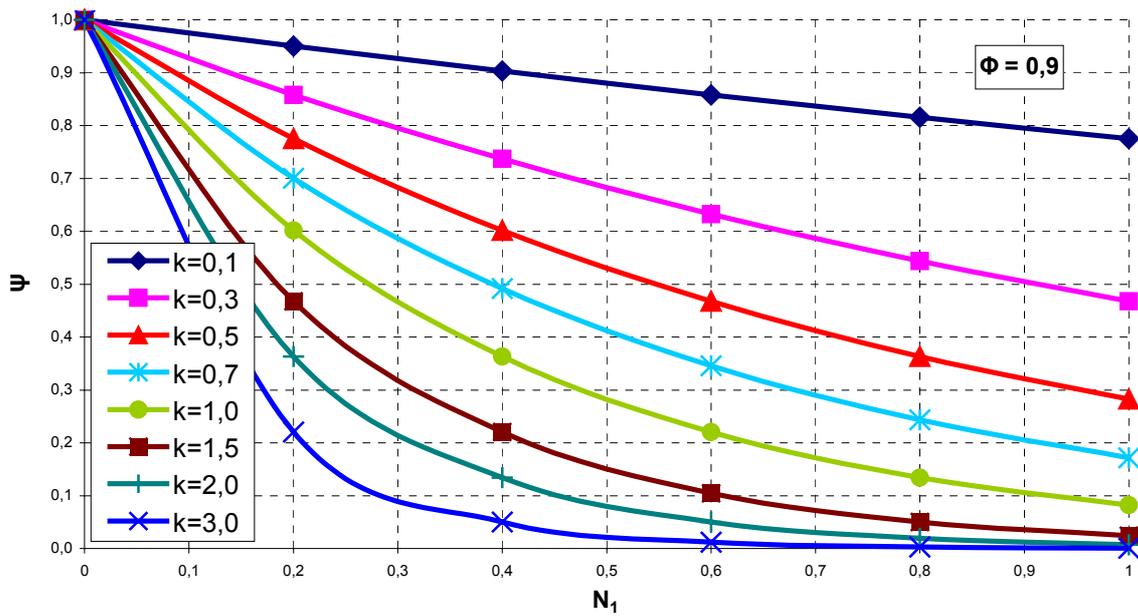


Abb. 6. Veränderlichkeit des Koeffizienten $\Psi = T_{1H,2L} = T_{1H} \bullet T_{2L}$ in Funktion der Menge der Wärmeübertragungseinheiten N_1 für verschiedene Werte des relativen

$$\text{Wärmeübertragungskoeffizienten } k = \frac{k_n(\tau_n)}{k_1(\tau_1)}$$

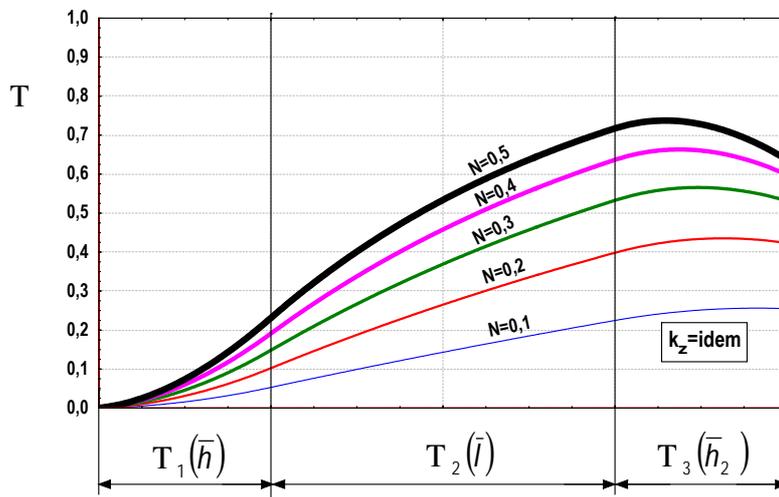


Abb. 7. Diagramm des Reduzierten Temperaturfeldes T_1, T_2, T_3 , für drei Bestandteile eines UGGW in Funktion der reduzierten Länge für gewählte Mengen der Wärmeübertragungseinheiten N ($\phi = 0,9$)

Literatur

- [1] ČARNYJ, I.A.: O prodviženii granicy izmenenija agregatnogo sostojania pri ochlaždenii ili nagrevanii tel, Izv. OTN AN SSSR, Nr 2, 1948.
- [2] ČARNYJ, I.A.: Nagrevanie prizabojnoj zony pri zakačke gorjačeje vody w skvažinu, NCh, Nr 3, 1953.
- [3] ČEKALJUK, E.B.: Termodinamika neftjanogo plasta, Izd. NEDRA, Leningrad 1965.
- [4] ČEREMENSKIJ, G.A.: Geotermija, Izd. NEDRA, Leningrad 1972.
- [5] DJAD'KIN, JU.D. – LENDLER, S.G.: Processy teplomassoperenosa pri izvlečenii geotermal'noj énergii, Izd. LGI, Leningrad 1985.
- [6] DJAD'KIN JU.D. – ŠUVALOW, JU.V. – LENDLER, S.G.: Teplovye processy v gornych vyrabotkach, Izd. LGI, Leningrad 1978.
- [7] NOWAK, W.: Theorie eines untertägig geschlossenen geothermischen Wärmetauschers, unveröffentlicht – Materialien des Lehrstuhls für Wärmetechnik, Szczecin 2003. (in polnischer Sprache)
- [8] NOWAK, W. – BORSUKIEWICZ-GOZDUR, A.: Duales Heizwerk gespeist mit einem Geothermalen wasser einer mittlern Enthalpie, 1. Fachkongress Geothermischer Strom, 12.-13.11.2003, Neustadt-Glewe
- [9] NOWAK, W. – SOBAŃSKI, R. – KABAT, M. – KUJAWA, T.: Systeme der Gewinnung und Ausnutzung der geothermischen Energie, Verlag der Technischen Universität Szczecin, Szczecin 2000. (in polnischer Sprache)
- [10] PUDOVKIN, M.A. - SALAMATIN, A.N. - ČUGUNOV, V.A.: Temperaturnye processy v dejstvu-juščich skvažinach, Izd. Kazanskogo Universiteta, Kazan' 1977.
- [11] WOLFF, H. - MÖLLER, F. - BESSER, T. - SCHMIDT, S. - OPPELT, J. - TREVIRANUS, J.: Ansätze fortschrittlichen Bohr- und Komplettierungstechnik für die Errichtung eines Unterträgig Geschlossenen Geothermischen Wärmetauscher. Projekt „Untertägig Geschlossener Geothermischer Wärmetauscher“ BMU – ZIP 0327506. 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06-08 November 2002 in Waren (Müritz)
- [12] WOLFF, H. - SCHMIDT, S. - MÖLLER, F. - LEGARTH, B. - OPPELT, J. - TREVIRANUS, J.: Geothermische Stromerzeugung Projekt „Untertägig Geschlossener Geothermischer Wärmetauscher“ BMU – ZIP 0327506, Status-Quo, Juni 2002, Vortrag, Symposium „Geothermische Stromerzeugung“, Landau 20./21. Juni 2002

DIE MIT DEN ERDWÄRMESONDEN INTEGRIERTEN WÄRMEPUMPEN – AKTUELLER STAND IN POLEN

Wladyslaw Nowak, Aleksander A. Stachel

Technische Universität Szczecin, Lehrstuhl für Wärmetechnik
al. Piastów 17, PL 70-310 Szczecin, Polen
Tel.: (++ 48 91) 449-40-38; Tel./Fax: (++ 48 91) 449-45-91;
e-mail: andrzej.stachel@ps.pl

1. EINLEITUNG

Zunehmende Umweltverschmutzung, die im großen Maße durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe verursacht wird, führte zu zunehmender Interesse an umweltfreundlichen, sauberen Methoden der Energiegewinnung und insbesondere an der Ausnutzung der „wiedererneuerbaren“ Energiequellen, unter welchen geothermische Energie eine bedeutende Position einnimmt. Eine der attraktiven Quellen der geothermischen Energie von niedriger Temperatur stellen die oberen Schichten der Erdkruste dar. Die dort akkumulierte Energie kann für Heizzwecke in Installationen mit Wärmepumpen genutzt werden, für welche die Erde untere Energiequelle darstellt [3]. Die der Erde mit Hilfe der vertikalen oder horizontalen Erdwärmesonden entzogene Energie von niedriger Temperatur wird in einer Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau transformiert [2] und erst dann zu den Wärmeabnehmern weitergeleitet - z.B. zu den Heizinstallationen in Gebäuden. Installationen dieser Art werden in der Praxis seit vielen Jahren eingesetzt, unter anderem in vielen europäischen Ländern und in den USA (Tabelle 1).

Tabelle. 1. Installationen mit Wärmepumpen, die Energie der Erde ausnutzen [4]

Staat	Anzahl	Anzahl- oder Leistungszunahme
Österreich (1996)	~ 13000	jährlich ~ 1600 Stück
Deutschland (1995)	14000 - 22000	240 - 450 MW jährlich
Schweden (1998)	~ 55000	ca. 330 MW
Schweiz (1998)	über 20000	ca. 300 MW
Europa (1998)	100000 - 120000	1300 MW

In Polen werden Heizinstallationen mit Wärmepumpen im größeren Maßstab erst seit einigen Jahren eingesetzt. Im Jahre 2000 arbeiteten in Polen ca. 500 Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 5,5 MW_t [1]. Weil es keine genauen Daten gibt, sollten diese Werte als geschätzte Werte betrachtet werden.

2. GRÜNDE FÜR DIE MODERNISIERUNG DER BESTEHENDEN HEIZWERKE

Eine der interessanteren Investitionen in Polen im Bereich des Einsatzes der Wärmepumpen für Heizzwecke, war die Modernisierung der Heizsysteme in den gewählten Wohnobjekten, die durch die Stettiner Zweigstelle der Militärwohnagentur (MWA) verwaltet werden. Die unternommenen Aktivitäten stellten ein Pilotprojekt im Bereich der Montage der Wärmepumpen anstelle der bisher betriebenen mit Kohle gefeuerten Kessel dar. Dieses Programm umfasste Heizinstallationen von mehreren Gebäuden, die in folgenden Ortschaften gelegen sind: Glebokie, Oleszno, Nadarzyce und Okonek, die auf dem Gebiet und am Rande des Truppenübungsplatzes „Drawsko“ gelegen sind. Es handelt sich überwiegend um malerische Gebiete ohne Industrie in der unmittelbaren Nachbarschaft des Nationalparks Drawno, was von wesentlicher Bedeutung in Hinsicht auf den Umweltschutz ist.

Die in diesen Ortschaften bisher arbeitenden Heizzentralen erzeugten Wärmeenergie für den Bedarf der durch MWA verwalteten Gebäude. Aufgrund des schlechten technischen Zustandes dieser Anlagen wurden diese Heizzentralen für komplexe Modernisierung vorgesehen. Im Laufe des Modernisierungsprozesses erwog man den Austausch dieser Kessel unter Beibehaltung des bisherigen Brennstoffes (Kohle) als auch die Montage der Kessel für Heizöl oder Flüssiggas (Propan – Butan Gas). Aufgrund der durchgeführten Analysen wurde die Möglichkeit des Einsatzes der mit Heizöl oder Propan – Butan gefeuerten Kessel abgelehnt. Ursache war Unwirtschaftlichkeit des Betriebs eines solchen Vorhabens. Der Einsatz von Erdgas kam nicht in Frage, da es in den betrachteten Ortschaften keine Erdgasnetze gibt.

Die Suche nach alternativen Lösungen führte zum Erarbeiten einer Konzeption des Einsatzes der Wärmepumpen anstelle der bestehenden Kohlekessel. Nach ersten Schätzungen sollte diese Lösung die Kosten der Wärmeerzeugung bei gleichzeitiger radikaler Reduktion der Emission der Verunreinigungen senken. Die Mehrheit der Ortschaften, wo Wärmepumpen installiert werden sollten, liegt auf den Gebieten, wo keine Industrie vorhanden ist und die bestehenden Heizzentralen einzige Objekte waren, die schädliche Substanzen in die Atmosphäre emittierten. Zusätzlicher Anreiz für die Einführung des Programms war die Möglichkeit des Erlangens einer nicht rückzahlbaren Mitfinanzierung des Vorhabens. Der Modernisierungsentwurf erhielt die Akzeptanz des Nationalen Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft, der einen nicht rückzahlbaren Zuschuss für den Kauf der Anlagen in einer Höhe von 50% gewährte. Die Investition wurde zusätzlich durch den schwedischen SIDA – Fonds mitfinanziert. Laut Berechnungen sollte sich der Mehraufwand im Verhältnis zur alternativen Heizölheizung nach fünf Jahren amortisieren.

3. WÄRMEPUMPE ALS MODERNISIERTE WÄRMEQUELLE

Vor dem Beginn der Modernisierung hat jede der bestehenden Heizzentralen Wärmeenergie für den Bedarf der an das Heiznetz angeschlossenen Wohngebäude erzeugt. Während der Arbeit an der Modernisierungskonzeption ging man von der Konzeption der Gruppenheizwerke ab, die gleichzeitig mehrere Gebäude versorgen würden. Im Ergebnis der Modernisierung wurde jedes Gebäude mit eigener unabhängiger bivalenter Wärmequelle ausgestattet, die mit einer vollständig modernisierten Heizinstallation zusammenarbeitet. Der Hauptbestandteil der Wärmequelle ist eine Wärmepumpe, die Erdwärmeenergie von niedriger Temperatur mit Hilfe der Erdwärmesonden gewinnt. Die Nennleistung der einzelnen Pumpen wurde so gewählt, dass die Wärmepumpe 60-70% des Wärmebedarfs des Gebäudes abdeckt. Die restliche Wärmeenergie wird durch Spitzenquellen erzeugt, die aus elektrischen Heizelementen von großer Leistung bestehen und in Durchflusserhitzern oder Warmwasserbehältern installiert wurden. Man sollte dabei bemerken, dass Priorität der Arbeit der Installation das Aufbereiten des Warmwassers ist.

In der Abbildung 1 wurden zwei Varianten der Heizinstallationen mit Wärmepumpen dargestellt, die während der Modernisierung in den gewählten Objekten eingesetzt wurden.

Der Unterschied zwischen diesen Varianten liegt im Einsatz verschiedener Modelle der Wärmepumpen. Beide Pumpen sind von schwedischer Produktion, jedoch in der Variante A wurden Wärmepumpen der Firma ETA (Typ: Delta First) eingesetzt, dagegen in der Variante B Wärmepumpen der Firma IVT (Typ: Greenline).

In Installationen mit Wärmepumpen ETA (Abb. 1a), wird das in der Wärmepumpe (1) erhitzte Wasser dem Spitzenerhitzer (8) zugeführt, der im unteren Teil des Behälters (4) installiert wurde, der zum Vorbereiten und Speichern des Warmwassers dient. Von hieraus gelangt dieses Wasser in die Heizinstallation des Gebäudes (3). Bedarfsabhängig wird der Strom des erhitzten Netzwassers entweder über den Heizmantel des Behälters (4) oder durch die Heizinstallation des Gebäudes (3) geführt. Die Steuerung mit dem Umlauf des Netzwassers erfolgt mit Hilfe eines Regelventils (9).

Die Installation wurde mit elektrischen Heizelementen ausgestattet, die Funktion der Spitzenerhitzer erfüllen und das Wasser für den Bedarf der Zentralheizung (8) und des Warmwassers (7) nachwärmen.

Die in der Abbildung 1b dargestellte Installation basiert auf den Wärmepumpen der Firma IVT, die fabrikmäßig mit einem mit der Wärmepumpe (1) gekoppelten elektrischen Spitzenleistung – Durchflusserhitzer (8) ausgestattet werden. Das in der Wärmepumpe (1)

erhitzte und im Spitzenaustauscher (8) eventuell nachgewärmte Wasser gelangt über Regelventil (9) in die Heizinstallation (3) des Gebäudes und zum Wärmebehälter (5). Durch das im Behälter (5) installierte Schlangenrohr fließendes Installationskaltwasser wird erhitzt und anschließend dem eigentlichen Warmwasserbehälter (4) zugeführt. Dieser Behälter wurde mit Spitzenelementen (7) ausgestattet, die geforderte Temperatur des Warmwassers sichern. Die korrekte Wassertemperatur für den Bedarf der Zentralheizung gewährleistet der Durchflusserhitzer (8).

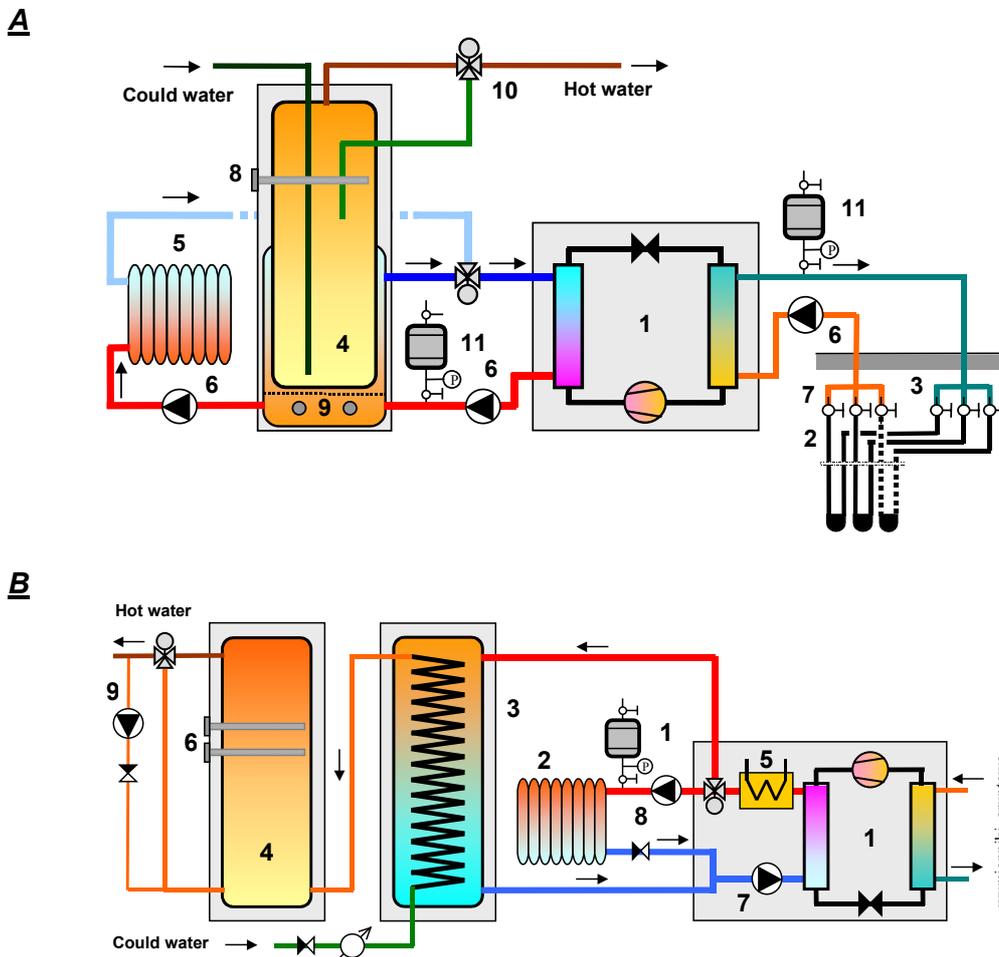


Abb. 1. Schema der Heizinstallation mit Wärmepumpe: a. von der Firma ETA, b. von der Firma IVT:
 1-Wärmepumpe, 2-untere Energiequelle - Erdwärmesonden, 3-Heizinstallation des Gebäudes,
 4-Warmwasserbehälter, 5-Behälter - Vorwärmer, 6-Umlaufpumpen, 7-Warmwasser - Spitzenerhitzer,
 8- Spitzenerhitzer für die Heizung, 9-Sammekgefäß

Beide Systeme arbeiten vollautomatisch und werden mit Mikroprozessorsystemen gesteuert. Die in diesen Installationen eingesetzten Wärmepumpen gewinnen die Erdwärme mit Hilfe der vertikalen und der sie verbindenden horizontalen Erdwärmesonden, wobei als Wärmeträgermedium für den Transport der Wärme Glykollösung eingesetzt wird.

Beide Arten der Wärmesonden wurden aus Polyethylenrohren von einem Durchmesser von 40 mm und Wanddicke von 3,7 mm ausgeführt. Die vertikalen Wärmesonden vom Typ „U“ wurden in Bohrungen montiert, die mit einem Rollenmeißel gebohrt wurden. Für die Kühlung des Bohrkopfes und Entfernung des Bohrgutes wurde die Spülung eingesetzt. Nach der Montage der Wärmetauscher wurden die Bohrungen zwecks Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit im Bereich Sonde – Erde eingeschlämmt.

Die Länge der in den einzelnen Installationen eingesetzten Erdwärmesonden ist unterschiedlich und beträgt zwischen 30 und 185 m. In Abhängigkeit von der erforderlichen Heizleistung wurden die Erdwärmesonden mit Hilfe der Verbindungskollektoren parallel geschaltet. Horizontale Rohrabschnitte wurden in einer Tiefe von ~1,5 m verlegt.

4. MODERNISIERTE OBJEKTE

Es wurden Heizinstalltionen von mehreren Gebäuden modernisiert, die in Ortschaften auf dem Gebiet oder in unmittelbarer Nähe des Truppenübungsplatzes „Drawsko“ gelegen sind. Es wird eine kurze Beschreibung der durchgeführten Modernisierungsarbeiten dargestellt, wobei detailliertere Angaben für den Ort Glebokie präsentiert wurden. Im Ort Glebokie arbeitete eine Heizzentrale mit einem Wasserkessel von 280 kW – Nennleistung, die nominell ca. 160 t Kohle pro Jahr verbrannte. Tatsächlicher Brennstoffverbrauch war deutlich größer und ergab sich aus der Abnutzung des Kessels, dessen tatsächlicher Wirkungsgrad auf ca. 40-45% geschätzt wurde (nominell – 70%). Die Heizzentrale versorgte mit Wärme und Warmwasser eine aus 3 Gebäuden mit 20 Wohnungen bestehende Wohnsiedlung mit einer zu beheizenden Gesamtfläche von 1355 m².

Im Ergebnis der Modernisierung wurde in jedem Gebäude eine unabhängige Wärmequelle in Form einer Verdichter – Wärmepumpe vom Typ Delta First der Firma ETA installiert. Installationen wurden nach dem in der Abbildung 1a dargestellten Schema ausgeführt. In Gebäuden, die als G-1/2 und G-3/4 gekennzeichnet wurden, setzte man Wärmepumpen mit einer Nennheizleistung von je 22 kW ein, dagegen im als G-5 gekennzeichneten Gebäude mit einer Wärmepumpe mit der Leistung von 15 kW. Die installierten Wärmepumpen decken zwischen 55 bis 65% Wärmeleistungsbedarfs der Gebäude. Die restliche Wärme wird durch elektrische Spitzenerhitzer erzeugt.

Grunddaten der modernisierten Heizinstalltionen wurden in der Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2. Charakteristik der Heizinstalltionen mit Wärmepumpen im Ort Glebokie

	ME	G-1/2	G-3/4	G-5
Anzahl der Wohnungen	Stück	8	8	4
Beheizte Fläche in Gebäuden	m ²	542	542	127
Wärmebedarf für Zentralheizung.	kW	27,0	27,0	13,5
Wärmebedarf für Warmwasser	kW	12,1	8,1	3,8
Gesamter Wärmebedarf	kW	39,1	35,1	17,3
Heizleistung und Typ der Wärmepumpe	kW	1 x 22 kW DF-22	1 x 22 kW DF-22	1 x 15 kW DF-15
Anzahl der vertikalen Erdwärmesonden vom Typ „U“	Stück	9	6	4
Gesamtlänge der Erdwärmesonden vom Typ „U“	m	281	270	150
Durch eine vertikale Erdwärmesonde vom Typ „U“ aufgenommener Einheitswärmestrom	W/lfd.m	60	60	60
Durch eine vertikale Erdwärmesonde vom Typ „U“ aufgenommener Erdwärmestrom	kW	16,9	16,2	9,0
Länge der horizontalen Kollektoren	m	310	365	172
Durch einen horizontalen Kollektor aufgenommener Einheitswärmestrom	W/lfd.m	10	10	10
Durch einen horizontalen Kollektor aufgenommener Erdwärmestrom	kW	3,10	3,7	1,7
Aufgenommener Gesamtwärmestrom	kW	20,0	19,9	10,7
Warmwasser – Behälter (Volumen)	m ³	0,75	0,75	0,75
Leistung der Spitzenquelle	kW	3 x 5,6/9,0		
Leistung der bisherigen Wärmequelle	kW	1 x 280		
Menge des verbrannten Brennstoffes	[t/Jahr]	> 320 (Kohle)		

Jede Wärmepumpe arbeitet mit einem Block der vertikalen Erdwärmesonden, deren Abmessungen in der Tabelle 3 angegeben wurden und ihre Lage in der Abbildung 2 veranschaulicht wurde.

Tabelle. 3. Längen der Erdwärmesonden vom Typ „U“, die in Heizpumpeninstallationen im Ort Glebokie eingesetzt werden

Gebäude	G-5				G-3/4					
	Nr. der Sonde	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Länge	38,0	38,0	37,0	37,0	35,0	35,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Gebäude	G-1/2									
	Nr. der Sonde	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Länge	32,0	31,0	31,0	35,0	30,0	36,0	27,0	29,0	30,0	

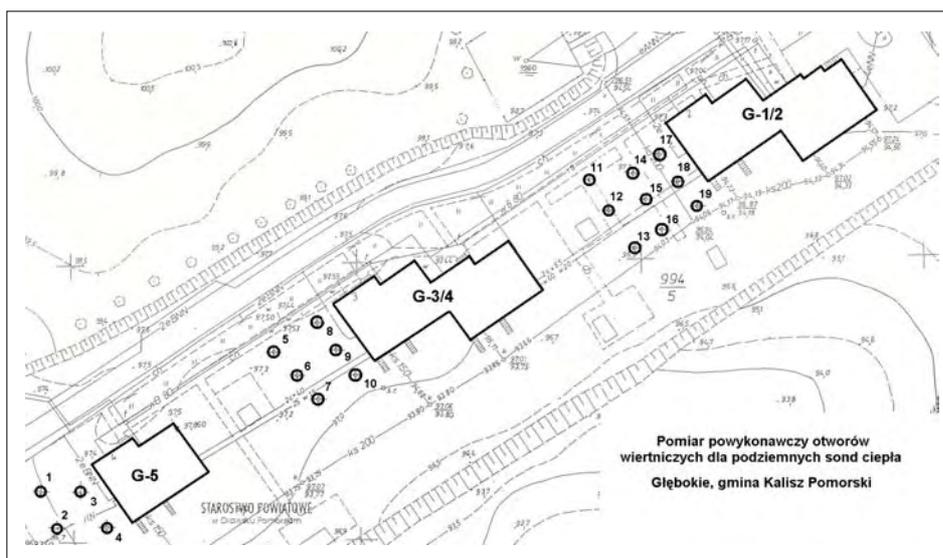


Abb. 2. Lage der Erdwärmesonden vom Typ „U“, die mit Wärmepumpen zusammenarbeiten, die Gebäude im Ort Glebokie mit Wärmeenergie versorgen

Alle Gebäude wurden thermomodernisiert und ihre innere Heizinstallationen an die Parameter der Wärmequelle angepasst.

5. MODERNISIERUNG SONSTIGER HEIZINSTALLATIONEN

Die Modernisierung der Heizinstallationen erfolgte auch in Objekten in folgenden Ortschaften: Oleszno, Okonek und Nadarzyce. Eine kurze Charakteristik dieser Objekte wird unten dargestellt, dagegen technische Grunddaten, die die einzelnen Installationen charakterisieren, wurden in der Tabelle 4 dargestellt.

In Ortschaften Oleszno und Nadarzyce funktionierten Kohle – Heizzentralen, die entsprechend 8 Gebäude in Oleszno (45 Wohnungen, 3270 m² Heizfläche) und 4 Gebäude in Nadarzyce (20 Wohnungen, 1035 m² Heizfläche) versorgten. Diese Objekte wurden in analogischer Weise wie im Ort Glebokie modernisiert. Jedes Gebäude wurde mit einer ETA Delta First – Wärmepumpe ausgestattet, die mit einer Spitzenanlage (elektrische Heizelemente) zusammenarbeitet und nach dem in der Abbildung 1a dargestellten Schema funktioniert. Wärmepumpen wurden mit vertikalen Erdwärmesonden von einer Länge von 110 bis 125 Meter gekoppelt. Gebäudeabhängig decken sie zwischen 60 und 65% des Wärmebedarfs ab. Die restliche Wärme wird in Spitzenerhitzern erzeugt.

Nächste Etappe der Arbeiten war die Modernisierung der Heizung in 4 Mehrfamilien-Wohnhäusern im Ort Okonek. Die Häuser mit einem oder zwei Geschossen und einer Gesamtwohnfläche von 1306 m² wurden in analogischer bereits besprochener Weise Modernisiert. In diesen Gebäuden wurden Wärmepumpen der Firma IVT (Typ: Greenpower) eingesetzt, die mit elektrischen Spitzenerhitzern zusammenarbeiten und nach dem in der Abbildung 1b veranschaulichten Schema funktionieren. Gebäudeabhängig decken sie

zwischen 46 und 70% des Wärmebedarfs ab. Die eingesetzten vertikalen Erdwärmesonden vom Typ „U“ haben eine Länge von 92 und 93 m.

Tabelle 4. Charakteristik der sonstigen Heizinstallationen mit Wärmepumpen

	ME	Oleszno	Nadarzyce	Choszczno	Okonek
Anzahl der beheizten Gebäude	Stück	8	3	4	4
Beheizte Gebäudefläche	m ²	3270	1035	2987	2800
Anzahl der installierten Wärmepumpen	Stück	8	3	4	4
Wärmepumpen – Typ und Leistung	kW	6 x DF-15 1 x DF-22 1 x DF-36	3 x DF-15	2 x DF-15 2 x DF-22	3 x GLE-14 1 x GLF-50
Anzahl der Sonden vom Typ „U“	Stück	18	3 x 2	4 x 2	2+3+3+11
Länge der Sonden vom Typ „U“	m	110 - 125	110	150	92-93
Gesamtlänge der Sonden vom Typ „U“	m	2140	654	2020	1575
Einheitsleistung einer Sonde vom Typ „U“		45	50	60	50
Gesamtleistung der Sonden	kW	96,3	32,7	121,2	78,8
Länge des horizontalen Kollektors	m	2106	712	880	1192
Einheitsleistung des horizontalen Kollektors	W/ld.m	10	10	15	10
Gesamtleistung der horizontalen Kollektoren	kW	21,1	7,1	13,2	11,9
Gesamtleistung der Sonden und Kollektoren	kW	117,4	39,8	134,4	90,7
Leistung der bisherigen Wärmequelle	kW	2 x 280	220	-	2 x 280
Nominale Menge des verbrannten Brennstoffes	Mg/Jahr	320	126	-	320

Letzte Etappe des Programms war der Einsatz der Wärmepumpen in neugebauten Objekten. Im Jahre 2001 wurde der Bau einer Wohnsiedlung für 60 Familien begonnen, die aus 4 freistehenden Häusern mit zwei und drei Stockwerken besteht und eine Gesamtwohnfläche von 2987 m² hat. Diese Gebäude wurden unter dem Einsatz energiesparender Technologien gemäß der gegenwärtig geltenden Normen gebaut.

In Heizzentralen wurden Wärmepumpen der Firma ETA vom Typ Delta First eingesetzt, die nach dem in der Abbildung 1a dargestellten Schema arbeiten. Die Energie wird der Erde mit Hilfe vertikaler Erdwärmesonden vom Typ „U“ mit einer Länge von je 185 m entzogen.

6. ÖKOLOGISCHE EFFEKTE DER MODERNISIERUNG

Liquidierung der mit Kohle beheizten Heizzentralen brachte messbare ökologische Vorteile mit sich. Durch den Einsatz der Wärmepumpen wurden Emittenten liquidiert, die bisher eine beachtliche Menge der gasförmigen Verunreinigungen in die Atmosphäre emittierten.

Die Größe der Reduktion der emittierten Verunreinigungen kann man am Beispiel des Ortes Glebokie (Tabelle 5) veranschaulichen. Die angegebenen Größen wurden auf Grundlage des nominellen Brennstoffverbrauchs des liquidierten Kohlekessels geschätzt.

Tabelle 5. Reduzierung der Emission der Verunreinigungen in Folge der Anwendung der Wärmepumpen für das Beheizen der Wohngebäude im Ort Glebokie.

Verunreinigungsart	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	Staub
Reduzierung [t/Jahr]	9,35	0,83	37,57	1670	8,51

In Wirklichkeit ist der erzielte Effekt noch größer. Dies hängt mit der tatsächlichen Verbrennung im Kessel wesentlich größerer Brennstoffmengen zusammen, als dies sich aus dem normativen Verbrauch ergebe würde und ist eine Folge der Abnutzung

der Anlagen. Die in anderen Ortschaften erzielten ökologischen Effekte, wo Kohle – Heizzentralen liquidiert und durch Wärmepumpen ersetzt wurden, sehen ähnlich aus.

7. ZUSÄTZLICHE AKTIVITÄTEN.

Eine notwendige Voraussetzung für das Erzielen günstiger Effekte bei der Wärmeherzeugung mit Wärmepumpen, war die Durchführung der Thermomodernisierung aller Gebäude als auch die Anpassung der Heizinstallationen in Gebäuden an die Arbeitsparameter der modernisierten Wärmequellen von niedriger Temperatur.

Die in der Technologie der siebziger Jahre gebauten Gebäude erfüllten keine Anforderungen bezüglich der Wärmeisolierung der Verschläge und Fenster und somit der Energieaufwändigkeit. In diesem Zusammenhang wurde parallel zur Modernisierung der Heizinstallationen die Modernisierung der Gebäude ausgeführt, die eine Reduzierung der Wärmeverluste und somit auch die Verringerung des Wärmebedarfs bezweckte. Im Rahmen der Modernisierung wurden die Außenwände der Gebäude mit 10 cm dicken Styroporplatten und die Dachgeschosse mit einer 20 cm dicken Schicht des Glaswollegranulats wärmedämmend. Wesentliches Element der Thermomodernisierung war der Fensteraustausch ($k = 1,1 \text{ W/m}^2\text{K}$) als auch der Einsatz einer Reihe sonstiger Lösungen zwecks Reduktion der Wärmeverluste.

In allen Gebäuden erfolgte vollständiger Austausch der Heizinstallation und teilweiser Austausch der Warmwasserinstallation, um sie an neue Niedrigtemperatur - Arbeitsparameter der Wärmequelle anzupassen. Die bisherigen Heizinstallationen, die für die Arbeit bei Heizwasserparametern $95/70 \text{ }^\circ\text{C}$ ausgelegt wurden, waren für die Zusammenarbeit mit Wärmepumpen, wo die Temperatur des Umlaufwassers $55/45 \text{ }^\circ\text{C}$ beträgt, ungeeignet. In diesem Zusammenhang wurden Berechnungen des Wärmebedarfs für thermisch modernisierte Gebäude durchgeführt und auf dieser Grundlage neue Heizinstallationen mit neuen Heizkörpern für niedrige Temperaturen entworfen. Die Modernisierung umfasste den vollständigen Austausch der Heizkörper, einschließlich der Verteilungsinstallation, in allen Gebäuden.

8. ZUSAMMENFASSUNG

In Polen arbeitet nur eine geringe Anzahl der Heizinstallationen mit Wärmepumpen, die geothermische Energie von niedriger Temperatur ausnutzen. Im Vergleich zu anderen Ländern, geht deren Verbreitung als auch die Verbreitung sonstiger erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Sonnenkollektoren usw.) sehr langsam voran. Zu den wichtigsten Hindernissen gehören hohe Investitionskosten, die nicht immer schnell genug und nicht im ausreichenden Maße durch niedrigere Betriebskosten und durch niedrigere Preise der erzeugten Energie kompensiert werden.

Das Engagement der Militärinstitutionen in die Ausnutzung der Wärmepumpen für Heizzwecke in den durch sie verwalteten Objekten ist eine positive Erscheinung. Dies beweist, dass Interesse an wiedererneuerbaren und unkonventionellen Energiequellen sehr groß ist. Man kann auch annehmen, dass die Möglichkeit der Ausnutzung verschiedener Energiequellen vom Bauherrn gründlich analysiert wurde und die Ergebnisse dieser Analyse auf die Zweckmäßigkeit und Rentabilität des Wärmepumpeneinsatzes hingewiesen haben.

Die in der vorliegenden Arbeit betrachteten Installationen funktionieren seit dem Jahre 2002, und es wurde eben die Heizperiode beendet. Über einjähriger Betrieb von 22 Installationen erlaubt eine Reihe der Bemerkungen und Schlussfolgerungen zu ziehen.

Eine Hauptschlussfolgerung die man formulieren kann lautet wie folgend: Es wurde ein modernes, umweltfreundliches Heizsystem realisiert, das die Wärme für das Heizen der Gebäude und das Aufbereiten des Warmwassers liefert, leicht zu steuern und wartungsfrei ist. Daraus ergibt sich, dass die Heizinstallationen mit Wärmepumpen ihre Rolle erfüllen und für den Einsatz in großen Wohnobjekten geeignet sind, insbesondere dort, wo Anwendung anderer Lösungen schwierig oder unmöglich ist.

Aus den während des Betriebes des Systems gesammelten Beobachtungen ergibt sich auch eine Reihe von Fragen und kritischen Bemerkungen. Es wurde beispielsweise festgestellt, dass manche Gebäude von gleicher Architektur und Konstruktion, die in gleicher Weise thermomodernisiert wurden, deren interne Heizinstallationen in gleicher Weise

modernisiert wurden, die in gleiche Wärmepumpen ausgestattet wurden (Typ und Leistung), wesentliche Unterschiede im Elektroenergieverbrauch für den Antrieb der Wärmepumpen und für die Speisung der Spitzenerhitzer aufweisen. Diese Unterschiede lassen sich nicht durch einen erhöhten Verbrauch des Warmwassers von den Einwohnern erklären.

Eine negative Seite des gesamten Systems scheint der Einsatz der elektrischen Heizelemente als Spitzenwärmequellen zu sein oder zumindest die Leistungsverteilung zwischen Wärmepumpen und Spitzenwärmequellen. In den unter Beteiligung schwedischer Spezialisten erarbeiteten Entwürfen der Installation wurden unkritisch skandinavische Lösungen auf polnische Verhältnisse übertragen. Die hohen Kosten der Elektroenergie in Polen verschlechtern die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens, da sie erhöhte Kosten der in den Spitzenerhitzern erzeugten Wärme zur Folge haben.

In diesem Zusammenhang entschloss sich der Lehrstuhl für Wärmetechnik der Technischen Universität Szczecin zur Überwachung der Installation zwecks Durchführung der Bewertung deren Arbeit. Schlussfolgerungen aus diesen Analysen werden zu einem späteren Zeitpunkt präsentiert.

Literatur

1. Kepinska B., *Geothermal energy in Poland – state and prospects of use*. Proc. of the Int. Conference: Renewable Energy Sources on the Verge of the XXI Century, Warsaw, 2001.
2. Lound J.W.: *Sposoby bezposredniego wykorzystania energii geotermalnej*, Technika Poszukiwan Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia, 4(2000), PAN IGSMiE, Krakow 2000.
3. Nowak W., Sobanski R., Kabat M., Kujawa T.: *Systems of exploitation and utilization geothermal energy*, Edition of Technical University of Szczecin, Szczecin 2000.
4. OPET-Seminar: *Erdgekoppelte Wärmepumpen zum Heizen und Klimatisieren von Gebäuden*, Brandenburgische TU Cottbus, 18-19.05.1999

Messungen an Einzelfolien eines Brennstoffzellenstacks zur Leistungsbetrachtung nach 3-jährigem Betrieb

Mathias Rachau und Ortrud Luschtinetz

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

1 Einleitung

Im Rahmen einer Begleitung des Projektes „Wasserstoffbus Barth“ wurden an der Fachhochschule Stralsund Messungen an 22 Einzelmembranen eines Brennstoffzellenstacks vom Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung in Ulm (ZSW) durchgeführt. Hersteller der Polymerfolien ist die amerikanische Firma W.L. Gore & Associates.

Der Stack, der ursprünglich 25 Membranen von je 100 cm² aktiver Fläche enthielt, wurde zur Ausbildung im Laborbereich der Fachhochschule für ca. 3 Jahre eingesetzt und zeigte mit der Zeit einen zunehmenden Leistungsabfall. Von ursprünglich mehr als 500 W verringerte sich die



Abb. 1: Ursprünglicher Stack

elektrische Ausgangsleistung auf nur etwa noch 150 W. Um genaue Anhaltspunkte für eine Suche nach Ursachen für diesen Leistungsverlust zu erhalten, wurden die Membranen einzeln unter gleichen Bedingungen vermessen und die Ergebnisse ausgewertet. Die in die Messungen nicht einbezogenen 3 Zellen wurden bei der Demontage des Originalstacks wegen nicht eindeutiger Ablagerungen auf den Folien vom ZSW in Ulm zurückbehalten.

Die Messungen fanden an einem für die Analyse von Einzelzellen konzipierten Teststand statt. Nachfolgend sollen die Ergebnisse der Messungen vorgestellt werden. Dazu wird zunächst auf die Rahmen- und Messbedingungen eingegangen.

2 Rahmenbedingungen während der Messungen

Für eine objektive Beurteilung der Ergebnisse und einen Vergleich zwischen den Membranen wurden alle Messung unter gleichen Bedingungen durchgeführt. Diese waren, wenn nicht anders aufgeführt, auf Anoden- und Kathodenseite identisch und sind nachfolgend aufgelistet:

- Betriebstemperatur des Teststacks (Endplatten): 50 °C
- Betriebsdruck der Reaktionsgase: 0 bar(ü), 1 bar(ü)
- Befeuchtung über Bubbler; Gasfeuchte: 90 % - 100 %
- Elektrodenmaterial: Kohlepapier
- Zugeführte Reaktionsgase: Anode: Wasserstoff: H₂ 99,999 %
Kathode: Synth. Luft: O₂ 20,5 %, N₂ 79,5 %
- Stöchiometrisches Gasverhältnis: Anode: 2,0
Kathode: 2,5
- Art der Messung: spannungsgeführt
- Minimale Spannung (max. Belastungspunkt): 0,3 V
- Abstand der Messpunkte: 0,95 V bis 0,75 V: 0,1 V
0,75 V bis 0,30 V: 0,2 V
- Dauer einer Messung: ca. 15 min.

Die Einzelzellen wurden im Leerlauf mit jener Menge an Wasserstoff und Luft versorgt, die bei angegebenem stöchiometrischen Verhältnis einer Stromstärke von 10 A entspricht. Bei Überschreitung der 10 A-Marke im Laufe der Messungen wurde die Reaktionsgaszuführung zur Beibehaltung eines konstanten Ausnutzungsgrades kontinuierlich erhöht.

3 Durchführung der Messungen

Zum Test der Membranen wurden diese - angefangen mit dem Leerlauf (OCV) - kontinuierlich bis auf eine Zellspannung von 0,3 V belastet. Anschließend wurde die Belastung in umgekehrter Richtung zurückgefahren. Hierdurch ergeben sich für jede Membran praktisch zwei Kennlinien - eine Belastungs- und eine Entlastungskurve. Die Dauer eines kompletten Durchlaufs betrug einheitlich etwa 15 min. Für die Messergebnisse bedeutet dies, dass sie neben den Auswirkungen des mehrjährigen Betriebs ebenso eine mögliche zeitliche Abhängigkeit der Zellenperformance während des Tests beinhalten.

Für die Aufnahme der I-U-Kennlinie wurden die Reaktionsgase je einmal unter atmosphärischem Druck und einem Überdruck von 1 bar zugeführt, um mögliche Auswirkungen und weitere Zusammenhänge zwischen Betriebsbedingungen und Leistungsvermögen auch in dieser Hinsicht besser einschätzen zu können.

Zusätzlich zur Kennlinienaufnahme wurden kurzzeitige Belastungsmessungen durchgeführt, um Ergebnisse zu erhalten, die einerseits unabhängig von einer zeitlichen Leistungsänderung sind und andererseits die Dynamik der Leistungsbereitstellung aufzeigen.

4 Messergebnisse

4.1 Zusammenfassung

Nach dem Rückgang der Gesamtleistung des Stacks innerhalb der 3 Betriebsjahre lag die Performance der Einzelzellen verglichen mit den Werten neuer Membranen erwartungsgemäß ebenfalls in einem sehr niedrigen Bereich.

Bei Messungen unter atmosphärischem Druck variierte die elektrische Ausgangsleistung der Membranen bei maximalen Stromdichten von 250 mA/cm² zwischen 2,5 W und 10 W. Es wird deutlich, dass sich das Leistungsvermögen der Polymer-Folien durchgängig weit unterhalb der Anfangswerte befindet. Die Erhöhung des Betriebsdrucks auf 1 bar brachte im geringen Belastungsbereich eine leichte Leistungssteigerung. Diese setzte sich jedoch bei Belastung auf Klemmspannungen von 0,5 V - 0,3 V nicht fort, sodass hier im Vergleich zum drucklosen Betrieb keine höhere Maximalleistung erzielt wurde.

Die Nennleistung pro Zelle war ursprünglich mit 20 W angegeben, die Spitzenleistung zum Beginn des Stackbetriebs lag bei etwa 25 W je Membran. Heutige Polymerfolien sind im Vergleich dazu in der Lage, Stromdichten von mehr als 800 mA/cm² und somit bei gleicher Fläche Nennleistungen von 30 W bis 40 W zu erbringen.

4.2 Leistung

Im Vergleich der einzelnen Zellen untereinander zeigte die Messung der Maximalleistungen über den Querschnitt des Stacks tendenziell einen starken Leistungsverlust jener Folien, welche sich im Stack auf der Seite der Luftzuführung, also der Kathode, befanden. Die Zellen im mittleren Teil des Stacks und die an der Anodenseite sind durch eine recht gleichmäßige Leistungsabgabe im Bereich

zwischen 7 und 8 W gekennzeichnet. Zwei der vermessenen Membranen (Nr.6 u. Nr.18) zeigten gegenüber ihren Nachbarmembranen stark abgefallene Werte.

Abb. 2 bietet eine Übersicht über die in Abhängigkeit von der ehemaligen Position im Stack erzielten Maximalleistungen. Da ein Hauptgrund für den Leistungsverlust von Brennstoffzellen allgemein aus der nicht ausreichenden Versorgung mit Wasserstoff resultiert, liegt die Vermutung einer H₂-Unterversorgung der kathodenseitigen Membranen durchaus sehr nahe.

Eine weitergehende Betrachtung der Ursachen für Leistungsabbau und Performanceverlust erfolgt im Abschnitt 5.

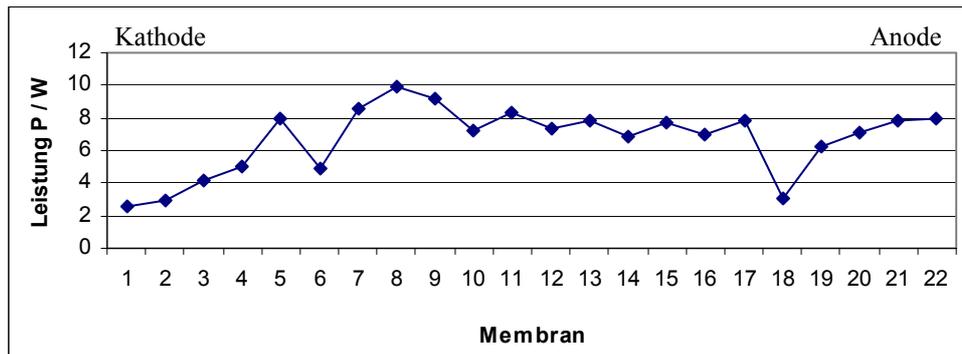


Abb. 2: Verteilung der Maximalleistungen der Einzelmembranen

4.3 Strom

Die von den Einzelmembranen bei Zellenspannung von 0,3 V bzw. 0,5 V gelieferten Ströme geben über den Querschnitt des Stacks (Abb. 3) ein ähnliches Bild wieder, wie es bei der Betrachtung der Maximalleistungen bereits zu sehen war. Die während der Betriebszeit des Stacks vermutete Wasserstoff-Unterversorgung der kathodenseitigen Membranen führt bei diesen zu Leistungswerten von nur etwa 35 % bis 50 % der übrigen Zellen.

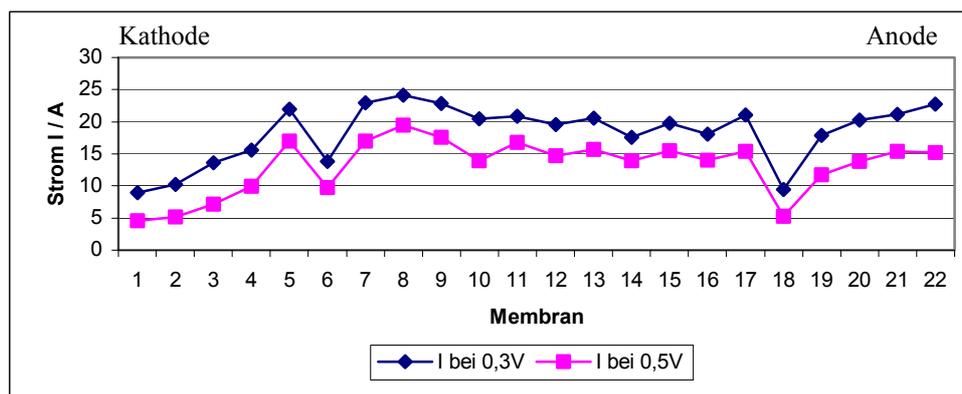


Abb. 3: Stromverteilung bei charakteristischen Spannungswerten

4.3 Leerlaufspannung

Die offene Zellenspannung wurde für jede Zelle je einmal vor Beginn der Messungen und nach ihrem Ende aufgenommen. Dabei zeigte sich, dass diese bei allen Membranen während der ersten Zuführung der Reaktionsgase innerhalb 1 min. Werte von 0,85 V bis 0,95 V annahm. Zur Stabilisierung der OCV fiel der Wert hiernach langsam auf 0,80 V bis 0,90 V ab.

Während die Verteilung der Leerlaufspannungen über die Reihe der Membranen vor der Messung sehr ungleichmäßig in einem breiten Schwankungsbereich lag, stellte sich nach der Aufnahme der Polarisationskurve eine weitgehend einheitliche OCV ein. Ein Hauptgrund hierfür ist die durchgreifende Befeuchtung der Polymer-Folien während der Messungen. Die Mehrheit der Messwerte liegt im Bereich zwischen 0,90 V bis 0,92 V. Ausreißer sind hier wiederum die kathodennahen Zellen und die schon oben erwähnte Membran Nr.18.

Die Lage der OCV innerhalb ist allgemein sehr aussagekräftig sowohl in Bezug auf eine eventuell fortgeschrittene Platinoxidation als auch die aktuelle Befeuchtung der Membran. Bei relativ trocknen Folien liegt der Leerlaufspannungswert in der Regel über 0,95 V. Ist die Zelle dagegen zu feucht, bewegt sich die OCV unterhalb von 0,90 V.

Bei einer noch trocknen Membran, wie sie am Anfang der Messungen vorlag, kann somit eine zumindest teilweise Oxydation des Platinmaterials der Kathodenseite vermutet werden.

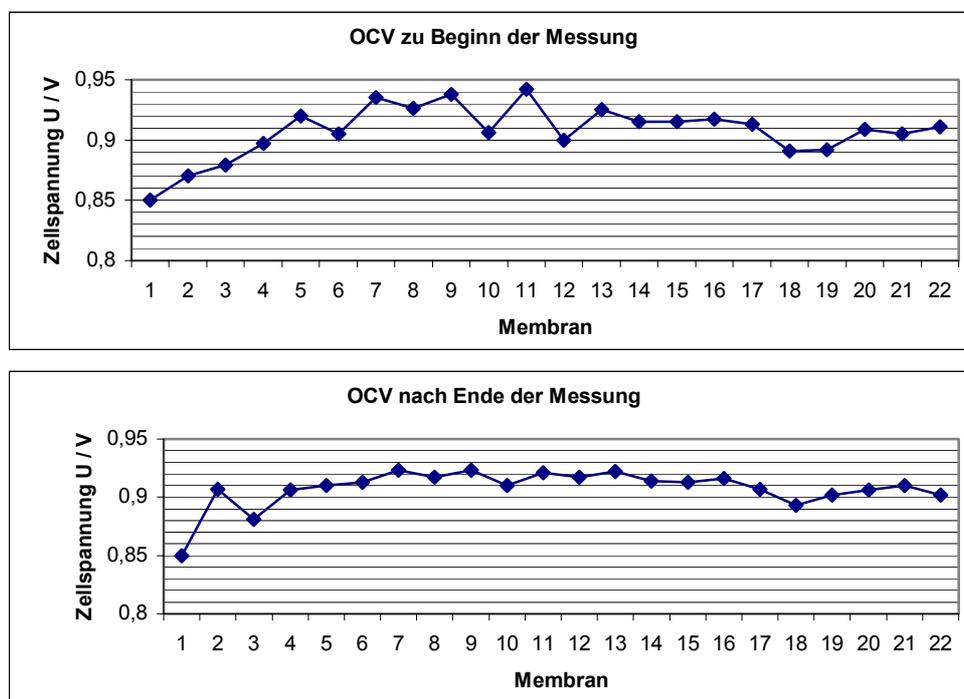


Abb. 4: Verteilung der OCV vor und nach der Kennlinienaufnahme

Die Summe der Leerlaufspannungen beträgt interessanterweise sowohl vor als auch nach dem Test der Membranen exakt 19,96 V. Somit ergibt sich durch den Betrieb der Einzelzellen und deren Befeuchtung im Mittel kein Anstieg der OCV, sondern lediglich eine höhere Gleichmäßigkeit der Verteilung. Die durchschnittliche Leerlaufspannung liegt bei 0,907 V.

4.5 Dynamik und zeitliches Verhalten

4.5.1 Einstellung der Leerlaufspannung

Wie bereits unter 4.4 erwähnt, betrug die Zeit für den Anstieg der OCV nach Zuführung der Reaktionsgase etwa 1 min. Dabei zeigte sich in der Regel eine Zweiteilung der Anstiegsflanke. Im ersten Bereich bis etwa 0,6 V stieg die OCV mit ca. 25 mV/s, im darauffolgenden Abschnitt verlangsamte sich die Steigerung auf etwa die Hälfte. Nach Erreichen der Maximalspannung fiel die

OCV relativ plötzlich ab und näherte sich in der Beispielskurve (Membran 8) anschließend von oben einem Spannungswert von etwa 0,84 V. Wurde die Brennstoffzelle unter diesen Bedingungen weiterhin unbelastet betrieben, zeigte sich ein sehr langsamer aber anfangs kontinuierlicher Anstieg der Zellspannung. Es stellte sich ein stabiler Wert ein.

Abbildung 5 zeigt das zeitliche Verhalten vor der Belastung der Zelle in graphischer Darstellung.

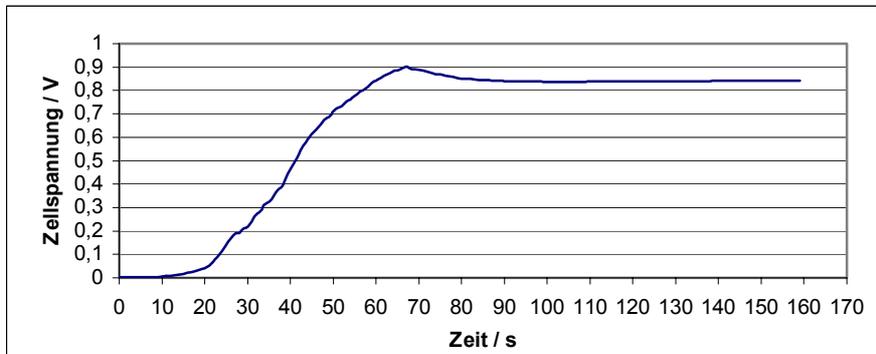


Abb. 5: Anstieg der OCV nach Zuführung der Reaktionsgase

Die Leerlaufspannung, die sich nach dem Betrieb der Membran einstellte, lag aufgrund der besseren Durchfeuchtung der Polymer-Membran oberhalb von 0,9 V. Sie fiel jedoch mit der Zeit erneut sehr langsam mit etwa 13 mV/min ab, um einen stabilen Wert zu erreichen.

4.5.2 Kurzzeitige Belastungen

Bei ersten kurzzeitigen und stromgeführten Belastungen der Zellen noch vor Beginn einer Messung wurde deutlich, dass die Membranen trotz ihres noch relativ trocknen Zustands in der Lage sind, Ströme von mehr als 30 A zu liefern. Die Betriebstemperatur von 50 °C und die Befeuchtung der Reaktionsgase sind hierfür jedoch Voraussetzung.

Im Beispiel der PEM-Folie Nr. 8 lag die Klemmspannung bei einer Belastung mit 30 A und einer konstanten Zuführung von 0,5 NI/min H₂ und 1,5 NI/min O₂ bei etwa 0,41 V. Über die Menge des zugeführtem Wasserstoffs ergibt sich rechnerisch ein stöchiometrisches Verhältnis von 2,43. Die Membran war folglich nur zu 41 % belastet und somit hinreichend mit Wasserstoff versorgt. Dennoch konnte der Einzeller diesem Stromfluss nicht dauerhaft mit gleichbleibender Spannung standhalten. Nach etwa 30 Sekunden begann die Klemmspannung mit etwa 2,5 mV/s zu fallen.

Eine kurzzeitige Belastung der gleichen Membran mit 40 A führte zu einer Klemmspannung von 0,25 V. Diese war damit deutlich geringer als bei I = 30 A. Zudem wurde deutlich, dass hier das Zellenpotential nur wenige Sekunden stabil blieb. Hiernach setzte ein sehr rascher Einbruch der Klemmspannung ein.

4.5.3 Dauerbetrieb

Die Ergebnisse einer längeren Belastung der Einzelzellen mit einem Strom von 20 A zeigen die zeitliche Abhängigkeit, mit der die für jede Membran aufgenommenen Polarisationskurven behaftet sind.

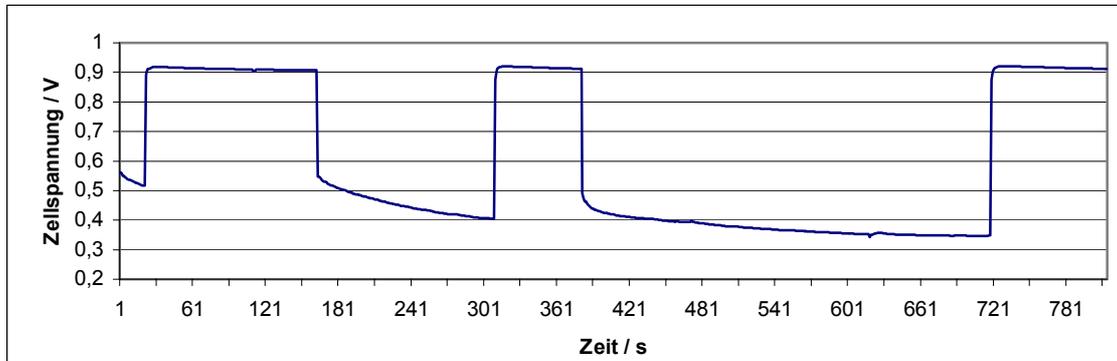


Abb. 6: Dauerbelastung der Folie Nr. 8 mit $I = 20$ A und kurzzeitigen Entlastungen

Bei konstantem Stromfluss von 20 A nahm die Klemmspannung asymptotisch ab. Der erreichte Spannungswert lag im Beispiel der Folie Nr. 8 bei ca. 0,35 V. Die Anordnung wurde dabei mit 1 NI/min H_2 und 3 NI/min O_2 versorgt, um eine Unterversorgung sowohl durch Wasserstoff als auch Sauerstoff auszuschließen und gleichzeitig eine Überfeuchtung der Kathodenseite mittels erhöhtem Produktwasser-Abtransport zu vermeiden. Eine zwischenzeitliche Entlastung der Zelle brachte für die erneute Belastung anfangs eine geringfügige Spannungssteigerung. Da diese jedoch nur von kurzer Dauer war, kann von einer Erholung der Membran nicht gesprochen werden. Abbildung 6 zeigt den zeitlichen Verlauf dieser Belastungslinie.

Einer kurzzeitigen Belastung mit 30 A im Anschluss an diese Messung hielt die Membran nicht mehr stand. Die Zellspannung brach auf einen Wert von 56 mV zusammen, was dem Spannungsabfall über den Anschlüssen und Messleitungen entspricht. Der Strom von 30 A konnte in der Folge nicht mehr gehalten werden und fiel auf 23,7 A zurück.

4.6 Charakteristische Kennlinienformen

Die Polarisationskurven, die für jede der einzelnen Membranen aufgenommen wurden, lassen sich nach ihrer Form in 3 Kategorien einordnen. Dabei spielt das Verhalten bei höheren Belastungen die wesentliche Rolle. Die jeweilige Form der Kurve hängt im Vergleich der Ergebnisse unmittelbar mit dem erreichten Maximalstrom zusammen. Je geringer dieser ausfiel, desto stabiler waren die erzielten Messergebnisse.

Die Kennlinien von Membranen mit geringem Maximalstrom (ca. 15 A) verlaufen linear. Bei höheren Strömen von etwa 20 A kommt es im Bereich unterhalb von 0,4 V zu einer Verlangsamung des Stromanstiegs; die Kurve verläuft nicht mehr linear. War die spezielle Membran grundsätzlich in der Lage, noch stärker belastet zu werden, trat bei Spannungserniedrigung auf Werte unter 0,4 V ein Stromrückgang ein. Hierzu ist wichtig, noch einmal zu betonen, dass die Aufnahme der Polarisationskurve zur Vermeidung eines Kurzschlusses spannungsgeführt erfolgte. Im stromgeführten Fall hätte der Leistungseinbruch eine deutliche Verringerung der Klemmspannung, jedoch keinen unmittelbaren Stromverlust zur Folge gehabt.

Zur Veranschaulichung sind die drei typische Kennlinienformen im Folgenden dargestellt.

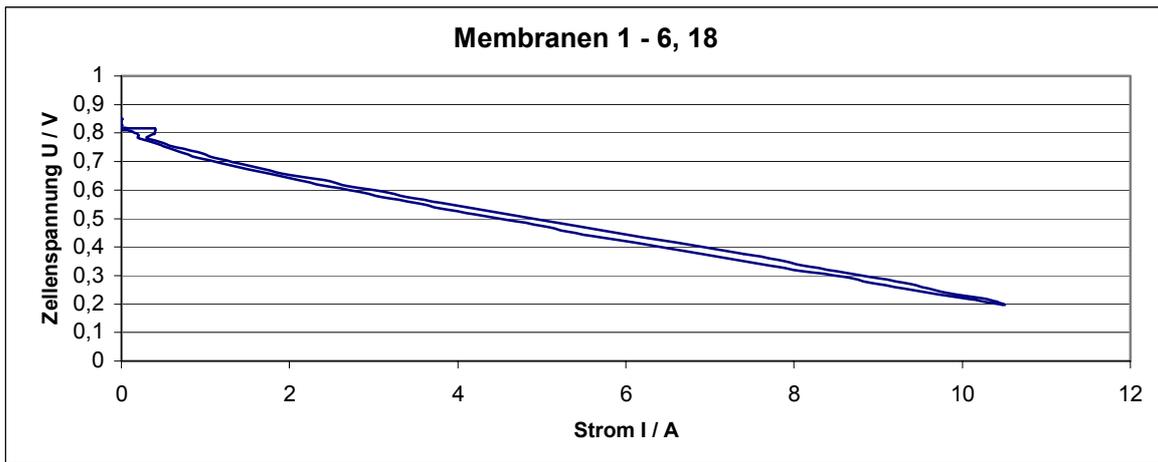


Abb. 7 a): Typische Kennlinie einer Membran mit geringem Maximalstrom

Die I-U-Kennlinie in Abb. 7 a) zeigt das Verhalten einer der kathodennahen Membranen. Bei einem Maximalstrom von etwa 10,5 A und der zugehörigen Zellenspannung von 0,2 V verläuft sie durchweg linear. Die Darstellung in Abb. 7 a) besteht praktisch aus zwei Kennlinien, einer Belastungs- und einer Entlastungslinie. Beide liegen fast deckungsgleich übereinander. Hierdurch wird deutlich, dass zeitliche Leistungs-Änderungen nicht auftreten.

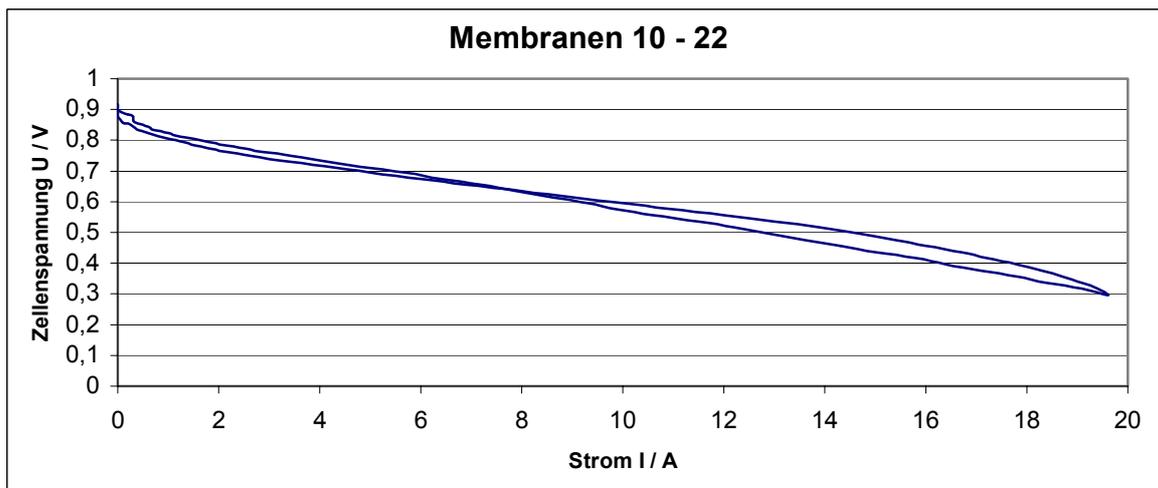


Abb. 7 b): Typische Kennlinie einer Membran mit Maximalstrom um 20 A

Die im mittleren und an die Anode angrenzenden Bereich des Stacks angeordneten Membranen zeigten einen recht gleichmäßigen Maximalstrom von um die 20 A. Bei diesen Folien weicht die I-U-Kennlinie im höheren Belastungsbereich leicht von der linearen Form ab. Die Ursache hierfür liegt allerdings nicht in der kathodenseitigen Sauerstoff- bzw. Luftnachführung, da der zwar leichte aber dennoch sichtbare Knick der Kurve nicht umkehrbar ist.

Das auftretende Problem ist offenbar eine dauerhafte Veränderung der Betriebseigenschaften. Die Entlastungskurve läuft unterhalb der Belastungskurve und kreuzt diese erst zwischen 0,6 V und 0,7 V. Hiernach liegt die Performance der Zelle leicht oberhalb der anfangs aufgenommenen Werte, was sich mit der durchgreifenden und gleichmäßigen Befeuchtung der Membran erklären lässt. Diese Hysterese ist in Abb. 7 b) vergleichsweise schwach ausgeprägt, bestätigt jedoch die Annahme

einer zeitlichen Abhängigkeit der Zellenleistung sowie die Ergebnisse aus Abschnitt 4.5.3, wonach der Stromfluss bei längerer Belastung der Brennstoffzelle kontinuierlich absinkt.

Der Stabilitätsverlust bei höheren Stromwerten scheint vielmehr auf eine ungleichmäßige Befeuchtung zurückzuführen zu sein.

Da es im Falle eines nicht ebenen Kontakts von Membran und Elektrodenplatte bei stärkerem Stromfluss an den Kontaktstellen zu erhöhten Temperaturen kommt, ist eine partielle Austrocknung der Membran an eben diesen Kontaktstellen denkbar. Folglich könnte ein entscheidender Teil der Membranoberfläche unwirksam werden, was dann zu den beschriebenen Ergebnissen führt. Dieser Annahme widerspricht hingegen die Tatsache, dass sich gerade im allgemein noch relativ trocknen Zustand der Folien zu Beginn der Messung hohe Stromwerte erzielen ließen (siehe Abschnitt 4.5.2). Eine partielle Überfeuchtung der Membran hingegen könnte zu ähnlichen Ausfallerscheinungen führen, da die betroffenen Bereiche der Folie keinen Kontakt zu den Reaktionsgasen, im Besonderen zum Sauerstoff auf der Kathodenseite, zulassen. Bei höheren Strömen steigt zudem gleichermaßen die Produktion von Reaktionswasser an und hat somit bei unzureichendem Abtransport der Feuchtigkeit ähnliche Auswirkungen wie die teilweise Austrocknung.

Am wahrscheinlichsten jedoch erscheint eine Kombination aus Überhitzung der Membran und starker Wasserproduktion auf der Kathodenseite. Das bei starker Belastung auftretende Reaktionswasser entsteht bei erhöhter Temperatur und fällt an den etwas kühleren Gasflussplatten zum Teil aus. Das vorbeiströmende Reaktionsgas ist nicht der Lage die erforderliche Menge an Feuchtigkeit aufzunehmen und erhält zudem keinen ausreichenden Zugang zum Reaktionsort an der Oberfläche der Polymerfolie. Die Folge ist ein Verringerung der nutzbaren Membranfläche und damit ein starker Rückgang der möglichen Ausgangsleistung. Im Bereich geringerer Ströme wirkt sich dieses Phänomen weniger aus und wird durch die allgemein bessere Durchfeuchtung der Membran soweit kompensiert, dass die spannungsbezogenen Stromwerte über denen vom Anfang der Messung liegen.

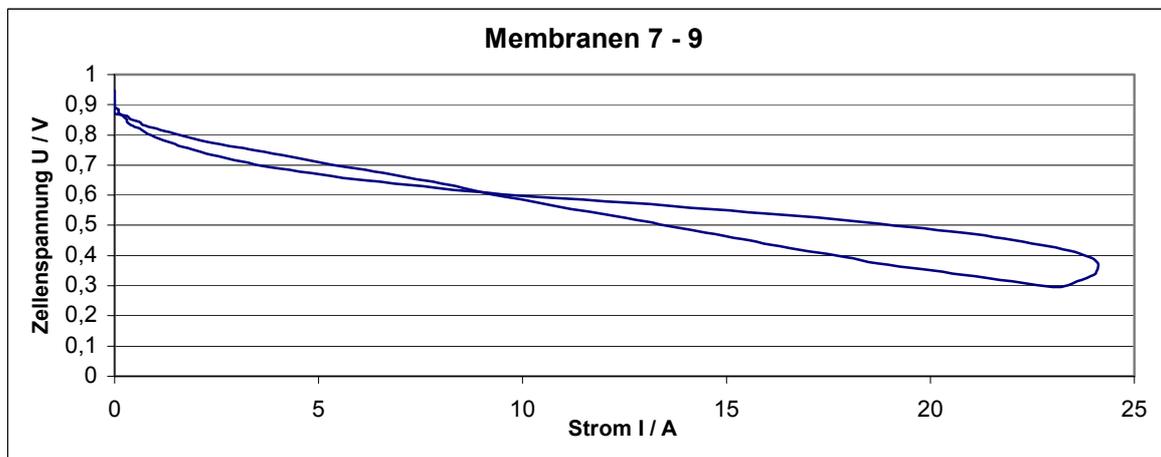


Abb. 7 c): Typische Kennlinie einer Membran mit Maximalstrom größer 23 A

Abb. 7 c) zeigt die Kennlinie einer der 3 Folien, die einen Maximalstrom von etwa 25 A geliefert haben. Hier tritt das vermutete und zuletzt beschriebene Befeuchtungsproblem noch deutlicher hervor. Der Stromfluss fiel bei Erniedrigung der Klemmspannung auf Werte unterhalb von 0,4 V entgegen der Funktionsprinzipien einer Brennstoffzelle zurück; die Membran scheint stark überfeuchtet gewesen zu sein. Dieser Leistungsverlust hielt so lange an, bis das überschüssige Wasser in den Kanälen der Gasflussplatten abtransportiert war.

Die fehlende Stabilität im höheren Belastungsbereich hat ihre Ursache somit nicht in der verwendeten Membran sondern vielmehr im Aufbau des Einzelzellenstacks und der Art der Befeuchtung. Für einen schnelleren Wärmeausgleich zwischen Membran und Gasflussplatte muss somit ein besserer Kontakt beider Komponenten und damit eine höhere Wärmeleitung angestrebt werden. Zur genaueren Analyse der aktuellen Membranfeuchtigkeit und damit zur verbesserten Möglichkeit einer Befeuchtungsregelung wären zudem Sensoren zur Bestimmung der tatsächlichen Gasfeuchtigkeit notwendig. Die Kontrolle dieses Wertes erfolgte am verwendeten Teststand ausschließlich über das Verhältnis der Temperaturen des Befeuchters und der zugeführten Gase vor Eintritt in den Stack.

5 Ursachen der Leistungsabnahme

5.1 Kathodenseitige Ursachen

Wie die Ergebnisse der Messungen zeigen, ist das Leistungsvermögen der Einzelmembranen durch den 3-jährigen Betrieb stark herabgesetzt. Einige der auftretenden Symptome lassen sich auf Vorgänge zurückführen, die während des Einsatzes des Brennstoffzellenstacks auf der Kathodenseite abgelaufen sind.

Ein Beispiel hierfür ist die fortschreitende Oxidation des Platinkatalysators. Sie verläuft im allgemeinen zwar sehr langsam, kann jedoch begünstigt durch die große effektive Katalysatoroberfläche innerhalb von 3 Jahren einen deutlichen Anteil des eingesetzten Platins betreffen.

Die Auswirkungen dieser Oxidation lassen sich an einer verringerten OCV erkennen. Wie in Abschnitt 4.4 beschrieben wurde, liegt diese bei durchschnittlich 0,907 V und beim Gros der Folien zwischen 0,90 V und 0,92 V. Sie bewegt sich somit im unteren Abschnitt des typischen OCV-Bereichs (0,90 bis 0,95 V). Einzelne Membranen, wie die mit der Nr. 1, 3 und 18, bieten bspw. Leerlaufspannungen von nur 0,85 V bis 0,89 V.

Die Folge einer Abnahme des Kathodenplatins für den Betrieb der Brennstoffzelle ist eine verlangsamte Rekombination von Wasserstoff- und Sauerstoffionen und damit eine verringerte Strom- und Leistungsabgabe.

5.2 Anodenseitige Ursachen

Die anodenseitige Ursache für eine Leistungsverringerung liegt im Umfang der zugeführten Wasserstoffmenge. Werden einzelne Membranen, bspw. verursacht durch blockierte Gaskanäle, mit weniger Wasserstoff versorgt, als es für den Stromfluss nötig wäre, der von den übrigen Zellen getrieben wird, verringert sich die Klemmspannung dieser Membranen. Dabei kann es zu einer Umpolung der unterversorgten Zelle kommen, wenn die benachbarten Zellen auf der Kathodenseite ihre überschüssigen Elektronen nicht abführen und auf der Anodenseite ihren Elektronenmangel nicht decken können.

Der Gesamtstromfluss des Stacks wird durch die Ionenproduktion und -leitung der schlechtesten Zelle bestimmt. Steht nur wenig Wasserstoff zur Verfügung, kann durch die betroffene Membran auch nur ein geringer Potentialausgleich und damit ein geringer Stromfluss gewährleistet werden. Im Extremfall, dem völligen Fehlen von Wasserstoff, kommt der Stromfluss im Stack völlig zum Erliegen. Unter Umständen (bei geschlossenem äußeren Stromkreis) liegt die Summenspannung aller anderen Einzelzellen dann an der nicht versorgten Membran an.

Eine solche Unterversorgung durch Wasserstoff, wie sie konstruktionsbedingt im Stack auf der Seite der Sauerstoffzuführung und bei Blockierung von Gaskanälen auftreten kann, führt zu einer dauerhaften Schädigung der betroffenen Membranen.

Entsprechend dieser Mechanismen verläuft die Verteilung der im Einzeltest erbrachten Ausgangsleistungen in Abb. 2 und beginnt auf der Sauerstoffseite mit sehr schlechten Werten.

5.3 Systembedingte Ursachen

Abschließend sollen Faktoren angesprochen werden, die während der Testmessungen Einfluss auf die Ergebnisse genommen haben können, deren Ursache jedoch nicht in den Eigenschaften der getesteten Membranen liegen.

Allgemein wurde versucht, die Testbedingungen für jede Membran identisch zu gestalten, um einen objektiven Vergleich zwischen ihnen zu gewährleisten. Kontinuierliche und konstante äußere Einflüsse konnten hierbei jedoch nicht ausgeschlossen werden. Für die Betrachtung und Einschätzung der Gesamttendenz der erzielten Messwerte spielen diese permanenten Einflüsse und Bedingungen während der Messung allerdings eine große Rolle.

Faktoren, die unabhängig von der verwendeten Membran bedeutend für die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzelle sind, resultieren aus dem Aufbau der Messvorrichtung sowie den Regelungs- und Einstellmöglichkeiten des Teststands. Letztere beeinflussen die Stabilität von Stacktemperatur, Gaszuführung, Gasdruck und Gasfeuchtigkeit. Der Aufbau der Messvorrichtung, also der des Einzelzellenstacks, hat Einfluss auf die interne Gas-, Temperatur- und Feuchtigkeitsverteilung an der Membranoberfläche.

Die Auswirkungen der kaum zu kontrollierenden und schwer steuerbaren Befeuchtung wurden bereits im Abschnitt 4.6 beschrieben. Diese zeigen sich im höheren Belastungsbereich der Zellen anhand eines raschen Stromeinbruchs bei Überfeuchtung der Membran. Einen bedeutenden Anteil hieran hat ebenfalls die Wärmeleitung, also die Temperaturverteilung, innerhalb des Stacks.

6 Fazit

Die vom Gesamtstack nach 3-jährigem Betrieb gezeigte Leistungsabnahme ließ sich ebenfalls deutlich anhand der Einzelzellenmessung erkennen. Aufgrund der Verteilung von Strom- und Spannungskennwerten bei Betrachtung der hintereinanderliegenden Membranen kann der Performance-Verlust der Polymerfolien dabei deutlich sowohl auf eine Platindegradation am Kathodenkatalysator als auch auf die partielle Wasserstoff-Unterversorgung zurückgeführt werden. Weitere während der Testmessungen aufgetretene Phänomene, wie z.B. der Leistungsabfall bei Dauerbelastung und die Ausbildung einer Hysterese bei der Kennlinienaufnahme, beruhen jedoch mindestens zu einem Teil auf Problemen mit der Befeuchtung und sind somit nicht unmittelbar Ausdruck einer dauerhaften Leistungsminderung.

Die Befeuchtung der Reaktionsgase als der für den Betrieb von Brennstoffzellen heute in der Realisierung noch aufwendigste Punkt innerhalb der Betriebsbedingungen nimmt somit auch hier starken Einfluss.

STUDY OF ABSORPTION CYCLE UTILIZING GEOTHERMAL ENERGY RESOURCES

Agnieszka Rogowska

*Department of Heat Engineering,
Technical University of Szczecin,
al. Piastow 19, 70-310 Szczecin, POLAND
arogowska@gmx.net*

1. INTRODUCTION

The goal of Kyoto Protocol ratification is to enhance the renewable energy utilization, with the main aim to reduce the products of coal combustion which are the main pollutants for air, water and soil. Furthermore, current integration process with the European Union will require the adjustment of power engineering sector of Polish industry.

The technical potential of geothermal energy utilization per year is estimated to be 1512 PJ, what determine 39.5% between other renewable energy sources like sun, wind biomass water energy. So the heat energy stored in these reservoirs is of great significance and could be used to decrease the contribution "conventional" coal fired heat power plants in global energetic sector and also have positive influence for environment pollution.

Polish Lowland is the region with most favourable conditions for utilization of geothermal resources.

District cooling is available every time a building requires cooling. Sunlight heat gains, lighting, computers, and other electrical appliances raise the indoor temperature of buildings, due to which cooling is required sometimes throughout the year.

All buildings equipped in air conditioning and cooling systems have high consumption of electrical energy. In rich countries approximately 5-10 % of electricity production covers air conditioning needs. It is important to consider that bigger electrical energy market will cause higher CO₂ emission.

The project design calculations presented here, consider production of cooling load from geothermal energy. To avoid energy losses during energy conversion from heat into electricity, according to second-law of thermodynamics, the best way is to use the energy flux directly. That is the reason the greatest enthusiasm is the absorption technology for cooling purposes and possibility of its operation in heating mode, if there is no cooling demand.

2. OVERVIEW OF COOLING TECHNOLOGIES

Cooling for comfort and for preservation of food and medicine, has been supplied for most of this century by the vapour compression cycles. Compression requires electrical energy supply, but in absorption circuit so called thermal compression is being used. The binary solution works in refrigeration cycle and the driving energy is only in form of heat.

There is an increased interest in the development and use of adsorption chillers due to their various economic and impressive environmental benefits, enabling solar energy or waste heat to be used for applications such as district networks and cogeneration plants.

Compared to adsorption systems that require heat sources with temperatures above 100°C (zeolith–water systems, activated carbon–methanol systems) or conventional compressor chillers, a silica gel/water adsorption refrigerator uses waste heat with temperature below 100°C. This creates new possibilities for utilizing low temperature energy.

Known various methods for cooling load production and the most common fluids composing binary solutions were introduced by (Rogowska, 2002).

Absorption chillers operate on one of the earliest known principles of refrigeration. The cycle uses a refrigerant (known as the primary fluid), and an absorbent (known as the secondary fluid). The refrigerant is chemically and physically absorbed by the absorbent for the purpose of transferring heat. The evaporation of the primary fluid removes heat, thus providing the refrigeration effect (Herold et al., 1996).

2.1 Basic principles of absorption technology

Absorption cooling is the first and oldest form of air conditioning and refrigeration. An absorption heat pump or chiller does not use an electric compressor to mechanically pressurize the refrigerant. Instead, the absorption device uses a heat source, to evaporate the already-pressurized refrigerant from an absorbent/refrigerant mixture. This takes place in a device called the vapour generator. Although absorption coolers require electricity for pumping the refrigerant, the amount is small compared to that consumed by a compressor in a conventional electric air conditioner or refrigerator. The absorption cycle requires a cooling water supply to enable processes in absorber and condenser.

Two basic configurations are available in commercial applications nowadays, their characteristic is presented in Table 1. For cold water temperatures above 0 °C (mostly air conditioning for buildings) cycles with lithium bromide as the absorbent and water as refrigerant are designed. For industrial refrigeration and ice production, an ammonia- water technology is employed.

TABLE 1: Comparison of single effect vapour absorption technology (Srikhirin et al., 2001)

		Lithium bromide (LiBr)/ Water (H₂O)	Water (H₂O)/Ammonia (NH₃)
Operating temp. (°C)	Heat source	80-110	120-150
	Cooling	5-10	< 0
Cooling capacity (ton)		10-100	3-25
COP		0.5-0.7	0.5
Current status		Large water chiller	Commercial
Remark		<ol style="list-style-type: none"> 1. Simplest and widely used 2. Using water as refrigerant, cooling temperature is > 0°C 3. Negative system pressure 4. Water cooled absorber is required to prevent crystallization at high concentration 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Rectification of refrigerant is required 2. Working solution is environmentally friendly 3. Operating pressure is high 4. Suitable for using as heat pump due to wide operating range

In places where electrical power is expensive or unavailable, or where there is waste, gas, geothermal or solar heat available, absorption machines provide reliable and quiet cooling.

Chilled water to the users is cooled down, because it gives the heat to the refrigerant (water) in evaporator causing its change of the thermodynamic state in to vapour phase. Then the refrigerant vapour enters the absorber and it is absorbed by the second fluid (LiBr).

The absorption process requires the heat removal, so the cooling water accessibility is of great importance. A weak solution is pumped by solution pump in to solution heat exchanger where is heated up before entering the generator (desorber). The purpose of installing the HX is the increase in efficiency of the process. A desorption process will start in the moment when heat energy will be supplied to generator to start boiling. Therefore refrigerant vapour of high enthalpy and in high pressure will be produced; the rich hot solution flows back through the SHX to absorber. It will rich the lower level of pressure after isenthalpic throttling in the valve. The cycle of absorption can start again. Water vapour moves to the condenser, heat of condensation of refrigerant vapour is rejected to cooling circuit, so that the quality (vapour fraction) reaches 0. After the expansion valve the liquid flows to the evaporator.

Exact description and the parameters can be obtained in introduced model.

3. DISTRICT HEATING AND PLANS TO DEVELOP GEOTHERMAL ENERGY SUPPLY IN STARGARD SZCZECIŃSKI (<http://www.stargard.pl/>)

Stargard Szczecinski is one of very few cities that boast a so-called ring district heating system. Consistent improvements in the technological processes, extension and modernisation of the district heating system were carried out. A measurable effect of these activities is the elimination of over 50 heating boilers that used to burn more than a dozen thousand tons of solid fuel a year in the city centre.

The city's heating system modernisation plan for the period until the year 2010 provides also for the possibility to use large geothermal deposits located right under the city. This opportunity has been used by a company called Geotermia Stargard, whose natural partner in this project is the District Heating Company PEC. According to the agreement which has already been signed, the heat from the geothermal resources should flow in the heating system as soon as in 2001.

3.1 Geothermal conditions and current state of project (Geotermia Stargard, 2003)

The main components of the heating system on the side of Geotermia Stargard are production and reinjection geothermal wells, a geothermal-heat exchanger, a return water circulation feed pump.

The construction of the geothermal heating plant will start in October and is supposed to be finished on 30 April 30, 2004. In this time, technological start-up is being planned.

Production well GT-1 is completed; it collects water from the Lower Liassic water-bearing strata the Mechów Beds and the Radów Beds (Biernat et al., 2002).

A pumping test from the existing production was carried out, which proved the well capacity to be 300 m³/h. Water temperature is 87°C at its outlet. Construction of the reinjection well GT-2 in directional drilling technology is actually taking place and is advanced in 70 %. Safety valves have adjustment of 16 bar.

The expected annual production is estimated at 290 000-310 000 GJ will be delivered to users for a period of 25 years (Kozłowski et al., 2002).

Other valuable information about dimension of the geothermal doublet is shown in Figure 1.

3.2 Heat demand analysis and cooling load requirements

The heating plant supplies heat to a distribution network. The annual heating power in year 2002 was 10167.10 MW. On the basis of maximum value of volumetric flow 300 m³/h, temperature inlet (87°C) and outlet (41°C) from geothermal heat exchanger and properties of geothermal fluid the potential of heat extraction is estimated to be 13460 kW.

After analysis of heat demand profile for the city Stargard Szczecinski in year 2002, from May to the end of September, there would be a surplus of geothermal heat energy because only tap water have to be prepared. The heating load doesn't exceed 9000 kW. Theoretical consideration will allow formulation of following scenario:

- I. Possibility of utilization of the geothermal surplus energy during the summer time in maximum amount of 13460 kW - 9000 kW = 4460 kW for operation of the absorption cooling system.

Heating plant in Stargard Szczecinski during summer time operates with one boiler WR10 with the maximum heating power of 10 MW. Capacity of geothermal heat source would be absolutely sufficient to cover the tap water demand.

Decision about heat management and development of district cooling network is strongly dependent on the actual cooling load requirements and future prospects for district cooling based on absorption technology.

4. SYSTEM DESIGN

The cooling system considered here, shown in Figure 1, is designed to deliver the chilled water to the balneology centre, office buildings with air conditioning, and storage. These are

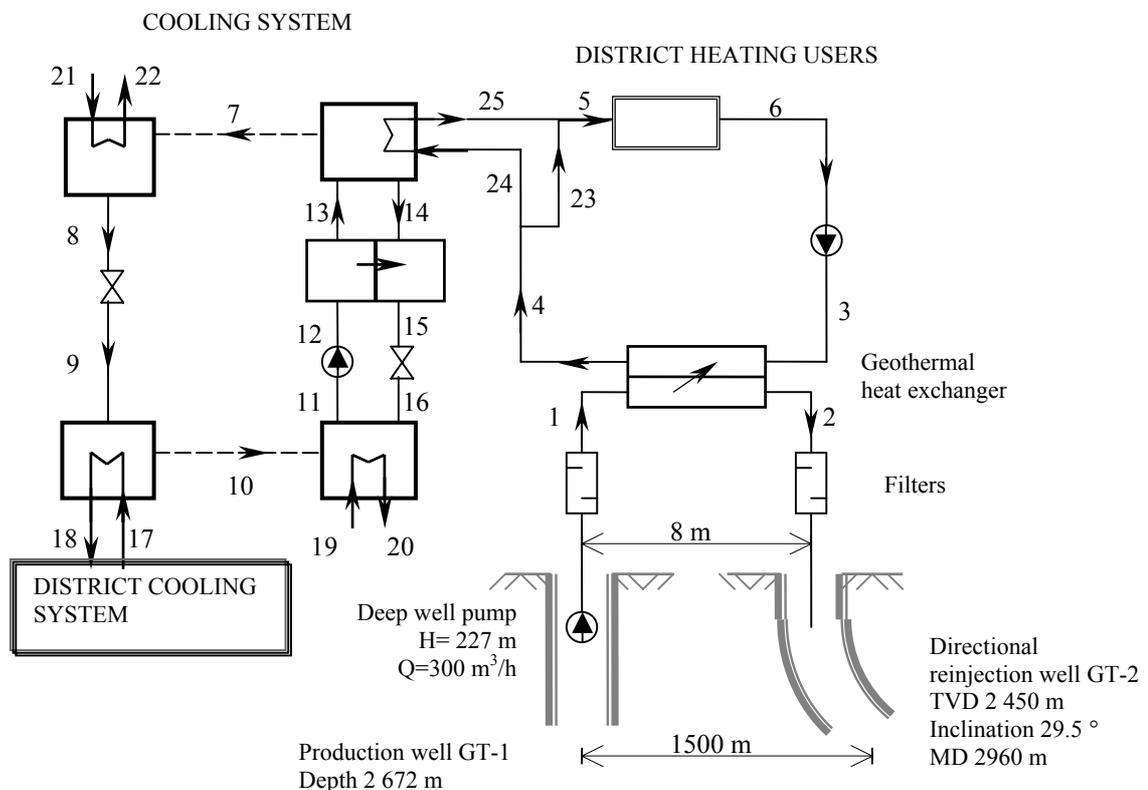


FIGURE 1: Circuit diagram with LiBr cooling system

The purpose of this work is to make the thermal and fluid-flow calculations for a proposed cooling system based on geothermal heat source. The ammonia- water pair is not suitable for application because of the high temperature requirements for generator (125-170 °C). Therefore, the single stage (single effect) LiBr – water cooling technology was chosen as the most properly matching to available temperatures. In this case the range of driven temperatures for desorption process from 75 up to 120 °C provides the value of coefficient of performance (COP) about 0.7 (Florides at al., 2003).

4.1 Heat and mass transfer equations and basic assumptions for cooling system

The absorption cooling cycle consists of coupled mass and heat transfer processes in evaporator, absorber, desorber and condenser except the solution heat exchanger.

A single stage LiBr- H₂O absorption system was presented and all calculations were done in reference to the numbering principle illustrated in Fig 4. Following basic assumptions were made by modelling of the system:

- Heat losses and heat gains between the system and its environment are neglected.
- The steady state of refrigerant is pure water
- There are no friction or pressure losses in pipes and components.
- The pump is isentropic; throttling process in a valve is isenthalpic.
- Heat source supplies pressurized hot water to desorber

It is necessary to properly understand the thermodynamic state of each point at the diagram. The external energy transfers to the absorption system were showed on the schematic. Main processes and assumptions for cooling circuit are summarised in Table 2.

TABLE 2: Description of main thermodynamic state points.

Point	State	Details and assumptions
7	Superheated vapour	<i>Water vapour leaving desorber has zero salt content (pure water)</i>
8	Saturated liquid water	<i>Vapour quality set to 0 after condensation</i>
9	Vapour- liquid refrigerant state	<i>Vapour flashes and liquid passes through expansion valve</i>
10	Saturated vapour	<i>Vapour quality set to 1 after evaporation</i>
11	Saturated liquid solution	<i>Weak solution of water and LiBr</i>
12	Subcooled liquid solution	<i>Calculations based on isenthalpic pump model</i>
13	Subcooled liquid solution	<i>Calculations based on heat exchanger model</i>
14	Saturated liquid solution	<i>Rich solution of water and LiBr</i>
15	Subcooled liquid solution	<i>Calculations based on heat exchanger model</i>
16	Vapour- liquid solution state	<i>Adiabatic expansion in the valve</i>

To perform equipment sizing and performance evaluation of a single stage LiBr water absorption chiller, after taking into account the basic assumptions, energy balance for each component must be considered. For calculations in this work mass flow \dot{m} and respectively energy flux \dot{Q} were used.

The energy balance on evaporator can be written as:

$$Q_e = m_{10} \cdot h_{10} - m_9 \cdot h_9, \text{ where } m_{10} = m_9 \quad (1)$$

Value \dot{Q}_e is the cooling load and chilled water will be delivered to the users by external loop with mass flow \dot{m}_{17} .

Since the value of m_{10} is known, we can calculate m_{11} from the mass balance in absorber and assumption that:

$$m_{11} \bullet x_{11} = m_{16} \bullet x_{16} \quad (2)$$

$$m_{11} = m_{10} + m_{16} \quad (3)$$

During the calculations, is possible to set the lithium bromide mass fraction in the solution x_{11}, x_{16} as the input value, or calculate them from the known relationships. Point 15, the outlet from the solution heat exchanger is the closest approach to crystallisation line. If the range of mass fraction LiBr changes from 50 % at absorber outlet to the solution heat exchanger (point 11) to 62 % at the inlet to absorber (Point 1 and 16) so the calculated operating conditions avoid crystallisation danger.

An energy balance on the absorber:

$$Q_a = m_{10} \bullet h_{10} + m_{16} \bullet h_{16} - m_{11} \bullet h_{11} \quad (4)$$

The minimum work input to the solution pump can be obtained from equation:

$$W = \dot{m}_{12} \bullet v_{12} (p_{12} - p_{11}) \quad (5)$$

An energy balance for solution heat exchanger:

$$Q_{shx_cold} = m_{14} \bullet h_{14} - m_{15} \bullet h_{15} \quad Q_{shx_hot} = m_{13} \bullet h_{13} - m_{12} \bullet h_{12} \quad (6a) (6b)$$

It is known that heat streams on both sides are equal, if the adiabatic shell will be assumed.

$$\dot{Q}_{shx_cold} = \dot{Q}_{shx_hot} \quad (7)$$

The effectiveness of the heat exchanger ε is a useful parameter to describe the performance of a heat exchanger. Definition says that it is the ratio of the actual heat transfer to the maximum possible heat transfer for given inlet conditions (Herold at al., 1996). In calculations the minimum heat capacity occurs on the colder side of solution heat exchanger, and then the effectiveness would be written as:

$$\varepsilon = \frac{T_{14} - T_{15}}{T_{14} - T_{12}} \quad (8)$$

These parameter influences COP of the system in large scale. The higher effectiveness the COP increases. The absence of solution heat exchanger in the cycle is significant, and causes higher COP, because the return solution heat from desorber can be recovered to heat up the LiBr-water mixture before entering the generator. Generator energy balance would be:

$$Q_d = m_7 \bullet h_7 + m_{14} \bullet h_{14} - m_{13} \bullet h_{13} \quad (9)$$

Assumption about purity of water vapour leaving desorber can be done, and following equation is the result:

$$m_{13} \bullet x_{13} = m_{14} \bullet x_{14} \quad (10)$$

Overall mass balance on the desorber is expressed as:

$$m_{13} = m_{14} + m_7 \quad (11)$$

Finally, the condenser heat can be determined from an energy balance, which gives:

$$Q_c = m_7 \bullet h_7 - m_8 \bullet h_8, \text{ where } m_7 = m_8 \quad (12)$$

A heat transfer models of each heat exchanger were added to the system to provide better understanding and bring closer to realistic conditions. All inputs and outputs values from heat exchanger model can be followed, and in the future better consideration of different heat exchanger models could be carried out.

In this paper the UA type heat exchanger model was applied to specify the size and performance of heat exchanger as the function of UA value and logarithmic mean temperature difference defined as.

$$T_{lm} = \frac{(T_{h,1} - T_{c,1}) - (T_{h,2} - T_{c,2})}{\ln \left(\frac{T_{h,1} - T_{c,1}}{T_{h,2} - T_{c,2}} \right)} \quad (13)$$

where h and c refer to the hot and cold sides of the heat exchanger, 1 and 2 mean the side of heat exchanger. T_{lm} describes the potential of heat transfer between hot and cold side.

The product of overall heat transfer coefficient U and the heat exchanger area A is very useful for calculations and can be found in literature (Holman, 2002).

The amount of the exchanged heat can be then calculated from the formula:

$$\dot{Q} = UA \bullet T_{lm} \quad (14)$$

Finally the coefficient of performance for cooling cycle is defined as:

$$COP = \frac{Q_e}{Q_d} = \frac{m_{17}(h_{17} - h_{18})}{m_{24}(h_{24} - h_{25})} \quad (15)$$

This is the main parameter to estimate the efficiency of operating absorption system, the easiest interpretation could be formulated as the ratio of useful energy output (cooling capacity obtained at evaporator) to the primary energy input (heat input for the generator plus work input for the pump. The work input for the pump is negligible relative to the heat input at the generator, therefore, the pump work is often neglected for the purposes of analysis.

The main geothermal multi-plate counter-flow heat exchanger was calculated using assumption, that the heat capacities of both fluids are equal and the pinch method was applied to determine temperature difference between them.

With $T_{pinch}=2K$, return temperature from district heating system T_3 could be determined.

$$T_3 = T_2 - T_{pinch} \quad (16)$$

The heat fluxes on geothermal and municipal network side were calculated as:

$$\dot{Q}_{ghx} = \dot{m}_1 \bullet (h_1 - h_2) \quad \dot{Q}_{net} = \dot{m}_4 \bullet (h_4 - h_3) \quad (17a) (17b)$$

The value of h_4 was obtained from energy balance on heat exchanger. If there is no external work done, there is no heat transfer to the system, heat exchanger is well insulated and changes in kinetic and potential energy are negligible, so the steady-flow energy equation could be written:

$$\dot{m}_4 \bullet (h_4 - h_3) = \dot{m}_1 \bullet (h_1 - h_2) = \dot{Q} \quad (18)$$

where \dot{Q} is the heat transferred from the hot stream to the cold stream.

From known enthalpy h_4 and pressure P_4 , temperature of supplied water to the system T_4 was found.

Mean logarithmic temperature difference for counter-flow heat exchanger was obtained from the equation (13) and used to calculate the UA_{ghx} value by the following relationship:

$$\dot{Q}_{ghx} = UA_{ghx} \cdot T_{ghx} \quad (19)$$

With known heating load \dot{Q}_{ghx} and UA_{ghx} product, counter-flow geothermal heat exchanger can be chosen.

For the purposes of the calculations, the mass flow \dot{m}_4 in the municipal network water was an input number as well as the mass flow \dot{m}_{24} in external loop.

Connection with the municipal heating network system is available through external circuit to the generator. To avoid situation that all heating medium will be delivered first to the cooling system, a by-pass was designed. Such solution allows controlling of the mass flow \dot{m}_{24} . At point 5 mixing of two heat fluxes take place. After it heat energy is guided to district heating system. Energy balance helps to obtain amount of heat energy delivered to users:

$$Q_{ghx} - Q_d = Q_{user} \quad (20)$$

Return water pressure is expected as 350 kPa (point 6), pressure after the circulation pump 700 kPa (point 3). External water loop at the evaporator side delivers chilled water to the consumers.

4.2 Modelling work with Engineering Equation Solver (EES)

Modelling involves the knowledge about the processes in the system, introduced as the equations describing each state point.

In this study, the computer software EES was used to investigate the performance of absorption heat pump system and its behaviour in configuration with geothermal heat source. Each component of the system has been treated as the independent module with certain number of input values, required mass and energy balance equations, involved relationships between parameters with the aim to calculate the output variables.

The property equations including relationships of enthalpy, temperature, concentration, vapour pressure of LiBr-H₂O solution were used from the external library. These functions use correlations from the 1989 ASHRAE Handbook of Fundamentals. Thermodynamic properties of water have been implemented using the thermodynamic property correlation of Harr, Gallagher, and Kell, NBS/NRC Steam Tables, Hemisphere Publishing Co., 1984.

4.3 Calculation results

To find suitable operating conditions for specific applications, a sensitivity calculation was performed utilising a computer code written in EES program, which follows all assumptions, sequence of described in point 4.1 thermodynamic equations and involves mathematical correlations for the fluid properties.

According to the numbers in Figure 1, results of calculation were presented in Table 3. In each state point enthalpy, mass flow, pressure, temperature, LiBr concentration and quality of water after throttling, were investigated.

To illustrate the relationships between parameters in the absorption cooling system with the same evaporator cooling capacity of 10 kW, two variants will be introduced.

- A. Evaporator, absorber pressure $P_{10}=0.9$ kPa; generator, condenser pressure $P_{14}=5$ kPa, solution heat exchanger exit temperature $T_{13}=55^{\circ}\text{C}$; Generator exit LiBr concentration $x_{14}=62\%$,
- B. Evaporator, absorber pressure $P_{10}=0.7$ kPa; generator, condenser pressure $P_{14}=7.347$ kPa; solution heat exchanger exit temperature $T_{13}=55^{\circ}\text{C}$; Generator exit LiBr concentration $x_{14}=60\%$.

TABLE 3: Operating parameters of 10 kW LiBr- water absorption chiller- variant B.

	¹ h_i [kJ/kg]	² m_i [kg/s]	³ P_i [kPa]	⁴ T_i [$^{\circ}\text{C}$]	⁵ x_i	⁶ q_i
[1]	365.4	80	1500	87		
[2]	173	80	1500	41		
[3]	163.9	80	700	39		
[4]	356.4	80	700	84.99		
[5]	356.2	80	700	84.95		
[6]	163.9	80	350	39.07		
[7]	2657	0.004279	7.347	83.92		
[8]	167.1	0.004279	7.347	39.91		
[9]	167.1	0.004279	0.7	1.881		0.06379
[10]	2504	0.004279	0.7	1.881		
[11]	73.35	0.05134	0.7	30.18	55	
[12]	73.35	0.05134	7.347	30.18	55	
[13]	124.7	0.05134	7.347	55	55	
[14]	200.4	0.04706	7.347	83.92	60	
[15]	144.5	0.04706	7.347	54.91	60	
[16]	144.5	0.04706	0.7	39.74	60	
[17]	41.99	0.5	6	10		
[18]	21.99	0.5	6	5.23		
[19]	104.8	0.2739	60	25		
[20]	155	0.2739	60	37		
[21]	104.8	0.2653	6	25		
[22]	144.9	0.2653	6	34.6		
[23]	356.4	79	700	84.99		
[24]	356.4	1	700	84.99		
[25]	342	1	700	81.56		

Table 4 presents a summary of energy fluxes in main components like desorber, evaporator, absorber, condenser, solution heat exchanger, power needed for the solution pump, capacity of geothermal heat exchanger, heating load delivered to the district heating users, return water pump power.

TABLE 4: COP and energy flows at various components in cooling system for both variants.

Variant A	Variant B
COP=0.7567	COP=0.6944
$Q_d=13.21$ [kW]	$Q_d=14.4$ [kW]
$Q_e=10$ [kW]	$Q_e=10$ [kW]
$Q_a=12.63$ [kW]	$Q_a=13.75$ [kW]
$Q_c=10.59$ [kW]	$Q_c=10.65$ [kW]
$Q_{shx}=1.605$ [kW]	$Q_{shx}=2.635$ [kW]
$W_{sp}=0.1205$ [kW]	$W_{sp}=0.2684$ [kW]
$Q_{ghx}=15395$ [kW]	$Q_{ghx}=15395$ [kW]
$Q_{user}=15382$ [kW]	$Q_{user}=15381$ [kW]
$W_p=35.26$	$W_p=35.26$

In introduced cases A and B the same cooling load is produced, but for variant A the coefficient of performance is higher. It means less heating energy is needed to enable sufficient desorption process in generator. The size of other heat exchangers will be smaller. To find the reason of higher COP, a sensitivity analysis will be carried out in the next chapter.

4.4 Discussion on COP variation

The most important effect, which is discussed in literature (Herold et al., 1996) is the increase of coefficient of performance with higher temperature of medium delivered to generator (see state point 24). Increasing of the heat source temperature contributes to more improvement in the COP for the cooling circuit.

Figure 2 shows the effect of generator outlet temperature T14 on the variation of the coefficient of performance for introduced two variants. It can be seen that the cooling COP of the absorption cooling system is higher for the scenario A (pressure in generator P12=5 kPa). An increase of generator exit temperature T14, caused lowering of COP and increase of desorption pressure

The first behaviour may be explained by the fact that although the high temperature of the heat source tends to increase the cooling COP, it also increases the average temperatures in the condenser and absorber which results in the decrease in the COP.

This negative effect reduces the benefits of high temperature heat sources utilization and decreases of COP, but in the same time it confirms that absorption technology with low temperature geothermal source gives acceptable results in cooling load extraction.

The influence of generator temperature T14 on desorber pressure P14 was investigated. It depends on the properties of lithium bromide-water solution, since the concentration x14 is known, pressure in generator can be calculated.

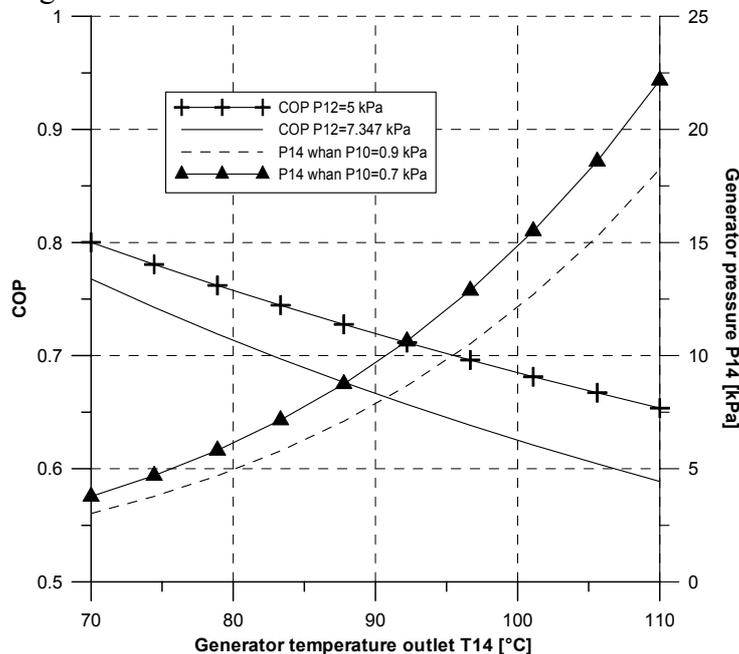


FIGURE 2: Effect of generator exit temperature T14

This two parameters, COP and generator pressure P14 are strongly connected with each other. It is illustrated in Figure 3 for assumed conditions in two variants A and B, with different evaporator pressures 0.7 kPa, 0.9 kPa, and respectively different LiBr concentrations 62% and 60 % at the inlet to absorber. It could be seen that higher desorption pressure in generator, influences COP negatively.

When LiBr is dissolved in water, there exists specific minimum solution temperature for any given salt concentration. It's important to operate the system with such conditions to keep a distance from crystallization line.

Since the generator exit LiBr percentage ratio x_{14} is kept fairly constant at 60%, the COP value reaches almost maximum, as is shown on the next diagram (Figure 4).

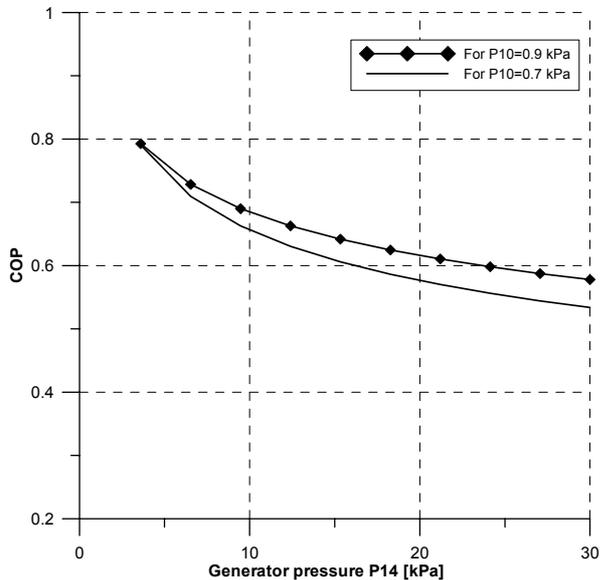


FIGURE 3: Effect of generator pressure

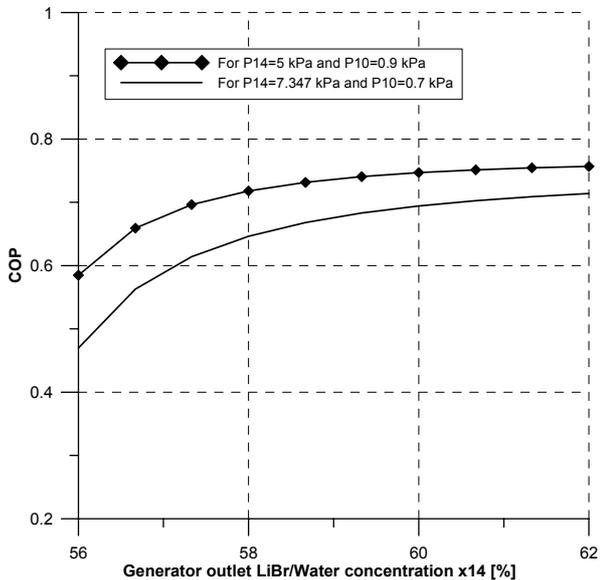


FIGURE 4: Effect of LiBr percentage ratio

Additionally, as seen in Figure 5, COP increases with lower concentration of LiBr x_{11} of working solution at absorber exit side. In considered variants LiBr percentage ratio was chosen as 55%. As mentioned before, there is strong relation between LiBr concentration and temperature of the solution. To ensure proper operation of absorption cycle, the temperature at the outlet from absorber T11 has to be kept at lower level. It requires the supply of low temperature cooling water for absorber heat exchanger. In this paper temperature of cooling medium were assumed as 25°C at the inlet, and around 35-37°C at the exit.

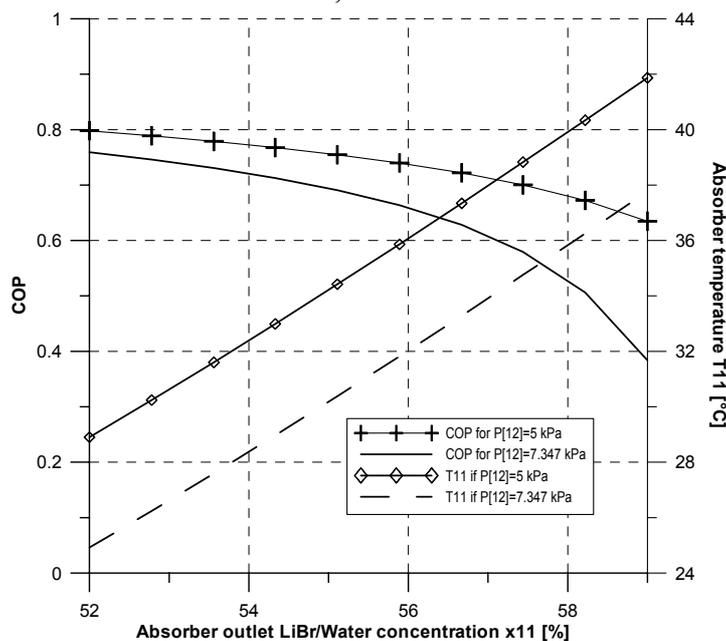


FIGURE 5: Effect of LiBr percentage ratio at absorber exit x_{11}

5. CONCLUSIONS AND REMARKS

The aim of this study was to analyse the relationships between internal parameters of single stage 10 kW LiBr-water absorption cycle and their influence on COP. Experience with first modelling of two variants of 10 kW cooling machine, was applied by further chiller design for district cooling systems. After introductory estimation of cooling load demand for the city Stargard Szczecinski, 400 kW unit was suggested. All calculations based on the data from geothermal well, were carefully put into the module written in EES.

Mass flows and temperatures were controlled at the external heating loop to desorber, so that the district heating users will be supplied with sufficient hot water parameters.

Such modelling of thermal systems presents many advantages. The most important, is the elimination of the expenses for solutions, which could bring big risk during future operation. The next work will enclose validation of the model with expected conditions to determine i.e. amounts of input, output energy, and prediction of temperature variations. Finally applying optimization techniques will allow finding the suitable solution. According to time scale the simulation can be carried out to represent the behaviour of complete system under different operating conditions such as another heat source, cooling water, chilled water, supply hot water temperatures. During winter time, operation of absorption system as the heat pump will be investigated in the future works.

Thanks to mgr inż. Zdzisław Malenta for sharing the data from Geotermia Stargard - GS/D/85/2003.

REFERENCES

Biernat, H., Parecki, A., 2002: Assessment of development of deep geothermics in Poland, based on projects accomplished in the years 1991-2001 farther prospects. Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, IX International Symposium, Szczecin-Miedzyzdroje, Poland.

Florides, G.A, Kalogirou, S.A, Tassou, S.A, Wrobel, L.C., 2003: Design and construction of LiBr-water absorption machine, Energy Conversion and Management 44.

Herold, K. E., Radermacher, R., Klein S.A., 1996: Absorption Chillers and Heat Pumps. CRC Press.

Holman, J.P., 2002: Heat transfer, 9th ed., McGraw – Hill.

Kozłowski, T., Malenta, Z., 2002: Cooperation of a geothermal heat source with a conventional district heating system in Stargard Szczecinski, Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, IX International Symposium, Szczecin-Miedzyzdroje, Poland.

Rogowska, A., 2002: Solare Kühlung - Nutzung der Sonnenenergie zur Klimatisierung von Gebäuden, Nutzung Regenerativer Energiquellen und Wasserstofftechnik, 9 Symposium, Stralsund, Germany.

Srikhirin, P., Aphornratana S., Chungpaibulpatana S., 2001: A review of absorption refrigeration technologies, Renewable and Sustainable Energy Reviews 5.

<http://www.stargard.pl/>

ABSTRACT

This article considers a study on absorption chiller operation, suggested for a district cooling system. The main source of driven heat is a geothermal energy as the clean, renewable and environmentally benign energy source. Calculations are based on data from geothermal well in Stargard Szczecinski in West Pomerania. This paper demonstrates possibility of geothermal system development and hereby its complement for district heating (cascaded configuration).

Brennstoffzellen zur Nutzung regenerativer Energiequellen

B. Rohland, S. Möller
H.I.A.T. gGmbH, Hagenower Straße 73, D-19061 Schwerin

Schlüsselwörter: Energiequellen, Brennstoffzelltypen,
Brenngasaufbereitung, Mikroreakorteknik

Zusammenfassung

Die hauptsächlichsten und heute aktuellen regenerativen Energiequellen Solarenergie, Windenergie, Biomasse und Abfallgase erfordern unterschiedliche Aufbereitungs- und Speichertechniken zu ihrer effizienten energetischen Nutzung durch den Menschen. In Brennstoffzellen ist die Umwandlung in Strom und Wärme nur dann effizient, wenn die aufbereiteten und mit vertretbarem Aufwand gereinigten Brenngase in dem zur Gasreinheit passenden Brennstoffzelltyp genutzt werden. So ist die Nutzung von gespeichertem hochreinem Elektrolyse – Wasserstoff aus Solar- oder Windenergie in PEM – Brennstoffzellen effizient, nicht aber in Hochtemperatur-Brennstoffzellen MCFC und SOFC. Abfallgase und Gase aus der Biomasseaufbereitung mit hohem Kohlenwasserstoffanteil müssen für Niedertemperatur – Brennstoffzellen aufwendig reformiert und gereinigt werden. SOFC und MCFC hingegen erfordern keine Reformierung. Diese Gegebenheiten werden bei Kleinanlagen durch den Einsatz der Mikroreakorteknik gegenwärtig teilweise relativiert.

Brenngasanforderung und Brennstoffzelltyp

Die Hochtemperaturbrennstoffzellen SOFC und MCFC haben geringere Reinheitsanforderungen an Brenngase, weil die Gleichgewichts- Zersetzungsdrücke der durch die Verunreinigung gebildeten Stoffe bei 650-1000°C um mehrerer Größenordnungen höher sind als bei 80°C. Deshalb werden einige Sulfate und Chloride bei SOFC nicht gebildet, da deren Zersetzungsdruck bei 1000°C größer als 1 bar ist. Anfällig sind SOFC dagegen gegenüber anorganischen Staub – Partikeln, die in den Festelektrolyten bei diesen hohen Temperaturen eindiffundieren und die Oxidionenleitung beeinträchtigen [1].

Hauptvorteil der SOFC und MCFC sind die interne Reformierung von Kohlenwasserstoffen durch den an der Anode bei Stromfluss gebildeten Wasserdampf. Durch diese Eigenschaft wird nicht nur der externe Reformer eingespart, sondern auch der theoretische elektrische Wirkungsgrad von nahezu 100% gegenüber 70% bei reinem Wasserstoffumsatz erreicht. Dadurch sind SOFC und MCFC auch für den Einsatz von gereinigten Schwachgasen aus Abfall- und Klärgasen geeignet. CO – Anteile werden mit dem bei Stromfluss gebildeten Wasserdampf gemäß Wassergasgleichgewicht umgesetzt und beeinflussen Leistungsdichte und Wirkungsgrad nicht. Dagegen ist die CO – Sensibilität der Niedertemperaturbrennstoffzellen ein gravierendes Problem. Während PAFCs (Betriebstemperatur 180°C) Reformat – Wasserstoff mit 2% CO vertragen, muss das CO für PEMFC bis 10 ppm aus dem Reformat entfernt werden [2]. Das bedeutet eine zusätzliche auf 200°C separat beheizte CO – Feinreinigungsstufe, die eine mit Kohlenwasserstoffen oder Methanol betriebene PEMFC - Gesamtanlage deutlich kompliziert (siehe Abb. 1).



Abb. 1: 5 kW_{el} PEMFC mit ISE – Erdgasreformer

Bedingungen für den PEMFC – Einsatz zur Verstromung regenerativer Gase

Den verfahrenstechnischen Komplikationen von PEMFC – Anlagen kann man entgehen, indem man

- Elektrolyse – Wasserstoff einsetzt, der mit Solarstrom oder Windstrom in Tageszeiten erzeugt wurde, in denen kein Strombedarf vorhanden war.
- Methanol aus regenerativen Gasen herstellt (z. B. aus Klärschlamm und Braunkohleabfällen, siehe Programm ehemaliges Kombinat „Schwarze Pumpe“) und dann Methanol – Wassermischungen in der Direktmethanol – Brennstoffzelle (DMFC) in Strom und Wärme verwandelt.
- Mikroreaktor – Technik für das Methanol - Reforming einsetzt.
- regenerative Gase in Großanlagen effizient reformiert und reinigt sowie den Reformat – Wasserstoff dezentralen PEMFC – Hausanlagen zuführt

Gespeicherter Elektrolyse – Wasserstoff ist der ideale Treibstoff für PEMFC – Anlagen. Hier zeigt die PEMFC ihre Vorteile gegenüber allen anderen Brennstoffzelltypen:

-Sofortige Betriebsbereitschaft ohne Anheizen

-Lastwechsel im Millisekunden – Bereich

-„dead ended“ – Betrieb mit 100% H₂ – Nutzung (s. Abb. 2 und 3)

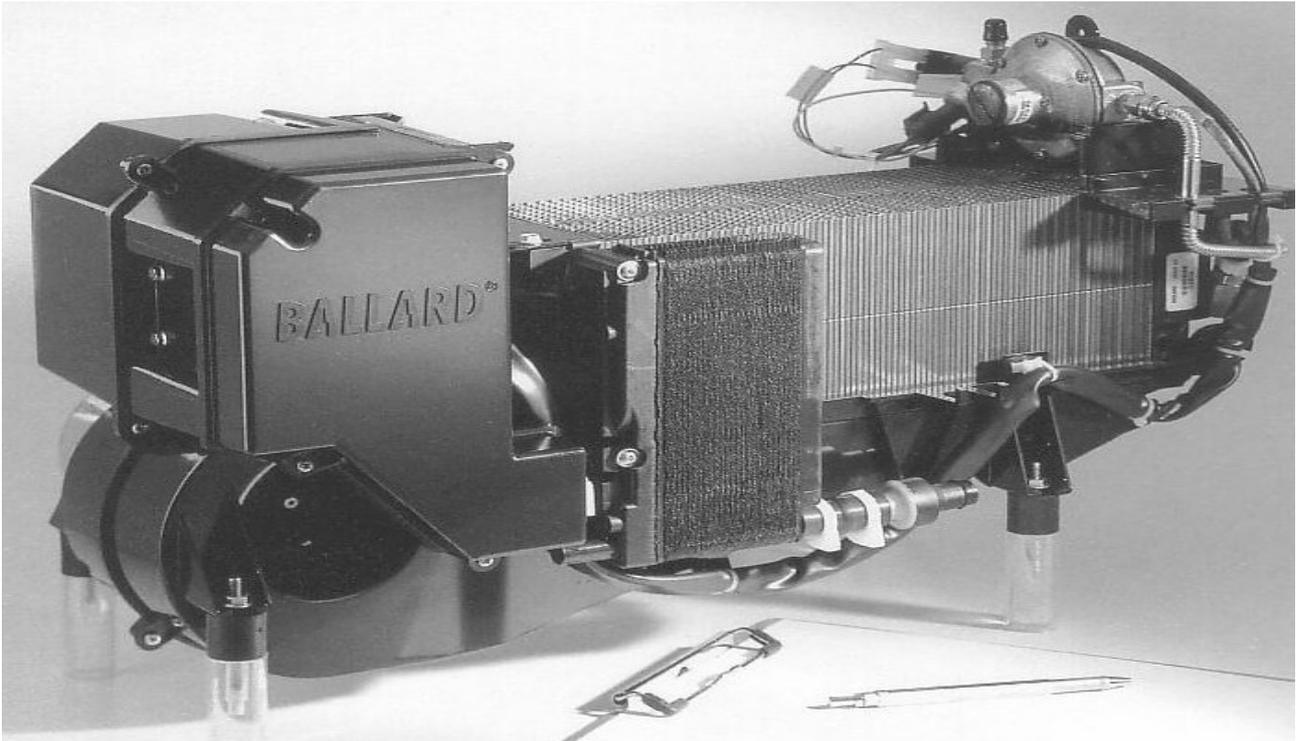


Abb. 2: 1 kW_{e1} – H₂/Luft PEMFC – Anlage von Ballard, [3]

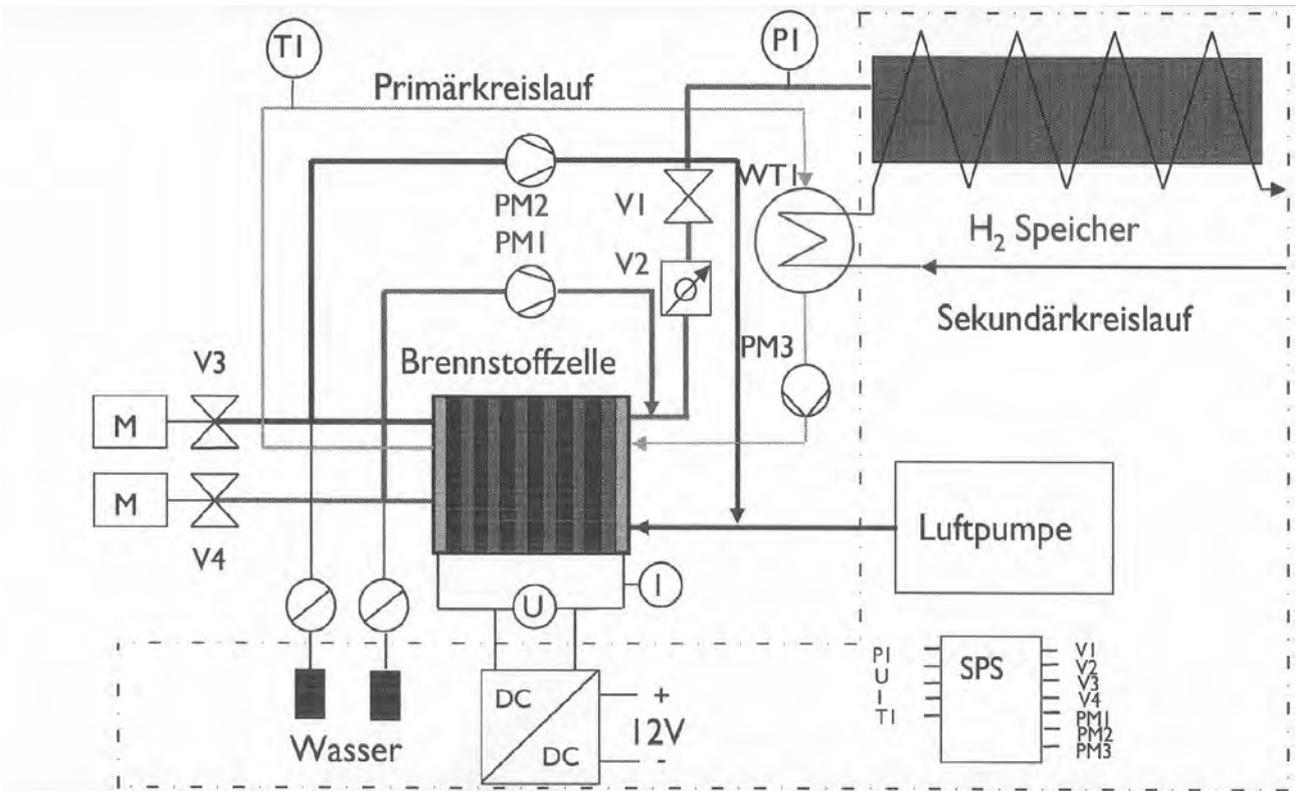


Abb. 3: flow sheet H₂/Luft – PEMFC, “dead ended” – Betrieb

Direktmethanol – Brennstoffzellen – Anlagen sind bezüglich ihres Aufbaus unübertroffen einfach und damit kostengünstiger als PEMFC – Anlagen mit Reformer (s. Abb. 4). Allerdings können ihre Leistungsdichte und ihr elektrischer Wirkungsgrad noch nicht befriedigen. DMFC – Elektroden und Methanol – cross over sind daher gegenwärtig weltweit aktueller Forschungsgegenstand.

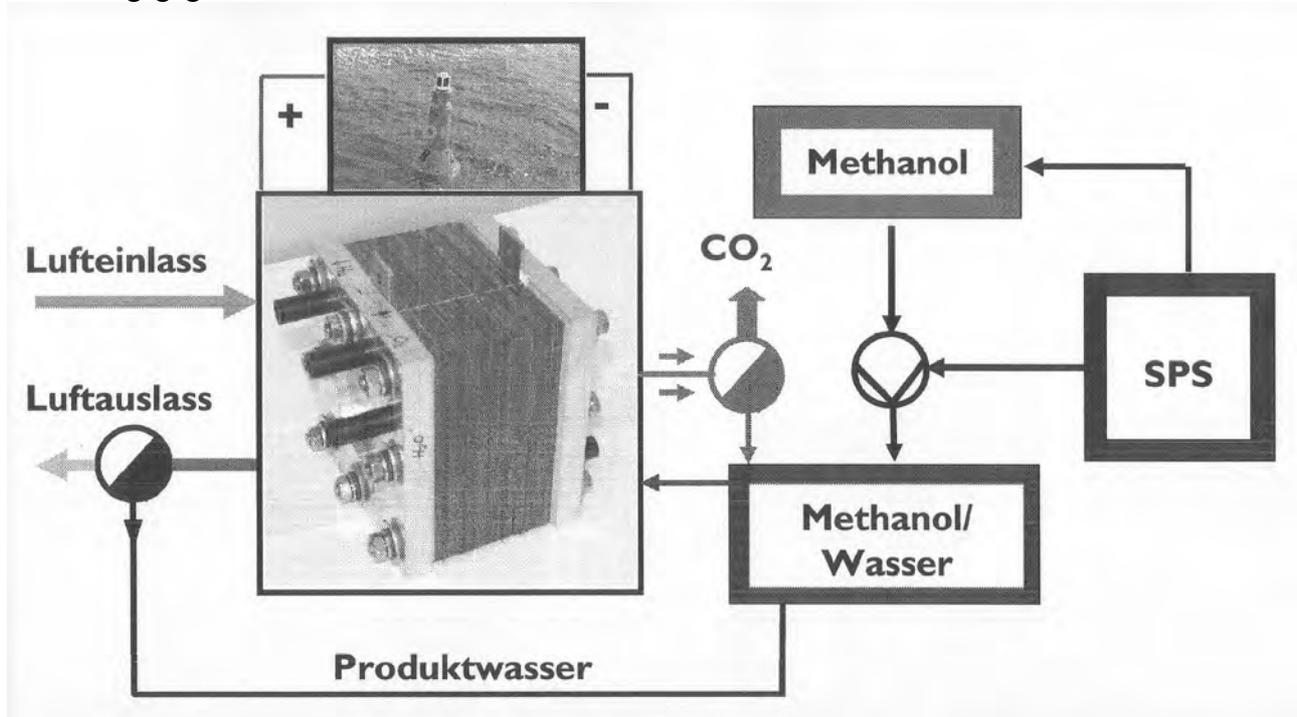


Abb. 4: Einfaches flow sheet der HIAT – DMFC, [4]

Die Leistungsdichte – Steigerung von methanolbetriebenen PEMFC – Anlagen kann man auch durch Einsatz der Mikro – Reaktortechnik erreichen [5]. Dabei werden Anzahl und Größe der Verfahrensaggregate der Anlage drastisch reduziert und damit das Missverhältnis von Brennstoffzellen – Stack zu Brennstoffzell – Anlage deutlich verbessert. Voraussetzung war aber auch hier eine Verbesserung der katalytischen Aktivität des Katalysators zur selektiven CO – Oxidation im Reformat – Wasserstoff schon bei Zimmertemperatur (s. Abb. 5).

Dadurch konnte der Reaktor ohne separates Anheizen betrieben werden und durch Kopplung mit dem Primärkühlkreislauf des PEMFC – Stacks optimale Aktivität entfalten.

Regenerative Gase in Großanlagen zu H_2 zu reformieren und zu reinigen ist effektiv, weil die chemische Verfahrenstechnik dafür optimal entwickelt ist. Allerdings sind Großanlagen auf kontinuierliche Brennstoffzufuhr angewiesen, die durch regenerative Brennstoffe nicht immer gegeben ist.

Insgesamt gilt sicherlich, dass die PEMFC bei weiterer verfahrenstechnischer Entwicklung der Gasaufbereitung mittels Mikroreaktortechnik für die Nutzung regenerativer Energiequellen in Kleinanlagen besonders geeignet ist, weil sie den diskontinuierlichen Betrieb ohne Anheizphase ermöglicht. Für größere Anlagen sind MCFC und SOFC immer dann vorteilhaft, wenn quasi – kontinuierlicher Betrieb möglich ist.

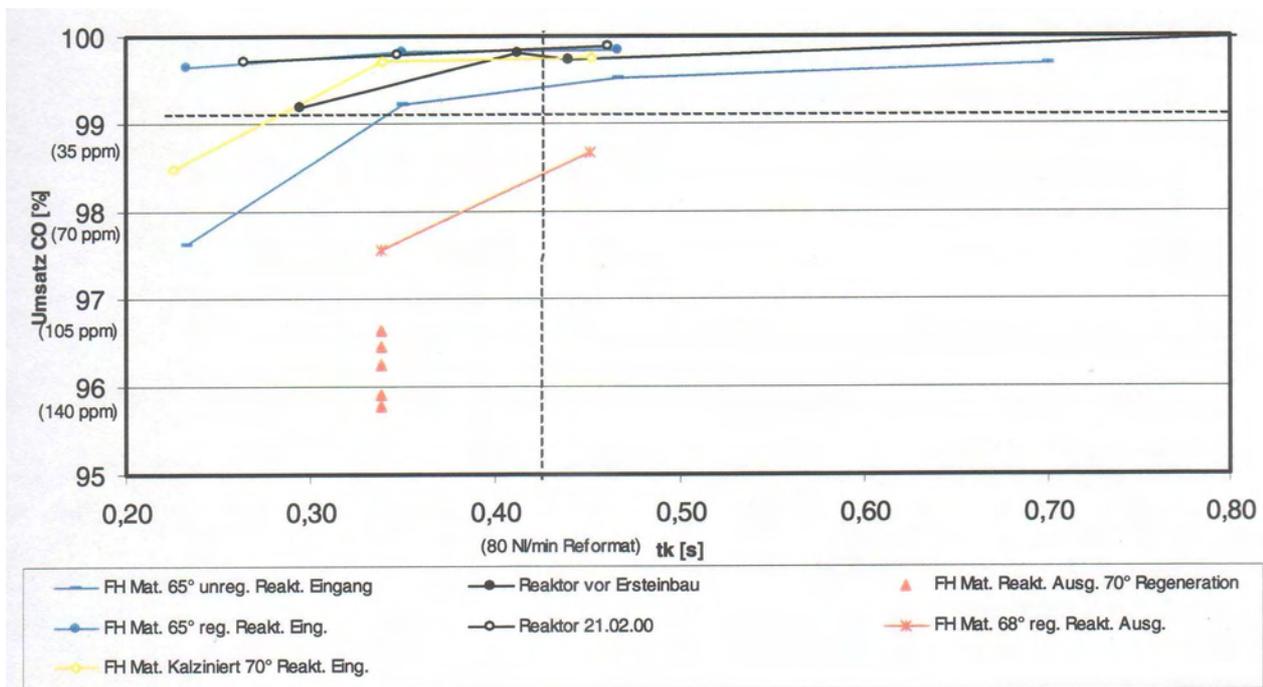


Abb. 5: CO – Restgehalt nach PROX – Reaktorpassage bei 30°C anstelle 200°C des konventionellen Al_2O_3 – Ru – Katalysators

Ökologisch gesehen ermöglichen alle Brennstoffzelltypen (im Gegensatz zur direkten Flammenverbrennung) die schadstofffreie Wärmeerzeugung bei gleichzeitiger Stromerzeugung. Das gilt auch für die Nutzung regenerativer Brenngase.

Literatur:

- [1] J. Scholta, B. Rohland, Brennstoffzellen – Typen, Daten, Entwicklungslinien, ELEKTRIE 10/98, 410-415
- [2] B. Rohland, J. Scholta, Planung, betriebsfertige Erstellung (Aufbau) und Inbetriebnahme einer erdgasbetriebenen 5 kW_{el.} – PEMFC – Demonstrationsanlage in der FH – Ulm, F – Bericht ZSW Ulm 2000, 14
- [3] Thomas Neubauer, Ballard Brennstoffzellen Power Modul, Prospekt 3
- [4] B. Rohland, S. Möller, Experimentelle Probleme der DMFC im maritimen Einsatz, Vortrag IGA Rostock 2003
- [5] G. Kolp, et al, Fuel processing in Microreactors for low power fuel cell applications, Proc. AICHEM congress 2003, in prep.

Geräte für die Wasserstofftechnik

S. Schulien

AGAFE Am Brückweg 26 65428 Rüsselsheim

1. Einleitung
2. Eigenschaften von Wasserstoff
3. Katalytische Brenner
4. Stationäre Wasserstoffmotoren

1. Einleitung

Es ist sicher, dass die Energieversorgung der Zukunft auf regenerativen Energien und Wasserstofftechnik beruhen wird. Die Energiewandler zur Nutzung der regenerativen Energien (Solarzellen, Windräder, Brennstoffzellen, Elektrolyseure...) sind allerdings noch zu teuer für einen Einsatz im großen Maßstab. Wie ist es mit der Wasserstofftechnik? Die Wasserstofftechnik wird sich vor den regenerativen Energien durchsetzen. Denn es besteht eine enge Verwandtschaft zwischen der Wasserstofftechnik und den Techniken zur Kohleverflüssigung und – vergasung, die in Deutschland in den zwanziger und dreißiger Jahren entwickelt worden sind. Der mit regenerativen Energien oder aus fossilen Energieträgern erzeugte Wasserstoff kann z.T. zur Hydrierung von CO und CO₂ verwendet werden, wie er früher bei der Hydrierung von Kohle verwendet wurde, um so Synthesegas und flüssige Energieträger zu erzeugen /1/. Die Öffentlichkeit und die Wirtschaft müßten auf diese Zusammenhänge hingewiesen werden.

Es werden im großen Maßstab wieder Kohlevergasung und Kohleverflüssigung angewandt werden müssen, um Synthesegas, Benzin und Wasserstoff zu erzeugen. Dadurch entsteht ein großer Bedarf an Wasserstoffverbrauchern, -speichern und auch kleineren Wasserstoffgeneratoren.

Wenn die immer noch leistungsfähige deutsche Industrie diese Zusammenhänge sieht, wird sie bereit sein, außer Brennstoffzellen auch Elektrolyseure, H₂-Brenner, H₂-Motoren, Speicher, Messgeräte, Sicherheitssysteme usw. zu entwickeln. Sie wird sich dann auch um verwandte Technologien kümmern wie Sauerstofftechnik, dezentrale Energiesysteme, Katalysatoren in der Gebäudetechnik usw.. Sobald die Industrie erkennt, dass es sich um große Stückzahlen handelt, die verkauft werden können und nicht um Hirngespinnste von Sehern, wird sie sich engagieren.

2. Eigenschaften von Wasserstoff

Die Geräte für die Wasserstofftechnik sind in den meisten Fällen nicht völlig neu zu entwickeln. Es sind normalerweise Seriengeräte der Gastechnik, die von Erdgas- bzw. Propangas auf Wasserstoffbetrieb umkonstruiert werden müssen. Die Konstruktionsänderungen ergeben sich zwangsläufig aus den Eigenschaften des Wasserstoffs, die sich teilweise erheblich von denen von

Erdgas oder Propan unterscheiden. Im folgenden sind einige wichtige Eigenschaften von Wasserstoff angegeben.

Die Tabelle 1 gibt einen Überblick von den wichtigsten physikalisch - chemischen Kenndaten von Wasserstoff:

Kenngrößen	Wasserstoff H ₂	Methan (Erdgas) CH ₄	Propan C ₃ H ₈
Dichte NTP ^a -Gas (kg/m ³)	0,0838	0,6512	1,8700
Selbstentzündungstemperatur (K)	858	813	760
Minimale Zündenergie in Luft (mJ)	0,02	0,29	0,26
Zündgrenzen in Luft (Vol.-%)	4...75	5,3...15,0	2,1...9,5
Flammentemperatur in Luft (K) ^b	2318	2148	2385
Detonationsgrenzen in Luft (Vol.-%)	13...59	6,3...14	
Detonationsgeschwindigkeit in Luft (km/s) ^b	2,0	1,8	1,85
Detonationsüberdruck (bar) ^b	14,70	16,80	18,25
Unterer Heizwert (kJ/g)	119,93	50,02	46,35
Oberer Heizwert (kJ/g)	141,86	55,53	50,41
Spezifische Wärme c _p NTP ^a -Gas (J/gK)	14,89	2,22	1,67
Schallgeschwindigkeit NTP ^a -Gas (m/s)	1294	448	260
Stöchiometrisches Gemisch in Luft (Vol.-%)	29,53	9,48	4,03
Diffusionskoeffizient in NTP ^a -Luft (cm ² /s)	0,61	0,16	0,12
Explosionsenergie (kg TNT/m ³ NTP ^a Brenngas) ^c	2,02	7,03	20,5
Explosionsenergie (g TNT/g Brennstoff) ^c	24	11	10
Explosionsenergie (g TNT/kJ) ^c	0,17	0,19	0,20

^a NTP: Normal-Temperatur und -Druck, 293,15 K, 1,013 bar.

^b Stöchiometrisches Gemisch.

^c Theoretisches Maximum; realistischer Wert ca. 10% vom theoretischen Maximum.

Tabelle 1: Sicherheitstechnische Kenndaten von Wasserstoff /9/

Selbstentzündungstemperatur

Die Selbstentzündungstemperatur (bei Wasserstoff 585 °C) ist die niedrigste Temperatur, bei der die Verbrennung im Gasraum eingeleitet werden kann und unter Energieabgabe weiterbesteht. Im Gasraum rekombinieren Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser, wobei die Energie von 39 kWh / kg H₂ frei wird. Auf Katalysatoren findet diese Reaktion schon bei Temperaturen von unter 20°C statt.

Zündgrenzen

Bei weniger als 4% H₂ in O₂ (untere Zündgrenze) zündet das Gasgemisch nicht, ebenso bei mehr als 75% H₂ in O₂ (obere Zündgrenze), da in beiden Fällen nicht genügend Wasserstoff- und Sauerstoffatome zu Wasser reagieren, sodass die Zündtemperatur nicht aufrecht erhalten werden kann. Die Zündgrenzen im Gasraum sind vom Gasdruck und der Temperatur abhängig und werden beeinflusst von der Anwesenheit anderer Gase (z. B. Wasserdampf).

Mindestzündenergie

Zur Einleitung der Zündung ist die Zufuhr von Energie erforderlich. Die Energiemenge ist abhängig vom Wasserstoff – Luft - Verhältnis. Bei der Verbrennung von H_2 und O_2 zu Wasser ist die Mindestzündenergie sehr niedrig, beim stöchiometrischem Gemisch (2 Teile H_2 , ein Teil O_2) liegt sie bei 0,02 mJ. Bild 1 zeigt die Abhängigkeit der Zündenergie vom Mischungsverhältnis der Gase. Es sind die Werte für Wasserstoff und Methan aufgetragen:

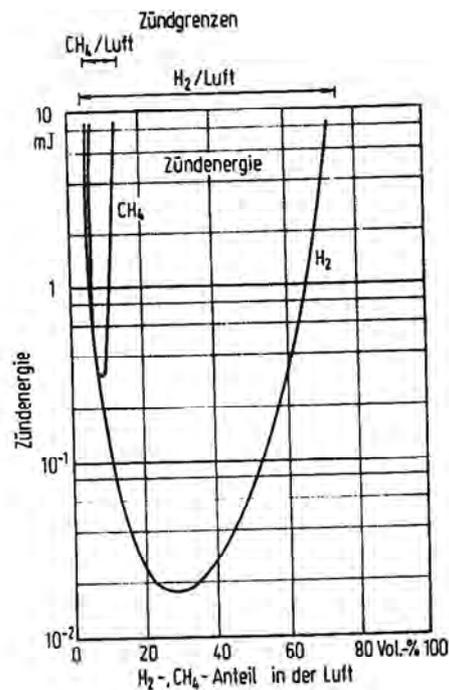


Bild 1: Zündenergie für H_2 - Luftgemische im Vergleich zu Methan- Luftgemischen

Deflagration – Explosion – Detonation

Der Verbrennungsvorgang kann

1. mit oder ohne Flamme und ohne starke Drucksteigerung erfolgen mit langsamen laminaren Fortschreiten der Reaktionszone (Deflagration), die Verbrennungsgeschwindigkeit beträgt einige m/s,
2. als Explosion mit starker Drucksteigerung und beschleunigter Reaktion mit Reaktionsgeschwindigkeiten bis zur Schallgeschwindigkeit stattfinden oder
3. als Detonation ablaufen, wobei die Reaktion durch eine Stoßwelle aufrechterhalten wird mit Reaktionsgeschwindigkeiten bis zu einigen km/s. Bei einer Explosion kann das Druckverhältnis p_{ex} / p_0 auf Werte von 7 - 12 steigen, bei einer Detonation kann $p_{det}/p_0 > 19$ werden. Diese Werte gelten für geschlossene Behälter.

Löschabstand

Eine Flammenfront kann durch kleine Öffnungen, die kleiner sind als der Löschabstand, eliminiert werden. Wichtig ist, dass die Energie der Flammenfront vom Gittermaterial schnell genug absorbiert werden kann, dass das Gittermaterial also eine hohe Wärmeleitung besitzt. Das

nachfolgende Bild 2 zeigt den Löschatstand in Abhängigkeit von der Gaskonzentration. Eine Wasserstoff-Flamme eines stöchiometrischen $H_2 - O_2$ - Gemisches wird also durch einen Spalt mit einem Abstand der metallischen Wände von ca. 0,6 mm gelöscht. Meist werden Metallnetze (Grubenlampe) oder Sintermetalle als Flammensperre verwendet. Ein Flammenschutzgitter muss genügend Masse besitzen, damit es die Wärmeenergie der Flammenfront aufnehmen kann.

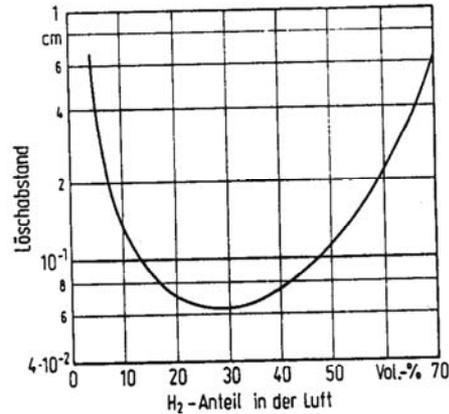


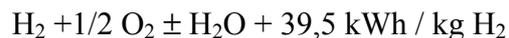
Bild 2: Löschatstand als Funktion der Gaskonzentration

Verhalten von freigesetztem Wasserstoff in Luft

Wasserstoff ist das leichteste Gas. Die Dichte ist ca. 1/14 mal kleiner als die Luft, das Gas steigt daher schnell auf. Wasserstoffgaswarngeräte befinden sich deshalb unter der Decke eines Raumes. Wasserstoff hat einen hohen Diffusionskoeffizienten. Es vermischt sich sehr rasch mit der umgebenden Luft und bildet schnell ein eventuell explosionsfähiges Gemisch. Der Wasserstoff strömt an der höchsten Stelle eines Raumes leicht nach außen, wobei seine niedrige Viskosität diesen Vorgang erleichtert.

3. Katalytische Brenner

Die Zündtemperatur für die Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser liegt bei ca. 585°C, die Flammentemperatur beträgt etwa 2050°C. Bei der Reaktion



wird die Energie 39,5 kWh pro Kilogramm Wasserstoff frei.

In Gegenwart bestimmter Substanzen (z.B. Metallen der Platin - Gruppe, aber auch Oxiden) rekombinieren die beiden Gase schon bei Temperaturen unter 100°C, wobei die dem Brennwert entsprechende Energie abgegeben wird. Die Reaktion findet aufgrund katalytischer Prozesse auf einem Festkörper, nicht im Gasraum statt.

Der molekulare Wasserstoff H_2 wird auf einem Katalysator absorbiert und anschließend auf der Katalysatoroberfläche in atomaren Wasserstoff dissoziiert aufgrund von Anziehungskräften, die von der aktiven Oberfläche des Katalysators ausgehen. Der atomare Wasserstoff ist sehr reaktionsfreudig und reagiert mit dem Sauerstoff unter Bildung von Wasser. Die Reaktionswärme wird an die Umgebung abgegeben.

An der FH - Wiesbaden sind seit 1988 einige katalytische Brenner unterschiedlicher Bauart entwickelt, gebaut und getestet worden (/2/, /3/, /4/,/5/). Die besten Ergebnisse zeigte der Brenner, der in Bild 3 skizziert ist.

Die Heizung besteht aus drei parallel geschalteten Kammern 7, die mit Katalysatorpellets gefüllt sind und vom Brenngas (2% H_2 , 98 % Luft) durchströmt werden. Die Reaktionswärme wird durch Kühlwasser abgeleitet, das durch die vier Kühlkammern 5 strömt. Katalysatorkammer 7 und Kühlkammer 5 sind durch die Wärmetauscherplatten 8 getrennt. Dieser ist in Filterplattenbauart aufgebaut. Es werden jeweils eine Gas- und eine Kühlwasserkammer hintereinander geschaltet.

Das Gasmischung wird außerhalb des Brenners erzeugt und über die Öffnung 13 und Kanäle in den Dichtungen 6 in die Katalysatorkammer 7 geleitet.

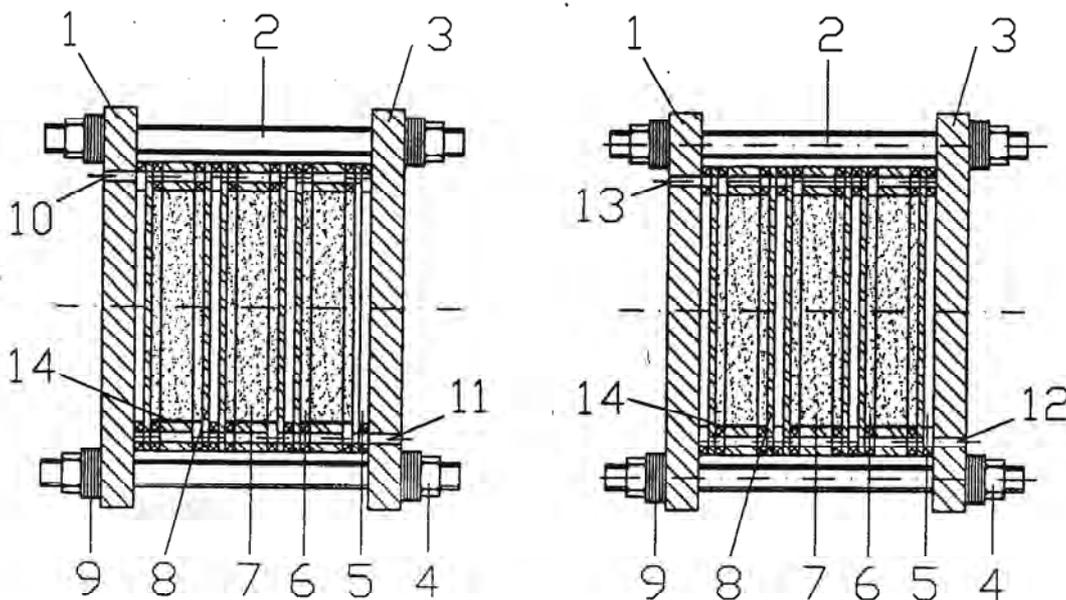


Bild 3: Schematische Skizze eines katalytischen Brenners

Das Gasmischung durchströmt die Katalysatorschüttung von oben nach unten, das heiße Abgas fließt durch ein Drahtnetz 14 zur Gasaustrittsöffnung 11. Es besteht aus Wasserdampf, Stickstoff und dem Restsauerstoff. Das Kühlwasser kommt durch die Bohrung 12 in die Kühlwasserräume 5, die es aufgewärmt bei dem Kühlwasseraustritt 10 verlässt. Jede Kammer produziert eine thermische Leistung von 200 W. Die Flansche 1 und 3 haben eine Größe von $150 \times 150 \text{ mm}^2$, die Länge des Brenners beträgt 120 mm. Der Katalysator ist ein übliches in der chemischen Industrie verwendetes Material auf Platinbasis, das auf einem Al_2O_3 - Substrat (zylindrische Pellets 3mm Durchmesser) aufgebracht ist. Der Wasserstoff ist bei etwa 180°C vollständig verbrannt. Mit Erdgas als Brenngas muss man die Temperatur auf ca. 400°C erhöhen, um vollständige Verbrennung zu erhalten. Die

Katalysatortemperatur reagiert schnell auf Änderungen des Gasdurchsatzes. Die Temperatur bleibt im monatelangen Dauerbetrieb konstant. Bild 4 zeigt die Temperaturen von Kühlwasser, Katalysator und Abgas in Abhängigkeit von der Zeit nach Beginn des Gaseinlasses. Das Gerät kann für Heizungen, Luftbefeuchter, Sicherheitssysteme usf. eingesetzt werden..

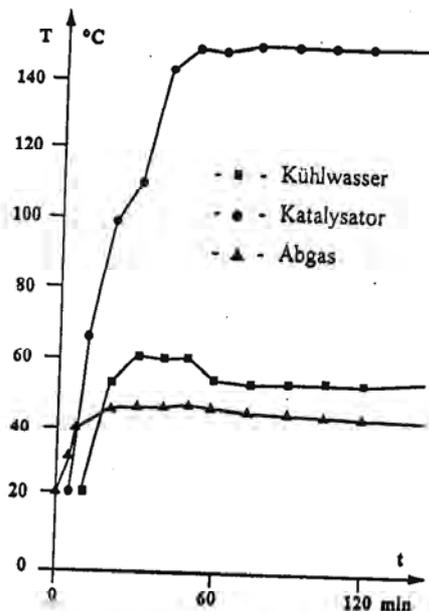


Bild 4: Temperaturverlauf im katalytischen Brenner nach Bild 3

4. Stationäre Wasserstoffmotoren

Serienmäßige Otto-Motoren können so modifiziert werden, dass sie mit Wasserstoff – Luft – Gemischen statt mit Benzin – Luft – Gemischen gefahren werden können.

Es wurden mehrere Motoren von Benzin – auf Wasserstoffbetrieb umgebaut, ein Motor der Firma Adam Opel AG (/6/, /7/,/8/) und ein Motor der Firma Briggs und Stratton. Beide Motoren wurden mit einem Generator zu einem Stromaggregat zusammengebaut und erhielten jeweils eine eigene Gasdosier- und -mischeinrichtung, In beiden Fällen entschied man sich für äußere Gemischbildung, d. h. Wasserstoff und Luft werden vor dem Einströmen in den Verbrennungsraum gemischt. Die Zündtemperatur von Luft/Wasserstoff- Gemischen liegt bei Luft / Wasserstoffverhältnissen von 1 bis 3 bei einem Zehntel derjenigen von Benzin (ca. 21mJ). Die Zündtemperatur beträgt etwa 580°C. Hieraus ergibt sich, dass beim Wasserstoffbetrieb durch Frühzündungen unregelmäßige Verbrennungsabläufe auftreten können: das Wasserstoff – Luft – Gemisch wird durch heiße Stellen im Motor gezündet und nicht durch den Zündfunken der Kerze (heiße Restgase, Ventile usf.). Um diese Frühzündungen zu verhindern, sind Änderungen am Motor und an der Zündanlage erforderlich. Die beiden Motoren sind unter Berücksichtigung der Eigenschaften von Wasserstoff so umgebaut worden, dass sie störungsfrei im Wasserstoffbetrieb laufen.

Opel – Motor

Es wurde ein serienmäßiger Vierzylinder – Viertakt – Motor 1.0 S OHV Corsa der Adam Opel AG auf Wasserstoffbetrieb umgebaut. Die Daten des Motors sind:

Hubraum: 993 cm³
Nennleistung: 21 kW bei 3000 U/min
Max. Drehmoment: 68 Nm bei 2600 – 3800 U/min

Der an den Motor angeflanschte Drehstrom – Innenpol – Generator von A. van Kaick hat folgende Kennwerte:

Nenn Drehzahl: 3000 U/min
Scheinleistung: 7,5 kVA
Nennspannung: 380 / 220 V

Eine Skizze des Notstromaggregats zeigt Bild 5. Um den Motor einwandfrei im Wasserstoffbetrieb betreiben zu können, musste eine geeignete Gemischbildungsanlage entwickelt werden. Bild 6 zeigt diese Anlage, mit der Dauerbetrieb bei einer Last von über 8 kW möglich ist.

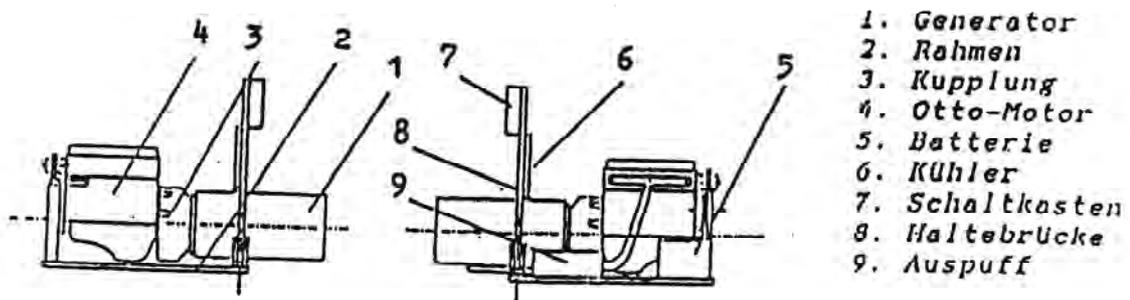


Bild 5: Skizze des Notstromaggregates

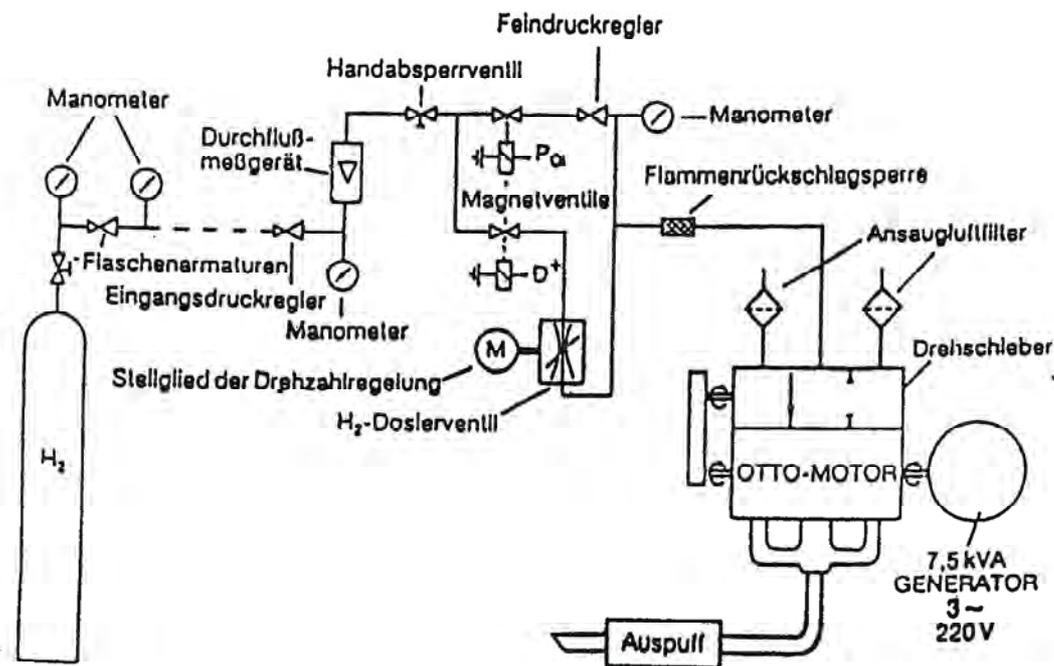
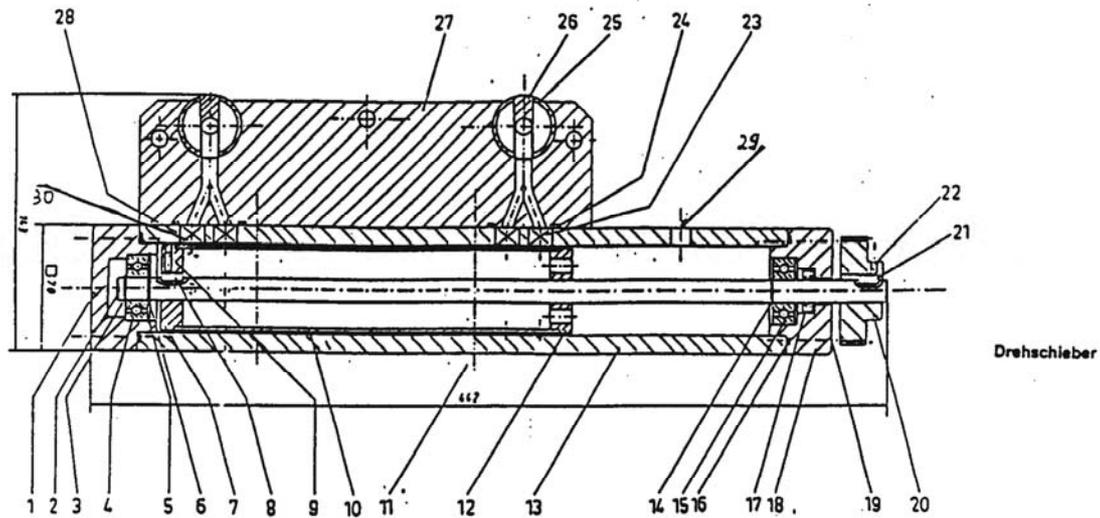


Bild 6: Gemischbildungsanlage des Opel – Motors

Der Motor läuft mit einer Drehzahl von 1500 U/min. Sinkt bei Belastung die Drehzahl, öffnet das Dosierventil und lässt mehr Wasserstoff in den Zylinder. Bei steigender Drehzahl schließt das Ventil.

Das Herzstück der Gemischbildungsanlage ist der Drehschieber, der statt des Vergasers das brennbare Gasgemisch herstellt. Er ist in Bild 7 dargestellt. Der Drehschieber, der von der Kurbelwelle angetrieben wird, sorgt dafür, dass der Wasserstoff nur während der Ansaugphase in den Motorzylinder strömt. Die Luft gelangt durch die Ansaugluftfilter und über die Saugrohre 25 in den Motor. Die einströmende Luft kühlt die heißen Motorteile vor. Anschließend lässt der Drehschieber kurz Wasserstoff in das Saugrohr strömen, wo er sich mit der Luft vermischt und dann in den Motorzylinder gelangt. Dort wird das Gemisch durch die Zündkerze gezündet. Der Drehschieber lässt den Wasserstoff nur stoßweise in den Zylinder gelangen. Der Wasserstoff strömt durch die Ansaugöffnung 29 in das Gehäuse 13, in dem ein Rotor 10 rotiert, angetrieben durch die Kurbelwelle. Der Rotor wird von der Welle 2 und den Haltescheiben 7 und 12 getragen. Er enthält insgesamt acht Öffnungen für den Wasserstoffaustritt zum Saugrohr 25. Jeweils zwei sind parallel geschaltet und lassen den Wasserstoff für eine Zylinderfüllung eines Viertaktmotors durch. Der Wasserstoff tritt durch das Saugrohr 25 in den jeweiligen Motorzylinder ein. Die Abdichtung zwischen Rotorgehäuse 13 und Rotor 10 erfolgt über geeignete Gleitringdichtungen 23.

Durch diesen Drehschieber wird der Wasserstoff stets im richtigen Augenblick in den Zylinder eingebracht. Vor der Wasserstoff – Einbringung erfolgt eine Luftvorlagerung, die das Restgas im Motorzylinder abkühlt. Der Drehschieber bewirkt also eine pulsierende Wasserstoff – Zufuhr zu den Zylindern. Es ist ein rückzündungsfreier Dauerbetrieb bei Nennleistung des Generators (8 – 9 kW) möglich.



- | | |
|------------------------|---------------------------|
| 1. Lagerschild | 16. O-Ring |
| 2. Welle | 17. Radialwellendichtring |
| 3. Sicherungsring | 18. Lagerschild |
| 4. Rillenkugellager | 19. Zylinderschraube |
| 5. Sicherungsring | 20. Zahnriemenscheibe |
| 6. Sicherungsring | 21. Papfeder |
| 7. Haltescheibe | 22. Gewindestift |
| 8. Papfeder | 23. Gleitringdichtung |
| 9. Gewindestift | 24. O-Ring |
| 10. Rotor | 25. Saugrohr |
| 11. Sechskant'schraube | 26. Einblassteg |
| 12. Haltescheibe | 27. Grundblock |
| 13. Gehäuse | 28. Führungshülse |
| 14. Sicherungsring | 29. Wasserstoffeinlaß |
| 15. Rillenkugellager | 30. Wasserstoffauslaß |

Bild 7: Drehschieber für Gasmotor

Messungen an dem Motor

Nachdem der Motor so umgebaut worden war, dass er störungsfrei im Wasserstoff – Betrieb läuft, wurden zunächst Verbrauchsmessungen durchgeführt. Bild 8 zeigt den Wasserstoffverbrauch des Opel – Motors in Abhängigkeit von der Belastung des Generators (Ohmsche Last), der spezifische Kraftstoffverbrauch ergibt sich aus Bild 9. Den Wirkungsgrad für verschiedene Leistungen kann man Bild 10 entnehmen.

Das Luftverhältnis ist bei der vorliegenden Gemischbildungsanlage veränderlich und liegt zwischen 4,3 und 2. In Bild 11 ist es als Funktion der angegebenen Generatorleistung dargestellt.

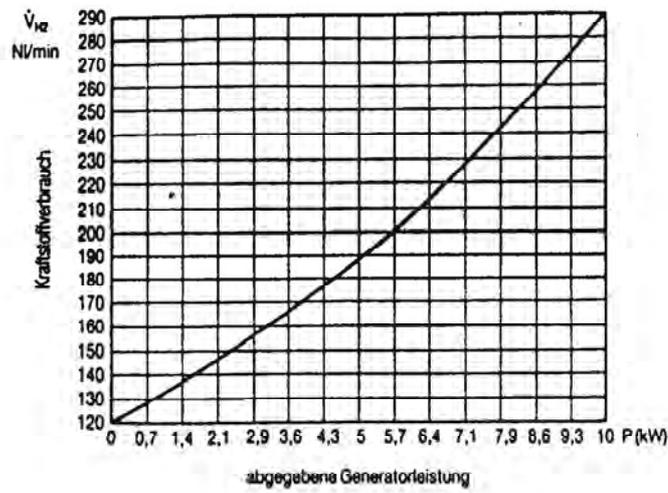


Bild 8: Wasserstoffverbrauch des Opel – Motors in Abhängigkeit von der Belastung des Generators

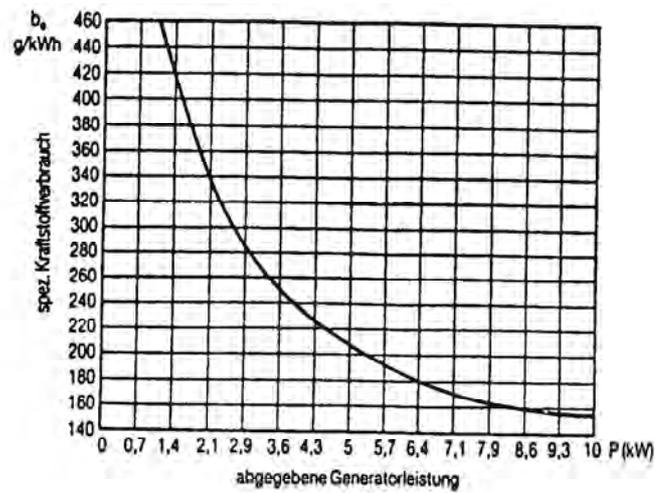


Bild 9: Spezifischer Kraftstoffverbrauch des Opel – Motors in Abhängigkeit von der Belastung

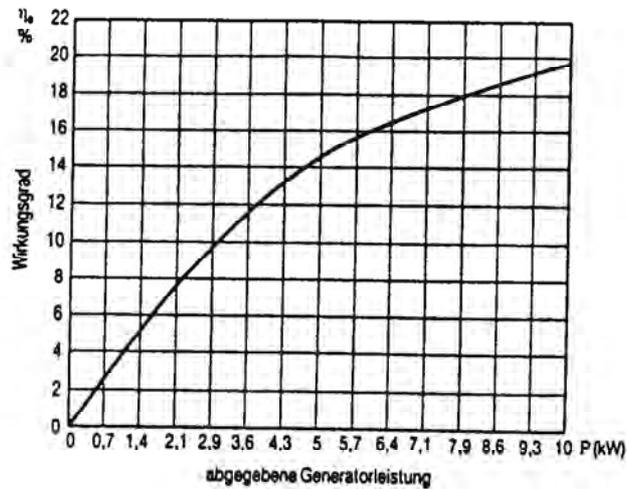


Bild 10: Wirkungsgrad des Systems Motor – Generator als Funktion der abgegebenen Leistung

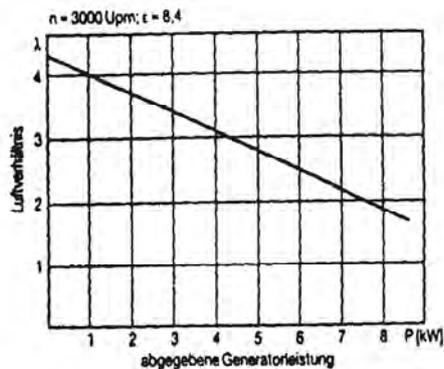


Bild 11: Luftverhältnis als Funktion der Generatorleistung

Der Motor läuft im Dauerbetrieb bei Belastungen bis 9 kW. Ab 15 kW Leistungsaufnahme treten Rückzündungen auf, die durch intensivere Kühlung behoben werden können.

Motor von adapt engineering

Der Wasserstoffmotor von adapt engineering ist ein mit Einspritzventilen versehener Gasmotor der Firma MAN, der auf Wasserstoffbetrieb umgebaut worden ist.

Eine Skizze dieses Motors ist in Bild 12 gegeben. In Tab 2 sind wichtige Kenndaten aufgelistet.

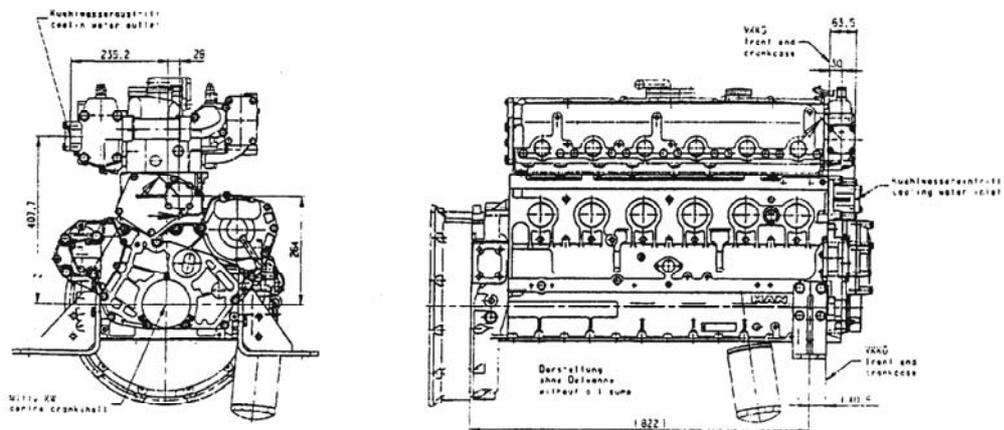


Bild 12 Skizze des Motors von adapt engineering

Arbeitsweise Zylinderzahl/ Bauweise Bohrung/ Hub	4-Takt-Ottomotor 6/ in Reihe stehend 108/125	
Drehzahl	1/min	1500
Leistung (mech.)	kW	45
Hubvolumen	Ltr.	6,87
Verdichtungsverhältnis	1	10 zu 1
effektiver Mitteldruck	bar	5,25
Luftzahl	1	2,3
mittlere Kolbengeschwindigkeit	m/s	6,25
Zündzeitpunkt	° vor T	10 bis 12
Wirkungsgrad (mech)	1	0,35
Schmierölverbrauch	g/kWh	0,5
nutzbare Abgaswärme	kW	30
Abgastemperatur	°C	580
max. Abgasgegendruck	mbar	40
zulässiger Kühlmitteldruck	bar	2
nutzbare Kühlwasserwärme	kW	45
min. Motorkühlwasserumlauf	l/min	120
Kühlwasserfüllmenge	Ltr.	15
Breite einschl. Lagerung	mm	720
Gesamtlänge	mm	995
Höhe	mm	830
Motormasse (trocken)	kg	520

Tab. 2 Kenndaten des Motors von adapt engineering

Literatur

- /1/ S.Schulien
G.Sandstede
H.W.Hahn Kohlenstoff mit Wasserstoff als Rohstoffe für eine umweltfreundliche Energietechnik
Windkraftjournal 1/96 S. 16
- /2/ R.Jochim Konstruktion und Bau eines katalytischen $H_2 - O_2$ Brenners
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1991
- /3/ B.Isler Konstruktion und Bau eines katalytischen H_2 - Luft – Brenners 10 kW
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1995
- /4/ D.Ott Konstruktion eines katalytischen Brenners für nicht explosive $H_2 - Luft - Gemischen$ (1kW)
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1998
- /5/ O.Schad Konstruktion und Bau eines katalytischen Brenners (10kW) für nicht explosive H_2 - Luft – Gemische
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1998
- /6/ M.Bäuerle Umbau eines Otto – Motors auf Wasserstoffbetrieb
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1989
- /7/ Th. Gebhard Bau von Reglereinrichtungen für einen $H_2 - betriebenen$ Otto – Motor
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1989
- /8/ U.Hartmann Optimierungsmessungen am Notstromaggregat mit $H_2 - Betrieb$
Diplomarbeit FH Wiesbaden 1989
- /9/ C.Winter
A.Nitsch Wasserstoff als Energieträger
Springer-Verlag 1989

Proposal of an isolated wind-hydrogen system for the Martín García Island

E. Spinadel, G. Baroldi, J. Aguirre F. Gamallo

*Argentinean Wind Energy Association. E-mail: info@argentinaeolica.org URL: www.argentinaeolica.org
Postal address: J. M. Paz 1131 – (RA B 1602 AXU) Florida. República Argentina*

Keywords: Wind, hydrogen, island, embedded generation, fuel cell.

Abstract: The Martín García Island is located in the upper River Plate area, close to the mouth of the Uruguay River. Despite having the status of Natural Reserve, due to the abundance of native vegetal and animal wildlife, its environment has been seriously damaged by the use of diesel generators for supplying electricity to the few permanent inhabitants. Having an acceptable wind regime, the alternative of using wind energy was never deeply considered, as the penetration factor able to be achieved was low, due to the characteristics of the existing IC generators.

The authors consider a proposal for establishing there some kind of demonstrative installation of an isolated hydrogen energy system, comprising local electrolytic hydrogen generation (as well as an external supply), pressure storage, and its subsequent utilization in thermal devices (catalytic burners, as a first step), and fuel cells (for simultaneous cogeneration of heat and power). The above-mentioned external provision would consist in a reinforcement of the local production by means of a supply of bottled hydrogen, produced from the electricity surplus available at the Salto Grande hydropower station, three hundred kilometers upstream the Uruguay River, where the National Technological University has already established a research center focused to hydrogen energy technologies.

1. Introduction

As a conclusion of several studies, it became evident that islands, as a generic configuration of isolated communities, represent an optimal option for the development and testing of independent energy systems based on renewable sources ([01], [02], [03], [04]).

Among other reasons, the following can be mentioned:

- Islands (as well as remote communities) are often difficult and costly to supply with energy using conventional sources. Long distances over water represent an obstacle for the transmission of electricity, as well as for the transport of fuels. That makes conventional supply of energy to such communities far more expensive than to locations placed close to the electricity grid or gas pipe system.
- The use of renewable energy sources cannot only solve the supply problem, but also provide a boost for the local economy and create new jobs, as the energy is produced locally.
- Islands are characterized by the fragile nature of their ecosystems. This can be seen from the large proportion of protected areas they have, or areas that need protection, which is much higher, in proportion, than in other regions of the planet. In an island context, the environmental problems of energy take on extreme proportions.
- Experiences gathered on islands can be used, not only on islands, but in principle anywhere. Renewable Energies Islands can serve as demonstration projects for mainland local

communities, not only in developed countries, but also in developing countries. There are about 2.5 billions people living outside the main grids, in developing countries.

2. Description of the Martín García Island

The Martín García Island is located in the upper section of the Río de la Plata, close to the confluence of Paraná and Uruguay rivers. The island's area is about 2 km² (0.7 square miles). It has been inhabited since the beginning of the 19th Century, and has an important historical background. Being a strategic control point in the estuary of Río de la Plata, the island was taken from the Spaniards by the forces of the argentinean admiral Guillermo Brown, in March 1814. Prisoners from the Indian Wars of 1879 were interned on the rocky island, which was also a place of exile for various presidents of Argentina, during the 20th Century.

In 1973, an agreement reached by Argentina and Uruguay reaffirmed argentinean jurisdiction over the island (which is actually on the uruguayan side of the frontier), ending a century-old dispute between the two countries over it. According to the terms of the agreement, Martín García was to be devoted exclusively to a natural preservation park, due to the abundance of native wildlife (both vegetal and animal). Since that year, the whole island has the status of Natural Wildlife Protected Area. A map of the island is featured in the next page.

The island has about 200 inhabitants (50 families). The working possibilities are limited to the preservation of historical buildings (including, among others, a former leper colony, an old military prison, and some other ancient artillery batteries), to the supply of basic services to the locals, and, specially, to tourism-related activities. The number of permanent residents is controlled, and no newcomers are allowed to stay permanently in the island, as long as they do not have a previous working contract. All the existing buildings (including family houses) are of exclusive property of the government. No private property of the land is allowed

Tourisms is the main source of funds for the island. During 2001, it was visited by nearly 15.000 people, and by more of 20.000 during 2002. This amount is supposed to be exceeded again during 2003.

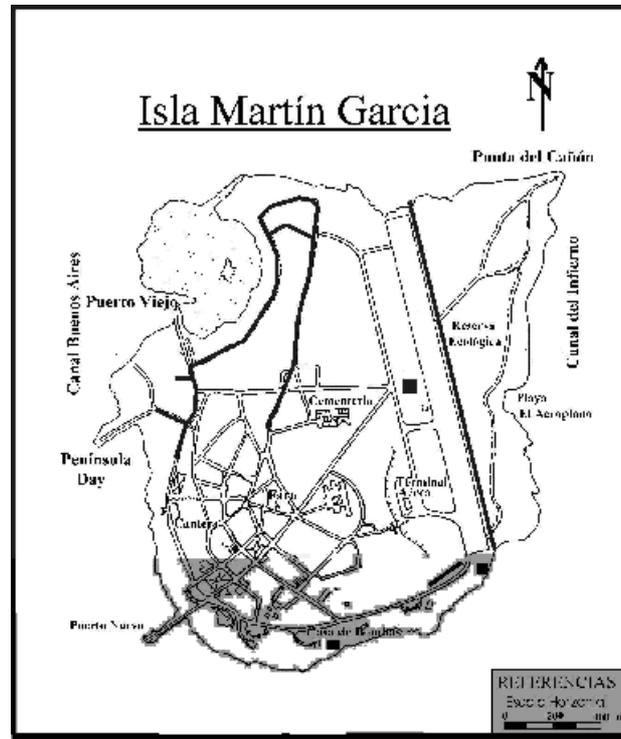
A brief list of the existing buildings comprises about fifty family houses, one hospital, one church, one theater, one administration building, one museum, one restaurant, ten shops, one elementary school (with kindergarten), a medical dispensary, a water pumping and purification plant, and a diesel power station. A map is featured on the next page.

The weather is warm and humid, with a yearly average temperature of 17 °C (63 F). The most frequent winds come from North and East.

3. Current energetic and environmental situation

As previously mentioned, the electrical supply of the island is produced by means of diesel generators. The fuel is transported by ship from the mainland. The cost of the shipment is obviously reflected in the final price of electricity, that is among the highest energy prices for the Province of Buenos Aires [05].

The thermal demand, specially at the family houses (cooking and water heating), is covered by LPG (liquefied petroleum gas). For room heating, kerosene is also used.



Cars are almost non-existent. Only a couple of farm tractors, and a truck, that are fueled with the same diesel fuel used for electricity generation.

The environmental fragility of the island is high. Being rich both in vegetal variety and wildlife, much of the original landscape was severely damaged in the past, due to overpopulation (more than 4.000 inhabitants around 1950), and to former uncontrolled exploitation of some available natural resources (building stone, sand, etc.).

4. Proposal for a Renewable Energy System

The proposal consists in a gradual conversion of the current energy matrix of the island (mainly based on diesel fuel, as previously stated), to a full hydrogen-based energy system.

4.1. Generation

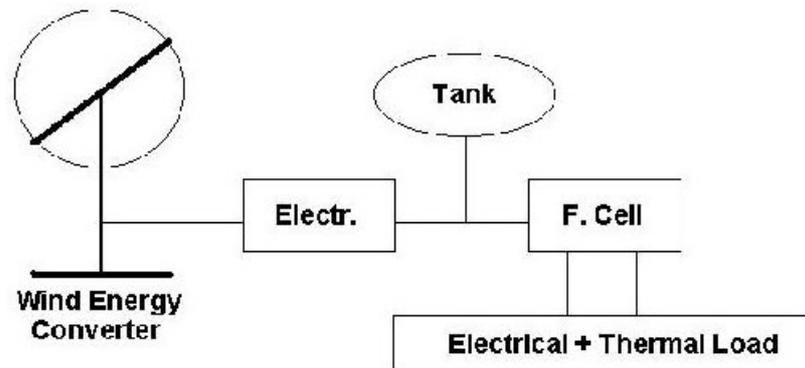
The hydrogen fuel can be generated by means of two different primary sources:

- Wind energy

The available winds at the island are not extremely high, but strong enough to allow some wind generators to be installed, according to systematic measurements performed by the local energy agency during the last eight years [06]. However, a conventional grid connection of the wind converters may be difficult, due to grid stability problems derived from the natural variability of the wind, and from the little capacity of the existing diesel engines to operate parallel-connected to wind machines. If working with such a connection mode, no more than 15 % of the total electricity consumption could be supplied by the wind converters.

However, a much higher penetration factor (percentage of wind energy in the total energy mix) could be achieved, if the wind machines were used strictly to power one or more electrolyzers

(working in an off-grid mode), being the produced hydrogen later reconverted into electricity (and heat) by means of some suitable devices. The connecting schema for such an installation has already been studied by the authors [7], and can be seen in the following draw:



The use of an available 40 kW wind converter (similar to the one seen in the next photograph) was considered as a first-step alternative.



- Hydropower

As probably not all the local demand of energy can be satisfied with the locally-produced H₂, some external provision was also considered. One of the most promising alternatives is the use, for hydrogen generation, of the off-peak hydropower available at the Salto Grande Hydropower Station, located 300 km upstream the Uruguay River. The produced hydrogen could be transported by boat, not only to the island, but also, in the future, to many other locations in the nearby, currently not connected to the grid.

A recently created hydrogen energy research center (Centro de Hidrógeno Concordia), depending from the local UTN (National Technological University), and located at the City of Concordia, near the hydropower station, is already performing a detailed study of this alternative.

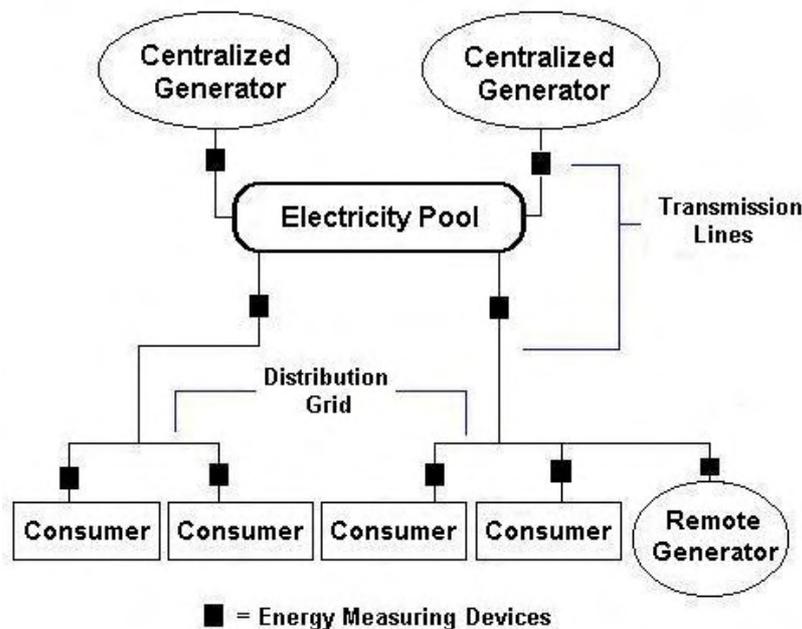
4.2. Storage and use

After assuring the availability of the necessary supply of hydrogen, several other aspects, such as storage and reconversion alternatives, still have to be defined.

For both the locally-produced and the externally-provided H₂, a pressurized gas storage system has been considered.

The reconversion of the hydrogen into useful energy forms is planned to be performed by means of catalytic burners (just for thermal uses, as a first demonstrative step), and later with stationary fuel cells, as those described in [08], able of supplying electricity but also of taking advantage of the internally produced heat, to cover different thermal demands (water heating, room heating, etc.).

The ultimate, long term proposed structure for the electricity supply is that of an embedded system, as presented in [09] and described in the following diagram.



5. References

- [01] ISLENET. “Cluster AL / 2000 / 0013 – 100 % Renewable Islands”. Published by Islenet, Sandwick Road, Isle of Lewis, Scotland. September 2002.
- [02] I. Ostergaard (ed.). “Renewable Energy Islands in Europe”. Distributed by the Energy Centre Denmark – Danish Technological Institute, Taastrup, Denmark, 1998.
- [03] C. Marín, G. Galván. “Towards 100 % RES Supply – Renewable Energy Sources for Island Sustainable Development” Edited by Insula – International Scientific Council for Island Development, Paris, France, January 2001.
- [04] T. Lyng Jensen. “Renewable Energy on Small Islands – 2nd Edition” . Published by the Forum for Energy and Development, Copenhagen, Denmark, August 2000.
- [05] G. Suarez – “Current energetic status of the Martín García Island“. Presented at the 1st International Meeting on Hydrogen and Wind-Hydrogen Energy Systems, UTN Regional La Plata, La Plata, Argentina, October 2002.
- [06] Dir. Prov. de Energía. “Recurso Eólico en la Provincia de Buenos Aires – Isla Martín García”. Published by the Government of the Buenos Aires Province, La Plata, Argentina, 2002.
- [07] E. Spinadel, J. Gil, F. Gamallo. “Wind-powered electrolysis. An approach to a specific wind converter design for stand-alone operation”. Presented at the XIV World Hydrogen Energy Conference, Montreal, Canada, June 2003.
- [08] R. Barlow: Residential Fuel Cells: Hope or Hype ? Published by Homepower Magazine # 72, August 1999. Available under <http://www.humboldt1.com/~michael.welch/extras/homefuelcells.pdf>
- [09] J. Morrison. “White Paper on Distributed Generation”. Published by the National Rural Electric Cooperative Association, Arlington, VI 22203, U.S.A., May 2002.

Erfahrungen mit PEM-Brennstoffzellen

Ch. Sponholz, F. Menzl, Th. Luschtinetz

FH Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

Schlüsselwörter: Brennstoffzellen, Wasserstofftechnik, Regenerative Energiequellen, Betriebserfahrungen

Zusammenfassung: Seit mehreren Jahren werden an der FH Stralsund Brennstoffzellen in Lehre und angewandter Forschung eingesetzt. Der Vortrag berichtet über Betriebserfahrungen, die in diesem Zeitraum gesammelt werden konnten.

Einleitung

Im Komplexlabor Alternative Energie der Fachhochschule Stralsund werden seit ca. fünf Jahren PEM-Brennstoffzellen zu Versuchs- und Lehrzwecken betrieben. Dabei kamen Brennstoffzellen verschiedener Hersteller im Leistungsbereich von 5 W bis 1,2 kW zum Einsatz. Hintergrund für diese Arbeiten ist das industrielle Interesse an der Nutzung von Brennstoffzellen als Antriebsaggregat oder zur dezentralen Energieerzeugung [1-3]. Verschiedene Demonstrationsprojekte im stationären und mobilen Bereich wurden durchgeführt. Unter dem globalen Umweltaspekt ist dabei die Erzeugung des verwendeten Energieträgers entscheidend. Von der Verwendung fossiler Energieträger wie Erdgas über den Einsatz von Biogas bis zur Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs reichen die realisierten Projekte.

Messungen an PEM-Brennstoffzellen

Die ersten im Labor verwendeten Brennstoffzellen und Versuchseinrichtungen wurden vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg entwickelt. Im Rahmen der Versuche wurde das Betriebsverhalten von Brennstoffzellenstacks untersucht. Diese Messungen umfassen die Strom-Spannungskennlinie sowie Messungen zum elektrischen Wirkungsgrad und zum Temperaturverhalten der Stacks. Alle zum Betrieb der Brennstoffzellen nötigen peripheren Einrichtungen, wie z.B. Befeuchter, Rezyklierpumpe, Kühlsystem und Gasregelsystem wurden vom ZSW als kompletter Prüfstand aufgebaut. Die verwendeten Brennstoffzellen arbeiten mit Wasserstoff und Luft.

Die ersten Messungen wurden im Jahre 1999 an einem Stack, bestehend aus drei Zellen, vorgenommen. Dabei wurden die grundlegenden Messungen zur Strom-Spannungskennlinie und zum elektrischen Wirkungsgrad durchgeführt. Dieser Stack wurde kurze Zeit später durch einen Stack, bestehend aus 20 Zellen gleichen Typs, ersetzt. Die eingesetzten Zellen vom ZSW hatten eine Zellfläche von 100 cm² und eine Leistung von 17,5 W pro Zelle. Dadurch ergaben sich für den 3-Zellen-Stack eine DC-Leistung von 52,5 W und für den 20-Zellen-Stack eine DC-Leistung von 350 W [4]. Die vom Hersteller angegebenen Leistungswerte konnten an den neuen Zellen bestätigt werden. Die aufgenommene Strom-Spannungskennlinie lag im Bereich des erwarteten und in der Literatur angegebenen Verlaufs. Die Nennleistung wurde bei einer Zellspannung von 0,6 V erreicht. Der elektrische Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert) lag in diesem Arbeitspunkt bei 49 %. Der maximale Wirkungsgrad von 65 % wurde bei einer Zellspannung von 0,8 V erreicht. In diesem Betriebspunkt wurde eine elektrische Leistung von 50 W gemessen. Die Leistungsabgabe der Zellen war deutlich temperaturabhängig. Bei einer Starttemperatur von 25°C betrug die

Maximalleistung ca. 43 % der Nennleistung. Mit zunehmender Betriebstemperatur erhöhte sich die Leistung der Zellen nahezu linear. Die Nennleistung wurde im Temperaturbereich zwischen 50°C und 55°C erreicht. Um eine ausreichende Befeuchtung der Membran sicherzustellen, war es notwendig, den Luftstrom zum Stack ab einer Betriebstemperatur von 40°C durch einen Blasenbefeuchter zu leiten. Messungen zum Zeitverhalten bei Lastwechseln ergaben, dass die verwendeten Brennstoffzellenstacks sehr schnell auf Änderungen reagieren (z.B. Leistungsänderung 0 % auf 100 % : 1 – 2 s). Nach Abschluß dieser Messungen wurde der 20-Zellen-Stack um fünf weitere Zellen vergrößert und bis Februar 2003 für die Laborausbildung genutzt. Innerhalb dieser drei Jahre verringerte sich die erreichbare Maximalleistung durch Alterung. Dies war ein kontinuierlicher Prozeß. Der Verlauf der Strom-Spannungskennlinie blieb qualitativ gleich, wobei einzelne Zellen total ausfielen /5/.

Im März 2003 wurde der vorhandene Stack durch einen neuen Stack mit 15 Zellen ersetzt. Die dort verwendeten Zellen vom ZSW sind eine Weiterentwicklung des alten Typs. Die Leistung einer Zelle stieg auf 30 W bei gleichbleibender Zellfläche. Das Temperaturverhalten dieser Zellen ist gegenüber dem vorhergehenden Zellentyp grundsätzlich anders. Die Nennleistung wird schon bei einer Temperatur von 25°C erreicht. Die Leistung der Zelle ändert sich in Abhängigkeit der Betriebstemperatur nicht mehr. Die Nennleistung des Stacks (450 W) wird bei einer Einzelzellspannung von 0,63 V erreicht (elektrischer Wirkungsgrad 54 %). Der maximale elektrische Wirkungsgrad von 68 % liegt bei einer Zellspannung von 0,83 V (Leistung hier 73 W). Der typische Verlauf der Strom-Spannungskennlinie konnte auch an diesem Stack messtechnisch erfasst werden.

Modellbildung

Für den Betrieb einer Brennstoffzelle sind mehrere Teilsysteme erforderlich. Prinzipiell gehören das System zur Wasserstoff- und Luftversorgung mit Prozessgasbefeuchtung, das Kühlsystem und das elektrische System dazu. Bild 1 zeigt ein Stackmodell, das auf dem Wiener-Modell basiert. Es stellt die entsprechenden Ein- und Ausgangsgrößen für die Auslegung und Simulation der genannten Teilsysteme bereit.

Ausgangspunkt für die Modellbildung ist die Strom-Spannungskennlinie des Brennstoffzellenstacks. Für einfache Simulationsrechnungen reicht eine Hinterlegung der gemessenen Kennlinie aus. In diesem Modell wird die Abhängigkeit der Ausgangsgrößen von Strom und Temperatur berücksichtigt. Bei Systemen, die mit veränderlichem Druck, unterschiedlichen Luftzahlen und sich ändernden Gaszusammensetzungen betrieben werden, kann eine entsprechende Beschreibung der Kennlinien nach /6/ erfolgen. Bild 2 zeigt den Vergleich der gemessenen und mit dem Modell gerechneten Wirkungsgradkennlinien der Brennstoffzelle. Der bei der Messung höher bestimmte Wirkungsgrad deutet auf einen systematischen Fehler hin, dessen Ursachen durch weitere Messungen geklärt werden müssen. Im Teillastbereich ist dagegen der gerechnete Wirkungsgrad größer. Hier liegt die Ursache in der Lastabhängigkeit des Stromwirkungsgrades.

Praktikumsplatz – Gesamtsystem

Im Rahmen der studentischen Laborausbildung konnten seit 1999 mit einer 5W- und einer 20W-Brennstoffzelle Betriebserfahrungen im Kleinleistungsbereich gesammelt werden. Einfahr- und Lastverhalten wurden dazu mittels rechnergesteuerter elektronischer Last (2 - 20 V / 0 - 5 A) ermittelt. Durch Messung des Wasserstoffumsatzes und der elektrischen Ausgangsgrößen ist der momentane Wirkungsgrad der Komponenten verfügbar.

Diese ersten Brennstoffzellen erforderten ein spannungsgeführtes Einfahren im Stundenbereich, um eine stabile Durchfeuchtung der Membran zu erreichen. Anhand eines dynamischen Lasttests ist die

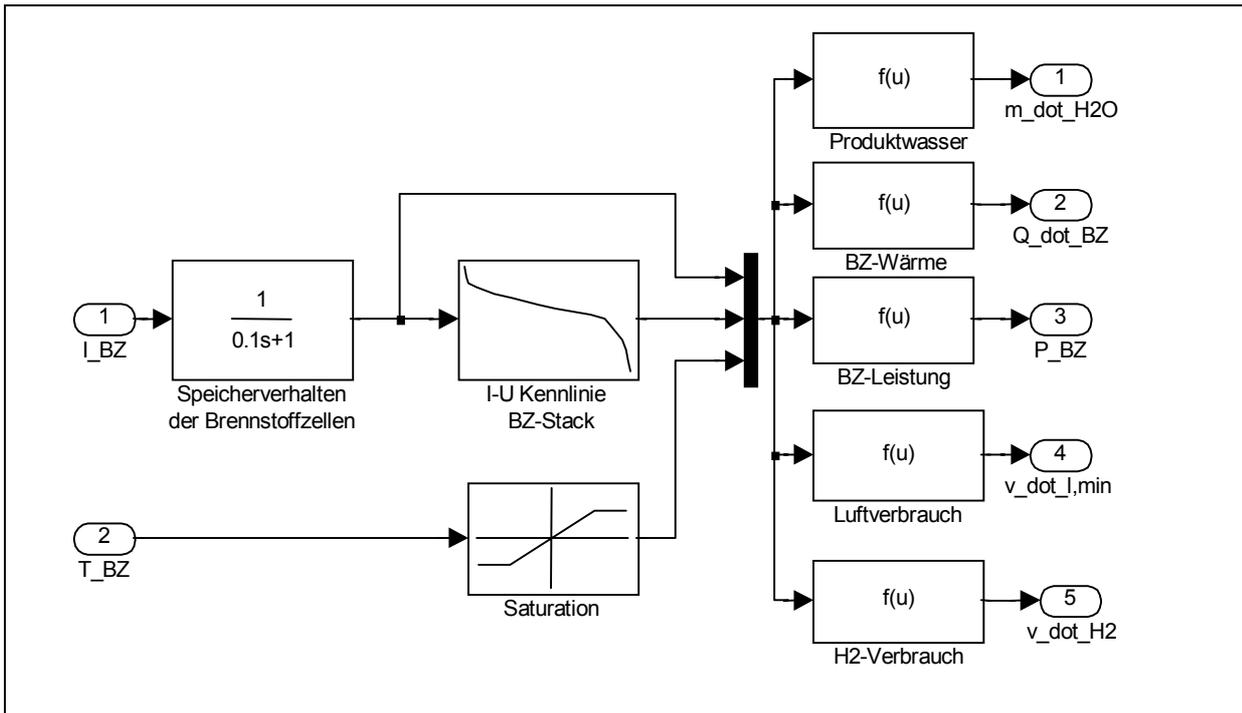


Bild 1: Stackmodell mit Ein- und Ausgangsgrößen

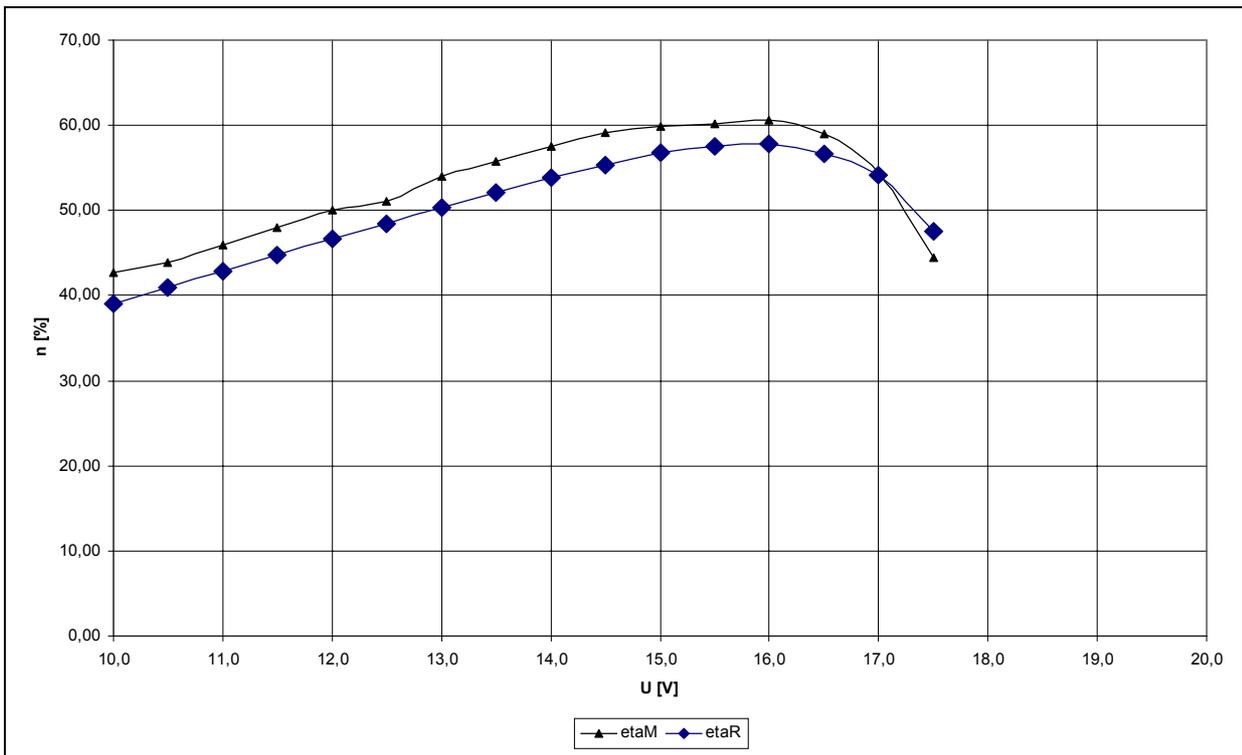


Bild 2: Wirkungsgradkurve des Brennstoffzellenstacks – Vergleich Rechnung und Messung

momentane maximale Leistungsabgabe ausweisbar. Beim längeren Überschreiten des für den Arbeitspunkt zulässigen Maximalstromes reduziert sich jedoch die Ausgangsspannung aufgrund der Diffusionsverluste drastisch. Der Leistungsumsatz am Innenwiderstand verstärkt dann die

Austrocknung bis zum Zusammenbruch der Zellenspannung mit nachfolgend notwendigem Neuanfahren der Brennstoffzelle. Diese Erfahrungen wurden auch an der 500 W-Zelle gemacht. Durch gezielte Befeuchtung konnte der Arbeitspunkt stabilisiert werden /7/.

Die ab 2001 in die Laborversuche integrierte 50W-Brennstoffzelle erwies sich hinsichtlich des Einfahrens (max. 15 min) als wesentlich einfacher handelbar und erreichte mit ohmscher Last die zugesicherten Leistungsparameter.

Unter dieser Voraussetzung wurde als Applikationsbeispiel eine Kompaktstromversorgung realisiert, die über DC-DC-Wandler eine 14V / 32 W-Last in zwei Betriebsarten versorgen kann (Bild 3). Bei gewünschter sofortiger Betriebsbereitschaft wird in der Einfahrphase der Brennstoffzelle die Last akkumulatorgepuffert versorgt. Ist dies nicht erforderlich, kann der Akkumulator minimiert und auf den Leistungsbedarf der steuernden Micro-SPS einschließlic der Magnetventile (4 W) abgestimmt werden. In beiden Fällen wird vor dem Abschalten der Brennstoffzelle der Akkumulator geladen, um in der Startphase zuverlässig die Steuerelektronik und ggf. die Last zu versorgen.

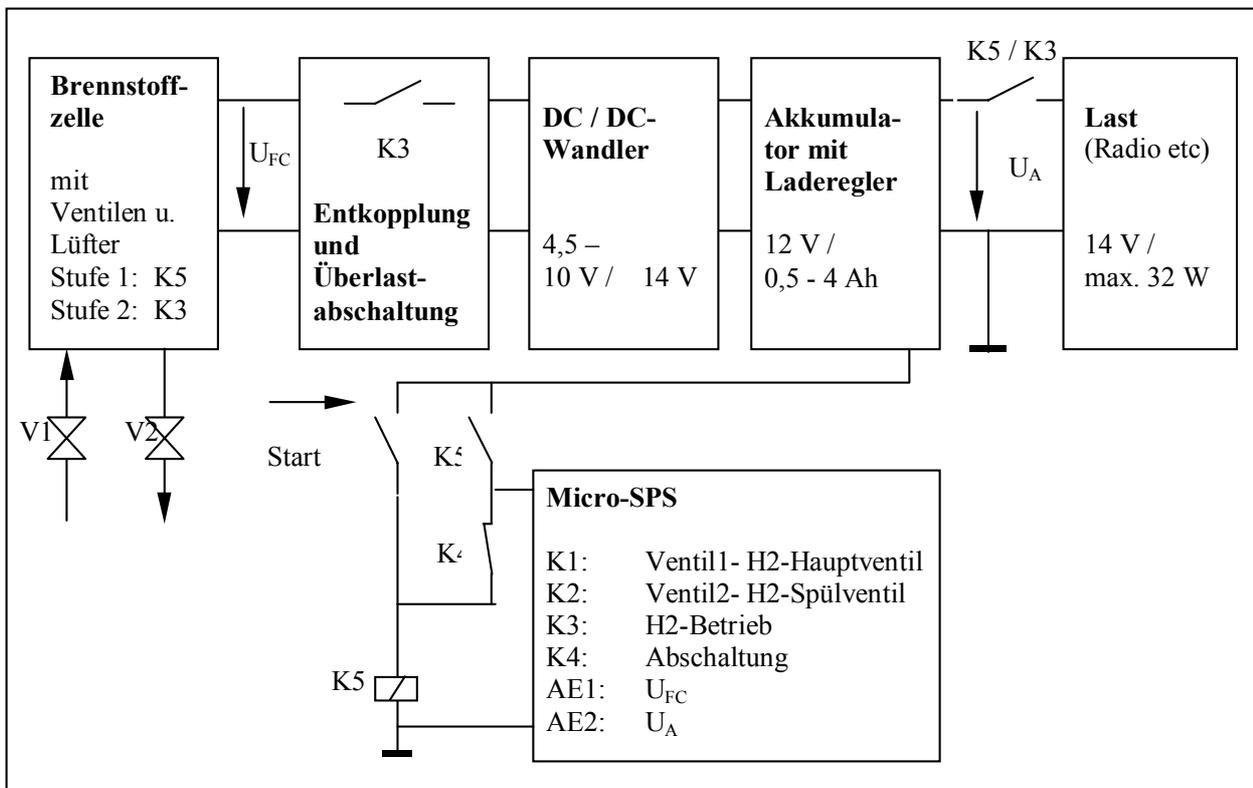


Bild 3: Kompaktstromversorgung für kleine Leistungen

Problematisch erwiesen sich hier die nachgeschalteten DC-DC-Wandler. Treten bei diesen im Vollastbereich Stromspitzen auf, führt eine fehlende Entkopplung aufgrund der bereits angesprochenen Austrocknung zur irreversiblen Schädigung der Brennstoffzelle. Deshalb ist bei derartigen Minimalsystemen zusätzlich eine (Überlast-)Abschaltfunktion bei Unterschreiten der minimalen Ausgangsspannung von typisch 50% der Leerlaufspannung vorzusehen, für die Entkopplung selbst werden Supercaps eingesetzt.

Ausblick

Für die Charakterisierung des Gesamtsystems in den verschiedenen Betriebszuständen ist folglich die Verifizierung der Eigenschaften der Brennstoffzellenmembranen erforderlich. Hierfür wird ein Screener eingesetzt, der diese Arbeitspunkte reproduzierbar anfahren kann. Die Messungen fließen dann ebenfalls in die Modellbildung ein. Diese Arbeiten werden auch für externe Auftraggeber durchgeführt.

Die technische Entwicklung geht derzeit in Richtung Brennstoffzellenmodule mit integrierter Betriebselektronik (Brennstoffzellen-Elementarmodule der 2. Generation). Erste verfügbare Module (NexaTM-Stacks) sind für den Aufbau kleiner autarker bzw. netzgekoppelter Stromversorgungen bis 5 kW Leistung geeignet.

Als Anwendungsgebiete kommen hier

- Unterbrechungsfreie Stromversorgungen
 - Notstromversorgungen
 - Stromversorgungen für den Freizeit- und Erholungsbereich (Segelyachten, Wohnmobile, usw.)
- in Betracht. Hierzu sind die Elementarmodule durch applikationsspezifische Peripheriekomponenten und eine Gesamtsteuerung zu ergänzen. Für die Entwicklung der Steuerungssoftware sind genaue Kenntnisse des Betriebsverhaltens notwendig. Dazu wurde ein Mess- und Visualisierungsplatz für Brennstoffzellenmodule der Firma Ballard eingerichtet. Dieser Messplatz gestattet den Test und die Inbetriebnahme der NexaTM Module.

Literatur

- /1/ Thorsteinn I. Sigurðsson
The road to hydrogen economy: Iceland project, Grenoble, 2003
- /2/ E. Durelli, G. Mantovani, A. Santel, M. Cisternino, M. Aresti, S. De Sanctis
A step forward to the introduction of fuel cells technology in the automotive market, HYPOTHESIS V, 2003
- /3/ K. Klinder
The Vailland residential fuel cell solution – Small scale domestic co-generation with fuel cell heating appliances, HYPOTHESIS IV, Stralsund, 2001, pp. 477-490
- /4/ P. Rapala, Ch. Sponholz, F. Menzl
Experiences in the Operation and Measurement of the Operating Behaviour of a 350 W PEM Fuel Cell, Tagung Wärmetausch und erneuerbare Energiequellen pp. 312-316, Leba, 18.-20.09.00
- /5/ M. Rachau, O. Luschtinetz
Messbericht zur Degradation einer PEM-Brennstoffzelle, Kolloquium KAE, 16.06.03
- /6/ Brighton, D.R.; Clark, G.A.; Rowan, M.J.M.; Mart, P.L.: Analysis of the performance of a commercial 5 kW PEM Fuel Cell System. In: Fuel Cell Seminar 1994 – Program and Abstracts, S.547-550
- /7/ J. Henrichs
Untersuchungen zur gezielten Befeuchtung der Membranen eines PEM-Brennstoffzellenstacks, DA Fachhochschule Stralsund, 2002

USAGE OF HYDROGEN: PRESENT AND FUTURE MARKETS

K. Stolzenburg, R. Steinberger-Wilckens
*PLANET – Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Donnerschweer Straße 89/91,
26123 Oldenburg, Germany, info@planet-energie.de*

E. Kalyvas
C. Rokas S.A., Patision Street 46, 10682 Athens, Greece, errikos@rokasgroup.gr

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Erzeugung, Nutzung, heutige Märkte, erneuerbare Energiequellen, “grüner” Wasserstoff, zukünftige Märkte, Infrastrukturen

Zusammenfassung: Wasserstoff wird heute überwiegend aus fossilen Energiequellen in industriellem Maßstab hergestellt und verbraucht. Charakteristisch für eine zukünftige Wasserstoff-Wirtschaft wird jedoch die flächendeckende Nutzung von Wasserstoff in “Einzelhandelsmengen” sein, z.B. zur Versorgung von Gebäuden mit elektrischem Strom und mit Heizwärme bzw. zur Nutzung als Treibstoff. Um ökologische Vorteile zu realisieren, basiert diese Wasserstoff-Wirtschaft alle Voraussicht nach auf der breiten Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Nach einer knappen Darstellung des heutigen Einsatzes von Wasserstoff konzentriert sich dieser Beitrag auf die Randbedingungen zum Einstieg in neue Anwendungsbereiche, insbesondere den Aufbau der benötigten Infrastrukturen. Den Abschluß bildet eine Beispielrechnung für die Insel Kreta betreffend den Einsatz von Wasserstoff im Straßenverkehr.

1. Introduction

Hydrogen today is mainly derived from fossil energy sources. It can be characterised as an industrial gas which is produced and consumed in large quantities at, for example, chemical plants. Commercial (merchant) hydrogen which is sold to third parties and which has to be transported to customers over longer distances only plays a limited role. Contrary to the present situation, future scenarios for a fully developed hydrogen economy envisage a broad application of the gas on retail level, like CHP in residential houses and as a transport fuel. Up to now only rudimentary elements of such a hydrogen economy exist. The question arises who will be the actors that establish a hydrogen infrastructure and what development paths may be taken. It is clear though that in order to achieve environmental benefits when using hydrogen, the gas has to be derived from renewable energy sources. This paper highlights some aspects of a study carried out in the framework of the RES2H2 project (cf. Acknowledgements section at the end).

2. Hydrogen Application Today

2.1 Purposes of Application

When looking at the purpose of employing hydrogen, three major areas can be identified:

- non-energetic usage where hydrogen serves a raw material for the synthesis of a vast range of products like ammonia and methanol, for the production of iron & steel, for the treatment of edible fats and oils etc.
- indirect energetic applications, mainly in refineries for fuel production
- direct energetic purposes like heat and power generation.

Estimated shares of non-energetic usage are ca. 60% world-wide, ca. 66% in Western Europe and 54% in EU-15, respectively [1, 2, 3]. Within in the non-energetic share, ammonia synthesis for

fertilisers is the major product by far. Indirect energetic usage of hydrogen accounts for estimated 37% all over the world, ca. 29% in Western Europe and ca. 39% within the EU-15, respectively. The remaining 3% – 7% cover the direct energetic usage and cases with unknown applications. It has to be noted that no exact figures are known.

2.2 Hydrogen Production

Annual world-wide hydrogen production amounted to estimated 500.000 mill. Nm³/year in the late 1990ies. Primary energy carriers employed were natural gas (ca. 48%), mineral oil (ca. 30%) and coal (ca. 18%). Technical processes include steam reforming, partial oxidation, cracking & other petrochemical processes of hydrocarbons. The remaining ca. 4% stand for electrolysis with electricity generated from different primary sources [4].

When investigating the economic side of hydrogen production, three categories can be distinguished which may overlap:

- captive hydrogen is generated for immediate consumption on site, usually in bulk amounts; this is by far the dominant share in total production.
- merchant or commercial hydrogen depicts the fraction that is really marketed and sold to third parties for various applications, for individual customers at different quantities and qualities; the gas is often generated at plants specially designed for merchant hydrogen but to some extent also comes from facilities that mainly produce captive volumes or from by-product sources.
- by-product hydrogen develops from processes like chlorine generation; in most cases, no or only limited use can be made of these amounts; the gas is simply vented or flared (surplus hydrogen), or it substitutes natural gas in heat or power production.

3. Selected Markets

3.1 Europe

Hydrogen consumption in Europe (including all sources and applications) amounts to an estimated 60.000 mill. Nm³ annually (180 TWh). This compares to the market volume in the natural gas sector of 470.000 mill. Nm³/year (approx. 4.400 TWh) [5]. (Note that actually about half of the hydrogen is derived from natural gas, cf. above.)

Within the EU-15, captive hydrogen accounts for about 92 % of the total production and by-product hydrogen for another 6% – 7%. The remaining ca. 1% – 2% are commercial hydrogen and volumes with uncertain status (based on [3, 6]). Table 1 displays assumed shares of the major companies in the commercial hydrogen market.

The normal way of dispatching merchant hydrogen in Europe is truck delivery of compressed gas at typical distances of 200 – 300 km. Liquid hydrogen plays no significant role (less than 1% of the total merchant market). Only around 1000 km of pipeline for gaseous hydrogen are in service world-wide, some major ones within the European Union [3, 6, 7].

3.2 Germany

The German hydrogen market is by far the largest inside the European Union with about 18.500 – 20.000 mill. Nm³/year production (at more than 40 sites) which is equal to about 38% of the EU total. More than 90% are captive hydrogen employed for non-energetic and indirect energetic purposes [3]. Estimated figures for merchant hydrogen range from 200 – 300 mill. Nm³ annually, which would be 1% of the total production.

Table 1: The assumed Western European market for merchant hydrogen in 2000 [6]. The absolute amounts are based on an estimated 1% share in a total of 60.000 mill. Nm³/year, cf. text.

Company	Market Share in Total Merchant Hydrogen [%]	Estimated Absolute Amounts Sold [mill. Nm ³ /year]
Linde AGA	36	216
Air Liquide	31	186
Air Products	13	78
BOC	10	60
Messer Griesheim	6	36
Praxair	2	12
Other	2	12
EU-15 Total	100	600

A questionnaire survey [3] among producers established interesting results: About 16 mill. Nm³ surplus hydrogen are flared or vented annually. Hydrogen production extensions that could be easily realised amount to 16 – 19 mill. Nm³/year. The technical potential to substitute hydrogen by natural gas in various applications is estimated to be 980 mill. Nm³/year [3]. Although these figures have to be treated with care, it seems realistic to “mobilise” hydrogen from existing or easy-to-activate sources for new direct energetic applications of this vector before “green” hydrogen becomes available at sufficient scale and economically acceptable terms.

Prices for merchant hydrogen are about 10 EUR/Nm³ for a 50 litres steel cylinder (200 bar, 99,9% purity) that contains about 8,9 Nm³ usable hydrogen plus 0,40 EUR rental fee per day for the bottle. For higher consumption rates it is more economical to rent a storage tank (rated pressure about 50 bar) which is re-filled from a 200 bar truck trailer. For a daily consumption of 50 Nm³, costs will go down to about 1,50 EUR/Nm³ including storage rental.

3.3 Greece

Greece has the smallest hydrogen market inside EU-15 (except for Denmark, Ireland and Luxembourg where at least no production of hydrogen takes place). The largest share, by far, of this market is within the four refineries. During the middle of last decade their production was estimated to more than 90 – 140 mill. Nm³/year. This number today is much larger, since EU Autooil Directive came into force in 2000 which urges reduced sulphur contents of gasoline and diesel. Desulphurisation requires hydrogen in substantial quantities. Today’s consumption could be around 350 mill. Nm³/year and it is expected to increase even more, possibly by factor of 3, during the following years because of new investments and the stricter specifications in 2005.

In comparison to these amounts, all other consumers are almost negligible. For example, hydrogen is produced via steam reforming in a motor oil recycling plant at quantities in the order of 0,9 mill. Nm³/year. There is no large-scale production of ammonia from hydrogen in Greece.

Quantities in commercial hydrogen market have fallen from 2 mill. Nm³/year during the early the 1990ies to less than 1 mill. Nm³/year in 2002. The major user of the commercial hydrogen today is probably the Public Power Corporation for generator cooling, followed by the edible oils industry,

where consumption of hydrogen was much larger and probably dominant before the middle of the nineties, and the soap industry. The sales price of industrial purity hydrogen, depending on the quantity, could be from 0,90 – 4,70 EUR/Nm³.

The introduction of “green” hydrogen into the conventional hydrogen market does not appear to be realistic, for both Greece and Germany.

4. “Green“ Hydrogen From Wind Power

Wind electricity obviously has a fluctuating nature depending on meteorological conditions. As a result it is not considered a controllable (“firm”) source and prices paid for wind electricity are comparatively low in deregulated markets (e.g. Ireland).

The figures in Table 2 amount to a total of 27% of electricity generation coming from wind energy sources in the time span 2006 to 2015 within EU-15 (depending on the development of the onshore potential and the further exploitation of offshore sites post-2006). For single countries the generation depicted in this table constitute a considerable problem and/or a limiting factor to further wind energy development [8]. Realising this (still theoretical) wind power potential will cause two major problems:

- occurrence of surplus wind energy resulting in “wasted” power potential which will either not be produced (by reducing power output of wind farms) or not be remunerated – in both cases the economics of the wind power production are affected
- rising requirements for flexible control power in the distribution grids due to the increasing amount of unscheduled generation [9].

Hydrogen offers a solution to both problems in that surplus production from wind can be used to produce hydrogen electrolytically. It can then be either stored and eventually re-converted to electricity or marketed/distributed as a separate commodity. Re-conversion of hydrogen to electricity could supply control capacity (including peak shaving) as well as a means of guaranteeing power output from a wind farm. Conversion could either take place in adapted gas turbines or in fuel cells. The start-up and response times of fuel cells are similar to those of hydro power stations and thus suitable for load following and even some frequency stabilising functions.

5. Hydrogen For Fuel Cell Operation: A Strategic Analysis

Without a solution to the fundamental problem of supply infrastructure a market penetration of hydrogen as an energy vector will be impossible or delayed. The feasibility of different concepts in combination with hydrogen derived from wind energy will be discussed in this section, depending on the type of application.

Hydrogen can be used in stationary applications in fuel cells, gas turbines and stationary internal combustion engines (ICE), for mobile applications as a fuel for fuel cell or ICE vehicles or for portable applications. In any case the hydrogen fuel has to be transported to the place of consumption and has to be stored for release according to the demand. This would occur by

- pipeline, central large volume storage in the case of stationary applications
- filling station infrastructure either based on electrolyzers, pipelines or liquid hydrogen distribution by trailers
- small bottled hydrogen, cartridges etc. for portable applications.

Table 2: Net electricity production in the year 2000 and extrapolated wind energy production in ca. 2010 (denoting the time span 2006/2015) for selected countries and EU-15. The last column shows the percentage of wind energy in the total electricity deliveries (net production). These figures include all grid losses. Electricity consumption in Germany, for instance, currently amounts to approx. 490 TWh/a [10 – 16].

Country	Electricity Production 2000 [TWh/a]	Wind Production ca. 2010 [TWh/a]	Percentage
Denmark	35	28	80%
Germany	534	100	19%
Greece	50	45	90%
Spain	215	87	40%
Ireland	23	46	200%
Portugal	42	15	36%
UK	359	118	33%
EU-15 Total	2.474	675	27%

Only the latter approach is compatible with today’s distribution infrastructure. For stationary and vehicle use, hydrogen will have to be available at a large number of outlets (covering the whole region/state to be serviced) in order to achieve even the slightest market penetration. Therefore, in order to supply hydrogen to a large number of customers a completely new distribution infrastructure will have to be installed in parallel to the conventional energy delivery systems.

5.1 Hydrogen as a Fuel

Hydrogen is considered one of the prime future energy vectors in traffic. This is due to the fact, that hydrogen-fuelled vehicles will only emit water vapour which again would alleviate inner city pollution levels dramatically. Also, the potentially high efficiency of energy conversion in fuel cells would improve the energy balance of road vehicles. The margin is such that even if hydrogen was produced from natural gas by steam reforming (including all conversion losses this implicates) the energy balance of a fuel cell would be superior to that of an internal combustion engine (Figure 1).

The prime problem, though, is that in order to support the operation of the first vehicles an oversized network is needed servicing the whole region in question. Fleet operation where vehicles return to their base daily will not solve this dilemma since it is essential for the market development of hydrogen fuels to serve individual mobility. This means that the suppliers of hydrogen fuels have to be prepared to invest into infrastructure far in advance of vehicle market development.

The analysis of the market development of RME (rape methyl ester or “biodiesel”) and natural gas fuel [17] renders two major results :

- Suppliers of novel fuels tend to be the producers/distributors of these fuels or companies related to them, and independent petrol stations¹. The share of large petrol companies in the total

¹ The traditional oil companies only show a limited interest in supplying new fuel types. Their involvement in, for example, the ongoing demonstration of fuel cell buses within the CUTE project [18] only proves the interest, not any commitment.

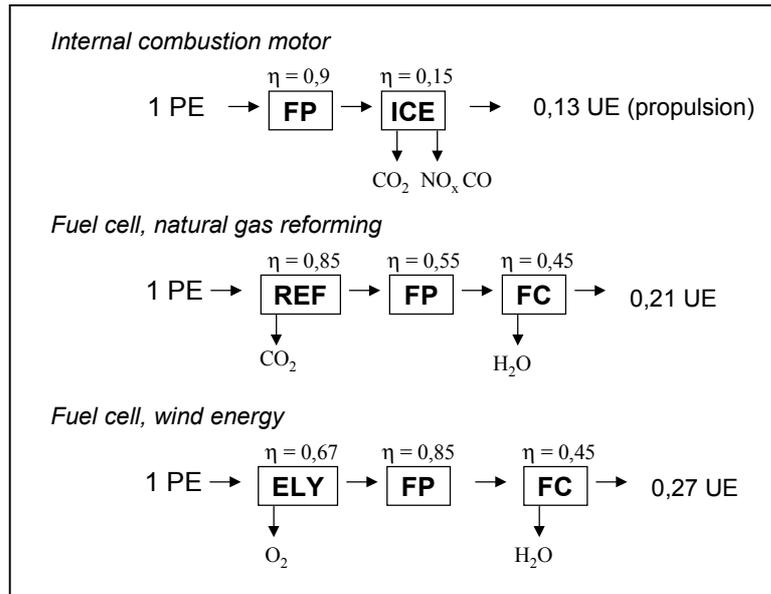


Figure 1: Comparison of “efficiency chains”, i.e. energy conversion chains, for internal combustion engine (in this case diesel internal combustion engine, top) and fuel cell vehicles depending on the source of hydrogen [19]. The conversion starts with primary energy sources and ends with the torque at the vehicle wheels (“useful” energy). PE primary energy (crude oil, natural gas, wind electricity), FP fuel processing (refinery, compressor/storage), REF reforming, ELY electrolyser, FC fuel cell, ICE internal combustion engine, UE useful energy (propulsion). The efficiency of fuel processing in the case of natural gas reforming takes account of the (assumed) use of grid electricity for compression and the low primary energy efficiency implied therewith (33% conversion efficiency in conventional power stations).

number of stations supplying RME or natural gas is below 10% although their total market share exceeds 90%. Wind energy developers & operators and independent petrol stations therefore might be “natural” partners in establishing a first hydrogen infrastructure. Other parties could be the suppliers of technical/industrial gases (cf. Table 1). There is no point in trying to market hydrogen to large gasoline station companies in order to achieve a high supply density. Few but intelligently placed filling stations will suffice in the beginning. The major problem is to acquire the finance for the supply network (which will pre-date the vehicle market).

- Motorists with developed ecological awareness and thus potential interest in hydrogen fuel closely inspect the possible environmental benefits of fuel alternatives. If their ecological advantages are continuously questioned (as was the case with RME in Germany) they will not be able to attain relevant market shares with this clientele. Life cycle assessment (LCA) studies have shown that only hydrogen derived from renewable energy sources significantly serves to reduce the emission of carbon dioxide equivalent and pollutant gases. Natural gas reforming, in this context, clearly scores inferior [20 – 23]. It will be necessary to state the environmental performance of “green” hydrogen very clearly and find a brand for marketing this fuel in order to attract and bind the customers.

Hydrogen fuel could be produced on-site at filling stations by electrolysis. Wind electricity would be distributed via the conventional (and well developed) grids governed by delivery contracts as used today in the deregulated electricity market, i.e. the origin of the electricity can reasonably be proven. Other options like central pipeline delivery or reforming fossil fuels will result in the loss of flexibility and ecological impetus which are both essential in the first market phase.

Growing installed wind power will lead to surplus wind energy production in the coastal distribution networks [8]. Assuming a 50% share of wind energy in electricity supply for the German coastal regions in about 2010 leads to an excess electricity production in the range of 6.500 GWh per year. (These 50% for the coastal regions should not be mixed up with 19% average for the entire country that is displayed in Table 2.) Converting this to hydrogen via electrolysis decentrally results in a hydrogen supply for approximately 450.000 fuel cell passenger vehicles. Assuming further that the total potential of 30 GW coastal wind sites is exploited up to 2025 a hydrogen supply for approx. 3,5 million vehicles could be served from excess wind energy in Germany alone.

5.2 Stationary Use of Hydrogen: Pipeline Distribution

To supply stationary systems, hydrogen would need to be converted from a primary energy source (wind electricity, natural gas etc.) centrally and be distributed by pipeline. As it is a network-distributed fuel gas it has to be compared to the prominent existing gaseous energy vector, natural gas. On the demand side the hydrogen-fuelled devices have to be compared to state-of-the-art technology for producing electricity and heat, namely small-scale CHP plants (combined heat and power).

Benefits of supplying hydrogen centrally in networks for use in stationary applications could be:

1. reduction/avoidance of local CO₂ emissions – true, if hydrogen is produced from renewable sources
2. high efficiencies in fuel cell applications – true, but conversion losses to hydrogen have to be accounted for
3. broad basis of renewable sources for gaseous fuels – partly true, wind/hydro+electrolysis or biogas+reforming are possible.

The first point needs to be discussed further since there is no clear indication that there is any advantage of a hydrogen-CHP systems towards the direct use of the wind electricity, even for heating purposes. Avoiding the conversion losses to hydrogen, a total wind-electric energy supply would be approx. 50% more efficient. Problems are the storage of wind energy (cf. section 4) and various applications where natural gas (or its substitute hydrogen) is more efficient in use than electricity (for instance cooking, industrial applications etc.) and thus can only be replaced by electrical energy at a loss.

The second point depends very much on the source and conversion chain of the hydrogen. Gas motor or solid oxide fuel cell CHP fed from biogas would be even more efficient.

The third point again raises the question whether the direct use of wind (or hydro) electricity (without the hydrogen intermediate) is more sensible. The more interesting point to make lies in the medium-term future: once the natural gas supplies have been exploited to an extent that increases the gas prices considerably, substitutes could cut in. Here, hydrogen offers the advantage that a gaseous fuel is supplied which remains within the logic of the current gas distribution system (also see following sub-section). This also holds true for other gases of biogeneous origin, like biogas or syngas, though.

Setting up a hydrogen distribution system for gas supply to stationary applications solely on the basis of wind-derived hydrogen offers no advantages towards direct use of the wind electricity. The systems would have to be extended to incorporate all diffuse sources of hydrogen in order to justify

the costs of a new infrastructure. In this case, though, the production costs of by-product and surplus hydrogen (cf. sections 2.2 and 3.2) would tend to be much lower than for wind derived hydrogen so that there was no economic incentives for feeding green hydrogen to such a grid. This would probably also hold true for the already existing hydrogen pipeline networks in Germany and the Benelux [7].

5.3 Gas Blending

As long as hydrogen sources are scarce and deliver little output compared a fully developed hydrogen economy, the establishing of a distribution grid will not be feasible. On the other hand the hydrogen potential that could eventually be put to new uses is not negligible (cf. section 3.2 for Germany) given it can be collected and distributed. An approach at integrating the small and widely separated hydrogen sources is gas blending. For mixtures of natural gas and hydrogen the term “Hythane” has been coined. Low-pressure networks designed for “pure” natural gas may supply Hythane with a share of less than 5% hydrogen content without (major) retrofits becoming necessary neither in the network nor regarding end-user devices [24]. The NATURALHY project which is currently negotiated with European Commission will investigate all aspects of methane/hydrogen mixtures when applied to the existing natural gas network.

6. Hydrogen for Mobile Applications on the Greek Island of Crete

A rough estimate may illustrate the economics of hydrogen supply from various sources for an area where a high potential of renewable energy supply exists that will induce the problems as established above. Suitable for such a study is the island of Crete, since it is the rather large, quite far away from the mainland and it has a good resource of renewables. Crete is around 500 to 600 km south of Pireus, port of Athens, with a population today around 580.000 people. We assume that from 2001 to 2010 the number of passenger cars within Crete will increase by another 160.000 vehicles out of which 1%, or around 1.600 vehicles, will be hydrogen-powered. Hydrogen requirements of these vehicles are estimated to be in the order of 60.000 Nm³/week. This demand could be covered by the existing mainland refineries, maybe with some upgrading. Three initial hydrogen stations in Crete are foreseen, near the cities of Irakleion (capital), Rethimno and Chania, which are at a distance of about 70 to 80 km one from another.

Scenario 1: Hydrogen from the Greek mainland

Hydrogen is produced in existing refineries near Athens and shipped to Crete. Within scenario 1a, trucks carry 4.000 to 5.000 Nm³ hydrogen per trailer at 200 bar, within scenario 1b about 20.000 to 25.000 Nm³ liquid hydrogen. These trucks enter ferry boats in Pireus. Once they reach Crete they deliver hydrogen to the three stations.

Scenario 2 : Hydrogen production on site the station

Hydrogen production takes place on the site of the stations by electrolysis. It is based on conventional electricity derived from petrol (scenario 2a), or by utilising renewable energy sources. Each station would require an electrolyser in the order of 100 – 200 Nm³/h.

Figure 2 shows the accumulated costs that result from hydrogen production, transportation (where applicable) and storage, based on literature data. It is interesting to note that all scenarios overlap in the range between about 0,50 and 0,65 EUR.

Scenario 2b includes both wind power and photovoltaics. The latter causes the “expensive” side of the cost bar. If only wind was considered, scenarios 2a and 2b would display rather similar ranges.

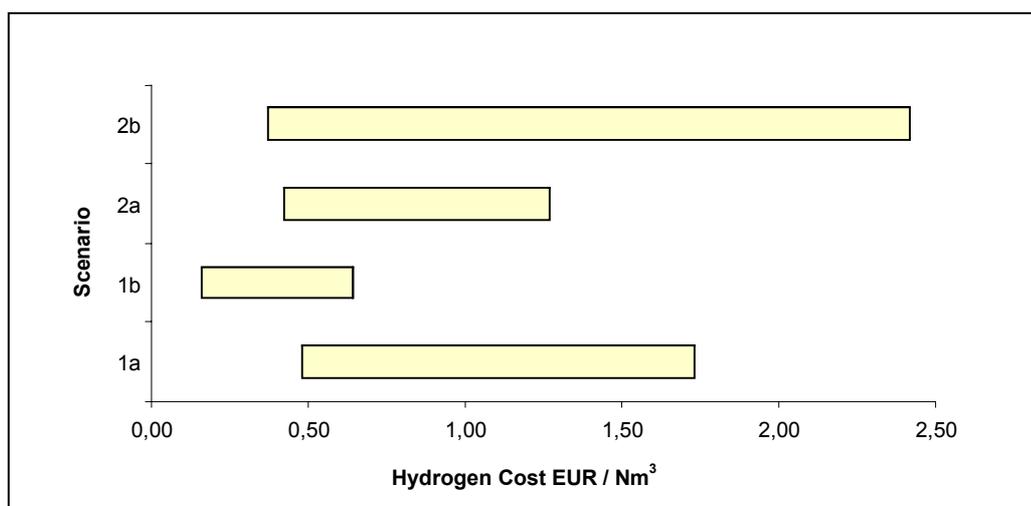


Figure 2: Accumulated costs of hydrogen production, transportation and storage for three initial filling stations on the Greek island of Crete.

The cost assumptions for wind-derived hydrogen were chosen rather optimistic. This is justified by fact that remuneration of excess energy will be low, as explained in section 4. Scenario 2 does not require any transport of hydrogen, which is an important advantage in terms of logistics.

Transporting liquid hydrogen to Crete (scenario 1b) could be significantly cheaper than carrying the substance in its gaseous state (scenario 1a) and could even beat on-site generation. Still, one has to bear in mind that scenario 1 in general makes only sense for a transitional phase in order to encourage the use of hydrogen vehicles. This holds because hydrogen production from mineral oil adds conversion steps to the supply chain which increase energy losses (especially when liquefying hydrogen) and, therefore, can hardly improve the environmental balance of motor car traffic.

A cautious summary of this exercise may be that for the case of Crete there are no immediate economic reasons that would exclude local hydrogen supply for mobile applications based on renewable energy sources compared to import from the mainland. On the other hand, a retail price of 0,50 EUR/Nm³ hydrogen (excluding taxes) would be equivalent, in terms of energy content, to almost 1,50 EUR/litre of unleaded petrol. Current prices are about 0,85 EUR/litre petrol including taxes. So, of course, political incentives will be required to introduce hydrogen to individual mobility on this island.

Acknowledgements

The work presented in this paper was carried out within the “Cluster Pilot Project for the Integration of Renewables into European Energy Sectors using Hydrogen“, or RES2H2 in brief. The project is co-funded by the European Commission under specific research programme “Energy, Environment and Sustainable Development” of the 5th Framework Programme for Research, Technological Development and Demonstration, contract no. ENK5-CT-2001-00536. The scope of the project was introduced at last year’s REGWA symposium [25].

Administrative and financial co-ordination is carried out by Instalaciones Inabensa. The contact person is Ms Africa Castro (africa.castro@hynergreen.abengoa.com). Scientific co-ordination lies

with the University of Las Palmas de Gran Canaria, Prof. Antonio Gómez Gotor (aggotor@acciones.ulpgc.es).

References

- [1] IEA Greenhouse Gas R&D programme: “Hydrogen – Today and Tomorrow”, April 1999.
- [2] Trolle-Henkel: “On-Site Supply of Hydrogen up to 150 Nm³/h”, Pre-study report, 2000.
- [3] W. Zittel, P. Niebauer: “Identification of Hydrogen By-Product Sources in the European Union”, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 1998.
- [4] International Gas Union: “The potential of hydrogen in meeting long-term energy demands”, 21st World Gas Conference, June 2000.
- [5] BP Statistical Review of World Energy, June 2002.
- [6] Stanford Research Institute: “Chemical Economics Handbook, Product Review Hydrogen”, Stanford, 2001.
- [7] S. Karamanolis: “Wasserstoff – Energieträger der Zukunft”, Neubiberg, 2001.
- [8] R. Steinberger-Willms: “Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Verbundnetze”, Aachen, 1993.
- [9] K. Eckert: “Regelenergie: Das teure Gut im Stromwettbewerb”, Energie & Management 15-16/2002, 15.
- [10] A.J.M.v.Wijk, J.P.Coelingh: “Wind Potential in the OECD Countries”, Utrecht, 1993.
- [11] www.iwr.de/wind/offshore, status 10.03.03.
- [12] N. Paul: “Offshore-Projekt in Nord- und Ostsee”, Sonne Wind & Wärme 7/2002, 64-66.
- [13] N. Paul, K.-P. Lehmann: “Offshore-Projekt in Europa”, Sonne Wind & Wärme 2/2003, 58-63
- [14] Deutsches Windenergie-Institut et al.: “Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen”, Study for the Ministry of the Environment/Lower Saxony, June 2001
- [15] Wind Service Holland, www.home.planet.nl/%7Ewindsh/offshore.html, status 31.03.03.
- [16] M. Bassan: “Electricity Statistics 2001”, Statistics in Focus, Environment and Energy, Theme 8 – 3/2002. EUROSTAT, Luxemburg, 2002.
- [17] R. Steinberger-Wilckens: “Der Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff als Treibstoff - Wie kann es gehen?”, VDI Conference “Innovative Fahrzeugantriebe”, Dresden, October 2002.
- [18] www.fuel-cell-bus-club.com
- [19] Th. Feck, D. Heinemann, R. Steinberger-Wilckens, K. Stolzenburg: “Eco-Balances for Supply Paths of Hydrogen Fuels”, Hypothesis IV Conference, Stralsund, September 2001.
- [20] Th. Feck: “Ökobilanzierung unterschiedlicher Kraftstofflebenszyklen für Wasserstofffahrzeuge”, Thesis, Oldenburg, 2001; to be published on CD-ROM.
- [21] M. Pehnt: “Ökobilanzen und Markteintritt von Brennstoffzellen im mobilen Einsatz”, VDI-Bericht 1565 “Innovative Fahrzeugantriebe”, 2000, 323-348.
- [22] U. Wagner, J. Angloher, Th. Dreier: “Techniken und Systeme zur Wasserstoffverbreitung“, WIBA, Koordinationsstelle der Wasserstoffinitiative Bayern, München, 2000.
- [23] B. Höhle, T. Grube, D. Stolten: “Energy Conversion Chains - Options for Fuel Supply, Institute for Materials and Processes in Energy Systems”, Jülich, 2001.
- [24] U. Bünger, W. Zittel, W. Schmalschläger: “Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten H₂-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München - H₂-Projekt (1991-1993)”, München, 1993.
- [25] K. Stolzenburg, “Wasserstoff als Medium zur Integration erneuerbarer Energiequellen: Das Projekt RES2H₂“, in: J. Lehmann, W. Beckmann (Hrsg.), “Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2002“, Stralsund, 135 – 137.

Hochdruckwasserstoff mittels PEM Elektrolyse

F. Barbir¹, L. Moulthrop² und H. Vock³

¹University of Connecticut, Storrs, CT, USA

²Proton Energy Systems, Wallingford, CT, USA

³Diamond Lite SA, Thal, Schweiz

Zusammenfassung

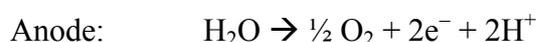
Hochdruckelektrolyse ist eine elegante Weise zur Erzeugung von Wasserstoff mit erhöhtem Druck. Spannungs- und Energiezunahme und die Wasserstoffpermeation aufgrund des Betriebes mit erhöhtem Druck, sowie ihre Effekte auf die Elektrolyseur-Leistungsfähigkeit werden besprochen. Die Leistungsfähigkeit der elektrochemischen Kompression, besonders wenn sie in einem Einzelschritt mit Elektrolyse erreicht wird, ist besser als der Wirkungsgrad mit mechanischen Kompressoren.

Einleitung

Wasserstoff als ein industrielles Gas oder als Energieträger muß gewöhnlich komprimiert werden, um die Speicherung oder den Transport zu ermöglichen. Kompression des Wasserstoffs mit mechanischen Kompressoren verbraucht zusätzliche Energie (bis 15% von höherem Heizwert des Wasserstoffs, abhängig vom Druck) und erhöht dadurch die Systemkomplexität. PEM Elektrolyseure können Wasserstoff mit erhöhtem Druck, mit minimalem Energieverbrauch und ohne zusätzliche Systembestandteile produzieren. Selbstverständlich muss der Elektrolyseur und die Systemkomponenten so ausgelegt werden, damit sie dem Druck widerstehen. Ein Druck von über 3000 psig (207barü) ist mit einem PEM Elektrolyseur erzeugt worden.

Auswirkungen auf die PEM Elektrolyse bei erhöhtem Druck

Ein PEM Elektrolyseur produziert Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser resultierend aus den elektrochemischen Reaktionen, die gleichzeitig auf den gegenüberliegenden Seiten einer Protonaustauschmembrane stattfinden:



Wenn Wasserstoff in einem abgegrenzten Raum produziert wird erhöht sich der Druck in diesem Raum. Für ein ideales Gas ist der Druck direkt proportional zur Menge des Gases. Bei Hochdruck weicht das Gasverhalten von dem eines idealen Gases ab, und der Kompressionsfaktor muß in Betracht gezogen werden.

Resultierend aus erhöhtem Druck auf der Wasserstoffseite eines PEM Electrolyzer erhöht sich die Zellenspannung, entsprechend der Nernstgleichung:

$$\Delta V = \frac{RT}{nF} \ln \frac{P_2}{P_1} \quad (1)$$

wobei:

ΔV = Spannungszunahme, V

R = universelle Gaskonstante, 8.314 J/mol,K

T = Temperatur, K

n = Anzahl Elektronen, 2

F = Faraday Konstante, 96,485 C/electron-mol

P_2/P_1 = Verhältnis Druckerhöhung

Da die elektrische Arbeit:

$$W_{el} = nF\Delta V \quad (\text{W/mol}) \quad (2)$$

ist die Gleichung für die Spannungserhöhung identisch zu der Gleichung für isotherme Kompressionsarbeit:

$$W = RT \ln \frac{P_2}{P_1} \quad (3)$$

Ein PEM Elektrolyseur kann Wasserstoff mit erhöhtem Druck produzieren, wobei der Nachteil die erhöhte Zellenspannung ist, die zu erhöhter Leistungsaufnahme führt. Diese Zunahme der Leistungsaufnahme entspricht der Energie, die für Isothermalkompression des Wasserstoffs benötigt wird. Z.B. würde ein Elektrolyseur, der bei 200 Atmosphären (Wasserstoffdruck) und 60°C funktioniert eine um 76 mV höhere Zellenspannung als ein Elektrolyseur haben, der bei atmosphärischen Druck und der gleichen Temperatur funktioniert. In der Praxis ist die Spannungszunahme wegen des erhöhten Drucks ein wenig niedriger als vorausgesagt durch die Nernstgleichung. Dies scheint das Gesetz der Energie-Konstanthaltung zu verletzen, aber der Grund für diese Abweichung kann in verbesserter Elektrodenkinetik (höhere spezifische Stromdichte) bei höherem Druck, sowie verbesserten Massentransport der Produkte innerhalb der Elektrolysezelle sein, welche wiederum die Zellenspannung verringert. Ein anderer Grund für verringerte Zellenspannung mit erhöhtem Druck ist Wasserstoffdurchgang. Die Protonaustauschmembrane ist für gasförmigen Wasserstoff nicht komplett undurchlässig. Etwas Wasserstoff durchdringt die Membrane wegen der Partialdruckdifferenz auf beiden Seiten der Membrane. Erhöhter Druck auf der Wasserstoffseite würde direkt die Wasserstoffdurchdringung durch die Membrane erhöhen. Wasserstoff der auf der Anode ankommt reagiert mit Sauerstoff, und diese Reaktion verringert das Zellenpotential.

Wasserstofffluss durch eine feste Membrane ist theoretisch direkt zum Druck oder genauer zu einem Unterschied bezüglich des Partialdrucks des Wasserstoffs auf beiden Seiten der Membrane proportional:

$$N_{\text{H}_2, \text{loss}} = \frac{D_{\text{H}_2} \cdot S}{L} A \cdot \Delta P \quad (4)$$

Wobei:

$N_{\text{H}_2, \text{loss}}$ = H₂ Permeation, mol/s

S = Wasserstofflöslichkeit in der Membrane = 2.2×10^{-5} mol/cm³, atm

A = Fläche, cm²

ΔP = Druckdifferenz über die Membrane, atm

L = Dicke der Membrane, cm

D_{H_2} = H₂ Diffusionskoeffizient, cm²/s;

Die Wasserstoffdiffusionskonstante durch eine Protonaustauschmembrane ist eine Funktion der Temperatur:

$$D_{\text{H}_2} = 0.0041 e^{-2602/T} \quad (5)$$

Wasserstoffverlust kann als Stromdichteverlust bequem ausgedrückt werden:

$$N_{\text{H}_2, \text{loss}} = \frac{I_{\text{loss}}}{2F} \quad \Rightarrow \quad i_{\text{loss}} = \frac{2FN_{\text{H}_2, \text{loss}}}{A} \quad (6)$$

Z.B. ist die Wasserstoffdurchdringungsrate durch eine 7 Mil (178 µm) dicke Membrane bei 60°C und bei 3 ATM 6.15×10^{-9} mol/s/cm², entsprechend einer spezifischen Stromdichte von nur 1 mA/cm². Ein lineares Verhältnis zwischen Druck und Wasserstofffluss durch die Membrane ist experimentell bis zu ~3000 psi festgestellt worden, wie durch die oben genannte Gleichung vorausgesagt (siehe Abb. 1). Bei 3.000 psig (~200 atm), steigt die Wasserstoffpermeationsrate auf 4.1×10^{-7} mol/s/cm², was einer spezifischen Stromdichte von 80 mA/cm² entspricht. Dies kann eine bedeutende Auswirkung auf die Elektrolyseur Leistung haben, wie unten gezeigt wird.

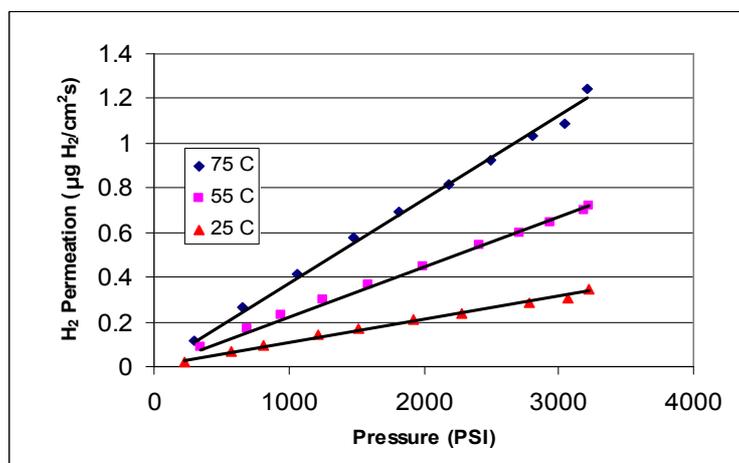


Abb. 1 Wasserstoffpermeation durch Nafion® 117 MEA in einer Elektrolyseurkonfiguration als Funktion von Druck und Temperatur

Erzeugung des Wasserstoffs mit erhöhtem Druck hat folglich zwei Haupteffekte auf die Elektrolyseurleistung:

- Es ergibt sich eine erhöhte Zellenspannung, und
- Es ergibt sich eine reduzierte Wasserstoffmenge.

Elektrolyseurleistung

Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs ist eine Funktion der Zellenspannung und Ausbeute. Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs wird als Verhältnis zwischen dem Energiewert des produzierten Wasserstoffs (basiert auf dem höheren Heizwert des Wasserstoffs) und des Elektrizitätsverbrauchs definiert:

$$\eta = \frac{W_{H_2}}{W_{el}} \quad (7)$$

Der Energiewert des produzierten Wasserstoffs ist:

$$W_{H_2} = N_{H_2} \Delta H \quad (8)$$

wobei:

ΔH = Oberer Heizwert von H₂, 286,000 J/mol

N_{H_2} = Wasserstoffproduktion, mol/s

Die Wasserstoffproduktion N_{H_2} ist direkt zum Strom proportional (da auf der Kathodenseite des Elektrolyseurs zwei Elektronen ein Wasserstoffmolekül bilden, indem sie sich mit zwei Protonen kombinieren):

$$N_{H_2} = \frac{I}{2F} \quad (9)$$

Da aufgrund der Diffusion durch die Membrane etwas Wasserstoff verloren geht, ist die tatsächliche Wasserstoffausbeute:

$$N_{H_2} = \frac{I}{2F} - N_{H_2,loss} \quad (10)$$

Stromverbrauch (DC) ist das Produkt aus Strom und Spannung:

$$W_{el} = VI \quad (11)$$

Der Elektrolyseurwirkungsgrad ist deshalb:

$$\eta = \frac{\Delta H(I - I_{loss})}{2FVI} = \frac{1.482}{V} \left(1 - \frac{i_{loss}}{i} \right) \quad (12)$$

Wobei:

i = Stromdichte, A/cm^2 , $i = I/A$

i_{loss} = Stromdichte äquivalent zum Wasserstoffverlust, A/cm^2 ,

Folglich ist es für einen hohen Wirkungsgrad erforderlich, den Elektrolyseur bei niedriger Zellenspannung und einer hohen spezifischen Stromdichte zu betreiben. Da sich jedoch die Zellenspannung und die spezifische Stromdichte auf die Polarisationskurve beziehen, gibt es für jede Elektrolyseurkonfiguration eine optimale spezifische Stromdichte, die den höchsten Wirkungsgrad ergibt.

Abb. 2 zeigt die generischen Polarisationskurven eines PEM Elektrolyseurs, bei zwei unterschiedlichen Drücken. Abb. 3 zeigt die entsprechenden Wirkungsgradkurven. Offensichtlich ist die Leistungsfähigkeit eines Hochdruckelektrolyseurs wegen der Zellenspannungszunahme und wegen des Wasserstoffverlustes niedriger.

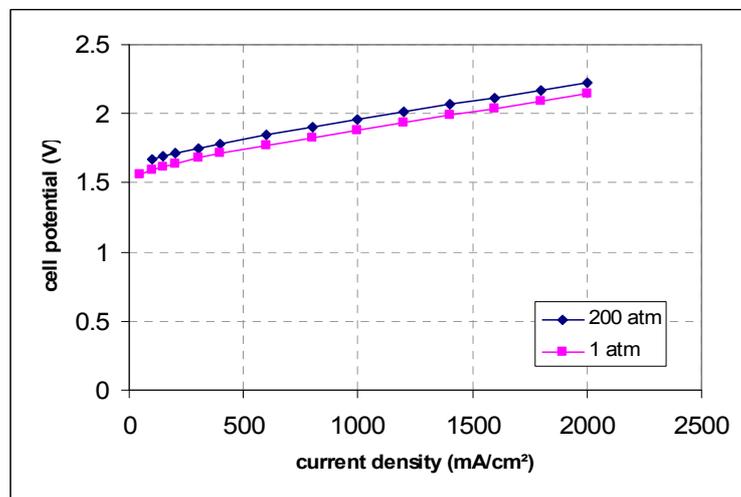


Abb.2 Generische Polarisationskurven eines PEM Elektrolyseurs bei zwei verschiedenen Betriebsdrücken

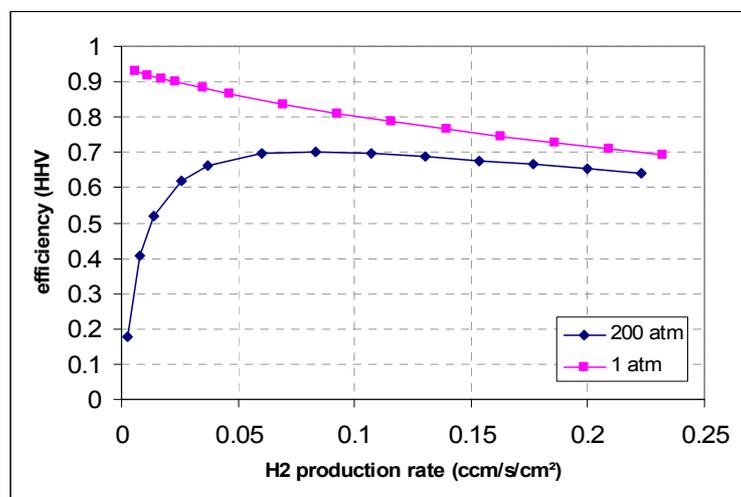


Abb. 3 Elektrolyseurwirkungsgrad in Relation zu den Polarisationskurven aus Abb. 1

Eine ähnliche Analyse trifft auf die Sauerstoffkompression zu, jedoch mit einer zusätzlichen Komplikation. Sauerstoff wird nicht in einem geschlossenen Raum erzeugt - Sauerstoff wird auf der gleichen Seite produziert, in der Wasser für Elektrolyse geliefert wird. Folglich würde Kompression des Sauerstoffes die Wasserversorgung unter Druck erfordern, was zusätzlichen Energieaufwand bedeutet. Zusätzlich ist Hochdruck- Sauerstoff gefährlich und es müssen spezielle Massnahmen ergriffen werden bei der Auslegung, dem Betrieb, und Unterhalt von Rohrleitungen für eine sichere Handhabung von Hochdruck- Sauerstoff.

Kommerzielle PEM Elektrolyseure die durch Proton Energy Systems produziert werden, liefern Wasserstoff mit hoher Reinheit (99,999%) mit Druck bis 217 psig (15 barü). Sauerstoff wird sicher mit atmosphärischem Druck abgeblasen. Entwicklungs-Hochdruckelektrolyseure von Proton haben Wasserstoff mit Druck von über 3000 psig (207 barü) produziert. Proton hat auch die "balanced" Betriebsweise demonstriert, wobei Wasserstoff und Sauerstoff, bei einem durchschnittlichen Druck von 3000 psig erzeugt wurde (Abb. 4). Es ist zu beachten, daß die Polarisationskurven in Abb. 4 bei verschiedenem Druck fast auf einander liegen. Die Temperatur, die sich während des Experimentes erhöht, produzierte eine Zellenspannungsverkleinerung, die vergleichbar ist, aber entgegengesetzt zur Nernstspannungszunahme, die aus Hochdruckerzeugung erwartet wurde.

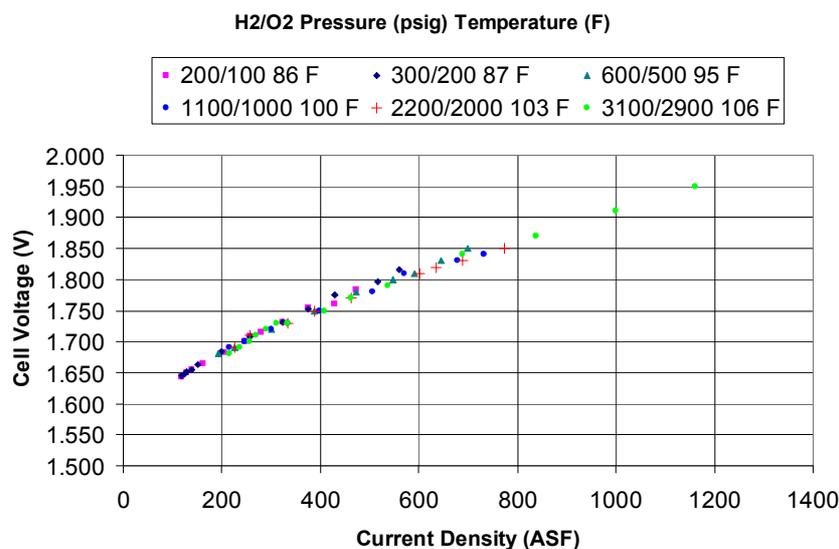


Abb. 4. Leistung eines Hochdruck PEM Elektrolyseurs (ausgeglichener Druck) mit verschiedenem Ausgangsdruck

Zellen- und Zellstapel Auslegung

Nicht jede PEM-Zelle kann mit Hochdruck betrieben werden. Die Anoden- und Kathodenräume einer Elektrolysezelle werden durch eine dünne Polymer-Plastik Membrane getrennt. Es ist folglich kritisch, daß die Membrane im aktiven Bereich gut abgestützt ist.

Dies wird gewöhnlich mittels metallischen Netzen oder porösen Platten oder einer Kombination davon verwirklicht. Die Membrane muß ebenso im Bereich der aktiven Oberfläche gut festgehalten sein. Gewöhnlich haben Hochdruckelektrolysezellen eine kreisförmige Form, um konstante Druckverteilung in den Dichtungen um den aktiven Bereich zu bekommen. Die Auswahl der Dichtungen, ihres Designs und die Auswahl der Materialien sowie der Klemmausführung sind kritische Elemente eines Hochdruck-Zellenstapeldesigns. Die Zugstangen und die Endplatten müssen offensichtlich so ausgelegt werden, um nicht nur der erforderlichen festklemmenden Kraft aber auch der Kraft zu widerstehen, resultierend aus dem Betriebsdruck. Die Klemmkraft muß während der Lebenszeit des Zellenstapels beibehalten werden. Um die Ausdehnung der Materialien über Zeit und die thermische Expansion zu kompensieren, sind geeignete Kompressionselemente zu wählen, z.B. Federn oder Federscheiben (Belleville Scheiben). Abb. 5 zeigt typischen PEM Hochdruckzellenstapel Proton Energy Systems.



Abb. 5. Proton Energy System's Elektrolyseur Stapel aus dem kommerziellen HOGEN® 40 Elektrolyseur, nomineller H_2 Betriebsdruck bis 250 psig (links), und experimenteller Hochdruckzellenstapel für den Betrieb bis 3000 psig (H_2 und O_2) (rechts)

Schlussfolgerung

Der Wirkungsgrad der elektrochemischen Kompression, besonders wenn sie in einem Einzelschritt mit Elektrolyse vollendet wird, ist besser als die Leistungsfähigkeit der mechanischen Kompressoren. Demzufolge ist die Hochdruck-PEM-Elektrolyse eine elegante Weise zur Erzeugung von Wasserstoff mit erhöhtem Druck. Wasserstoffherstellungsdrücke von über 3000 psig (Stab 207) sind mit PEM-Elektrolyseuren erreicht worden. Wasserstoffpermeation durch die Polymer-Plastik Membrane (wie z.B. Nafion) ist ein signifikanter Aspekt bei sehr hohem Druck (>2000 psig), in Bezug auf Wirkungsgrad wie auch Sicherheitskriterien.

Übersetzung des englischen Originaltexts. Der englische Text ist verbindlich für den Inhalt.



Wasserstofftankstellen und Notstromsysteme auf der Basis von Elektrowasserstoff

10. Symposium Fachhochschule Stralsund

6.-8.11.2003

Referent: Dipl. Ing. Michael Wenske

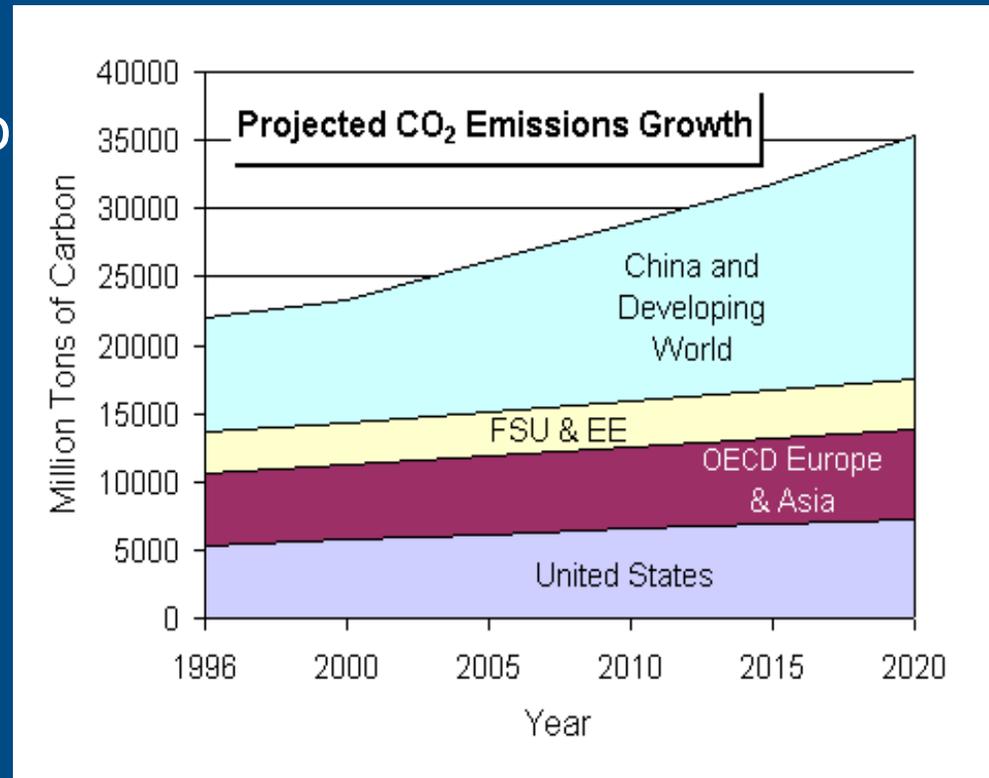
Konvergenz der Möglichkeiten

- Globale Triebkräfte
 - Klimaveränderung
 - Umweltverschmutzung
 - Verfügbarkeit von Energie
 - Konsenz: Wasserstoff ist **der** Energieträger der Zukunft
- Vandenberg Hydrogen Systems/ Stuart Energy
 - Tragfähige Mission & Strategie
 - Strategische Partnerschaften
 - Vertrauenswürdige Marken & Produkte
 - Globale Marktführung
 - Starke IP Position



Triebkraft: Klimatische Veränderungen

- Status – über 100 Länder haben das Kyoto Abkommen ratifiziert
- CO₂-Emissionen sind mit über 82% Anteil am weltweiten “Treibhauseffekt” verantwortlich
- Transport und Verkehr sind Hauptursache für CO₂-Emissionen



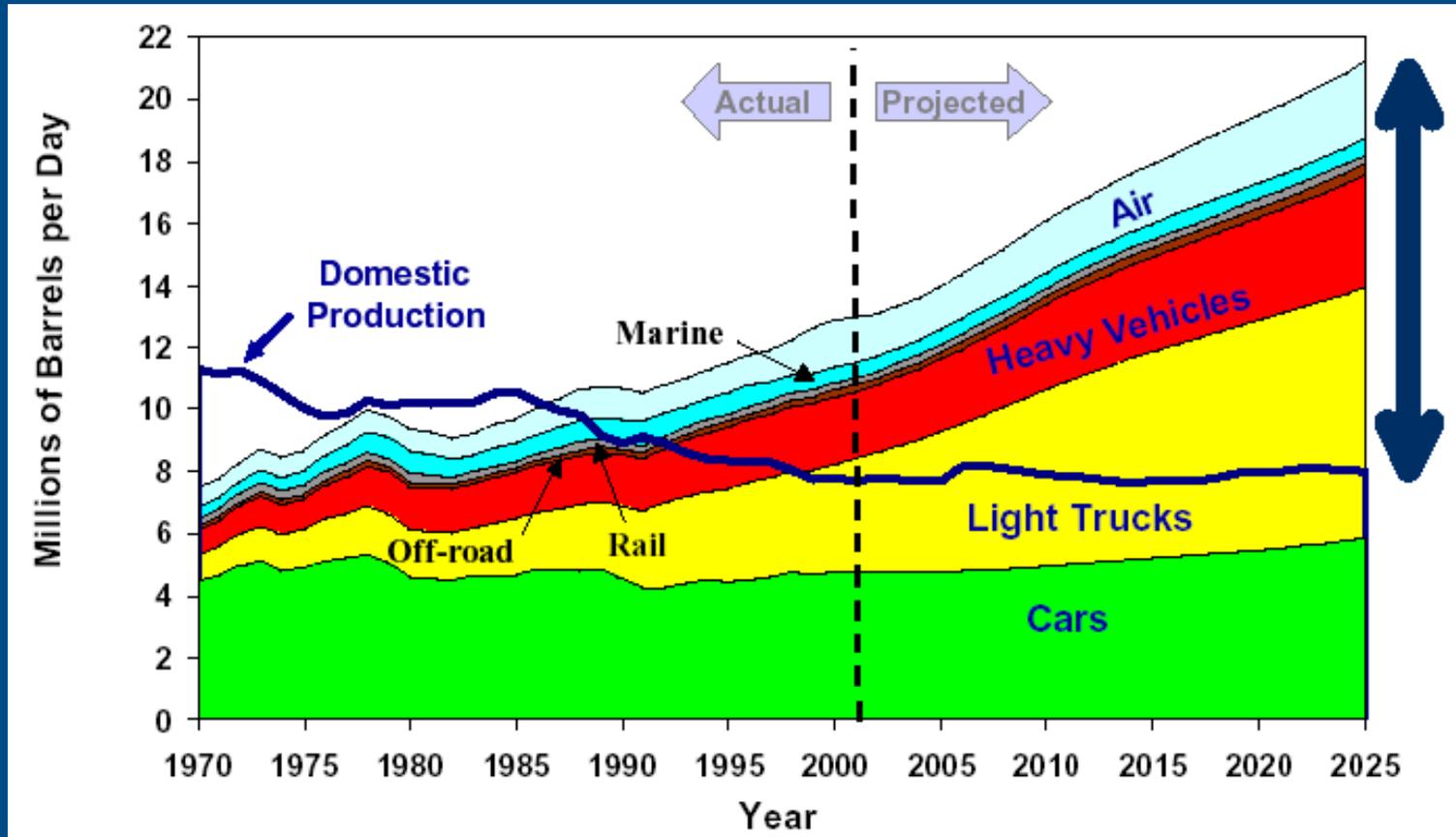
Quelle: U.S. EPA

Triebkraft: Umweltverschmutzung

- Luftverschmutzung und Smog in Großstädten weltweit
- Größter Anteil verursacht durch den Transport und Verkehr



Triebkraft: Energie-Verfügbarkeit



Quelle: *Transportation Energy Data Book: Edition 22.09.2002, und EIA Annual Energy Outlook 2003, January 2003*

Ist unsere Energieversorgung heute noch sicher?

„Menschen ohne Strom...“

- **14.08.2003:** „Blackout“ im Nordosten der USA und Kanada – 50 Mio. Menschen drei Tage ohne Strom
- **29.08.2003:** Nichts geht mehr in Londons Innenstand
- **23.09.2003:** Energie-Kollaps in Skandinavien – 3 Mio. Menschen in Dänemark und Schweden betroffen
- **29.09.2003:** Italien ohne Strom – „Blackout“ Nr. 4 innerhalb 7 Wochen





Back-Up Power System

Industrial Applications

Fleet Fueling

Community Fueling

Home Fueling

Vision:

Schaffung eines weltweit führenden Vertriebs-Netzwerkes von integrierten Wasserstofferzeugungs-, Speicher-, Betankungs- und Backup-Lösungen

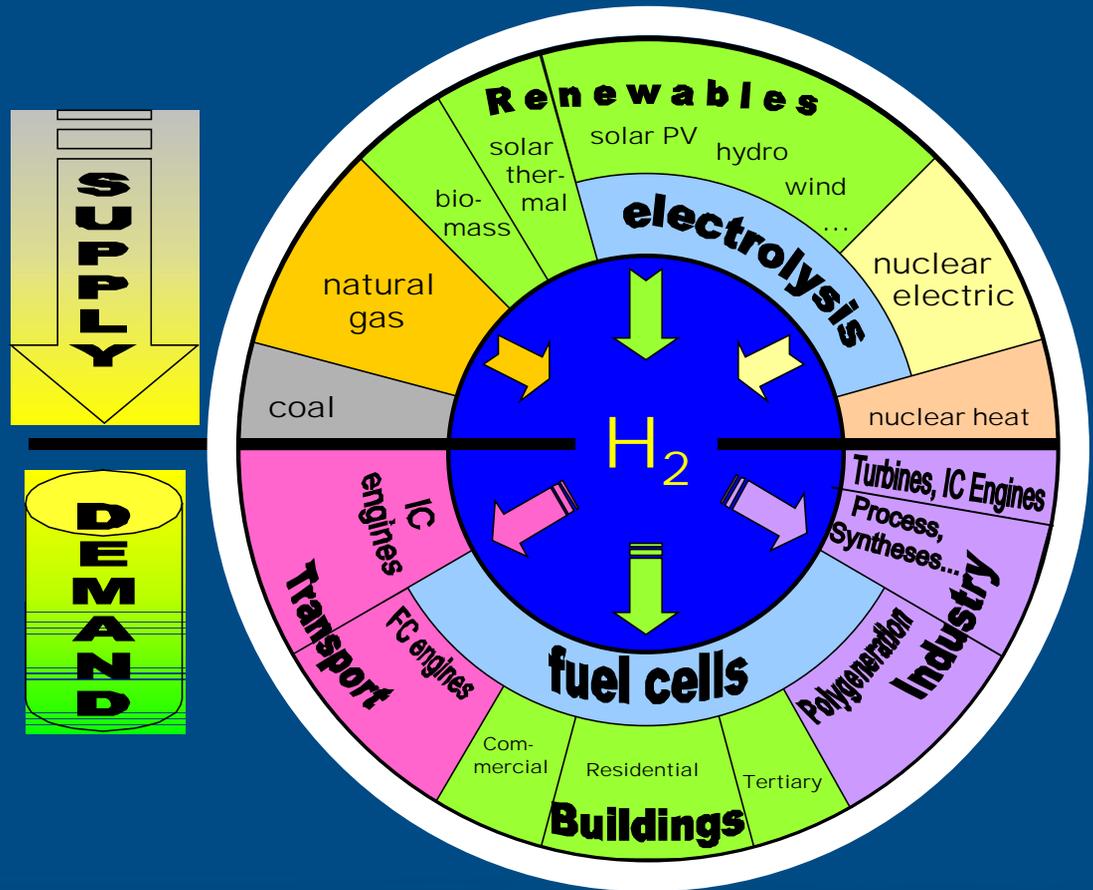
Strategische Partner

- Cheung Kong
- Ford
- UTC Hamilton Sundstrand
- Toyota und SHELL Hydrogen
- Air Liquide
- BOC
- Air Products
- Linde/AGA



Warum Wasserstoff ?

- Optionale primäre Energiequellen
- Vielfältige Energiewandlungsprozesse
- Applikationsvielfalt



Quelle: Basisdokument der „High Level Group“, 16/17.06.2003:
 „Hydrogen energy and fuel cells - a vision for our future“

Wasserstoffanwendungen

- Konventionelle Applikationen:
Wasserstoff als Rohstoff
 - Elektronikindustrie
 - Metallurgie
 - Kraftwerksanlagen
 - Chemische & pharmazeutische Industrie
 - Öl- & Fett-Industrie
 - Rohölbearbeitung
- Zukünftige Einsatzgebiete:
 - Zentrale/Dezentrale Tankstationen
 - Wasserstoff als Energieträger

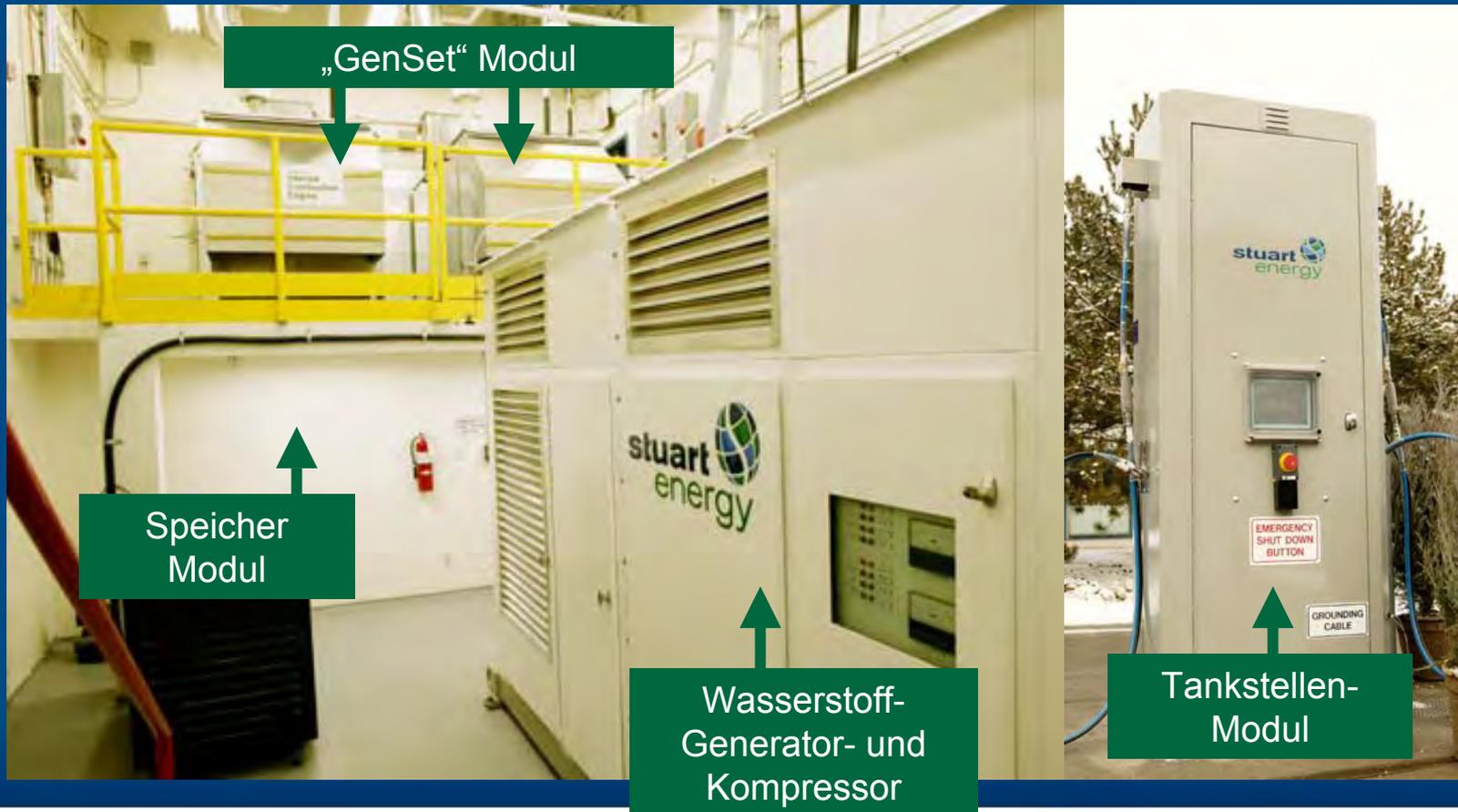


Installationen weltweit



Produkt Portfolio und Hauptkomponenten einer H2-Tankstelle

Hydrogen Energy Station



Installierte Infrastrukturlösungen

- 7 “Wasserstoff-Energie-Stationen” im Betrieb



Installierte Wasserstofftankstellen (1)

Betankung von Wasserstoff-Fahrzeugen:

- Xerox Clean Air Now
1995 -1997
El Segundo, CA
- XCELLSIS/Ballard P3
Fuel Cell Bus Project
1998 - 2000
Vancouver, BC
- SunLine Transit
2000 - present
Thousand Palms, CA
- BC Hydro
2001- present
Vancouver, BC



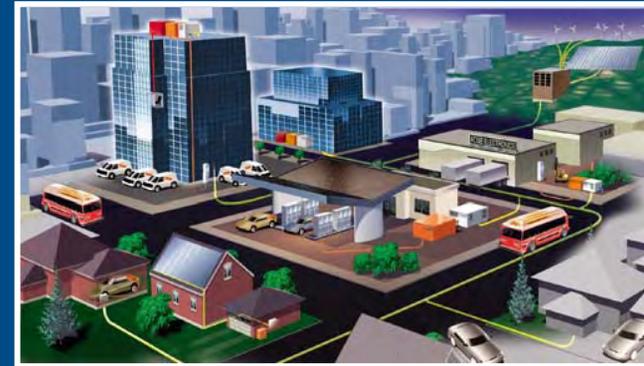
Installierte Wasserstofftankstellen (2)

- Ford APG Site
September 2002 - present
Lake Havasoo, Arizona
 - Auslegung zur Schnellbetankung von 5 Fahrzeugen, a 3kg Wasserstoff unter extremen klimatischen Bedingungen
 - 'Intelligente' transportable Tankstelle mit einer Tagesproduktion von 24kg Wasserstoff



Infrastrukturprojekte in der Realisierungsphase

- Wasserstofftankstelle für Sydkraft in Malmö zur Betankung von Bussen, Schweden
- Notstromversorgungssystem („GenSet“) für Gebäudetechnik in Kombination mit einer Wasserstofftankstelle und einem Hybrid-Bus (ICE/Batterie) in Hong Kong
 - November 2003: Inbetriebnahme „GenSet“
 - I. Quartal 2003: Installation Tankstelle und Bus
- Installation und Inbetriebnahme folgender CUTE-Tankstellen:
 - Amsterdam (Elektrolyseanlage)
 - Stockholm (komplette H₂-Tankstelle)
 - Barcelona (Elektrolyseanlage)
 - Porto (Elektrolyseanlage)



CUTE Fakten und Zahlen

- Ziele:
 - Test Alltagstauglichkeit von wasserstoffbetriebenen Bussen unter verschiedenen geografischen und verkehrstechnischen Bedingungen
 - Erprobung unterschiedlicher Konzepte hinsichtlich Erzeugung, Lagerung und Betankung
- mehr als 30 Partner in 9 europäischen Städten in 7 Staaten
 - Amsterdam, London, Stockholm, Hamburg, Madrid, Luxemburg, Porto, Stuttgart, Barcelona
- Durchführungszeitraum: 12/2001 – 05/2006
- EU Förderung : 18,5 mill €
- Einsatz von 27 Bussen



Einsatzmöglichkeiten H2-Motoren

Applikationen

- Mobile und stationäre Anwendungen

Ökonomische Aspekte

- Kompaktheit
- Hervorragende Standfestigkeit und Zuverlässigkeit
- Niedrige Investitionskosten, bedingt durch Automobil-Industrie
- Fertigungs- und Service-Infrastruktur weltweit vorhanden
- Brücke zur Brennstoffzelle
- *Ford - demonstriert nahezu 40% Wirkungsgrad (LHV), nahezu 50% Wirkungsgrad (LHV) möglich*

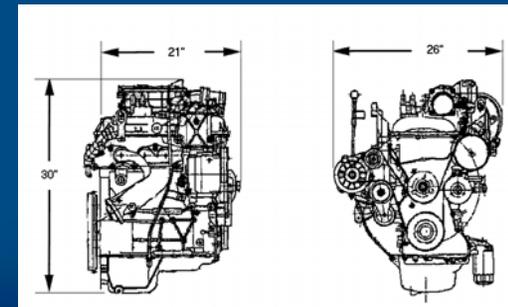
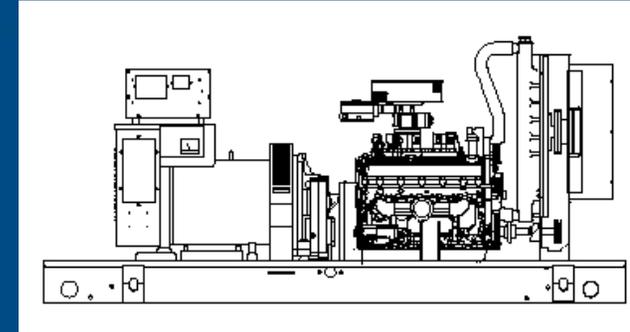
Emissionen

- < 1ppm NOx nachgewiesen
- Prototyp Generator Set – (magere Verbrennung)
 - NOx < 20 ppm
 - CO/HC < 10 ppm



Verfügbarkeit H2-Motoren (Ford)

- Ford 6.8L, V10 Triton – 125 kW → Einsatzgebiet: „GenSets“
 - Kopplung mit 6,8l-Maschine mit Generic Generator - 125 kWe jeweils
 - Synchronisation bis zu 6 Generatoren bereits möglich
 - NOx < 20 ppm, CO/HC < 10 ppm
 - Wirkungsgrad 35% LHV
- Ford 2.3L, I4 – 50 kW → Bus/Transport-Kfz
 - In der Entwicklung – 50kW bei 3000 U/min

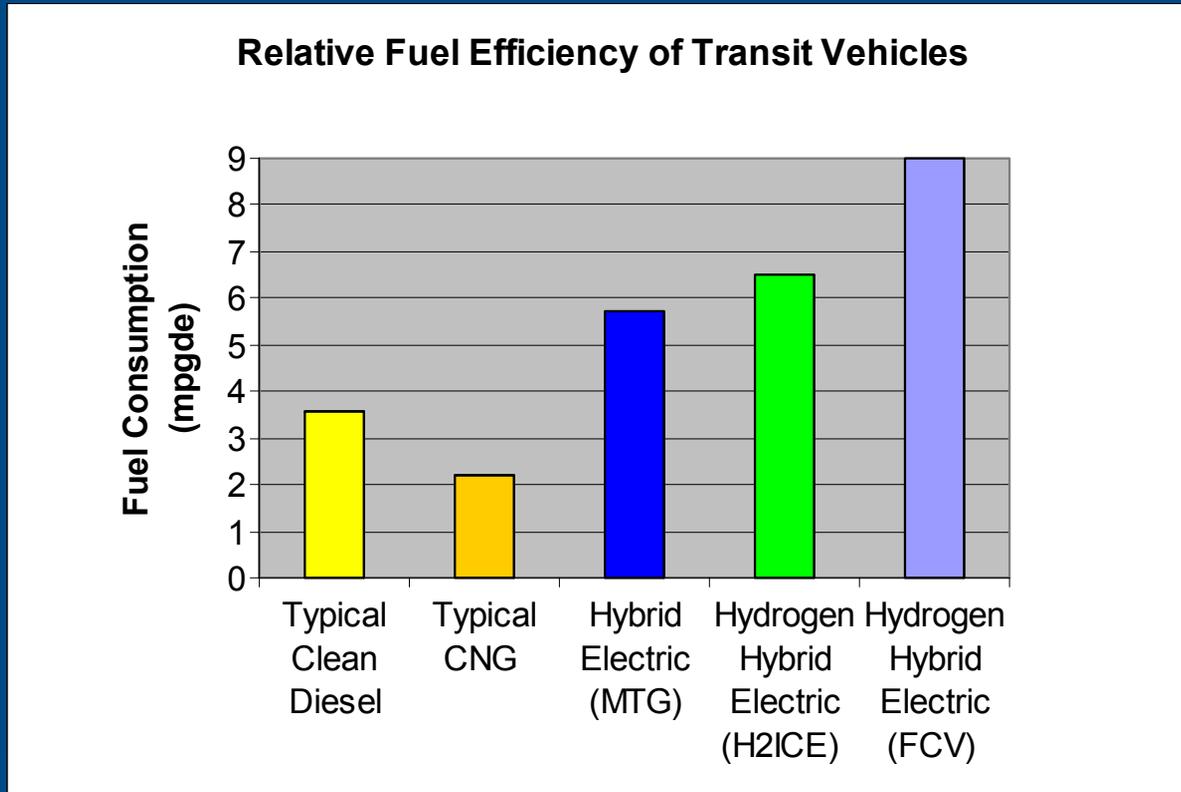


Wasserstoff-Bus in Hong Kong



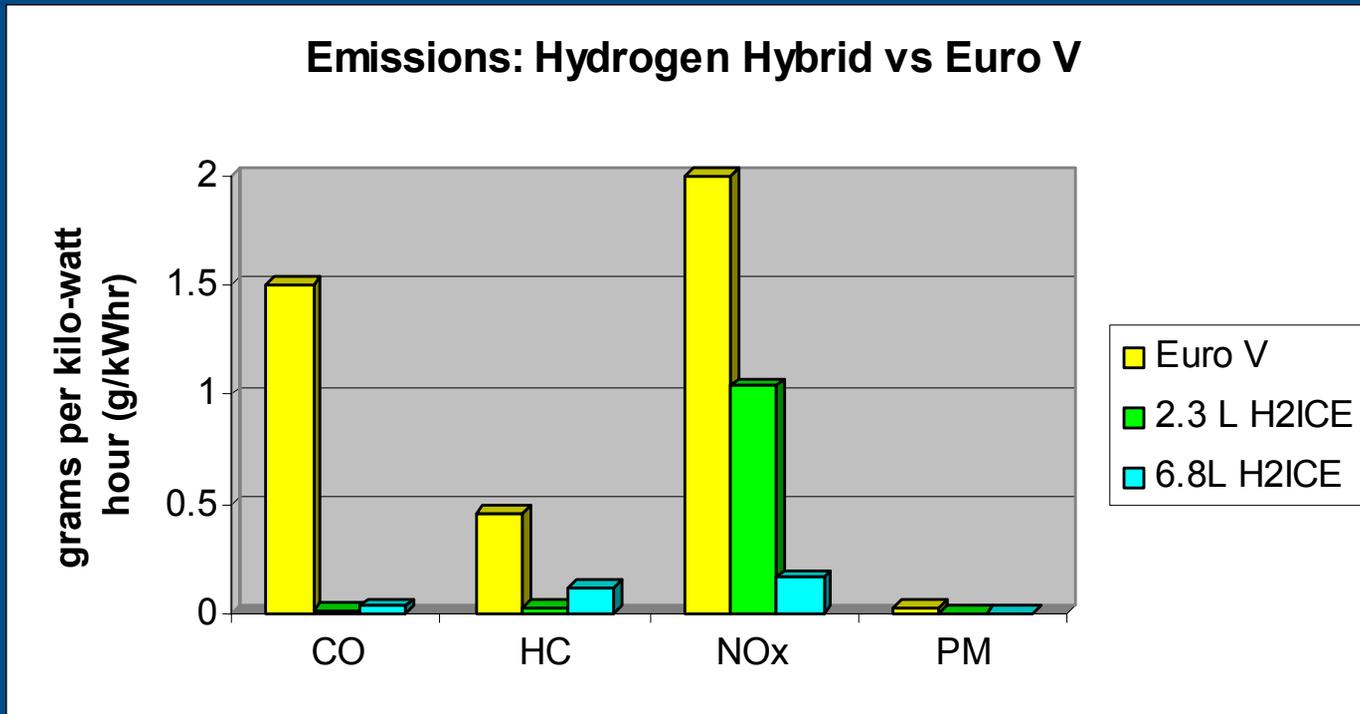
- Konfiguration: Wasserstoff-Hybrid Bus
- 41 Sitze
- Antrieb (hybrid): Ford 2.3 Liter H2ICE und Batteriesatz: 160KW max. Leistung und 800Nm Drehmoment
- Regeneratives Bremssystem
- H2-Speicher: 8 Dynetek W205 Type 3 Composite Zylinder; Kapazität: 28.8 kg H2 bei einem Druck von 250 bar
- Reichweite pro Füllung (im Hybridbetrieb): 350 km

Wasserstoff Hybrid Bus – Vergleich Wirkungsgrade



*mpgde – miles per gallon of diesel or equivalent

Wasserstoff Hybrid Bus - Vergleich Emissionen



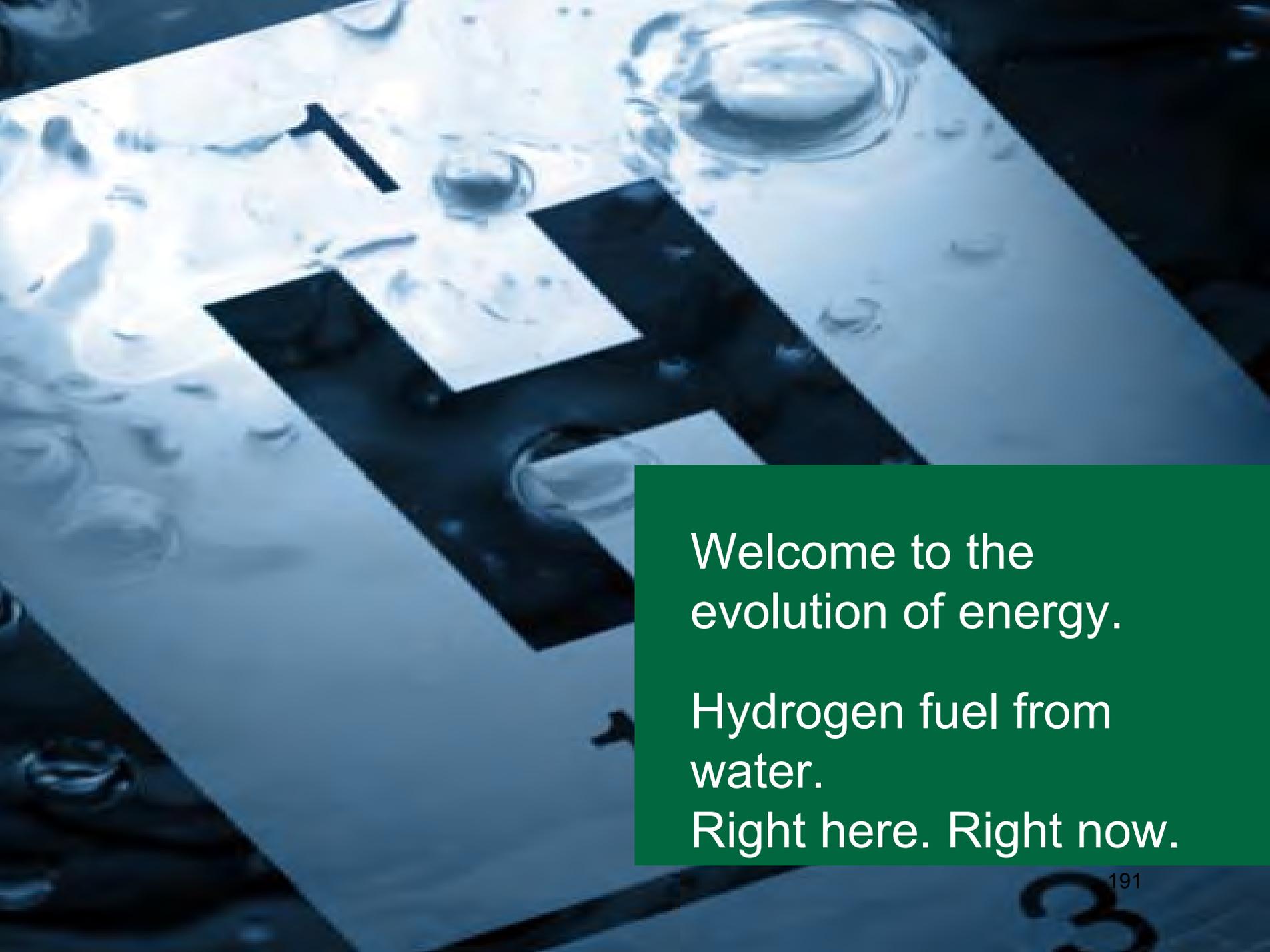
- H2ICE-Emissionen: magere Verbrennung
- Nachgewiesene Technologie für < 1ppm NOx

H2ICE - Schlussfolgerungen

- Wasserstoff-Motoren können kurzfristig zu wettbewerbsfähigen Kosten für den Energie-und Verkehrsmarkt verfügbar gemacht werden
- Wasserstoffmotoren sind einfach zu warten und zu bedienen
- Wasserstoffmotoren nutzen alle Vorteile des Kraftstoffes Wasserstoff:
 - Null-Emission
 - Hoher Wirkungsgrad
- Wasserstoffmotoren bauen eine Brücke für den breiten Einsatz von Brennstoffzellen in der Zukunft:
 - Entwicklung von Know How rund um den Wasserstoffeinsatz
 - Schaffung Bevölkerungsakzeptanz
 - Entwicklung einer Infrastruktur für Wasserstofffahrzeuge.

Zusammenfassung

- Erkenntnis des Problems: Unsere Ressourcen sind nicht unendlich !
 - Wir verbrauchen Kohle, Erdöl- und Erdgas
 - Wir verändern das Klima
- Die Vision:
 - Wasserstoff macht erneuerbare Energien speicherbar und transportierbar
- Die Lösung:
 - Formulierung einer Wasserstoffstrategie in Zusammenarbeit der Politik und Wirtschaft
 - Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen durch die Politik
 - Abgestimmte Aktivitäten der Industrie zwischen den beteiligten Branchen
 - Verstärkte Zusammenarbeit zwischen Industrie und Wissenschaft
 - Schaffung von Akzeptanz seitens der Bevölkerung



Welcome to the
evolution of energy.

Hydrogen fuel from
water.

Right here. Right now.



General Motors Well-to-Wheel Studie - Ergebnisse und Schlüsse

10. Symposium REGWA, Stralsund, 06. – 08. November 2003

Reinhold Wurster, L-B-Systemtechnik GmbH

Abstract

Die L-B-Systemtechnik GmbH (LBST) hat in 2001/2002 im Auftrag von General Motors und in Kooperation mit BP, Exxon, Shell und Total eine umfangreiche Well-to-Wheel Studie für den technologischen Stand von 2010 durchgeführt. Die gesamte LBST/GM-Studie ist unter <http://www.lbst.de/gm-wtw> im Internet als PDF-Dokumente zum Herunterladen verfügbar.

Auf Basis dieser Untersuchung und im Vergleich zu anderen in Diskussion befindlichen neueren Arbeiten (z.B. MIT-Studie von Weiss et al., Bossel/Elliasson Papier) werden aktuelle Ergebnisse präsentiert und ableitbare Folgen für die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff für Strassenfahrzeuge präsentiert und diskutiert.

Es sollen auch die prinzipiell realisierbaren Marktpotentiale der verschiedenen verglichenen Fahrzeugkraftstoffe (Erdgas, Fischer-Tropsch-Diesel, Ethanol, Methanol, RME, Druck- und Flüssigwasserstoff) auf Basis erneuerbarer Energiepotenziale in Europa vergleichend dargestellt werden.

Nicht in der Studie untersuchte Kraftstoffkosten (€/MJ und €/km) für die präsentierten Kraftstoffpfade und Fahrzeugantriebe auf der Basis der LBST *E2 database* werden ebenfalls präsentiert.

GM European Well-to-Wheel Study

Die wichtigsten Annahmen der GM WtW-Studie sind:

Die Studie betrachtet die Technologien, die im Jahr 2010 technisch auf dem europäischen Markt verfügbar sein können. Die Studie befaßte sich vorgabegemäß nicht mit Kosten, mit konventionelle Emittenten und auch nicht mit den zur Herstellung der Komponenten erforderlichen Energieeinsätze.

Die Studie gliedert sich in drei Teile:

Well-to-Tank (WTT): betrachtet den Kraftstoff von der Quelle, über die Lieferung, Verarbeitung und Distribution bis zur Tankstelle und Abfüllung in den Fahrzeugtank

Tank-to-Wheel (TTW): betrachtet den Fahrzeugantriebsstrang, die Fahrzeugarchitektur und Auswirkungen und Verbrauch des Kraftstoffs an Bord des Fahrzeugs

Well-to-Wheel (WTW): führt die Integration der WTT- und TTW-Teile zusammen

Die gesamte Studie einschließlich aller Annahmen, Ergebnisse und Hintergrunddaten findet sich im Internet unter <http://www.lbst.de/gm-wtw> .

Well-To-Tank Teil: LBST analysierte und bewertete die Ausgangsstoffe und die kraftstoffbezogenen Verarbeitungsschritte. Insbesondere wurde die Energieeffizienz und die Klimagasemissionen für den WTT-Schritt untersucht. Die untersuchten Hauptpfade sind:

Rohöl-basierte Pfade

Erdgas-basierte Pfade
Strom-basierte Pfade, und
Biomass-basierte Pfade

Tank-To-Wheel Teil: Fortgeschrittene Antriebstechnologien wurden von General Motors mit verschiedenen Kraftstoffen modelliert und ihre Potenziale für die Verbesserung von Kraftstoffverbrauch und Klimagasemissionen wurden quantifiziert. Diese analytisch bestätigten Ergebnisse wurden LBST im für die well-to-wheel-Gesamtberechnung erforderlichen Format zur Verfügung gestellt.

Well-To-Wheel Gesamtpfad: LBST führte daraufhin auf ihre well-to-tank-Analyse und die von GM zur Verfügung gestellten tank-to-wheel-Ergebnisse aufbauend die Integration der well-to-wheel-Ketten für jeden Kraftstoff und jedes Antriebskonzept durch.

Die wichtigsten Ergebnisse der GM WtW-Studie sind:

Die Studienergebnisse wurden jeweils mit Modellen durchgeführt, die im Eigentum von GM bzw. LBST befindlich sind. LBST benutzte sein E²database-Programm für die Berechnung von Prozeßmodulen und Pfadkettenanalysen, das rekursive Kettenberechnungen erlaubt und Datenbank-basiert implementiert ist. Die Ergebnisdarstellung erfolgt mit den besten ermittelten Werten einschließlich oberer und unterer Schwankungsbereiche.

Well-to-Tank

In der vorliegenden Untersuchung enthält der WTT-Energieverbrauch den Energieinhalt des erzeugten Kraftstoffs sowie die Energieverluste. Die WTT-Klimagase sind nur jene, welche während der Kraftstoffherstellung entstehen. Klimagasemissionen, die während des Kraftstoffeinsatzes entstehen, werden als TTW-Emissionen ermittelt und dargestellt.

Den niedrigsten WTT-Energieeinsatz haben die erdölbasierte Kraftstoffe Benzin und Diesel, welche geringfügig über 1 MJ/MJ liegen. In diese Kategorie fällt auch CNG aus europäischem Erdgasmix. Unterhalb 1.5 MJ/MJ liegt CMG (komprimiertes Methangas, welches aus anaerober Vergärung von biogenen Abfällen produziert wird). Mit einem Energieeinsatz von zwischen 1.5 and 2.0 MJ/MJ lassen Kraftstoffe wie Methanol und FT-Diesel aus entlegenem Erdgas erzeugen, sowie verschiedene CGH₂-Erzeugungspfade darstellen (onsite Reformierung aus europäischem Erdgasmix, onsite Elektrolyse, Vergasung von Holzabfällen sowie von Pappelplantagenholz). In den Bereich von 2.0 - 3.0 MJ/MJ fallen LH₂ aus europäischem erdgasmix erzeugt, CGH₂ aus dampfreformiertem Biogas, FT-Diesel aus Restholzabfällen und Ethanol aus Zuckerrübe. Ethanol aus Pappelholz liegt über 3.0 MJ/MJ. Der energetisch bei weitem ineffizienteste Erzeugungspfad, der ausgewählten Erzeugungspfade, mit jenseits von 4.5 MJ/MJ ist CGH₂ erzeugt mittels Elektrolyse aus europäischem Strommix [LH₂ mit zentraler Elektrolyse erzeugt aus dem europäischen Strommix – ein nicht ausgewählter Erzeugungspfad – würde mit 5.4 MJ/MJ noch energieintensiver sein]. Konservative betrachtet ist dieser Pfad zumindest dreimal so energieintensiv wie der beste Erzeugungspfad, einschließlich einiger der besten CGH₂-Erzeugungspfade.

Der gesamte Energieeinsatz der WTT-Pfade schließt auch den Energieinhalt des zum Fahrzeug gelieferten Kraftstoffs ein (das heißt, den unteren Heizwert LHV). Der gesamte Energieeinsatz schließt erneuerbare und nicht-erneuerbare Energien ein.

Tank-to-Wheel

Das für die Studie ausgewählte Basisfahrzeug ist ein Opel Zafira mit einem 1.8 L 16V Vierzylinder Verbrennungsmotor Jahrgang 2002 mit einem manuellen Fünfganggetriebe.

Ein GM-Modellierungs- und Simulationswerkzeug wurde eingesetzt, um eine Analyse durchzuführen, welche vermessene Komponenteneingangsdaten verwendete, die von Experten zur Verfügung gestellt wurden, welche an den jeweiligen Technologien konkrete arbeiten. Die Komponenten jeden Antriebsstranges wurden so ausgelegt, dass sie die für den europäischen Benutzer typischen Leistungsanforderungen erfüllten, wie z.B. Anfahrverhalten, Beschleunigungszeit von 0-100 km/h und Höchstgeschwindigkeit. Die Energiemanagement und -kontrollstrategien wurden dann über den Neuen Europäischen Fahrzyklus optimiert und die Fahrzeugverbräuche und CO₂-Emissionen ermittelt. Die Eigenschaften der einzelnen Antriebsstrangkomponenten wurden basierend auf Wirkungsgrad- und Leistungszielen für den Zeitraum 2010 ausgelegt und halten die Euro IV Emissionstandards ein. Einige der komplexeren Fragestellungen wie Kosten, Einbauerfordernisse und Kaltstartverhalten wurden zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund unsicherer Randbedingungen und dem Mangel an ausreichenden Daten vergleichbarer Integrität für alle Technologien nicht berücksichtigt.

Der konventionell Antriebsstrang des Jahres 2010 enthält statt eines manuellen Getriebes ein automatisiertes manuelles Getriebe. Dieser Antriebsstrang stellt die ausgereifteste Technologieebene dar und erfreut sich dann der höchsten Marktdurchdringung. Die betrachteten Hybridfahrzeuge sind Parallelhybride und ihr Batteriesystem ist so ausgelegt, dass es im städtischen Fahrzyklus eine 20 km lange Nullemissionsfahrt (ZEV) im elektrischen Betriebsmodus gespeist nur aus der Batterie zulässt. Obwohl die Batterie auf eine 20 km Fahrt im städtischen Zyklus ausgelegt wurde, so wurde in dieser Studie nur eine ladungserhaltende Hybridstrategie modelliert.

Aus den Untersuchungen können die folgenden Schlüsse für die Potenziale der verschiedenen Technologien gezogen werden. Die größten Reduktionen des Kraftstoffverbrauchs können für einen konventionellen Antriebsstrang erzielt werden, indem man einen direkteinspritzenden Dieselmotor mit einem automatisierten 6-gängigen manuellen Getriebe mit weiter Getriebeabstufung kombiniert. Eine Hybridisierung konventioneller Antriebsstränge erbringt eine Verbrauchsreduktion von 15-25% abhängig von der Motortechnologie sowie der Teillastcharakteristik. Eine Leistungsreduktion war aufgrund der Anforderung eine ständige Höchstgeschwindigkeit von 180 km/h halten zu können nicht möglich.

Verglichen mit dem 2010 Basisfahrzeug mit Benzinantrieb erzielt das Brennstoffzellenfahrzeug mit Wasserstoffspeicherung an Bord den größten Wirkungsgradvorsprung von 54% im Kraftstoffverbrauch, wohingegen die Fahrzeuge Kraftstoffreformierung an Bord, je nach Kraftstoff, einen Verbrauchsvorteil von zwischen 27% und 33% erzielen können. Eine Hybridisierung dieser Fahrzeugkonzepte erbringt eine Verbrauchsminderung aufgrund der Bremsenergieerückspeisung sowie der Leistungsabdeckung von Neben- und Zusatzverbrauchern durch die Batterie, obwohl diese wegen des bereits hohen Teillastwirkungsgrades des Brennstoffzellensystems von geringerer Größenordnung ist. Hinsichtlich der Klimagasemissionen erzielten alle Hybridfahrzeuge Emissionsniveaus von unter 140 g CO₂-equivalent/km, die CNG-Hybrid- und Methanol-Reformer-Brennstoffzellen-Hybrid-Fahrzeuge lagen um 100 g/km, und die wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge erzielten alle Null-Emissionen oder nahe Null liegende Emissionen.

Well-to-Wheel

In der Well-to-Wheel-Analyse wurden insgesamt 14 unterschiedliche Kraftstoffe, dargestellt in 88 Bereitstellungspfaden, mit 22 Fahrzeugantriebssträngen kombiniert und für diese Kombinationen die Energieverbräuche und Klimagasemissionen ermittelt. Diese wurden für den Technologiestand 2010 mit dem Benzinbasis- und dem Dieselfahrzeug verglichen. Es zeigte sich, dass bereits der CDI-Diesel rund 20% weniger Klimagase emittiert als der Benzinmotor, wohingegen der Umstieg auf ein mit europäischem Erdgas betriebenes CNG-Fahrzeug nur geringfügige Verbesserungen erbringen würde. Ein Umstieg auf ein CGH₂ BZ-Fahrzeug hingegen, dessen Wasserstoff aus dem gleichen europäischen Erdgasmix gewonnen wurde, ermöglicht eine fast 30% Reduktion gegenüber dem Diesel bei vergleichbarem Energieeinsatz. Würde der CGH₂ hingegen aus durch Vergasung von angebautem Holz oder mittels Elektrolyse aus Windkraft gewonnen, dann sind Einsparungspotenziale von 85% respektive 100% machbar.

Fahrzeugspezifische Erkenntnisse:

Eine Hybridisierung verringert den Kraftstoffverbrauch bei allen Antriebssystemen, wobei die erzielbaren Verbesserungspotenziale für Verbrennungsmotoren (ICE) deutlich höher sind als für Brennstoffzellenantriebe, da diese bereits über einen hohen Teillastwirkungsgrad verfügen..

Für nicht-hybridisierte Antriebe gilt insbesondere Folgendes:

Optimierte CNG-Fahrzeuge erzielen bessere Klimagasemissionen als Benzinfahrzeuge und sind vergleichbar im Energieeinsatz.

Verbrennungsmotorische Fahrzeuge mit LH₂ als Kraftstoff, gewonnen aus Erdgas, ermöglichen Null-CO₂-Emissionen am Fahrzeug, verfügen jedoch über höhere WtW-Klimagasemissionen als Benzin- und Dieselfahrzeuge.

Fahrzeuge mit an Bord Methanolreformern, die aus Erdgas erzeugtes Methanol verwenden, zeigen Vorteile gegenüber Benzinfahrzeugen, hingegen nur kleine oder gar keine Vorteile gegenüber Dieselfahrzeugen, BZ-Fahrzeugen mit Benzinreformer oder monofuel CNG-Fahrzeugen.

BZ-Fahrzeuge eröffnen die weitreichende Möglichkeit, die WtW-Klimagasemissionen deutlich zu vermindern, wenn erneuerbare Energiequellen zur Wasserstoffherzeugung benutzt werden. WtW-Klimagasemissionen können praktisch vollständig vermieden werden, wenn man die besten erneuerbaren Energiebereitstellungspfade nutzt.

Kraftstoffspezifische Erkenntnisse:

Die Herkunft des Erdgases hat einen entscheidenden Einfluß auf die Klimagasemissionen der erdgasbasierten Pfade.

H₂-BZ-Fahrzeuge, die mit aus Erdgas erzeugtem Wasserstoff betrieben werden (Ausnahme LH₂ aus entfernten Regionen), erzielen geringere Klimagasemissionen als Benzin- und Dieselfahrzeuge.

Der Einsatz von Fischer-Tropsch Diesel im Verbrennungsmotor führt zu höheren Energieverbräuchen als bei erdölbasiertem Benzin und Diesel sowie zu höheren Klimagasemissionen als bei konventionellem Diesel und zu geringfügig niedrigeren als bei konventionellem Benzin.

Biokraftstoff ermöglichen eine Reduktion der Klimagasemissionen, obwohl die Größenordnung der Verbesserung von den Annahmen der N₂O-Emissionen resultierend aus dem Pflanzenanbau abhängen, ausgedrückt durch Unsicherheitsmargen. Die Umwandlung der Biomasse durch Vergasung oder durch enzymatische Hydrolyse ergibt geringere Klimagasemissionen als konventionelle Biokraftstoffe.

Elektrolytischer Wasserstoff verursacht hohe Klimagasemissionen sofern er mittels des Strommixes erzeugt wird, hingegen Klimagasemissionen nahe Null sofern er aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

Schlussfolgerungen

Viele Technologien für die erneuerbare oder alternative Kraftstofferzeugung sind bereits verfügbar, einige erfordern noch weitere Entwicklungsanstrengungen.

Biomasse-basierte Kraftstoffpfade zeigen die höchste Komplexität und die breiteste Ergebnisstreuung abhängig von den anzuwendenden Anbaumethoden, Düngereinsatz, Boden- und Klimateigenschaften. Die Auswahl geeigneter Pfade für eine breite Umsetzung erfordert eine sorgfältige Auswahl geeigneter Anbaupraktiken, Klimabedingungen und Bodeneigenschaften.

Kraftstoffbereitstellungspfade auf Basis erneuerbarer Energiequellen führt in den meisten Fällen zu drastisch reduzierten Klimagasemissionen, insbesondere in Kombination mit Brennstoffzellenantriebssträngen.

Im Hinblick auf Klimagasemissionen erzielt nur Wasserstoff aus erneuerbarer Elektrizität eine nennenswerte Verbesserung verglichen mit konventionellen Kraftstoffen, wohingegen Wasserstoff aus europäischem Strommix keinerlei Vorteile erbringt. Gas-to-liquid Kraftstoffpfade (z.B. Fischer-Tropsch Diesel) und Methanol erzielen ebenfalls keine wirklichen Verbesserungen verglichen mit Dieselantriebssträngen bzw. mit Brennstoffzellenantrieben mit Benzin an Bord Reformierung. Sichtbare Verbesserungen können jedoch im Vergleich zu Benzinverbrennungsmotoren erzielt werden.

Wasserstoff als Kraftstoff bietet den Vorteil der größten Vielzahl an Bereitstellungspfaden aus Sicht der Well-to-Tank-Perspektive und er bietet ebenfalls die höchsten Nutzungswirkungsgrade in Brennstoffzellenantrieben aus Sicht der Tank-to-Wheel-Sichtweise.

Die Well-to-Wheel-Analyse zeigt ferner, dass erneuerbarer Wasserstoff zusammen mit Brennstoffzellenantrieben eine wirkungsvolle Strategie für einen nennenswerten Verminderung von Klimagasen und eine Verbesserung der Kraftstoffbereitstellungsvielfalt bietet.

MIT-Studie

[Weiss, M., A.; Heywood, A., S.; Natarajan, V., K.: Comparative Assessment of Fuel Cell Cars; Massachusetts Institute of Technology (MIT), February 2003, Publication No. MIT LFEE 2003-001 RP, <http://fee.mit.edu/publications/>]

Die in der MIT-Studie (Weiss, M., A.; Heywood, A., S.; Natarajan, V., K.: Comparative Assessment of Fuel Cell Cars; Massachusetts Institute of Technology (MIT), February 2003, Publication No. MIT LFEE 2003-001 RP, <http://fee.mit.edu/publications/>) genannten Zahlen zeigen einen klimagasbezogenen Vorteil für Druckwasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge auf der Basis von Erdgas als Ausgangsstoff im Vergleich zu CDI-Diesel-Fahrzeugen und dies, obwohl die Schlussfolgerung der MIT-Studie behauptet, dass BZ-Fahrzeuge verglichen mit hybridisierten Dieselerbrennungsmotor-

fahrzeugen keinen Vorteil bei Klimagasen hätten und zwar angeblich wegen der Unsicherheiten bei den Brennstoffzellen.

Im einzelnen stellen sich die Zahlenwerte der MIT-Studie für die Klimagase (GHG) folgendermaßen dar:

GHG-Emissionen des Basis-Fahrzeugs:	100 Einheiten/km
GHG-Emissionen für Diesel-Fahrzeug:	75 Einheiten /km
GHG-Emissionen für H2-BZ-Fahrzeug:	61-66 Einheiten /km
GHG-Emissionen für Diesel-Hybrid-Fahrzeug:	56 Einheiten /km
GHG-Emissionen für BZ-Hybrid-Fahrzeug:	52-56 Einheiten /km

Das heißt also, dass der BZ-Hybrid mindestens so gut abschneidet wie der Diesel-Hybrid, oder sogar besser. Sobald der Wasserstoff aus Biomasse oder einer anderen regenerativen Energie gewonnen wird, fällt die Bilanz noch deutlicher für das BZ-Fahrzeug aus.

Im Gegensatz zur GM WtW-Studie schließt die MIT-Studie den Energieaufwand für die Herstellung des Fahrzeugs und der Infrastrukturkomponenten ein. In der MIT-Studie trägt die Herstellung des nicht hybridisierten Diesel-Fahrzeugs etwa 14% zu den WtW GHG-Emissionen bei, die des nicht hybridisierten BZ-Fahrzeugs etwa 19%.

Dies würde etwa 12 Einheiten/ km sowohl für das nicht hybridisierte Diesel-Fahrzeug als auch für das nicht-hybridisierte BZ-Fahrzeug bedeuten. Das Referenzfahrzeug würde es auf einen Beitrag von 11 Einheiten/ km bringen. Der für die Herstellung anzusetzende GHG-Beitrag liegt also bei etwa 12 Einheiten/ km.

⇒ Ohne die GHG-Emissionen für die Fahrzeugherstellung anzusetzen stellen sich die dadurch angepassten Werte der MIT-Studie wie folgt dar:

GHG-Emissionen des Basis-Fahrzeugs:	89 Einheiten /km (100%)
GHG-Emissionen für Diesel-Fahrzeug:	63 Einheiten /km (71%)
GHG-Emissionen für H2-BZ-Fahrzeug:	52 Einheiten /km (58%)
GHG-Emissionen für Diesel-Hybrid-Fahrzeug:	44 Einheiten /km (49%)
GHG-Emissionen für BZ-Hybrid-Fahrzeug:	42 Einheiten /km (47%)

In der GM WtW-Studie liegen die vergleichbaren Ergebnisse bei folgenden Werten:

GHG-Emissionen des Benzin-VM-Basisfahrzeugs:	217 g/km (100%)
GHG-Emissionen für DI-Diesel-Fahrzeug:	166 g/km (76%)
GHG-Emissionen für H2-BZ (EU NG mix, onsite):	117 g/km (54%)
GHG-Emissionen für DI-Diesel-Hybrid:	140 g/km (65%)
GHG-Emissionen für H2-BZ-Hybrid (EU NG mix, onsite):	109 g/km (50%)

Die Hauptunterschiede zwischen den beiden Studien liegen in den Annahmen für den Dieselhybrid (der in der GM-Studie sogar noch optimistischer angenommen wurde als in der MIT-Studie). Dennoch: das Wasserstoff-BZ-Fahrzeug zeigt hinsichtlich der GHG-Emissionen in beiden Studien Vorteile.

Das Papier von Bossel/Eliasson/Taylor:

Indem Annahmen und Grenzen in geeigneter Form dergestalt gewählt werden, dass die gewünschten Schlüsse erzielt werden können, werden die Möglichkeiten und Vorteile des Wasserstoffs als Energieträger absichtlich diskreditiert.

Die Annahmen, die nicht den Stand der Diskussion bzw. Entwicklung für serienfähige Technologie widerspiegeln sind die nachfolgend dargestellten:

- 35 MPa an Bord Speicherung anstatt 70 MPa
- 20 MPa CGH₂-Strassentransport, was im besten Fall eine Übergangstechnologie aber niemals eine Langfristoption darstellen kann (entweder LH₂, Pipeline oder onsite Erzeugung, welche den H₂-Transport vollständig vermeidet)
- zentralisierte Elektrolyse (insbesondere elektrochemische Prozesse haben den Vorteil vergleichsweise hoher Wirkungsgrade bei kleinen Installationsleistungen und erlauben deswegen eine effiziente onsite-Erzeugung von Wasserstoff)
- Betrachtung von nur zentralisierten Systemen und von Langstreckentransport – und dieses in einer nicht optimierten Form auf nicht mehr dem Stand der Technik entsprechenden Niveau
- Kraftstoffabgabe von H₂ einzig auf dem Druckniveau wie er in öffentlichen Stadtbussen eingesetzt wird (35 MPa), und nicht auf dem in Entwicklung und Erprobung befindlichen Druckniveau für PKWs von 70 MPa
- Überbetonung von Well-to-Tank-Überlegungen und falsches Zitieren von Well-to-Wheel-Wirkungsgraden von H₂-Brennstoffzellenfahrzeugen

Die Eliasson/Bossel/Taylor-Studie erwähnt nicht:

dass aus Erdgas erzeugter Druckwasserstoff, der in einem Brennstoffzellenfahrzeug verwendet wird erfordert etwa so viel Energieeinsatz je gefahrenen km wie ein CDI-Dieselfahrzeug, obwohl er dabei im Vergleich zum Diesel bis zu 30% Klimagas einspart (bis zu 50% verglichen mit dem Benzinfahrzeug)

das Verbesserungspotential in Klimagasemissionen, welches aus dem Einsatz von erneuerbaren Energien zur Wasserstoffproduktion resultiert

dass Wasserstoff eine nicht zu überbietende Flexibilität hinsichtlich der Ausgangsstoffe zu seiner Herstellung bietet, wohingegen die BET-Studie z.B. die erprobte Technik des ‚Biomasseanbaus‘ betont, wohingegen sie den Pfad zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse – einem Vorläuferschritt z.B. der Fischer-Tropsch-Diesel-Produktion – negiert.

Im Gegenteil präsentiert sie 10 kohlenwasserstoffbasierte flüssige Kraftstoffe als die belastbarste Lösung, anstatt den Vorteil eines Kraftstoffes wie H₂ mit definierter Qualität anzuerkennen: Wasserstoff eröffnet die Möglichkeit für den Betrieb in einem Verbrennungsmotor sowie in einer Brennstoffzellentechnologie, verglichen mit verschiedenen Verbrennungsmotorentechnologien und mehreren an Bord Reformersystemen für unterschiedlichste flüssige Kohlenwasserstoff bzw. Kraftstoffe (Ammoniak, Toluol, EME, DME, Methanol, Ethanol, etc.).

Wasserstoff kann aus den gleichen biogenen und fossilen Ausgangsstoffen erzeugt werden wie all die unterschiedlichen genannten flüssigen Kohlenwasserstoff, aber dargestellt in **einem** Kraftstoff von definierter Qualität, Wasserstoff. Dieser hat ge-

genüber flüssigen Kohlenwasserstoffen den enormen Vorteil, auch noch zusätzlich aus einer Vielzahl regenerativer Strompfade effizient erzeugt werden zu können.

Die von BET beschworene ‚Überlegenheit‘ einer ‚Synthetischen Flüssig-Kohlenwasserstoff-Ökonomie‘ kann eben nicht nur an der Energieeffizienz festgemacht werden, sondern muß bei zunehmenden regenerativen Komponenten in einer Energiewirtschaft vielmehr an Kriterien wie dem Potenzial zur Klimagasreduktion, Einhaltung einer akzeptablen Materialintensität und Vergleichskosten gemessen werden. Solange diese Kriterien zufriedenstellend erfüllt werden, ist der Wirkungsgrad in einer regenerativ geprägten Energiewirtschaft von sekundärer Bedeutung – auf jeden Fall nicht mehr das einzige oder ausschlaggebende Kriterium.

Wasserstoff eröffnet unter dieser Sichtweise ein Maximum an Flexibilität und wegen seiner Fähigkeit zwischen verschiedensten Ausgangsenergien ‚wählen‘ zu können die Chance für eine sehr robuste Einführungsstrategie, die nicht einmal in erster Linie nur von der bestehenden Energieindustrie oder dem bestehenden Agrarsektor abhängt. Eine auf Wasserstoff basierende Kraftstoffversorgung kann neben der Ölindustrie viele neue ‚Mitspieler‘ nutzen (z.B. Erdgasindustrie, EVUs, Gasetechnologiefirmen, neue Energiedienstleister, Privatinvestoren, etc.) gerade weil sie nicht von einem ‚Upstream-Business‘ abhängig sein muß und die Freiheiten eines liberalisierten Energiemarktes leichter nutzen kann.

Die Kosten konventioneller Energie wird steigen, da leicht gewinnbares Erdöl und Erdgas ihre Produktionsmaxima erreicht oder überschritten haben werden während erneuerbare Energie tendenziell preiswerter werden, müssen effiziente Endnutzungstechnologien ohnehin zum Einsatz kommen (besser Nutzung der knappen konventionellen oder der anfänglich noch teureren regenerativen Energien).

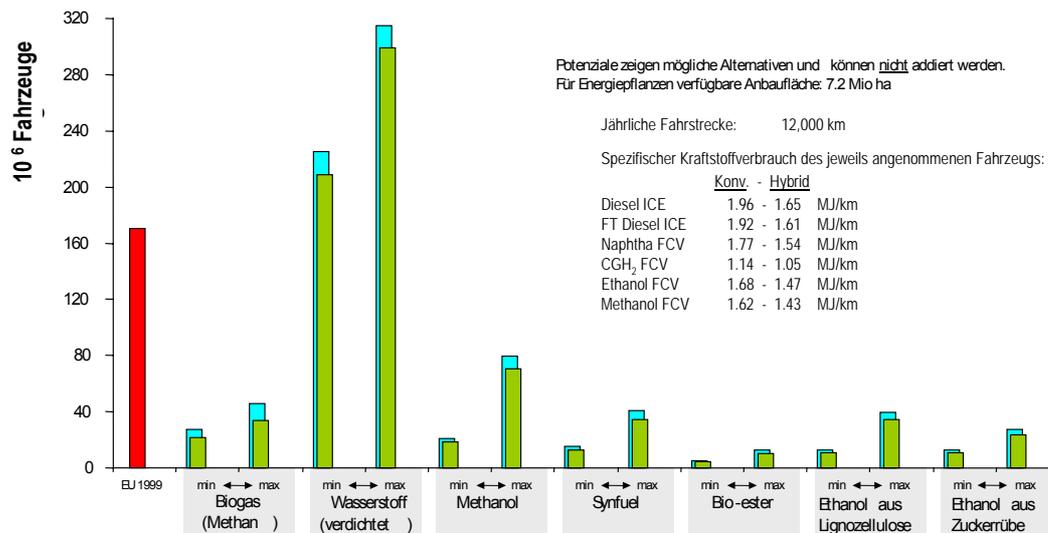
Andererseits haben die bekannten thermodynamischen Energiewandlungsprozesse ihre maximalen Reifegrad erreicht und eröffnen nur noch geringe Verbesserungspotenziale, wohingegen die Brennstoffzellentechnologien erst an ihrem Anfang stehen und bereits heute in Fahrzeugprototypen im typischen Fahrzyklus konventionellen besten verbrennungsmotorischen Antrieben im Energieverbrauch und bei den Klimagasemissionen bereits weit überlegen sind (45% weniger Energieverbrauch für ein CGH₂-BZ-Fahrzeug gegenüber einem DI-Diesel bzw. 36% Verbesserung in den entsprechenden hybridisierten Versionen).

Die heute noch existierenden Nachteile des Wasserstoffs bei der Speicherung und der erzielbaren Reichweite werden sich in den nächsten Jahren dadurch verbessern, dass zunehmend in der Auslegung auf wasserstoff und den Brennstoffzellenantrieb optimierte Fahrzeugdesigns (‚purpose design vehicle‘) relaisiert werden wie auch durch intensive Arbeiten an der Speichertechnologie nochmals deutlich Verbesserungen erzielt werden dürften. Dies führt schlussendlich zu Fahrzeugen, die dem Kunden neben der überlegenen Beschleunigungsfähigkeit und minimierten Wartungsaufwänden auch ein Fahrzeug mit akzeptablem gewohntem Nutzwert bieten werden.

Diesbezüglich haben die amerikanischen, deutschen, japanischen und koreanischen Fahrzeughersteller ihre Hausaufgaben gemacht und sich mehrheitlich für PEM-BZ-Antriebe und an Bord Speicherung von Wasserstoff entschieden – und langfristig eben nicht für eine Vielzahl unüberschaubarer Nischenkraftstoff, welche in unterschiedlichen Verbrennungsmotoren genutzt werden müssen.

Marktpotenziale von Kraftstoffoptionen mit regenerativer Produktionsmöglichkeit:

Eine Analyse der regenerativenergiepotentiale zur Kraftstoffproduktion in Europa zeigt, dass aus der Gruppe der folgenden Kraftstoffe Fischer-Tropsch-Diesel, Ethanol, Methanol, RME, Druck- und Flüssigwasserstoff langfristig nur Wasserstoff die Chance bietet, die für ein Europa der EU25 erforderlichen Fahrzeugmengen auf regenerativem Wege voll zu versorgen.

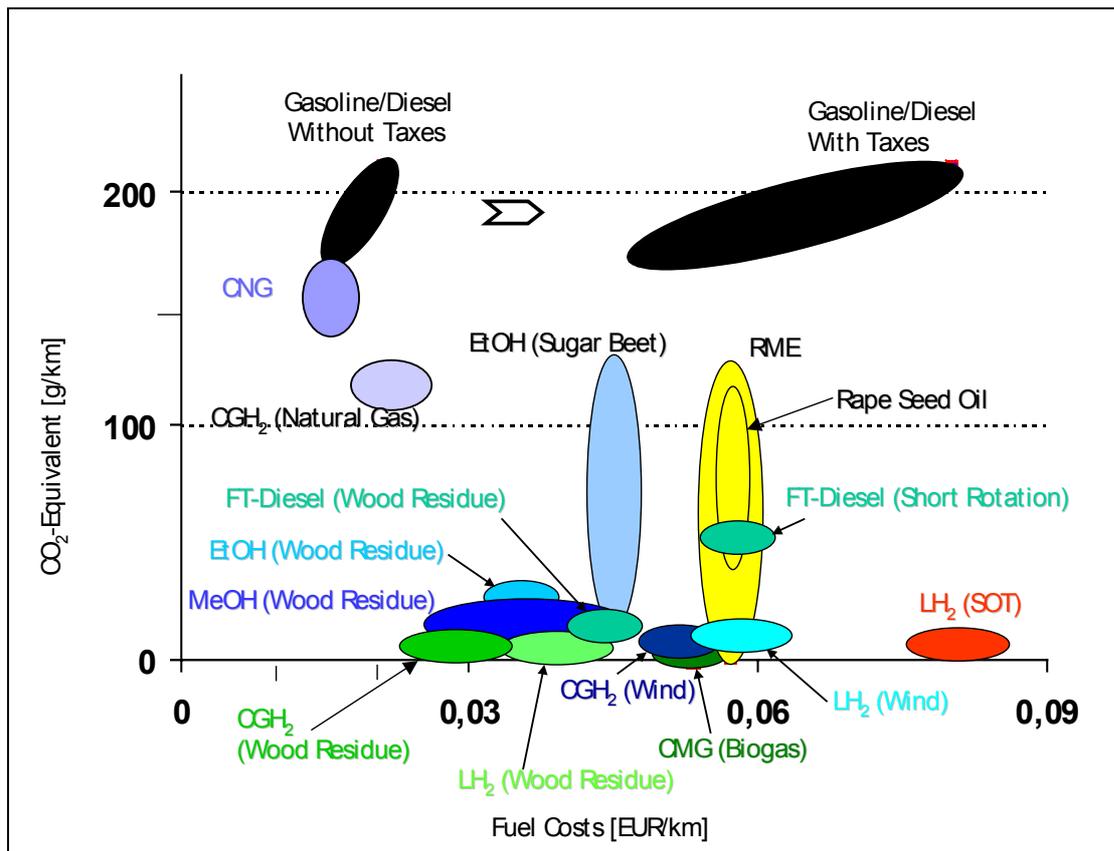


Die genannten flüssigen Kohlenwasserstoffe lassen sich meist nur aus wenigen Biomassen effizient gewinnen und wenn zusätzlich aus einer fossilen Energie, dann aus Erdgas. Dies ermöglicht nur sehr beschränkte Übergangsstrategien neben der geringen Potenzialabdeckung. Wasserstoff dagegen lässt sich aus einer Vielzahl fossiler und regenerativer Energiequellen oder -träger erzeugen und ermöglicht damit eine leichtere Übergangsstrategie sowie ein deutlich höheres Bereitstellungspotenzial.

Kraftstoffkosten in der Erzeugung und Nutzung:

Eine Analyse der Kraftstoffgestehungskosten für verschiedene flüssige Kohlenwasserstoff sowie Wasserstoffherzeugungspfade zeigt, dass praktisch alle Kraftstoffe auf einer Basis ‚Kosten pro gefahrenem Kilometer‘ betrachtet kostenmäßig zwischen unversteuertem und versteuertem Benzin und Diesel einordnen lassen – nur oft mit signifikant verminderten Klimagasemissionen. Die kostengünstigsten Wasserstoffpfade (CGH₂ aus Erdgas oder Restholz) liegen nur unwesentlich über dem unversteuerten Preis für Benzin oder Diesel. Die Gefahr beim Anbau die favorable Klimagasbilanz nicht zu erreichen liegen für Ethanol aus Zuckerrübe und RME am höchsten, abhängig von der jeweiligen Anbaumethode.

Da bereits heute Erdgas als nicht kohlenstoffreicher Kraftstoff steuerlich bevorzugt behandelt wird, muß dies für Wasserstoff in besonderem Maße gelten. So wie H₂ als Kraftstoff in Deutschland überhaupt keiner Besteuerung unterliegt. Stufenweise könnte Wasserstoff wie dann auch alle anderen Kraftstoff nach dem bei ihrer Herstellung anfallenden bzw. nach dem tatsächlich enthaltenen Kohlenstoffgehalt besteuert werden.



Schlussfolgerungen:

Einige der Schlüsselerkenntnisse der GM WTW-Studie sollen im Folgenden zusammenfassend dargestellt werden:

Die WTT-Bewertung (Quelle – Tank) kann andere Schlussfolgerungen zeitigen als die WTW-Bewertung (Quelle – Rad)

Die Vorteile von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCV) gegenüber verbrennungsmotorischen Fahrzeugen (ICEV) hängen zu einem großen Teil von der Kraftstoff

Hybridisierte ICEVs haben deutliche Effizienzvorteile gegenüber konventionellen Antriebssträngen

FCVs haben gegenüber allen anderen Alternativen signifikante Vorteile im Bereich Kraftstoffeffizienz und Klimagasemissionen

Wasserstoff hat die überlegene Flexibilität hinsichtlich der Energiequellen, aus denen er hergestellt werden kann

Erneuerbar erzeugter Wasserstoff ist hinsichtlich Klimagasemissionen der überlegene Kraftstoffpfad

Der beste/ effizienteste/ sauberste biomassebasierte Kraftstoff ist Wasserstoff

Elektrolytischer Wasserstoff mit dem europäischen Strom erzeugt hat keinerlei Vorteile

Druckwasserstoff (70 MPa) aus dem europäischen Erdgasmix erzeugt und im FCV verfahren hat bis zu 25% geringere Klimagasemissionen als dasselbe Erdgas im hybridisierten CNG-ICEV verfahren

Ein Umstieg auf gas-to-liquid (GTL) –Kraftstoffe wie z.B. Fischer-Tropsch-Diesel bietet keine signifikanten Vorteile

Methanol-FCVs bieten nur gegenüber Benzin-ICEVs sichtbare Vorteile

Biomassekraftstoffpfade können je nach Herstellungsart, Klima und Bodenbeschaffenheit eine weite Streuung der Klimagasemissionen aufweisen (hauptsächlich auf N₂O-Emissionen zurückzuführen)

Die Kohlenstofffreisetzung (CO₂-Emissionen) aufgrund von Landnutzungswechsel wurde nicht berücksichtigt, kann aber signifikante Auswirkungen haben (insbesondere, wenn lange als Brache genutzte Flächen in die Bewirtschaft genommen werden)

Literaturstellen:

1. "Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems - A European Study", GM, LBST, bp, ExxonMobil, Shell, TotalFinaElf; Ottobrunn, 27 September 2002
2. Weiss, M., A.; Heywood, A., S.; Natarajan, V., K.: "Comparative Assessment of Fuel Cell Cars"; Massachusetts Institute of Technology (MIT), February 2003, Publication No. MIT LFEE 2003-001 RP, <http://lfee.mit.edu/publications/>
3. Ulf Bossel, Baldur Eliasson, Gordon Taylor, The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak ?, Final Report, 15 April 2003

CONCEPTIONS OF PUSH-BOAT POWER PLANT WITH FUEL CELLS

W. Zeńczak, R. Michalski, T. Jastrzębski

Technical University of Szczecin, Faculty of Maritime Technology, Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin, Poland

Keywords: push boat, power plant, fuel cell,

Abstract: The paper presents the conception of power plant of innovative push-boat, designed for shallow inland waters of Poland and Western Europe countries. One of the most important criteria, besides safety issues, to be considered at design process is the minimization of harmful influences on environment and to provide possibly low power plant mass. Presented variant of solution of power plant with fuel cells as source of electric energy for main drive can be an alternative solution to conventional systems based on self-ignition engines.

1. Introduction

Odra River in its upper stream is characterized by the relatively low water state for a considerable part of year. That state causes serious limitation in possibility of practice of navigation by use of traditional pushed barge trains. In some cases, the limitation mentioned affects the rivers of Western Europe too. To improve the situation, under the 5th Framework Program funded by the European Community, an international consortium was established to undertake investigations concerning the theme "Innovative Barge Trains for Effective Transport on Shallow Water" (INBAT). In the result of studies the finished designs of barges and push-boats are expected to be developed.

One of the most important criteria to be met is the minimization of harmful influence of power plant on environment as well as reduction in mass.

Considering the requirement of push-boat low draught, i.e. 0.6 m, assumed in the design, the solution variant proposed herein offers the propulsion system of three ducted propellers. The power is delivered as follows: 2 x 104 kW to two side screw propellers of diameter 0,675 m and 269 kW to central screw propeller of diameter 1,2 m. The revolutions of side propellers and central propeller equal to 945 rpm and 480 rpm, respectively. The central propeller can be hoisted on shallow waters. The total power allows to cover a journey route Szczecin - Wrocław – Szczecin at an average speed of 10 km/h within the time of about 99 hours.

While developing the conceptual design of power generation system, all possible variants of power plant were taken into account. The main attention was drawn to innovative solutions, today often recognized as the ones ahead of their time.

One of the variants considered is a system with three sets of modules of fuel cells of PEMFC type (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), supplying the electric power to three electric motors driving the screws propellers.

Since a push-boat would be exploited also on inland waters of Western Europe its engines have to meet the Rhinish regulations, established by the Central Commission for Navigation on the Rhine, in range of allowable limits of emission of toxic compound contained in exhaust gases. The said limits, having been in force since 1st January 2002, regarding navigation on the Rhine and restricting the engine revolutions to $500 \leq n < 2800$ rpm in relation to NO_x emission, remain in compliance with IMO regulations. However, for engine revolutions $n \geq 2800$ rpm the allowable emission limit value is lower. Table 1 presents the limits on toxic compounds in exhaust gases for new engines of ships sailing on Rhine [1].

Since the subsequent reductions of allowable emission of NO_x (subject to decision every 5 years) are foreseen, therefore the high speed engines which potentially could be applied on push-boats would have to be equipped with expensive catalytic reactors. In such circumstances, an innovative

ship power plant solution based on environmentally harmless fuel cells can be an attractive alternative for conventional drive systems, especially in situation where the pro-ecological variants should be the priority.

Tab.1. Emission limits on toxic compounds in exhaust gases for new engines of ships sailing on the Rhine, in force since 1st January 2002 [1]

Rated power [P]	CO	HC	NO _x	Solid particles
kW	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
37≤P<75	6,5	1,3	9,2	0,85
75≤P<130	5,0	1,3	9,2	0,70
P≥130	5,0	1,3	n≥2800 rpm=9,2 500≤n<2800 rpm=45n ^{-0,2}	0,54

Taking the ship low draught and specific hull construction into consideration, the engine room as well as other technical and accommodation rooms are proposed to be of modular type, placed in four standard 20 feet containers. Such a variant facilitates the repair works and exchange of fuel cell stack or fuel tanks. Moreover, it actually offers a possibility to exchange the whole power plant with fuel cells into conventional power plant with diesel engines, through fast and easy exchange of a suitable container.

2. Power Plant with Fuel Cell

2.1. Selection of Fuel Cell Type for Push-boat Propulsion System

The most suitable fuel cells for small size ships, such as push-boats being subject of the project concerned, are the low-temperature fuel cells, in particular PEMFC type (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). Their suitability results from their advantages such as: high power density, short starting time, possibility to fast load changes, profitable relation power to mass, long life as well as advanced technology. The efficiency of driving systems with the above fuel cell is lower than those using MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) and SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) type fuel cells. The efficiency of PEMFC fuel cell reaches the level about 40%-50%. However, it surpasses the efficiency of high- and medium speed engines, which seldom work with efficiency higher than 40%. The difference is even bigger at partial load, at which the diesel engines work less economically than at nominal state. In that case a fuel cell have considerably higher efficiency. Basing on the facts mentioned above, it has been recognised, that in case of a push-boat under consideration the most suitable choice are PEMFC fuel cells. It has been assumed, that fuel cell will be supplied directly with hydrogen.

One of the advantages of fuel cells supplied with hydrogen is that the reaction's by-product is water. Owing to that, there is no necessity to take water and thus no need to provide separate space for water tank storage. That way also the push boat mass gets reduced.

There is, however, a disadvantage of fuel cell, i.e. their high costs. In case of a PEMFC fuel cell the cost is about \$95/kW. It is still a significant barrier constraining wide propagation of fuel cells. On the other hand, the considerable progress in fuel cell technology having been observed for last ten years caused the fuel cell prices to have gone over tenfold lower. Further continuous drop in fuel cell prices should be expected when the extensive mass production of PEMFCs for cars starts.

2.2. Propulsion System

The engine room section of the push-boat designed has been shown in Fig.1.

The power plant and the compressed hydrogen storage tank occupy two individually designed

containers. The other two containers are provided for crew needs. On upper walls of containers there is a hydrophore tank, that provides suitable pressure of running water, and the elements of fuel cell installation such as radiators and diffusers of hydrogen.

The scheme of propulsion system has been shown in Fig.2. The propulsion system consists of the following elements : fuel cell stack, inverter module, alternating current (AC) electric motors, 3 screw propellers.

The basic module of power supply system consists of six stacks of fuel cells, being the direct current source. Two stacks of PEMFC type fuel cells form a complete driving system produced by the firm XCELLSiS/Ballard. The latter type of system was once applied in city public transport buses. In case of a bus, the net power (measured on electric motor shaft) of two fuel cell modules is 205 kW. Thus, in case of the push boat considered, the total net power delivered is equal 615 kW. All installation elements, i.e. cooling module, radiator, hydrogen diffuser, inverter module and steering module, are tripled. All the devices are supplied with electrical energy directly from the fuel cell.

Another essential next element of power supply system is an inverter. It converts the direct current (DC) produced by fuel cell to the alternating current (AC), supplying the electric motors and other receivers. The electric energy distribution is controlled at the main board. The power is shared out as follows: 250 kW to central propeller and 125 kW to each side propeller.

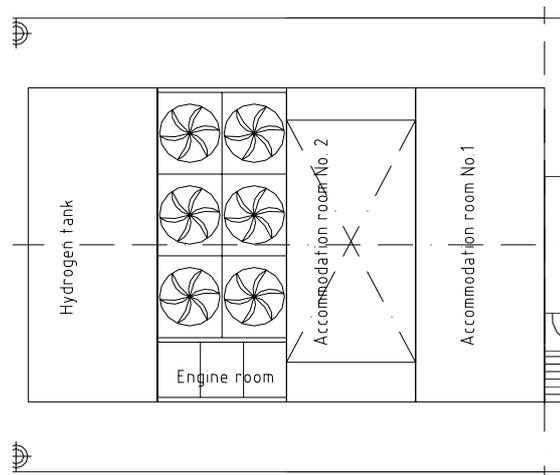


Fig. 1 Engine room section –top view

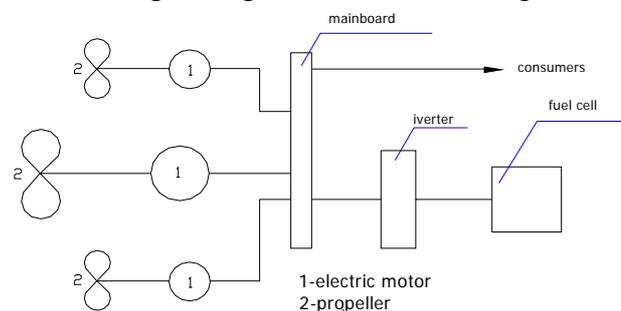


Fig. 2 Scheme of propulsion system

There are AC-motors installed on the ship designed. In comparison to DC-motors the AC-motors show following advantages :

- they are of smaller size, lesser weight and cheaper by the same power and revolutions;
- they need less conservation;

- weight of cables in AC installation is even 40% lower than in DC installation;
- it is easy to obtain different voltage by use of transformers;
- easier arc interruption, that reduces risk of fire.

Table 2 contains the most important parameters of the system [2].

As it has been mentioned earlier, the design presented herein makes use of tested driving systems, having been already applied in buses. The consultations with Ballard Company have confirmed the feasibility of furnishing the ship power plant projected with their fuel cells. The firm has also proposed to redesign the system especially for push-boat. In that situation a little bit higher power of fuel cell stacks gives possibility to realize the push-boat propulsion system with four stacks of fuel cells instead of six. According to the information from Ballard Company, the total cost of two fuel cells, including the design, documentation and installation, is estimated to about 3,5 million USD.

Tab. 2. Technical data of fuel cell propulsion unit made by XCELLSiS Ltd. [2]

Harmful Compound Emissions	CO	0
	NO _x	0
	HC	0
	SO _x	0
	Aerosols	0
	CO _x	0
Performance	Net power	205 kW at 2100 rpm
	Max. net torque	1100 Nm at 800 rpm
	Net efficiency	37% - 44%
Fuel	Type	Gaseous hydrogen of ambient temperature
	Min. supply pressure	1,2 Mpa
	Max. flow rate	5 g/s
Air	Supply system	Two stage compressors
	Max. flow rate	0,35 kg/s
Cooling System	Fuel cell cooling	Fresh water, pure glycol
	Other cooling loop	Fresh water, pure glycol
Temperatures	Fuel cell operating temp.	70°C to 80°C
	Ambient operating temp.	-20°C to 40 °C
	Ambient storage temp.	-20°C to 50°C
Pressure	System operating (nominal)	0,2 MPa
Electric Current	Voltage range	600 - 900 V DC
Mass	One module fuel cell stack	330 kg
	Cooling module	437 kg
	Electric motor	481 kg
	Inverter	60 kg
	Radiator	290 kg

2.3. Fuel System

The choice of gaseous hydrogen as fuel results from the fact of adopting the verified driving system, earlier applied in buses. The tanks with compressed hydrogen are there placed on the roof. In case of a push-boat the hydrogen storage tanks are placed in a standard 20-foot container located

on deck. Thus, the process of bunkering may be reduced just to container exchange. The fuel store is sufficient for a journey route from Szczecin to Wrocław. To provide a suitable amount of hydrogen, at assumed tank capacity equal to 28 m³, the hydrogen would have to be compressed down to 107 MPa or lower, the latter only for shorter distances. The hydrogen storage module applied currently in cars holds the pressure of 35 MPa. In future the 70 MPa storage modules will be provided. Before hydrogen is delivered to the fuel cell, its pressure should be reduced to a value required by the fuel cell manufacturer. For that purpose there is a pressure reducer installed on the pipeline supplying the fuel.

The results of calculations of hydrogen and air demand are given in table 3. Oxygen is acquired from the air. An alternative for the compressed hydrogen can be the liquid hydrogen stored at – 253°C in appropriately insulated tanks.

Tab.3. The consumption of air and hydrogen in case of 3 propulsion units, power of 625 kW in total made by XCELLSiS Ltd.

	Set of three units	The route Szczecin-Wrocław (50 h)
Air	3780 kg/h	189 t
Hydrogen	54 kg/h	2,7 t

The use of hydrogen as fuel on ships requires fulfilling the applicable safety conditions. The first complete set of rules for “Gas fuelled engine installations” was published in January 2001 by DNV, and after revision in July 2002 [3]. The Classification Societies participate in investigations regarding the safety of ships with propulsion systems mentioned above. The first steps in range of fuel cell applications on ships have been already made. In 2000 Germanischer Lloyd approved a small passenger boat Hydra for exploitation [4]. It should be expected, that the first extensive use of fuel cells would start just on inland vessels.

3. Concluding remarks

The driving systems based on fuel cells are comparable, regarding the mass, to driving systems with diesel engines. More and more strict requirements imposed on ships, aiming at minimization of negative influence on environment, cause that the design solutions of fuel cell based ship power plants are gradually more often approved. It is true that costs of such variants are still considerably higher than variants of power plants with diesel engines, however the substantial potential of fuel cell power plants should be taken into account in view of their considerable development possibilities.

Acknowledgment

The authors would like to thank the European Community for funding the project “Innovative Barge Trains for Effective Transport on Shallow Water” (INBAT) under the 5th Framework Program.

4. References

- [1] Abgasvorschriften für neue Motoren in der Rheinschiffahrt, Anlage 1 zu Protokoll 19, Kap. 8a, „Emission von gasförmigen Schadstoffen und Luftverunreinigenden Partikeln von Dieselmotoren“
- [2] Web site :<http://www.xcellsis.com>
- [3] Osberg T.G., Alvik S. Gas fuelled engine installations on ship- DNV’s experience and expectations, Motor Ship Marine Propulsion Conference 2003
- [4] Reuss, H.J.: The way to change the power supply, The Motor Ship, May/2002

VARIOUS MATHEMATICAL MODELS OF THE TEMPERATURE FIELD IN THE GROUND THERMAL ENERGY STORAGE WITH VERTICAL BOREHOLE

Katarzyna ZWARYCZ

Technical University of Szczecin, Department of Heat Engineering,

Piastow 19, 70-310 Szczecin, Poland,

kzwarycz@ps.pl

KEYWORDS

heat accumulation, ground heat (energy) storage, seasonal heat storage, BTES

1. INTRODUCTION

Thermal energy storage is suited for applications where changeable time displacement of heat delivering and consuming for central heating occurs. This seasonal displacement takes place in a case where we want to use solar energy, which is received during summer, for central heating during heating season [7]. Therefore, during high solarization, the solar heat can be recovered and stored in the ground thermal energy storage by connecting the solar collectors and vertical ground heat exchangers, and by circulating the liquid in this loop [9].

Ground energy storage characteristics can be determined by experimental method in technical scale but at a high financial cost. Accordingly in presented publication comparison of three elaborate mathematical models of heat exchange in ground storage consisting of a proper number of repeatable elements (FIG. 1) was done. Application of successive approximation method determines the temperature increase of the ground and a quantity of heat stored in the ground heat storage bin assuming an efficient work cycle of solar collectors. The calculations were done assuming that the daily temperature increase of the ground is lower than 1 K.

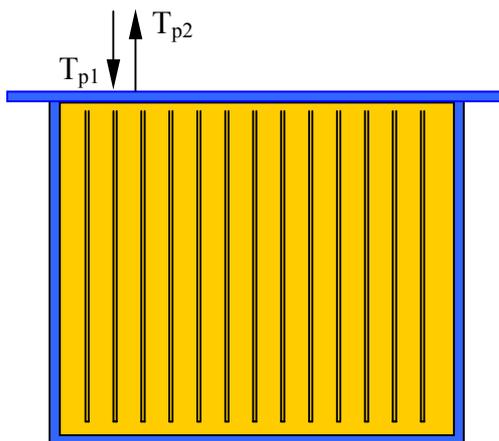


FIG. 1: Seasonal heat storage consisting of a proper number of repeatable elements. The system: vertical heat exchangers - ground is insulated by applying outer adiabatic partitions.

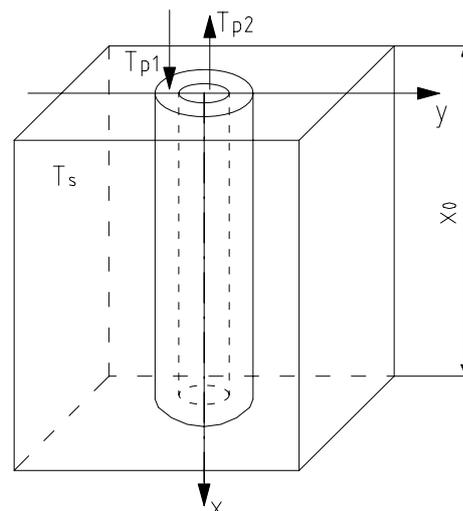


FIG. 2: Schematic of repeatable element of the ground with the Field's type heat exchanger, with assumed perfect insulation of the internal pipe, inserted into vertical borehole.

2. ASSUMPTIONS

Liquid heated in solar collectors is supplied to repeatable elements of the ground by the Field's type vertical heat exchanger with perfect insulation of the internal pipe (FIG. 2). The whole system: heat exchangers-ground, which contains these repeatable elements, is insulated by applying outer adiabatic partitions.

The calculations were done assuming that the daily temperature increase of the ground is about 1 K.

During 24 hours occurs one loading cycle going for 8 hours, next 16 hours is to obtain uniform distribution of heat and ground temperature in the ground element volume.

Such settled ground temperature after the first loading cycle becomes the initial temperature for the next loading cycle.

Thermo-physical properties of ground and liquid being constant.

3. MATHEMATICAL MODELS

3.1. Model I and II

In the first, very simple mathematical MODEL I, based on [1], it was assumed that the liquid temperature is described as function $T_p(x, \tau)$, ground temperature as $T_s(\tau)$ [6,10]. In the second mathematical MODEL II the same assumptions as in the first model were made, with additional condition of the ground temperature that is variable along the storage length. Liquid temperature is described as $T_p(x, \tau)$, ground temperature as $T_s(x, \tau)$ [6,10].

Figure 3 shows simplified section of ground storage element with Field's type vertical heat exchanger; schemes assumed for calculations with perfect insulation of the internal pipe in MODEL I (FIG. 3a) and in MODEL II (FIG. 3b).

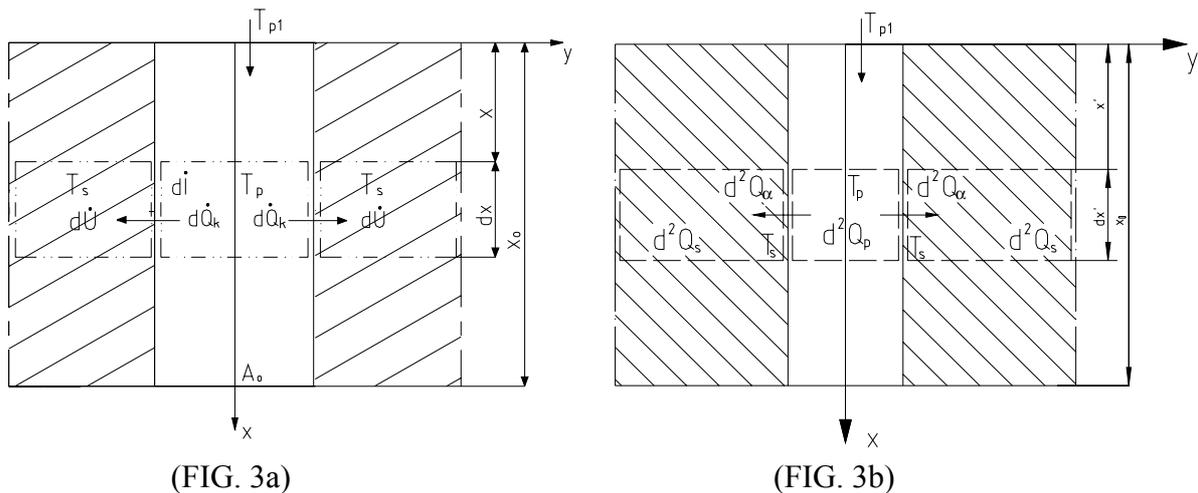


FIG. 3: Simplified section of ground storage element with Field's type vertical heat exchanger; scheme assumed for calculations - perfect insulation of the internal pipe: MODEL I (FIG. 3a); MODEL II (FIG. 3b).

MODEL I

After conversions, energy balance for the elementary volume of ground and liquid is given by the system of equations:

$$-\dot{W}_p \frac{\cdot T_p}{\cdot A} = \alpha_p (T_p - T_s) \quad (1)$$

$$\alpha_p (T_p - T_s) = \frac{m_s c_s}{A_0} \frac{dT_s}{d\tau} \quad (2)$$

Solution of differential equation (1) is given by the relationship:

$$\frac{T_p - T_s}{T_{p0} - T_s} = \exp\left(\frac{-\alpha_p}{\dot{W}_p} A_0\right) \quad (3)$$

on condition:

$$T_p(A=0, \tau) = T_{p0} = idem$$

Solution of equation (2) after taking into consideration relationship (3) takes following form:

$$T_{p0} - T_s(\tau) = (T_{p0} - T_{s0}) \exp\left[\frac{\dot{W}_p \tau_0}{\dot{W}_s} \exp\left(\frac{-\alpha_p}{\dot{W}_p} A_0\right) - 1\right] \quad (4)$$

Calculations of ground and liquid mean temperature changes for loading season are possible by solving equation (4).

MODEL II

Energy balance for the elementary length and time for ground and liquid is provided by the system of equations:

$$\frac{\alpha_p O}{\dot{V}_p c_p \cdot p} \cdot (T_p - T_s) \cdot \tau \ni = - \frac{\cdot^2 T_p}{\cdot x \ni \tau \ni} \quad (5)$$

$$\frac{\alpha_p O}{A_s c_s \cdot s} \cdot (T_p - T_s) \cdot x \ni = - \frac{\cdot^2 T_s}{\cdot x \ni \tau \ni} \quad (6)$$

where a , b and T are described as:

$$a = \frac{\alpha_p O H}{\dot{V}_p c_p \cdot p}, \quad b = \frac{\alpha_p O \tau_0}{A_s c_s \cdot s} \quad (7)$$

$$T = \frac{\cdot \ni}{\cdot_0} = \frac{T_p - T_s}{T_{p0} - T_{s0}} \quad (8)$$

Mathematical conversions of equations (5) and (6) give relationship defined as:

$$a \frac{\cdot T}{\cdot \tau} + b \frac{\cdot T}{\cdot x} + \frac{\cdot^2 T}{\cdot x \cdot \tau} = 0 \quad (9)$$

on conditions:

$$T_p(x=0, \tau=0) = T_{p1}$$

$$T_s(x=0, \tau=0) = T_{s1}$$

Equation (9) was solved analytically by Mason [3]:

$$T(\tau, x) = \exp(-ax + b\tau) \sum_{n=0}^{\infty} \left[\frac{abx}{(n!)^2} \right]^n \quad (10)$$

Therefore the mean reduced temperature difference is described as:

$$\Phi = \int_0^1 \int_0^1 T(\tau, x) d\tau dx = \frac{1}{ab} \sum_{n=0}^{\infty} \left[(1 - e^{-a}) \sum_{m=0}^n \frac{a^m}{m!} (1 - e^{-b}) \sum_{m=0}^n \frac{b^m}{m!} \right] \quad (11)$$

Increase of mean temperature difference for one loading cycle was obtained from (11) as:

$$\bar{T}_p - \bar{T}_s = (T_{p0} - T_{s0})\Phi \quad (12)$$

Other ways of solution of equation (9), different to Mason's example, are described in [4,8].

3.2. Results. Comparison of MODEL I and MODEL II

To estimate both described models calculation programme which determined ground and liquid (propylene glycol) temperature changes for 90 days loading period and four different wide variants of storage elements i.e. 1x1 m; 0.8x0.8 m; 0.75x0.75 m; 0.5x0.5 m and their constant length 29 m were done. Figure 4 presents temperature results obtained from MODEL I and Figure 5 temperature results from MODEL II both calculated for clayey ground characterised by parameters: $\lambda_s = 13,25 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, $\lambda_s = 2,33 \text{ W/mK}$.

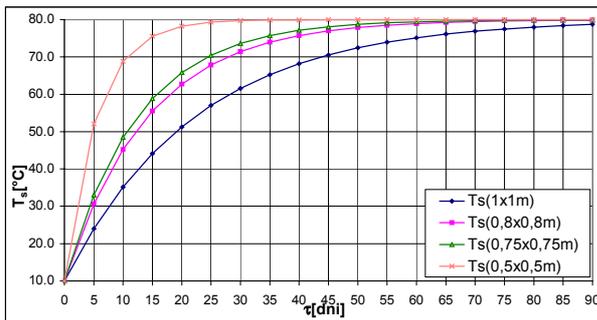


FIG. 4: Mean temperature changes of clayey ground in four different wide variants of storage element for loading season (MODEL I).

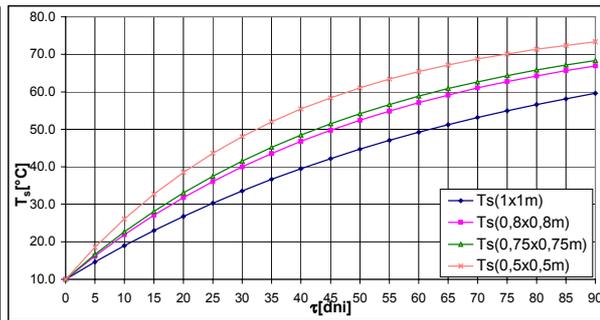


FIG. 5: Mean temperature changes of clayey ground in four different wide variants of storage element for loading season (MODEL II).

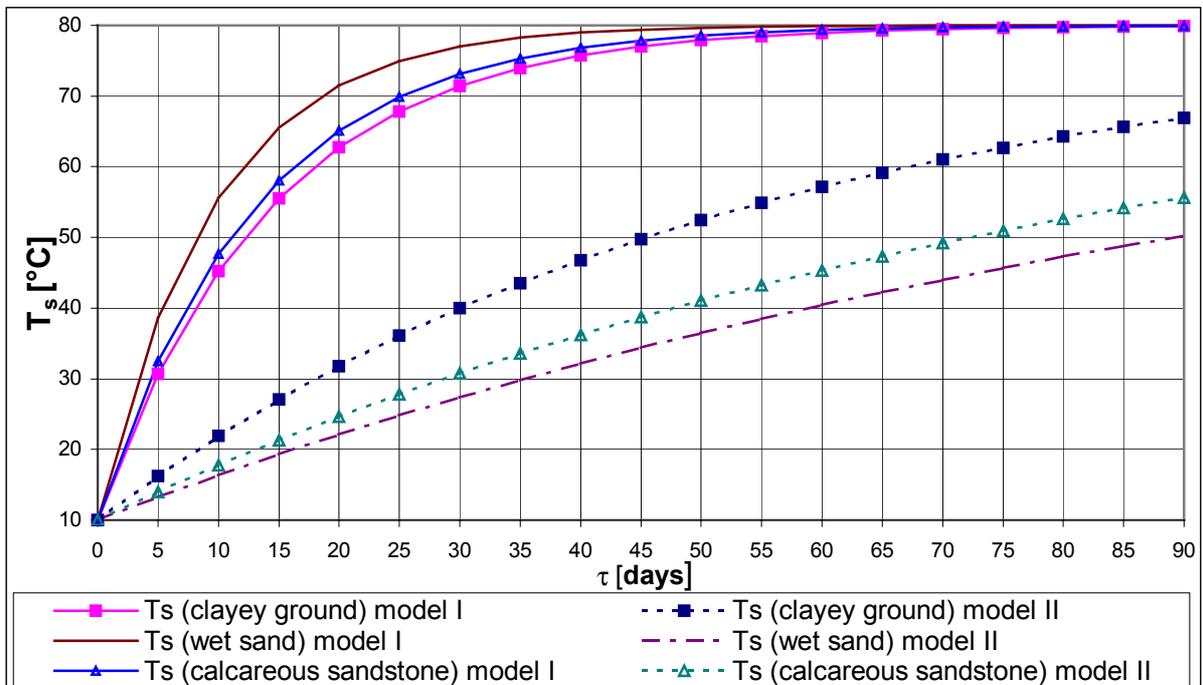


FIG. 6: Mean temperature changes calculated in MODEL I and MODEL II, for free different types of ground and for dimensions of storage element 0.8x0.8x29 m.

Figure 6 shows comparison of temperature changes calculated in MODEL I and MODEL II, for free different types of ground: clayey ground ($\alpha_s=13,25 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, $\lambda_s=2,33 \text{ W/mK}$), wet sand ($\alpha_s=9,32 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, $\lambda_s=1,088 \text{ W/mK}$) and calcareous sandstone ($\alpha_s=8,78 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, $\lambda_s=1,396 \text{ W/mK}$) for dimensions of storage element $0.8 \times 0.8 \times 29 \text{ m}$.

Done calculations shows there are big differences in rout of ground temperatures, which are described based on estimated heat exchange models as it shown. The temperature differences in the heat storage are result of taking into account changing ground temperature along the storage length in the second model. The second model express the heat exchange conditions better, therefore the received results are closer to the real conditions.

3.3. MODEL III

The third mathematical model enables determination of source and spatial ground temperature field for repeatable cylindrical heat storage bin element with insulated lateral and bottom external surfaces. Ground is heated by heating element with linear changeable power with the length (FIG. 7a). Many assumptions, like in two previous models such as: constant thermo-physical properties and uniform distribution of ground temperature in ground element volume were also made.

Heat transfer process such as convection proceeds with surroundings by the upper surface of element. In this model the heat conductivity along the length of storage element was taken into consideration, but the influence of heat conductivity along radius direction was omitted. Therefore in the mathematical model heat supplied by heating element was replaced by internal heat source emitting in the whole element volume, which output is also varying linearly with the length (FIG. 7b) [10].

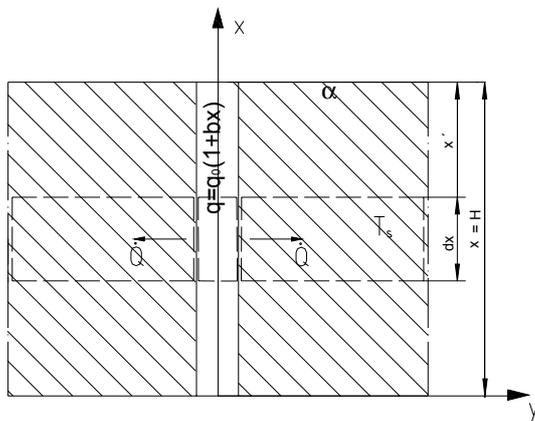


FIG. 7a: Simplified section of heat storage element with heating element with linear changeable power (experimental model).

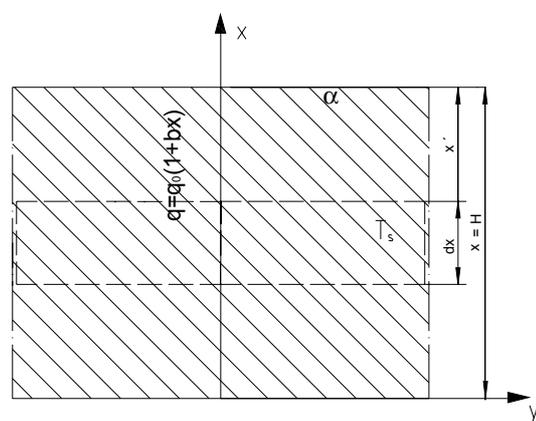


FIG. 7b: Simplified section of heat storage element with internal heat source emitting in the element volume (mathematical model).

In that case ground temperature field $T_s(x, F_o)$ can be described by the Fourier's equation of thermal conduction for unsteady directional heat conduction with internal heat sources [2,5] which is described as follows:

$$\frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} = \frac{\partial T_s}{\partial F_o} - \frac{q_0(1+bx)}{\lambda_s} \quad (13)$$

with reduced dimensions :

$$\text{reduced length: } x = \frac{x'}{H} \quad (14)$$

$$\text{Fourier number: } Fo = \frac{a}{H^2} \tau \quad (15)$$

$$\text{Biot number: } Bi = \frac{\alpha_o H}{\lambda} \quad (16)$$

power of internal heat sources for $x = 0$

$$q_0 = \frac{\dot{Q}_0}{\pi r^2 H} \quad (17)$$

temperature differences:

$$T_2 = T_s - T_{s1} \quad (19)$$

$$T_1 = T_{s1} - T_o \quad (18)$$

Boundary conditions for equation (13):

$$\text{initial condition: } T(x, Fo=0) = T_{s0} \quad (20)$$

marginal conditions:

$$\text{bottom surface: } \left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=0} = 0 \quad (21)$$

$$\text{upper surface: } \left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=1} = -Bi \cdot T_{(x=1)} \quad (22)$$

Solution of differential equation (13) after applying superposition method is a sum of steady $T_1(x)$ and unsteady $T_2(x, Fo)$ temperature field:

$$T(x, Fo) = T_1(x) + T_2(x, Fo) \quad (23)$$

Equation (13) can be replaced for equivalent system of equations (24) and (27).

Function $T_1(x)$ is defined as:

$$\frac{d^2 T_1}{dx^2} = -\frac{q_0 H^2 (1 + bx)}{\lambda} \quad (24)$$

and was solved to obtain the following form:

$$T_1(x) = -\frac{q_0 H^2}{2} x^2 - \frac{q_0 b H^2}{2} x^3 + C2 \quad (25)$$

The parameter C2 was obtained using the boundary conditions (21) and (22) as:

$$C2 = \frac{q_0 H^2}{Bi} \left(1 + \frac{b}{2}\right) + \frac{q_0 H^2}{2} \left(1 + \frac{b}{3}\right) \quad (26)$$

Function $T_2(x, Fo)$ is defined as:

$$\frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 T_2}{\partial Fo} \quad (27)$$

which results in a solution:

$$T_2(x, Fo) = \sum_{n=1}^8 A_n \cos k_n x \exp(-k_n^2 Fo) \quad (28)$$

Characteristic value k_n is described by the relationship:

$$\text{tg}(k_n) = \frac{Bi}{k_n} \quad (29)$$

Integration constant A_n was found from boundary condition (20) where orthogonal feature of function $\cos(k_n x)$ was used:

$$A_n = \frac{\int_0^1 \cos(k_n x) [(T_{s0} - C2) + px^2 + qx^3] dx}{\int_0^1 \cos^2(k_n x) dx} \quad (30)$$

4. EXPERIMENT AND MEASURING APPARATUS

For the purpose of verification of presented analytical models, test apparatus of universal character has been prepared, which allows accurate validation of these models. Obtained results of measurements will provide verification of the simplified assumptions and models made in the study.

Research will be carried out for the same or close conditions of cyclic heat loading like described models above, after taking three different variants of heating into consideration. The first one uses the heating element (linear heat source) with constant power, similar heating element but with linear variable power with the length is described as the second variant. The third one has heating element as fluid with the temperature of 70°C, which is flowing through the vertical double-pipe heat exchanger properly placed in the ground.

Diagram of experimental system for testing of correctness established heat transfer models employing the heat element with linear constant or linear variable power with the length in ground heat storage bin is shown in Figure 8.

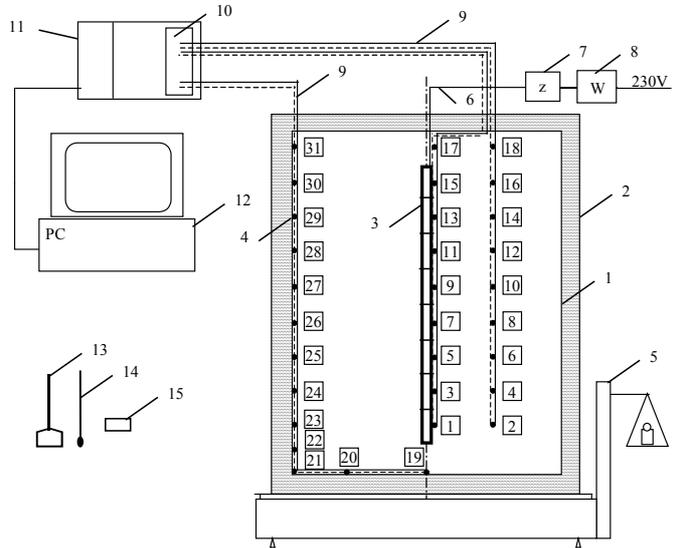


FIG. 8: Schematic of the experimental system. (1) container with ground; (2) insulation; (3) heating element; (4) thermocouples; (5) scales; (6) wiring for heating element; (7) feeder; (8) wattmeter; (9) wiring for thermocouples; (10) module; (11) data-logger; (12) PC; (13) barometer; (14); thermometer (15) hygrometer.

Received results of experimental research will be compared with the results of calculations made on the basis of developed mathematical models (MODEL I, MODEL II AND III).

NOMENCLATURE

A	- area (m ²)	\dot{V}	- volumetric flow rate (m ³ /s)
a	- thermal diffusion coefficient (m ² /s)	α	- convective heat transfer coefficient (W/m ² K)
b	- parameter	.	- thermal conductivity (W/mK)
c	- mean specific heat (J/kgK)	.	- temperature difference (K)
H	- height of ground storage bin (m)	T	- reduced temperature difference (-)
m	- mass (kg)	.	- mean mass density (kg/m ³)
O	- perimeter (m)	τ	- duration of loading cycle (s)
q	- heat flux density (W/m ³)	Subscripts:	
r	- radius of cylindrical element (m)	0	- initial value
T	- temperature (°C)	o	- surroundings
W	- heat capacity (J/K)	p	- liquid
\dot{Q}	- rate of heat (W)	s	- ground

REFERENCES

1. *Hobler T.*: Ruch ciepła i wymienniki, WNT, Warszawa, 1986.
2. *Kęcki E.*: Termokinetika, WNT, Warszawa, 1967.
3. *Kern D., Kraus A.*: Razwityje powierhnosti tieploobmiena, Moskwa, 1977, pp. 427-430.
4. *Madejski J.*: Teoria wymiany ciepła, PS Szczecin, 1998, pp. 386-389.
5. *Nowak W., Sobański R.*: Wybrane działy z teorii maszyn cieplnych i wymienniki ciepła, Szczecin, 1968,
6. *Nowak W., Szaflik W., Zwarycz K.*: Modelowanie procesu wymiany ciepła w gruntowym zasobniku ciepła, XI Sympozjum Wymiany Ciepła i Masy, Gliwice-Szczyrk, 2001, pp.475.
7. *Seiwald H., Hahne E.*: Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm, 3 Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Systeme zum Heizen und Kühlen, 20-22 November 1997, Tagungsbericht.
8. *Smirnow M., M.*: Zadaczi po urawnienijam matematiczieskoj fiziki, Moskwa, 1957, pp. 21, 59, 60.
9. *Stachel A., Szaflik W.*: Pole temperatury wokół pionowej sondy ciepła przy poborze i ładowaniu ciepła, Konferencja Naukowa, XVII Zjazd Termodynamików, Politechnika Krakowska, Kraków 1999.
10. *Zwarycz K., Nowak W.*: Various mathematical models of heat transfer process in ground energy storage bin, 9th International Conference on Thermal Energy Storage, Warsaw, Poland, September 1-4 2003, pp. 689-695.