

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2004**

11. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 4.-6. November 2004

Konferenzkomitee

Roberto Dante, Mexiko-City
Jürgen Garcke, Ulm
Viktor Hacker, Graz
Wladyslaw Nowak, Szczecin
Erico Spinadel, Buenos Aires
Torstein Valand, Grimstad
Reinhold Wurster, Ottobrunn, sowie
Wolfgang Beckmann, Ingomar Kloss und
Jochen Lehmann, Stralsund

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

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

© 2004 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZVD

ISBN 3-9809953-0-5

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>Matthias Ahlhaus, H.K. Nielsen, M. Ollick</i> Zersetzungverhalten von Energiepflanzen bei thermischer Nutzung	7
<i>Andreas Bley</i> Optimierte Wärmeerzeugung auf der Basis regenerativer Energieträger im vernetzten Verbund privater Haushalte	12
<i>Dirk Büchler, Lars Pospischil</i> Neuartiger leichter Hochdruckbehälter zur Wasserstoffspeicherung	18
<i>Gerhard Buttkewitz</i> Forschung und Entwicklung der Mitglieder der Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern e.V.	21
<i>Andreas Dengel, Ludger Blum, Heinz-Kurt Dörr, Bodo Groß, L.G.J. de Haart, Klaus Kimmerle,</i> Nutzung von Grubengas mittels einer SOFC Hochtemperaturbrennstoffzelle	26
<i>Jacek Eliaz, P. Sykula</i> Bewertung eines Wind-Wasserstoff-Systems	32
<i>Elgar Fokkens, Bernd Rohland, Gunther Kolb</i> Removal of CO from methanol reformate by micro-reactor technology	37
<i>Sylvia Gredigk-Hoffmann</i> Wasserstoff aus Faulgas - Aufbereitungsmöglichkeiten und Nutzungspotentiale	40
<i>Bodo Groß, Andreas Dengel, Klaus Kimmerle</i> Nutzung von Schwachgasen in regionalen Gasnetzen, REGAN	49
<i>Matthias Hinz</i> Der Barther Brennstoffzellen-Bus	61
<i>Matthias Jahn, Engel, Wunderlich, Bach, Kopte</i> Katalytische Reformierung von Dieselkraftstoff zur Brenngaserzeugung in einer SOFC-APU	67
<i>Ashish Jain</i> Wind Power : Relieving Energy Shortages	79
<i>K. Jonas, M. Schneider, M. Lehnert und M. Klingner</i> Brennstoffzellen-basierte Antriebe im öffentlichen Personennahverkehr	84
<i>Tobias Kampet</i> Das EU-Forschungsvorhaben MARINECO: Ergebnisse zur Wellenenergienutzung und zur Wasserstoffwirtschaft	92
<i>Hans-Joachim Kohnke, J. Helmke, H. Klüver</i> Alkalische Kleinelektrolyseure für Laborgas, Schweißen, Brennstoffzellen	97
<i>Uwe Küter</i> Electrolyzers and Fuel Cells for Markets	102
<i>Angelika Kraft, Daniel Rossol</i> Nutzung von aufbereitetem Faulgas als Kraftstoff	112

<i>Jochen Lehmann</i> Beiträge zum Wandel in der Energiewirtschaft	119
<i>Jörg Linnemann, Jochen Struwe, Robert Steinberger-Wilckens</i> Analyse von Wind-Wasserstoff-Systemen aus ökonomischer und ökologischer Sicht	126
<i>Andreas Miege, Christian Sponholz</i> Kaskadierte NEXA-Module zur Notstromversorgung	132
<i>Herbert Müller</i> Rationalisierungsprinzipien und Kompositionsregeln für den Aufbau integrierter Energiesysteme zur Nutzung regenerativer Energien	138
<i>Reinhard Müller, A. Rackwitz, R. Oestreicher</i> Zentrale Messwerterfassung an einer regenerativen Hybridanlage	147
<i>Władysław Nowak</i> Die Effektivität eines geothermalen Heizwerks, das mit einem Wärmenetz mit quantitativer Regelung zusammen arbeitet	152
<i>Władysław Nowak, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur</i> Der Clausius-Rankine-Kreisprozess als Bewertungskriterium eines geothermalen Kraftwerkes	165
<i>Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel</i> Windkraftanlagen in der Welt und in Polen	178
<i>S. Schulien</i> Windenergie im deutschen Gasnetz	185
<i>Erico Spinadel, Eduardo Rapp</i> Cholila Project in the Chubut Province, Argentinean Patagonia	191
<i>Karl-Heinz Tetzlaff</i> Energieverbrauch von Brennstoffzellen-PKW im Vergleich zu interessengeleiteten Angaben	199
<i>Valdur Tiit, A. Kull</i> Wind energy in Estonia	204
<i>Hirohisa Uchida</i> Wasserstofftechnologien in Japan – Aktueller Stand	209
<i>Michael Wenske, Hans Sandlaß</i> Offshore-Wasserstoff	213
<i>Peter Wickboldt, K. Böttcher</i> Nutzung oberflächennaher geothermischer Ressourcen und Bauteilaktivierung am Beispiel des Bibliotheksneubaus an der Universität Rostock	228
<i>Joachim Wolf</i> Wasserstoff – Infrastruktur / Zielpunkt Verkehr	232
Verzeichnis der Autoren	235
Notizen	236

Anstelle eines

Vorwort

möchte ich den umseitig abgedruckten Artikel von Manfred Kriener aus der TAZ vom 10. August dieses Jahres voranstellen. Für eine Tagung über die Nutzung regenerativer Energiequellen und die Wasserstofftechnik, die auch und hierzulande vor allem den regenerativ erzeugten Strom in den mobilen Bereich bringen will, kann man sich kaum eine bessere Einführung vorstellen.

Allen Vortragenden und Gästen aus dem In- und Ausland danke ich herzlich für ihr Interesse am Stralsunder Energiesymposium! Ich wünsche uns eine interessante Veranstaltung!

Jochen Lehmann

Zweite Halbzeit fürs Öl

Diskussion mit falscher Perspektive: Die Frage ist nicht, wann uns der fossile Brennstoff ausgeht - sondern wann der Höhepunkt der weltweiten Förderung überschritten ist

Kein Tag ohne Schreckensnachrichten von der Ölpreisfront. Mit naturgesetzlicher Konstanz marschiert der Barrelpreis in Richtung 50-Dollar-Grenze. Die Weltwirtschaft, am Tropf von Opec und Yukos, verfolgt die Preis- Ausschläge wie die Zacken der Monitore auf der Intensivstation. Ölpreis rauf, Börse runter, Wachstumsprognosen runter, Stimmung runter. Eine einzige Zahl dominiert alles. Und keiner versteht es. Denn eines haben wir in den letzten Jahren immer wieder gehört: Es gibt genug Öl für die nächsten 50, 60, 70 Jahre, die Versorgung ist sicher.

Jetzt demonstriert die aktuelle Ölpreiskrise auf dramatische Weise, dass die Frage nach der Reichweite der Ölreserven gar keine Bedeutung hat. Allein die Fördermenge und Förderpolitik werden das Ende des Erdölzeitalters einläuten. Und es scheint, als hätte die zweite Halbzeit dieses Erdölzeitalters, der ungemütliche Teil, bereits begonnen. Oder die Wendemarke steht unmittelbar bevor.

Nimmt die Förderung bei wachsender Nachfrage ab, ist die behagliche Phase des Ölzeitalters vorbei

Die Diskussionen der letzten Jahre litten vor allem unter der falschen Perspektive. Immer wieder wurde die kindischste aller Fragen gestellt: Wie lange reicht das Öl, wann werden die berühmten Tränen des Teufels für immer versiegen? Es war gerade so, als wollte man den exakten Zeitpunkt bestimmen, an dem an der Autobahn-Raststätte Kamener Kreuz die letzten 50 Liter Super in unseren Tiefergelegten rauschen. Nach dem Zahlen und der Ausgabe von Bonuspunkten macht der Tankwart das Licht aus: Das Benzin ist alle, tschüss Ölzeitalter, es hat Spaß gemacht.

Gegen diese Kinder-Sichtweise haben Energieforscher jahrelang vergeblich argumentiert. Sie interessiert eine ganz andere Frage: Wann wird der Höhepunkt der weltweiten Erdölförderung erreicht sein? Denn ab diesem Zeitpunkt beginnt spätestens die Verknappung. "Peak Oil" heißt der alles entscheidende Punkt, die historische "Spitze" der Produktion. Die Vorhersagen seriöser Wissenschaftler, dass dieser Gipfel unmittelbar vor uns steht, häufen sich. Einige Pessimisten glauben sogar, er sei bereits im Jahr 2000, dem bisherigen Höhepunkt der Förderung, erreicht worden. Im Jahr 2003 wurde zwar mehr Öl produziert als in 2002 und 2001, aber der Rekord von 2000 konnte nicht erreicht werden. Damals wurde das bisherige Fördermaximum

von 26,1 Giga-Barrel erreicht. Diese Rekordmarke könnte allerdings in diesem Jahr überschritten werden.

Es geht also nicht um den Zeitpunkt, an dem uns das Öl ausgehen könnte, sondern allein darum, wann uns das billige Öl ausgeht und wann es zu ersten Versorgungsproblemen kommt. Denn eines ist klar: Sobald die Menge des geförderten Öls stagniert oder abnimmt, während gleichzeitig die Nachfrage wächst, ist die behagliche Phase des Ölzeitalters endgültig vorbei. Entscheidend ist also die Spitze der Förderkapazität, und es ist völlig irrelevant, wie groß dann noch unsere Reserven sind. In der Folge ist mit massiven Verteilungskämpfen und gewaltigen Preissprüngen zu rechnen. Wer eine solche Sichtweise für die Vulgärapokalypse grüner Spinner hält, sollte das betont sachlich argumentierende Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe fragen. Das Amt sieht die "uneingeschränkte Versorgung mit Erdöl" nur noch "über einen Zeitraum von 10 bis 20 Jahren" problemlos gewährleistet. Danach sei "mit Deckungslücken zu rechnen".

Man muss sich die weltweite Ölförderung wie einen Berg vorstellen. Im Jahre 1859 standen wir am Fuß dieses Berges, die Ausbeutung des über Jahrmillionen gewachsenen Schatzes begann. 2005, vielleicht auch 2010, sind wir oben angekommen und dürfen ein Kreuz in den Gipfel schlagen. Von nun an gehts bergab. Sollten wir Peak Oil im Jahre 2010 erreichen, dann werden wir im Jahre 2040 ungefähr so viel (besser: so wenig) Öl wie 1980 aus dem Bauch der Erde pumpen. Nur werden dann doppelt so viele Menschen den Globus bevölkern. Und jedes Jahr wird die Förderung aufwändiger, teurer, unwirtschaftlicher.

Um den vor uns stehenden Wendepunkt zu begreifen, hilft der Blick auf jene Förderländer, die Peak Oil bereits passiert haben. In der britischen Nordsee, in den norwegischen Ölfeldern oder in den USA ist der Umkehrpunkt bereits erreicht. Hier geht die Förderung, ebenso wie in Indonesien, Ägypten, Syrien und vielen anderen Staaten, Jahr für Jahr deutlich zurück. In Großbritannien nimmt der Ölausstoß seit dem Peak von 1999 kontinuierlich um 5 Prozent jährlich ab. Im vergangenen Jahr lag er bereits 20 Prozent unter der Bestmarke. Die USA hatten schon 1971 ihr All-Time-High, sie fördern heute dieselbe Ölmenge wie in den 50er-Jahren.

Der spannende, ja elektrisierende Punkt: Wir wissen erst Jahre danach, dass wir Peak Oil hinter uns gelassen haben. Was

die weltweite Versorgung angeht, so erwarten natürlich alle, dass in den nächsten Jahren immer mehr Öl aus der Opec-Tankstelle sprudeln wird. Dieser naive Glaube an unbegrenzte Möglichkeiten ignoriert die vollkommen unklare Realität. Es besteht eine große Unsicherheit, was die wahren Ölreserven der Opec angeht - die echten Zahlen dazu sind Staatsgeheimnisse der Förderländer - und wie lange diese Staaten ihre Fördermenge steigern können. Schneller und mehr Öl zu fördern ist nicht nur technisch schwierig, es reduziert auch das auszubeutende Potenzial eines Feldes. Eine Ölquelle ist kein Unterwassersee, den man in beliebiger Geschwindigkeit leer pumpen kann.

Nur noch 30 Prozent des Weltölverbrauchs werden derzeit aus Staaten geliefert, die die Spitze der Förderleistung noch vor sich haben. Dazu gehört - beruhigenderweise - mit Saudi-Arabien das Land mit den größten Reserven - ein Viertel der weltweiten Vorkommen.

Die Ölreserven der Opec sind unbekannt – die Zahlen sind Staatsgeheimnisse der Förderländer

Weniger beruhigend sind die Daten zu den neuen Ölfeldern. Wir müssen zur Kenntnis nehmen, dass der Welt-Ölverbrauch bereits seit 22 Jahren größer ist als die Menge des neu entdeckten Öls. Zuletzt wurde nur noch ein Fünftel unseres jährlichen Ölhungers durch aktuelle Funde ersetzt. Und noch diese nachdenklich stimmende Zahl: Allein in den letzten 20 Jahren wurde die Hälfte der gesamten, seit 1859 aus der Erdkruste geholten Ölmenge verbraucht. Die ölsüchtige US-Wirtschaft verbraucht inzwischen 20 Millionen Barrel täglich. Das boomende China ist auf Platz zwei vorgerückt. Sein Verbrauch hat sich von 1993 (3 Millionen Barrel täglich) bis 2003 (5,49 Millionen) fast verdoppelt. So hat die gegenwärtige Preiskrise, jenseits von Terrorängsten und Marktspekulationen, ihre Ursache vor allem in der stark gewachsenen globalen Nachfrage bei deutlichen Kapazitätsengpässen in der Förderung.

Wer wird in dieser Situation schneller reagieren: Angebot oder Nachfrage? Werden die Förderländer die Ölmengen nochmals steigern können? Oder werden die Öl-Junkies ihren horrenden Verbrauch senken? Dann hätte diese Krise womöglich noch eine heilsame Wirkung. In jedem Fall scheint eine Wegmarke erreicht, die man mit ein wenig Pathos durchaus epochal nennen darf. "

MANFRED KRIENER

„Zersetzungsverhalten von Energiepflanzen bei thermischer Nutzung“

M. Ahlhaus¹, H.K. Nielsen², M. Ollick¹

¹Fachhochschule Stralsund / Fachbereich Maschinenbau, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund,
Matthias.Ahlhaus@fh-stralsund.de, Martin.Ollick@fh-stralsund.de

²Faculty of engineering and science, Agder University College, Dømmesmoen, N-4885 Grimstad, Norway,
henrik.kofoed.nielsen@hia.no

Schlüsselwörter: Energiepflanzen, Immediatanalyse, Thermogravimetrische Untersuchungen, Pyrolyse, Reaktionskinetik, OZAWA-Methode, Simulation

Zusammenfassung Zwischen der Fachhochschule Stralsund und dem Agder College in Grimstad/ Norwegen existiert eine formelle Kooperationsvereinbarung; in diesem Rahmen findet seit einigen Jahren auf dem Gebiet der Bioenergie eine intensive Zusammenarbeit statt. Derzeit wird auf der Versuchsplantage im Energiepark Grimstad der Anbau von Energiepflanzen wie verschiedenen Weidenklonen, Energiegräsern oder Schilf untersucht. An der FH Stralsund erfolgt die brennstofftechnische Charakterisierung durch Immediatanalyse und Thermogravimetrie. Die thermogravimetrischen Meßdaten wurden verwendet um nach der OZAWA-Methode kinetische Parameter zu bestimmen, mit denen das pyrolytische Zersetzungsverhalten simuliert wurde. Nach Optimierung der Parameter konnte in einem weiten Zersetzungsbereich das Pyrolyseverhalten in guter Übereinstimmung mit den Meßwerten simuliert werden. Weiterer Forschungsbedarf besteht für die Simulation der Endphase der pyrolytischen Zersetzung.

1. Energiepflanzen

Aus Energiepflanzen können feste, flüssige (Öle, Alkohole) oder auch gasförmige (Biogas) Brennstoffe gewonnen werden. Diese Energieträger lassen sich zur Wärme- und Stromerzeugung oder im mobilen Sektor einsetzen.

Untersuchungsgegenstand waren hier drei Weidenklone sowie Rohrglanzgras als Energiepflanzen:

- Korbweide „Christina“ (salix viminalis), sowie 2 Kreuzungen
- „Steffan“, „Aage“ (salix viminalis x schwerinii)
- Rohrglanzgras „Bamse“ (phalaris arundinacea)

Diese Energiepflanzen wurden auf der Energieplantage des Energieparks der Hochschule Grimstad geerntet und Ertragswerte gemessen sowie ergänzende Untersuchungen zum Wachstumsverhalten durchgeführt.

2. Thermogravimetrische Untersuchungen

Für die thermogravimetrischen Analysen wurden die Biomasseproben fein zerkleinert und eine Probenmenge von etwa 130-190 mg in der Thermogravimetrie-Laboranlage „Shimadzu TGA-51“ verwendet.

Bei der thermogravimetrischen Analyse (TGA) werden die Brennstoffproben unter inerter Atmosphäre mit einem Gasvolumenstrom von 50 ml N₂ /min gespült, während gleichzeitig nach einem frei wählbaren Temperaturprogramm die thermische Zersetzung abläuft. Der bei dieser pyrolytischen Zersetzung auftretende Massenverlust wird kontinuierlich mit dem Messwertschreiber „TA 50 WSI“ aufgezeichnet.

Diese originalen Meßwerte wurden für die Immediatanalyse der Brennstoffe genutzt, für vergleichende Untersuchungen normiert und mit Hilfe der gleichnamigen Software nach der OZAWA-Methode weiterverarbeitet und reaktionskinetische Daten für die Simulation des Zersetzungsverhaltens ermittelt.

2.1 Temperaturprogramme

Für die TGA wurde ein von der Norm (DIN 51006) abweichendes Temperaturprogramm verwendet, welches an der *Technical University of Denmark, Lyngby* für die Pyrolyse von Stroh optimiert wurde (nachfolgend als DTU-Programm bezeichnet). Hierbei wird die Brennstoffprobe mit einer Heizrate von 10 K/min auf 110°C geheizt und dann 30 Minuten isotherm gehalten, um dadurch eine vollständige Trocknung und damit für die nachfolgende Pyrolyse bei allen Untersuchungen gleiche Startbedingungen zu gewährleisten. Zur Bestimmung des Einflusses verschiedener Heizraten auf die pyrolytische Zersetzung wurden Versuche mit Heizraten 1, 10, 30 und 50 K/min bis zur Endtemperatur von 600°C durchgeführt. Diese relativ geringe Endtemperatur wurde gewählt, um Schmelz- und Sintervorgänge der verbleibenden Mineralstoffe oder einen Verlust an Asche zu vermeiden.

Die Endtemperatur wurde anschließend 10 Minuten konstant gehalten, bevor die Stickstoffspülung durch Luft ersetzt wird. Dabei wird der nach der Pyrolyse noch vorhandene fixe Kohlenstoff (C_{fix}) oxidiert, und es tritt dadurch ein finaler Masseverlust auf, bis schließlich nur noch die Asche zurückbleibt.

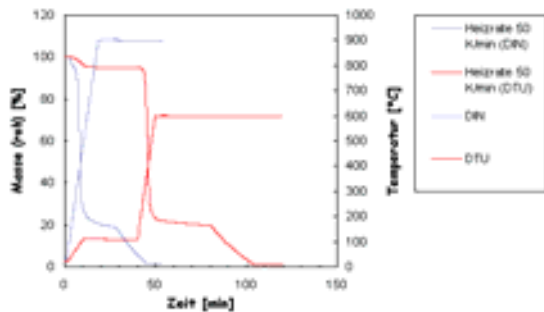


Abbildung 1: Vergleich der Temperatur- und Massenverlustkurven für Versuche nach DIN und DTU

2.2 Immediatanalyse

Aus der Masseverlustkurve bzw. den aufgezeichneten Daten lassen sich als erste wichtige Charakterisierungsmerkmale der Brennstoffe die Feuchte, der Gehalt an Flüchtigen Bestandteilen, der fixe Kohlenstoff sowie der Aschegehalt (Immediatanalyse) bestimmen.

In *Abbildung 2* ist eine resultierende Massenverlustkurve dargestellt.

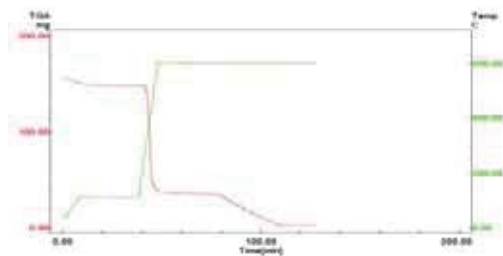


Abbildung 2: Verlauf von Massenverlust- und Temperaturkurve von Weide „Steffan“ bei einer Heizrate von 50 K/min

Die Biobrennstoffe weisen einen hohen Gehalt an Flüchtigen Bestandteilen und geringe Ascheanteile auf.

Ergänzend wurden nach ISO 1928-76 kalorimetrischen Untersuchungen durchgeführt und Heizwerte $H_{\text{u,waf}}$ von 16,6 MJ/kg für Rohrglanzgras und 17,4-18,1 MJ/kg für Weide ermittelt.

Die Ergebnisse der Immediatanalysen der untersuchten Biomassen sind in *Tabelle 1* angegeben:

[%] roh	Weide			Rohrglanzgras
	„Christina“	„Aage“	„Steffan“	„Bamse“
Feuchte	3,99	5,39	4,54	5,77
Flüchtige Bestandteile	72,61	71,42	71,74	67,70
Fixer Kohlenstoff	22,04	22,26	22,61	23,10
Asche	1,36	0,93	1,11	3,43

Tabelle 1: Immediatanalysen der untersuchten Biobrennstoffe

2.2 Normierung

Für Vergleiche der Zersetzungskurven von gleichen Brennstoffen bei unterschiedlicher Feuchte oder von verschiedenen Brennstoffen ist eine Normierung hilfreich; dafür wurde die gemessene Masse auf den wasser-asche-freien (waf) Zustand normiert. Um den unterschiedlichen Zeitbedarf bei verschiedenen Heizraten zu eliminieren wurde die normierte Zeit TAU eingeführt, welche nach Abschluß der Trocknung zu Beginn der Pyrolyse als TAU=0 und bei Erreichen der Endtemperatur von 600°C als TAU=1 definiert wird. Die normierte Zeit TAU ist damit das Verhältnis der Zeit nach der Trocknung zum Zeitbedarf bis zum Erreichen der Endtemperatur.

Durch diese Normierung wurde erreicht, dass nicht nur die Heizkurven, sondern auch die Massenverlustkurven im Bereich der pyrolytischen Zersetzung bis TAU=1 etwa deckungsgleich sind.

Abbildung 3 zeigt die normierten Zersetzungskurven bei verschiedenen Heizraten.

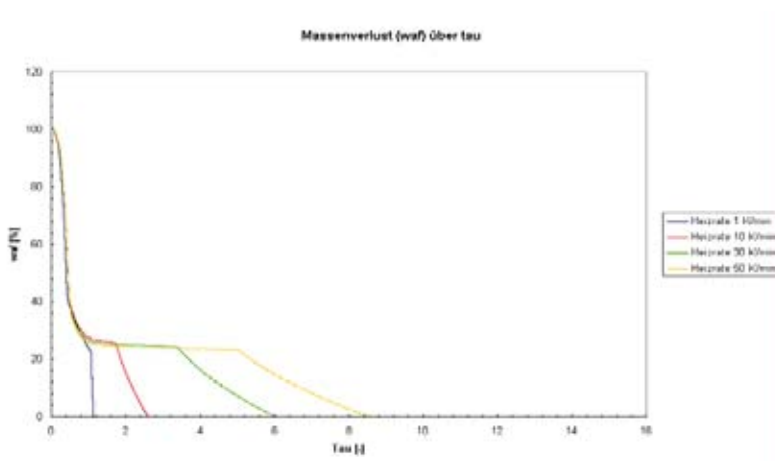


Abbildung 3: Normierte Zersetzungskurven für Weide „Christina“

3. Bestimmung kinetischer Parameter

Es gibt viele Methoden, die basierend auf Gleichungen der Reaktionsgeschwindigkeit die Bestimmung kinetischer Parameter ermöglichen.

Nach Arrhenius kann die Geschwindigkeit chemischer Reaktionen r folgendermaßen ausgedrückt werden: [6]

$$r = \frac{-dc}{c^n} = -A \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) t$$

mit:

dc/c	Intensität des Stoffumsatzes
n	Reaktionsordnung
A	Stoßfrequenz
Ea	Aktivierungsenergie
R	Universalgaskonstante
T	absolute Temperatur
t	Zeit

Die hier benutzte Software (TA-50WSI) zur Bestimmung der Aktivierungsenergie, Stoßfrequenz und Reaktionsordnung arbeitet nach der OZAWA-Methode. Weitere Informationen zur OZAWA-Methode und anderen kinetischen Methoden finden sich in der Literatur [4]

Die hier ermittelten (ursprünglichen) kinetischen Daten für den Bereich von 90-40% Massenverlust sind in *Tabelle 2* dargestellt.

4. Simulation

Die hier berechneten kinetischen Parameter wurden in den Arrheniusansatz eingesetzt und ein numerisches Berechnungsverfahren nach Runge-Kutta verwendet, um das Zersetzungsverhalten zu berechnen. Diese Simulation mit den ursprünglich ermittelten kinetischen Parametern liefert noch kein zufriedenstellendes Ergebnis (*Abb.4*). Erst nach Optimierung der kinetischen Parameter konnte eine gute Übereinstimmung zwischen simulierter und gemessener Zersetzungskurve erreicht werden.

simulierte/experimentelle Zersetzungskurve für "Steffan"

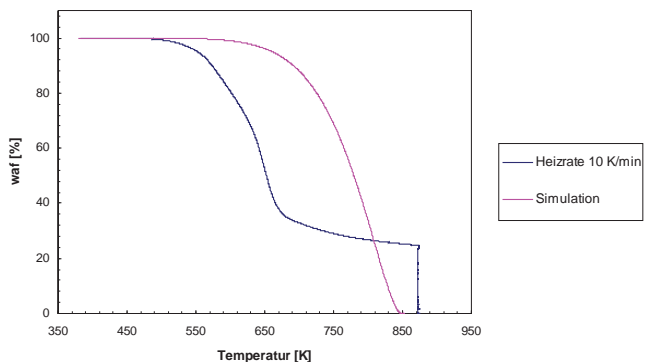


Abbildung 4: Gemessenen Zersetzungskurve im Vergleich mit der ursprünglichen Simulation

Weide "Steffan"

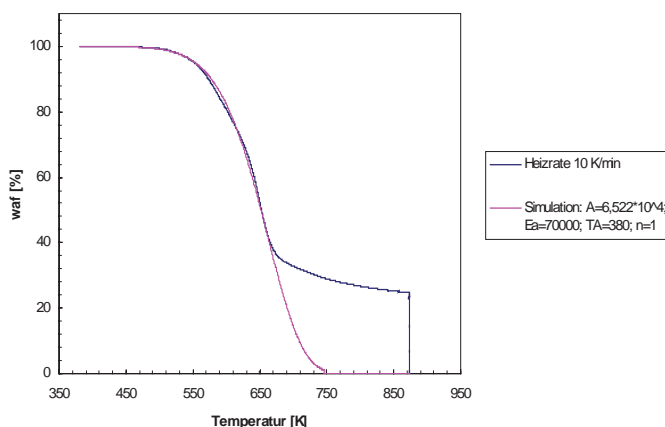


Abbildung 5: Gemessenen Zersetzungskurve im Vergleich mit der optimierten Simulation

Die Abbildung 4 zeigt große Abweichungen zwischen der gemessenen Zersetzungskurve und der Simulation mit den ursprünglichen kinetischen Parametern. Ein Grund für diese Abweichungen ist in der fehlerhaften Zeiterfassung des Analysegerätes zu sehen.

In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass die Simulation mit optimierten Parametern die gemessene Massenverlustcharakteristik deutlich besser annähern kann. Allerdings besteht im Zersetzungs-bereich unterhalb von 40% weiterer Forschungsbedarf.

Tabelle 2 zeigt für die untersuchten Biomasse die ursprünglich ermittelten sowie die optimierten kinetischen Parameter für den Massenverlustbereich von 90% bis 40%.

Brennstoff	Aktivierungsenergie [J/mol]	Stoßfrequenz [min ⁻¹]	Reaktionsordnung [-]
„Steffan“ (optimiert)	70000	6,522*10 ⁴	1
(berechnet)	74750	4,431*10 ⁴	0,4
„Christina“	67000	3,888*10 ⁴	1
	73950	3,888*10 ⁴	0,1
„Aage“	69000	3,488*10 ⁴	1,1
	71100	2,444*10 ⁴	0,5
„Bamse“	65000	5,9*10 ⁴	1,2
	73710	5,9*10 ⁴	0,7

Tabelle 2: optimierte und berechnete kinetische Parameter

5. Literatur

- [1] Grónli, Morten G.: A Theoretical and Experimental Study of the Thermal Degradation of Biomass ; Doctoral Thesis, Trondheim/Norwegen, 1996
- [2] Magín Lapuerta, Juan José Hernández, Joaquín Rodríguez : Kinetics of devolatilisation of forestry wastes from thermogravimetric analysis ; Biomass and Bioenergy 27 (2004),
- [3] Stenseng M., Jensen A., Dam-Johansen K.: Thermal analysis and kinetic modelling of wheat straw pyrolysis. Progress in thermochemical biomass conversion ; ed. A.V. Bridgewater. IEA Bioenergy Vol.2 Blackwell science (2001), Seiten 1061-1075
- [4] Gaur, S. , Reed, Thomas B.: Thermal Data for Natural and Synthetic Fuels ; Dekker, New York, 1998, ISBN 0-8247-0070-8
- [5] Thermal Analysis System TA-50WSI-TGA Kinetic Program (Ozawa method) ; Shimadzu Corporation, Kyoto, 1990
- [6] Nielsen, Henrik K. , Ahlhaus, M.: Growth, productivity and combustion characteristics of short rotation energy crops in Southern Norway ; 2004
- [7] Ollick, M.: Thermogravimetrische Analyse und Bestimmung kinetischer Daten von Biomassen zur Simulation des Pyrolyseverhaltens ; Diplomarbeit, Fachhochschule Stralsund, 2004
- [8] Schütte, A.: Anbau und Nutzung von Energiepflanzen in Deutschland – Status quo ; Fachgespräche Energiepflanzen, FNR e.V., Gülzow, 2004
- [9] Ahlhaus, M. , Nielsen, Henrik K.: Energy Crops for Combustion and Gasification ; 2004
- [10] DIN 51006: Thermogravimetrie-Grundlagen

OPTIMIERTE WÄRMEERZEUGUNG AUF DER BASIS REGENERATIVER ENERGIETRÄGER IM VERNETZTEN VERBUND PRIVATER HAUSHALTE

A. Bley

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Internationale Wirtschaftsbeziehungen, Lange Gasse 20, D-90403 Nürnberg, MetraLabs GmbH, Neue Technologien und Systeme, Ehrenbergstraße 11, 98693 Ilmenau, Andreas.Bley@MetraLabs.com

Schlüsselwörter: Energiemanagement, private Haushalte, Optimierung, Regelung, Vernetzung

Zusammenfassung: Ein Energieaustausch zwischen privaten Haushalten kann ökonomische Vorteile erschließen und damit die spezifischen Kosten von Nutzenergie aus erneuerbaren Energieträgern senken. Auf der Basis eines ökonomischen Kalküls kann der optimale Energiemix aus Sicht eines privaten Haushalts in Form eines Optimierungsmodells abgebildet werden. Die Umsetzung der Modellierung auf eine vernetzte Demonstrationsanlage des Solar-Dorf Kettmannshausen e.V. in Thüringen erforderte die Entwicklung eines modular aufgebauten Regelungssystems, das zwei Modellhaushalte mit jeweils zwei verschiedenen Wärme erzeugungsanlagen unterschiedlicher Hersteller auf der Basis erneuerbarer Energien miteinander informationstechnisch vernetzt. Die Grundprinzipien sind allgemeingültig und lassen sich somit auch auf eine Wasserstoffenergiewirtschaft i.S.e. „dezentralen Globalisierung“ mit Hilfe von Wasserstoff als Sekundärenergieträger übertragen.

1 Einleitung

Der Beitrag geht von der These aus, dass es langfristig keine Alternative für eine volkswirtschaftlich bedeutsame Nutzung erneuerbarer Energieträger gibt. Politisch wird ein Anteil dieser Energieträger an der Energieversorgung in Deutschland von 50 % zur Mitte des Jahrhunderts angestrebt.¹ In den nächsten Jahrzehnten werden sich die neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger mit dem Wasserstoff als Sekundärenergieträger etablieren, d.h., auch ihre Wirtschaftlichkeit unter Beweis stellen.

Im Hinblick auf eine volkswirtschaftlich bedeutsame Nutzung erneuerbarer Energieträger und unter Berücksichtigung, dass diese Energieträger im Vergleich zu fossilen Energieträgern mehr gleich verteilt sind, zeichnet sich ein Prozess der Dezentralisierung in der (elektrischen) Energiewirtschaft Deutschlands ab. Dieser Wandel eröffnet gleichzeitig die Chance, den formell liberalisierten Strommarkt tatsächlich mit mehr Wettbewerb zu beleben und ihn von volkswirtschaftlichen Ineffizienzen zu befreien.

Die deutschen Haushalte verbrauchen mittlerweile fast ein Drittel der gesamten Endenergie. Im Vergleich zu den Sektoren Gewerbe einschließlich Handel und Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sind sie damit die Gruppe mit dem höchsten Endenergieverbrauch.² Sie sind aber gleichzeitig auch die Eigentümer der Flächen, die für das Erschließen der erneuerbaren Energieressourcen erforderlich wären. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, welche Rolle die privaten Haushalte in einer zukünftigen Energiewirtschaft spielen.

¹ Vgl. [4] S. 1.

² Vgl. [5] S. 12.

□□n e t

In den neunziger Jahren wurde von B. B. das Konzept einer dezentralen Energiebörse entwickelt. Private Haushalte wandeln die ihnen zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträger in die gewünschte Nutzenergie um, jedoch nicht nur um ihren Eigenbedarf zu decken, sondern auch, um sie über ein Netz Dritten anzubieten. Der Anreiz für den Energieaustausch entsteht daraus, dass die Tauschpartner einen ökonomischen Vorteil aus dem Energieaustausch ziehen. Die Verfügbarkeit der Energieträger an sich ist somit eine notwendige, aber nicht hinreichende Voraussetzung für den Energieaustausch. Das Konzept bietet die Chance, ökologische, ökonomische und soziale Probleme marktlich, d.h., mit dem Prinzip des Wettbewerbs, zu lösen.

Allgemein ist ein Energieaustausch in einem Netz insbesondere dann sinnvoll, wenn einerseits die Nachfrage nach Energie jedes Netzteilnehmers hinsichtlich Menge, Zeitpunkt und Zeitdauer unterschiedlich ist. Die Unterschiede resultieren aus dem Nutzerverhalten (Raumtemperaturniveau, Intensität der Nutzung etc.) oder aus der Verschiedenartigkeit der Netzteilnehmer selbst, was sich in der Art und Größe der Häuser, der Art der Heizungsanlage sowie der Anzahl der elektrischen Verbraucher äußert. Andererseits kann ein Energieaustausch erforderlich sein, wenn die Leistung der eigenen Nutzenergieerzeugungsanlage ungleich der Last des jeweiligen Netzteilnehmers ist. Diese Bedingung ist beispielsweise bei fast allen konventionellen Heizungsanlagen erfüllt, da sie als Insellösung jeweils auf die Spitzenlast ausgelegt sind. Die Leistung von Anlagen, die auf der Basis der Solarenergie Wärme oder Elektroenergie erzeugen, schwankt in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Globalstrahlung und unterscheidet sich genau genommen fast immer von der Last. Weitere Voraussetzungen für den Energieaustausch hängen von der Energieform ab.

Die ersten Wirtschaftssubjekte, die den Wandel von einem reinen Energieverbraucher zu einem Energieproduzenten vollzogen haben, sind diejenigen, die mit einer netzgekoppelten Fotovoltaikanlage Solar- in Elektroenergie umwandeln und diese zu garantierten Mindestpreisen verkaufen. Neben der Elektroenergie ist ein leitungsgebundener Energieaustausch auch mit thermischer Energie möglich und in einer zukünftigen Wasserstoffenergiewirtschaft auch mit Wasserstoff denkbar. Die folgenden Betrachtungen konzentrieren sich auf einen thermischen Energieaustausch zwischen privaten Haushalten. Verallgemeinert lassen sich die Aussagen mit Einschränkungen auch auf die anderen genannten Energieträger übertragen.

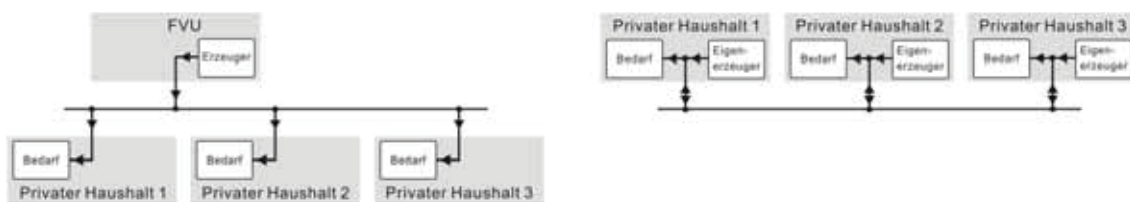


Abb. 2.1 Prinzipschema einer konventionellen Nah- oder Fernwärmeversorgung (links) im Vergleich zur Vernetzung von selbst Endenergie produzierenden Haushalten (rechts)

Abb. 2.1 stellt das erläuterte Konzept auf der Basis eines thermischen Energieaustauschs einer konventionellen (solar unterstützten) Nah- oder Fernwärmeversorgung schematisch gegenüber. Die Pfeile kennzeichnen den Energiefluss, der bei dem neuen Konzept bidirektional zwischen den privaten Haushalten gerichtet ist. Mit dem Blickpunkt auf den Austausch von Wärme als Nutzenergie handelt es sich aus systemtheoretischer Sicht bei der Nahwärmeversorgung um ein geschlossenes

□Vgl. [2] S. 1024f.

System, während die Wärmeversorgung vernetzt Energie produzierender Haushalte ein offenes System repräsentiert.

Setzt man voraus, dass ein Energieaustausch technisch möglich ist, so sind Anreize sowohl für den Energie verkaufenden als auch für den Energie einkaufenden Haushalt erforderlich, damit es tatsächlich zu einem Energieaustausch kommt. Ein Anreiz für den Energieaustausch ist dann gegeben, wenn sich ein Haushalt ökonomisch besser stellt, indem er mehr Nutzenergie produziert, und ein anderer dadurch, dass er weniger Nutzenergie produziert.⁴ Das ist u.a. dann der Fall, wenn sich die Wärmeerzeuger der betrachteten Haushalte in ihren variablen Kosten unterscheiden □z.B. bei einer solarthermischen Anlage im Vergleich zu einer Ölheizung.

Einem Wandel des privaten Haushalts zu einem Energieproduzenten auf der Basis erneuerbarer Energieträger können gesellschaftliche Konsequenzen folgen. Neben den positiven Wirkungen der Substitution fossiler Energieträger, wie die Vermeidung von Treibhausemissionen und von Konflikten um Ressourcen, stärkt er das unternehmerische wie auch das umweltbewusste Verhalten privater Haushalte. □ässt sich mit dem Verkauf von Energie aus erneuerbaren Energieträgern zusätzliches Einkommen erwirtschaften, so lässt sich mit einem neoklassischen Modell zeigen, dass auch das marktliche Arbeitsangebot und damit c.p. die Arbeitslosigkeit verringert werden kann.

□ Modellierung und □ Realisierung

Für einen Verbund von Energie austauschenden Haushalten stellt sich die Frage, wie die Nachfrage nach Wärme in einem bestimmten Zeitraum gedeckt werden soll. Nach dem Pareto-Kriterium ist ein Energieaustausch dann optimal, wenn sich kein Haushalt im Verbundnetz besser stellen kann, ohne dass sich ein anderer Haushalt dadurch verschlechtert. Die Analyse des Entscheidungsverhaltens der handelnden Haushalte kann in zwei Stufen erfolgen □Konzentriert man sich zunächst auf einen Haushalt des Netzes und betrachtet alle anderen Netzteilnehmer als dessen relevante Systemumwelt, so kann man unter Abbildung der Nutzenfunktion des Haushalts seinen optimalen Energiemix bestimmen. In einer zweiten Stufe sind das Zusammenspiel mehrerer Haushalte und die Verteilung des ökonomischen Vorteils unter der Anwendung spieltheoretischer Ansätze zu untersuchen, was nicht Gegenstand dieser Veröffentlichung ist.⁵

Nimmt man beispielsweise an, dass der betreffende Haushalt eine kostenminimale Produktion der thermischen Nutzenergie wünscht, so lässt sich folgendes Optimierungsproblem formulieren □

$$\begin{array}{ll}
 \square F \square \sum_{i=1}^n k_i \cdot x_i - \square_E \cdot x_E \rightarrow \min & x_i \square \text{ selbst erzeugte oder importierte Wärmemengen} \\
 NB \square \sum_{i=1}^n x_i - x_E \geq b & k_i \square \text{ Durchschnittskosten} \\
 \sum_{i=1}^n x_i - x_E \leq b + s & x_E \square \text{ exportierte Wärmemenge} \\
 x_i \leq w_i & \square_E \square \text{ Preis der exportierten Wärmemenge} \\
 x_E \leq w_E & b \square \text{ Wärmebedarf} \\
 x_i, x_E \geq 0 & s \square \text{ Speicherkapazitäten} \\
 & w_i \square \text{ Kapazitäten der Energieerzeugung} \\
 & i \square 1 \dots n
 \end{array}$$

⁴ Transaktionskosten beim Energieaustausch werden zunächst nicht berücksichtigt.

⁵ Vgl. [1] S. 11-20, □□f.

□ Der Modellierung liegen zahlreiche Annahmen zu Grunde, die auf Grund der Kompaktheit des Beitrags nicht im Einzelnen wiedergegeben werden können □vgl. [1], S. □□f.

Die Entwicklung eines Regelungssystems, das auf der Grundlage des genannten Optimierungsproblems den Energiemix der verschiedenen Wärmeerzeugungsanlagen, die in privaten Haushalten eingesetzt werden können, bestimmt, war Gegenstand des Forschungsvorhabens „Universelles internetgestütztes Regelungssystem für die Haustechnik“. Durch eine konsistente Modularität sollte das selbst lernende System typische Komponenten unterschiedlicher Hersteller miteinander informationstechnisch vernetzen. Weitere Ziele bestanden in der Integration mehrerer Zielfunktionen, in einer einfachen Bedienung bis hin zum Schaffen der Voraussetzung für den späteren Ausbau zu einer dezentralen Energiebörse. Die Mehrkosten durch die Regelung sollten für den Nutzer unter zehn Prozent eines energieeffizienten thermischen Energiesystems mit zwei Nutzenergieerzeugern sein. □

Das Vorhaben wurde durchgeführt von den Projektpartnern Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet Wirtschaftstheorie, Fa. Metra□abs GmbH □ Neue Technologien und Systeme, Ilmenau sowie dem Verfahrenstechnischen Institut für Umwelt und Energie Saalfeld e.V. im Zeitraum von September 2001 bis Mai 200□. Der Projektpartner Metra□abs GmbH trug die Verantwortung für die Entwicklung des technologischen Konzepts sowie für die Konzeption und Realisierung der Software- und Hardwarekomponenten.

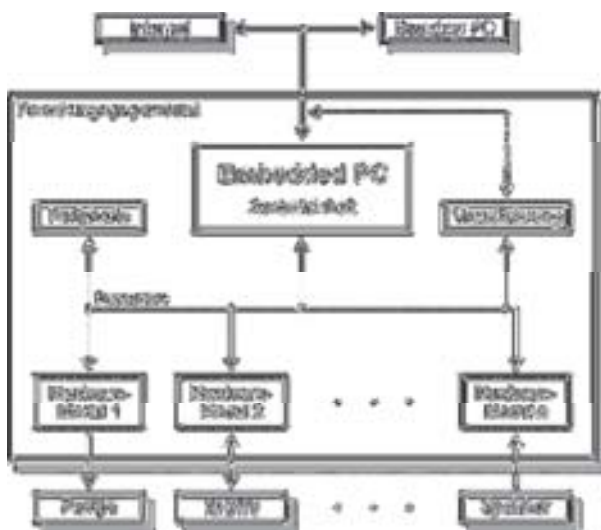


Abb. 3.1 Technologisches Gesamtkonzept □

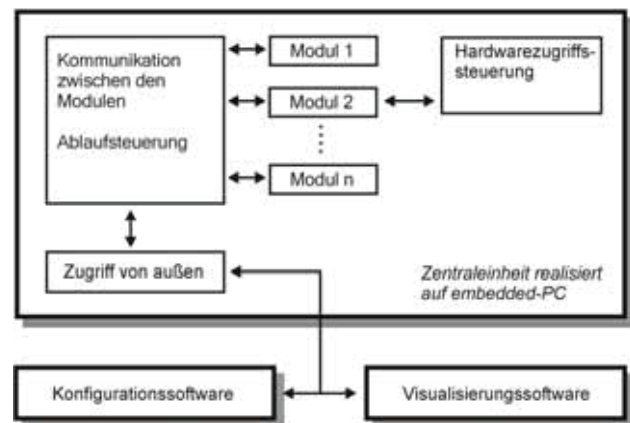


Abb. 3.2 Schema der Softwarearchitektur

Die Intelligenz des Systems ist verteilt auf eine Zentraleinheit und diverse Hardwaremodule, die über ein Bussystem miteinander verknüpft sind. Der Embedded PC kommuniziert mit den Hardwaremodulen, prüft ihre Funktionsfähigkeit, nimmt die relevanten Systeminformationen auf, verarbeitet sie weiter und verteilt die Steueranweisungen nach der durchgeführten Optimierung über den Kommunikationsbus. Die Integration des Embedded PC in lokale Netzwerke und in das Internet ermöglicht neben der Fernwartung einerseits den Bezug von Informationen z.B. über die künftigen Witterungsbedingungen. Andererseits können mehrere Regelungen miteinander vernetzt werden, wodurch neben der Idee einer Energiebörse auch □ernmechanismen, also die □bertragung von Erfahrungen von einem System zum anderen, verwirklicht werden können. Die genannten Hardwaremodule lassen sich in drei Gruppen einteilen □ Messwertaufnehmer zur Datenerfassung, Stelleinheiten zum Ansteuern externer Komponenten und Schnittstellenwandler.

□ Vgl. [□] S. 5f.

Das gesamte Regelungssystem ist softwaredominiert. Der Hauptanteil an Software für die Funktion des Systems ist modular in der Zentraleinheit implementiert. Es existieren Module für den Anschluss von Sensoren und Aktoren, Module für die Schätzung des künftigen Wärmebedarfs sowie der künftigen Wärmeerzeugung, Optimierungsmodule und Module, die Hilfsfunktionen, wie den Takt geben, die Daten loggen, die Berechnung von Wärmemengen, zur Verfügung stellen. Eine zentrale Kommunikationsschnittstelle sichert den Informationsaustausch zwischen den einzelnen Softwaremodulen. Über ein Interface greifen einzelne Module auf die Software außerhalb der Zentraleinheit zu, die in den Hardwaremodulen die Vorverarbeitung der Signale bzw. die Weiterverarbeitung der Daten übernehmen.

Neben den Softwarebestandteilen, die die Funktion des Systems sichern, existieren zwei weitere Programme. Mit einem Konfigurationsprogramm werden die einzelnen Softwaremodule der Zentraleinheit einander zugeordnet. Eine einfache Visualisierungssoftware ermöglicht die Einstellung und Überwachung des gesamten Systems während der Testphase.

Ein Prototyp des Regelungssystems wurde im Testzentrum des Solar-Dorf Kettmannshausen e.V. installiert. In das System sind eine Luft-Wasser-Wärmepumpe ($10 \text{ kW}_{\text{th}}$), ein Mini-Blockheizkraftwerk ($1 \text{ bis } 10 \text{ kW}_{\text{th}}$), zwei solarthermische Anlagen mit Vakuumröhren- und Flachkollektoren (ca. 12 m^2 Absorberfläche) sowie drei Wärmespeicher mit 100 , 100 und 50 l integriert. Das erforderte die Entwicklung an die Komponenten angepasster Hardwaremodule, die über einen CAN-Bus untereinander und mit einem TCP/CAN-Konverter über Ethernet mit dem Embedded PC verbunden sind. Dazu zählen 4-Kanal-Pt100-Module für die Erfassung der Temperaturen, ein Messmodul für die Solarstrahlung, 4-Kanal-Impulszählermodule für die Berechnung der Wärmemengen sowie 4-Kanal-Relaismodule für die Ansteuerung der Pumpen und Ventile. Wie alle Hardwaremodule ist der Embedded PC auf einer Standardhutschiene montiert und in einem Schaltschrank untergebracht. Alle Softwaremodule wurden mit den Programmiersprachen C/C++ entwickelt und die Module der Zentraleinheit auf dem Embedded PC mit einem linuxderivaten Betriebssystem installiert.

Für die Optimierung wird der Zustand des gesamten Wärmeerzeugungssystems zu geeigneten Zeitintervallen erfasst. Der Solarertrag, der Wärmebedarf für Heizung sowie für Warmwasser werden mit Hilfe von lernfähigen Bedarfsschätzungsmodulen für den Optimierungshorizont ermittelt. Das lineare Optimierungsproblem wird mit dem Simplexalgorithmus⁹ gelöst und das Ergebnis auf die Hardwaremodule übertragen. Durch die ständige Überwachung des Betriebszustandes der Solaranlage wird eine höchstmögliche Nutzung der Globalstrahlung angestrebt.¹⁰

10 Ausblick

Der Funktionstest des Regelungssystems wurde bis zum Frühjahr 2004 abgeschlossen. Das Erfassen von Testreihen im Betrieb ist in zwei Stufen vorgesehen. Die erste Stufe wird in der Winterperiode 2004/2005 durchgeführt. Es werden alle einbezogenen Komponenten als eine Anlage betrachtet und somit der optimale Energiemix für einen Haushalt ermittelt. In der zweiten Stufe werden die tatsächlich räumlich getrennten und über ein Nahwärmenetz verbundenen Anlagen zwei Testhaushalten zugeordnet.¹¹ Aus den Testreihen werden erste Rückschlüsse über den optimalen

⁹ Vgl. [1] S. 22

¹⁰ Vgl. [1].

¹⁰ Vgl. [1] S. 5-5 [1] S. 44-4

¹¹ Vgl. [1] S. 5-2.

Energieaustausch zwischen privaten Haushalten erwartet. Zudem wird gegenwärtig die Integration einer Nexa-Brennstoffzelle als Notstromversorgung vorbereitet.

Mit dem Regelungssystem ist ein erster Schritt zu einer dezentralen Energieversorgung auf der Basis unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger zwischen privaten Haushalten geschaffen. Die darauf aufbauenden Forschungsarbeiten untersuchen die volkswirtschaftlichen Voraussetzungen für eine vernetzte Haushaltsenergieproduktion in einer Wasserstoffenergiewirtschaft.

Die Erfahrungen mit dem entwickelnden Regelungssystem haben Eingang in Aus- und Weiterbildungsprozesse gefunden. Der Verein Solar-Dorf Kettmannshausen e.V. mit seinen Netzwerkpartnern nutzt die bisher auch hierzu gesammelten Erfahrungen zur dezentralen Nutzung erneuerbarer Energieträger für die Bearbeitung des BMBF-Projekts „Jules Verne Initiative“, mit dem der Bildungsvorlauf zu den neuen Energietechnologien, insbesondere auch zur Brennstoffzellentechnologie, über die Aus- und Weiterbildung an breite Bevölkerungsschichten herangetragen werden soll.

Das Vorhaben „Universelles internetgestütztes Regelungssystem für die Haustechnik“ wurde mit Mitteln des Thüringer Ministeriums für Wissenschaft, Forschung und Kunst gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Literaturverzeichnis

[1] Bley, Andreas. Die Energie-Ich-AG – ökonomische Modellansätze für den Austausch von Wärme in dezentralen Energiesystemen. [Masch.-schr.] Diplomarbeit. Ilmenau, 2000

[2] Bley, Berthold. „Solarunterstütztes Nahwärmesystem - ein wohlfahrtsmaximierendes Monopol“. 11. Internationales Sonnenforum – Deutschlands Weg in eine solare Zukunft. Hg. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., International Solar Energy Society – German Section. München – Solar Promotion, 1999 1024-1031.

[3] Bley, Berthold (Projektkoordinator). Universelles internetgestütztes Regelungssystem für die Haustechnik. Schlussbericht des Projektpartners TU Ilmenau. Ilmenau – 2000

[4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hg. Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal – 2004.

[5] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Hg. Energie Daten 2000 – Nationale und internationale Entwicklung. o. J.

[6] Merten, Matthias – Bley, Andreas – Martin, Christian – Förster, Henrik. Universelles internetgestütztes Regelungssystem für die Haustechnik. Schlussbericht des Projektpartners Metraabs GmbH. Ilmenau – 2000

[7] Hamacher, Horst W. – Klamroth, Kathrin. Lineare und Netzwerk-Optimierung – Linear and network optimization. Braunschweig – Wiesbaden – Vieweg, 2000.

Neuartiger leichter Hochdruckbehälter für Wasserstoffspeicherung

Dr.-Ing. Dirk Böhler und Lars Pospischil

AIR Fertigung-Technologie GmbH, Bützower Str. 1d, 18239 Hohen Luckow, air.rostock@t-online.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Druckbehälter, Brennstoffzelle, CFK, Kunststoff, faserverstärkt

Zusammenfassung:

Die angestrebte Überführung der Wasserstofftechnologie in den mobilen Bereich erfordert die Bereitstellung von geeigneten Wasserstoffspeichern. Diese Speicher müssen sowohl über eine gute volumetrische als auch gravimetrische Speicherdichte verfügen.

Der durch die AIR Fertigung-Technologie GmbH entwickelte und weltweit zum Patent angemeldete Druckbehälter ermöglicht die nahezu 100 prozentige Ausnutzung der Festigkeitsreserven der eingesetzten Fasern. Durch die Umsetzung des Prinzips der Innenverstärkung können somit leichtere Druckbehälter mit verbesserter Platzausnutzung und ebenen Behälterdeckeln hergestellt werden.

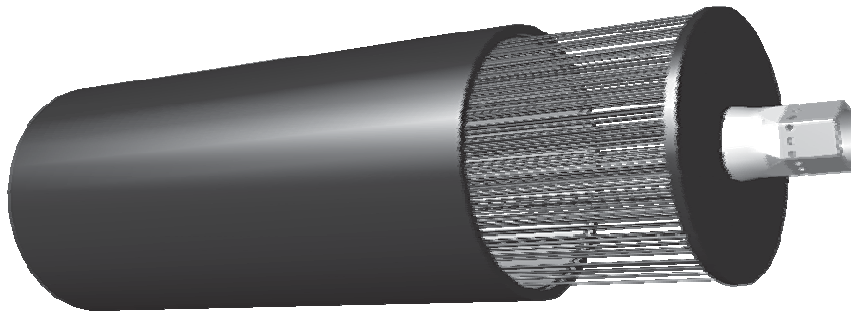


Abb. 1 Leichter Hochdruckbehälter mit Innenverstärkung (Explosionsdarstellung)

1. Wasserstoffdruckbehälter im mobilen Bereich

Unter dem Gesichtspunkt eines steigenden globalen Energiebedarfs sowie dem Wunsch nach erhöhter Mobilität in den Schwellenländern bei gleichzeitig begrenzten fossilen Brennstoffen, wird die Bereitstellung alternativer Energien auch im Automobilbereich immer brisanter. Eine Ablösung der heute eingesetzten Benzin- und Dieselkraftstofftechnik durch Antriebe auf Grundlage der Wasserstofftechnologie zeichnet sich mittelfristig ab. „Well-to-Wheel“ Analysen für Personenkraftwagen haben ergeben, dass die Kombination von gasförmigem Wasserstoff mit einer Brennstoffzelle die energetisch beste Variante darstellt. Die Automobilindustrie orientiert sich derzeit auf die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen mit 700 bar Speichertechnologie. Die speziell für diese hohen Drücke entwickelten Behälter gleichen sich in ihrer Geometrie (Zylinder mit isotenoiden Endkappen) sowie der Verwendung von kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff als tragender Struktur. Zur Reduzierung der Permeation werden entweder Metall- oder Kunststoffliner vorgesehen.

2. Druckbehälter mit Innenverstärkung

Ausgehend von diesen Erfordernissen, wurde durch die AIR Fertigung-Technologie GmbH ein neuartiger leichter Hochdruckbehälter zur Speicherung von Wasserstoff entwickelt, gefertigt und weltweit zum Patent angemeldet. Dieser Druckbehälter setzt gleichfalls auf die hervorragenden Eigenschaften der Kohlenstofffaser als Konstruktionswerkstoff sowie auf einen Metallliner. Das

Behälterkonzept wurde dagegen vollkommen gewandelt. Bei dem „neuartigen Leichten Hochdruckbehälter“ sind die Längs- und Umfangsbeanspruchungen vollends entkoppelt. Dies gelingt durch die praktische Umsetzung der Idee einer Innenverstärkung. Hunderte einzelne Kohlenstofffasern verbinden die Behälterdeckel als Zuganker und nehmen die Längsbeanspruchungen dort auf, wo sie entstehen. Eine Umleitung der Längskräfte über die Behälterhülle entfällt. Die Behälterhülle ist ein Rohr und besteht aus reinen Umfangswicklungen.

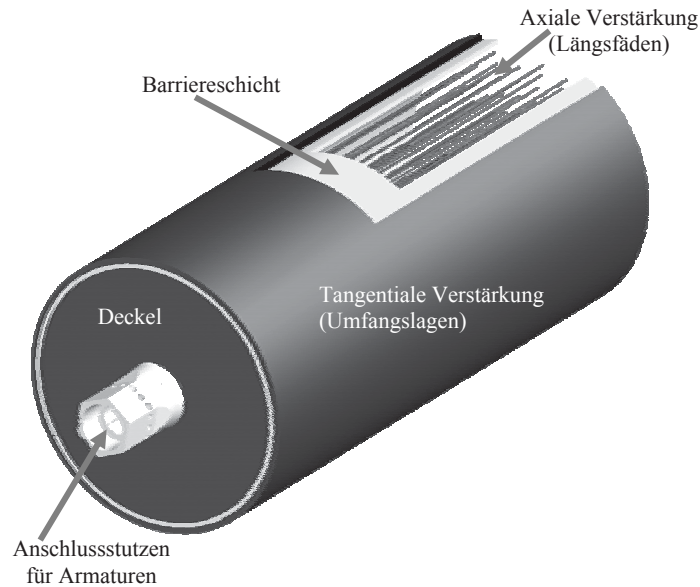


Abb. 1 Aufbau eines Druckbehälters mit Innenverstärkung

Dies ergibt zahlreiche Vorteile. Die Beanspruchungen im Behälter sind rein einachsig. Die hohen Festigkeiten und Steifigkeiten der Kohlenstofffaser können somit nahezu 100 Prozentig ausgenutzt werden. Durch die Innenverstärkung ist erstmalig die Fertigung eines Druckbehälters mit planaren Endkappen möglich. Das tote Volumen im Bereich der isotenoiden Endkappen entfällt. Ein Vergleich mit aktuell auf dem Markt erhältlichen 100 bar Druckbehältern zeigt wie sich diese Vorteile konkret auswirken. (Tabelle 1)

herkömmlicher Behälter	neuartiges Druckbehälterkonzept
1 l	Speicherdichte +31,5%
10 kg	1 l
1000 mm	10 kg
100 mm	1000 mm
100 bar Berstdruck 2.3	200 mm
1,1 m	100 bar Berstdruck 3
1,1 kWh	1 m
	1 kWh

Tabelle 1 Vergleich von Druckbehältern

Um den Behälter objektiv vergleichen zu können, wurde ein Behälter entworfen, der dasselbe Nutzvolumen sowie Behältermasse wie das 100 bar Referenzsystem besitzt. Da durch die Bauweise mit planaren Endkappen der Raum besser ausgenutzt wird, kann zur Realisierung desselben Nutzvolumens bei selber Baulänge der Zylinderdurchmesser verringert werden. Durch die bessere Ausnutzung des Faserwerkstoffes ist es möglich bei gleich hohem Materialeinsatz höhere Speicherdrücke zu realisieren (bei gleichzeitig höherer Sicherheit). Das Verbesserungspotential des „neuartigen Leichten Hochdruckbehälters“ spricht für sich. Im Vergleich zu Druckbehältern ohne Innenverstärkung lässt sich die Speicherdichte bezogen auf Wasserstoff um über 100% erhöhen.

Die Behälterdimensionen lassen sich einfach auf die vorhandenen Einbauräume anpassen. Der Druckbehälter ist in Länge und Durchmesser ohne große Restriktionen frei skalierbar. Ab einer Mindestbehälterlänge kommt es zu keiner gravierenden Änderung der realisierbaren Speicherdichte. (Abbildung 1)

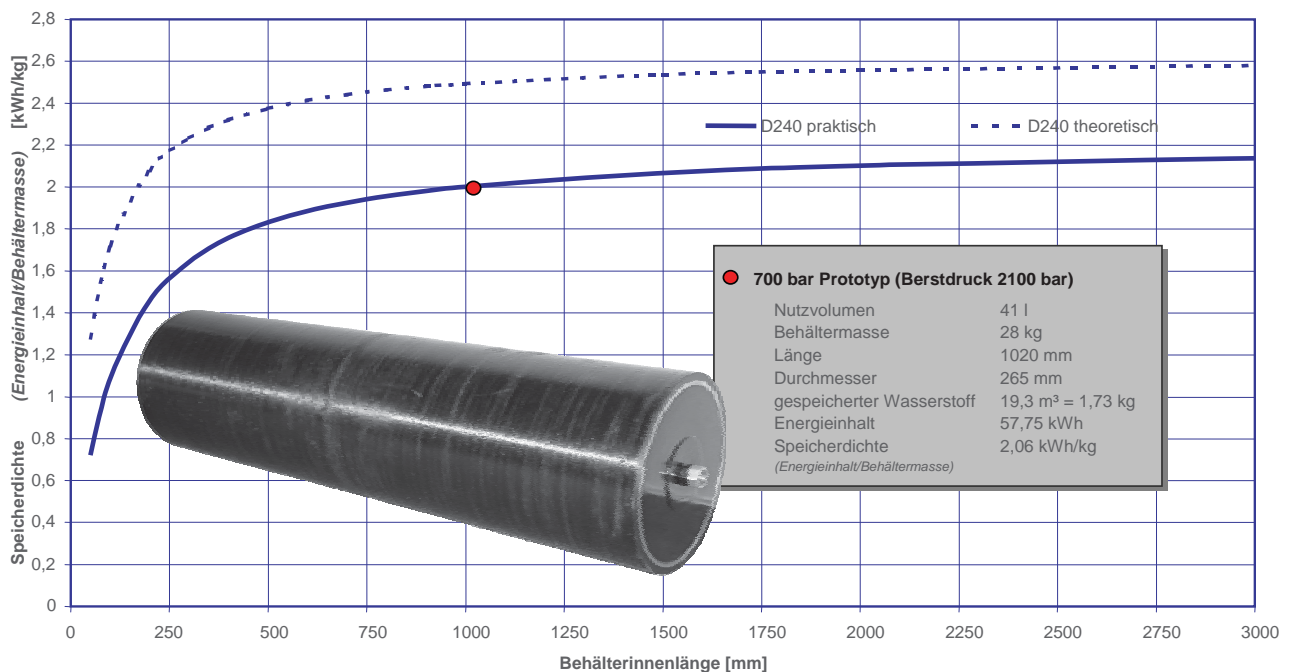


Abb. 1 Einfluss der Behälterform auf die Speicherdichte

Der Einsatzbereich des neuartigen Hochdruckbehälters mit Innenverstärkung ist mannigfaltig. Neben ihrer Anwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen sind sie auch als Brennstofftank für Flugzeuge oder wieder verwendbare Trägerraketen, sowie als Gastank für Tanklastzüge oder im stationären Bereich einsetzbar.

Nach erfolgreicher Erprobung sollen die ersten 10 Liter, 700 bar Druckbehälter 200 auf einem Versuchsschiff installiert werden.

Forschung und Entwicklung der Mitglieder der Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg Vorpommern e. V.

Dr.-Ing. Gerhard Buttkewitz

Wasserstofftechnologie-Initiative e. V., Joachim-Jungius-Straße 9, D-18059 Rostock, info@wti-mv.de

Die Forschung und Entwicklung in Mecklenburg-Vorpommern umfasst den gesamten Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Dabei sind in vielen Fällen diese FuE-Aktivitäten in anwendungsbezogenen Projekten integriert sowie in einigen Projekten auch auf die Kerntechnologie fixiert.

Folgende wesentlichen **Zielstellungen** beinhalten die Projekte:

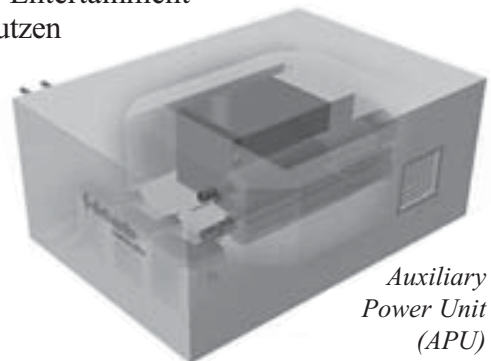
- Entwicklung von Zukunftstechnologien durch Unternehmen der Region
- Umsetzung und Anwendung der Ergebnisse ist in der Region
- Bündnisbildung von regionalen Unternehmen, Universitäten und Hochschulen
- Entwicklung von Teilbereichen der Wasserstofftechnologie

Für **Mecklenburg-Vorpommern** bedeutet dies:

- Entwicklung neuer industrieller Wachstumskerne
- Beitrag für den Umweltschutz und Schonung der Energieressourcen
- große Chancen auf noch nicht etablierten Märkten
- kurz- bzw. mittelfristig Schaffung von Arbeitsplätzen.

Auxiliary Power Unit (APU)

In diesem Projekt wird eine Brennstoffzellenanlage auf Basis einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) für Fahrzeuge und Freizeitanwendungen entwickelt, die Wärme- und Elektroenergie aus konventionellen oder regenerativ hergestellten Kraftstoffen erzeugt. Realisiert wird das Vorhaben von der Fa. Webasto AG, Neubrandenburg. Die APU wird den steigenden Energiebedarf in Fahrzeugen abdecken. In erster Linie ermöglicht das System den Betrieb zahlreicher elektrischer Funktionen im Fahrbetrieb und im Stillstand, wie zum Beispiel Telematik, Entertainment und Komfort (insbesondere Standklimatisierung). Der Kundennutzen geht weit über die Standfunktion hinaus, denn ein SOFC-APU-System hat deutliche Wirkungsgradvorteile gegenüber etablierten Technologien. Dadurch wird der Kraftstoffverbrauch minimiert und CO₂-Emissionen verringert. Langfristig können durch die Einführung von APUs weitere, heute mechanisch und hydraulisch angetriebene Systeme im Fahrzeug elektrisch betrieben werden. Dadurch erhöhen sich nochmals Kundennutzen und Umweltverträglichkeit.



*Auxiliary
Power Unit
(APU)*

DeepC

DeepC ist ein unbemanntes autonomes Unterwasserfahrzeug, das von einer Brennstoffzelle angetrieben wird.

Technische Parameter:

Verdrängung: ca. 2.000 kg

Nutzlast: ca. 300 kg

Geschwindigkeit: 4 kn, max. 6 kn

Tauchtiefe: 4.000 m

Missionszeit: 60 h

Reichweite: 400 km

steuerbar in allen 6 Freiheitsgraden bei allen Geschwindigkeiten.



*DeepC unbemanntes
autonomes Unterwasserfahrzeug*

Anteile der Unternehmen aus Mecklenburg-Vorpommern am Projekt:

- Wasserstoff- und Sauerstoff-Speicher - ATI Küste GmbH, Herbert Seus GmbH & Co. Kältetechnik KG
- Wasserstoff- und Sauerstoff-Betankungseinrichtung - ATI Küste GmbH, Herbert Seus GmbH & Co. Kältetechnik KG
- Brennstoffzellen-Peripherie - ENITECH Energietechnik-Elektronik GmbH
- Gesamte Energieversorgungsanlage - ATI Küste GmbH, ENITECH Energietechnik-Elektronik GmbH. Die Brennstoffzellenstacks werden vom ZSW entwickelt.

Mehr Informationen unter: www.deepc-auv.de.

Direkt-Methanolbrennstoffzelle für den Unterwassereinsatz

Das Ziel der gesamten Produktentwicklung ist eine Direkt-Methanolbrennstoffzelle für den Unterwassereinsatz mit dem flüssigem Brennstoff Methanol und einem flüssigem Oxidanz (vorzugsweise H_2O_2 , Peroxidsalzlösungen, Salpetersäure). Im Projekt werden u. a. Themen wie die Entwicklung von Katalysatormaterialien, Herstellung von MEAs, Zusammensetzung von Brennstoff und Oxidanz, Flowfieldgestaltung, Zellgeometrie, Stackaufbau und Test von Einzellern/Stacks bearbeitet. Realisiert wird das Projekt von AMT Analysenmesstechnik GmbH Rostock.

Die zu entwickelnde Brennstoffzelle soll den folgenden Leistungsparametern genügen:

- Energieversorgung für den Unterwasserbereich für mindestens 6 Monate
- wartungsfreier Betrieb
- Spannung: wahlweise 6-24 V DC
- Stromverbrauch in der Spitze: 400 mA
- durchschnittlicher Stromverbrauch: 50 mA
- druckstabil für den Tiefseebereich (600 bar) oder alternativ druckneutral aufgebaut
- Einsatz im Temperaturbereich von 0-40°C (bezieht sich auf Meerwasser, nicht auf die Betriebstemperatur der Brennstoffzelle)

Erforschung der experimentellen Bedingungen zur Leistungssteigerung der Direktmethanolbrennstoffzelle

Um die Vorteile der einfachen und kostengünstigen Anlagentechnik der Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) unter atmosphärischem Normaldruck sowie den Vorteil des flüssigen Brennstoffs Methanol (CH_3OH) ausnutzen zu können, ist die gegenwärtig zu niedrige Leistungsdichte der DMFC von weniger als 65 mW/cm^2 (J. Mergel; FZ-Jülich 2001), gegenüber 600 mW/cm^2 einer $H_2/PEFC$, deutlich zu steigern!

Das Gesamtziel des Forschungsvorhabens ist es daher, die Überspannung von neuen Elektroden für unter Normaldruck arbeitende DMFC mit einer spezifischen elektrischen Leistungsdichte von 100 mW/cm^2 bei 500 mV Zellenspannung und 70°C Betriebstemperatur zu erforschen. Dabei gilt es ein Präparationsverfahren für MEAs (Membrane-Electrode-Assemblies) mittels Siebdrucktechnik zu erforschen und den Einfluss der MEAs auf die Langzeitstabilität des Brennstoffzellestapels (Stacks) unter optimierten Betriebsbedingungen zu untersuchen.

Folgende Präparationsverfahren für DMFC's und deren Komponenten sind im Detail im Rahmen dieses Projektes zu untersuchen:

- Verfahren zur Katalysatorherstellung (in Zusammenarbeit mit dem HMI; Berlin)
- Elektrodenpastenpräparation für Siebdruckbeschichtung von Polymerelektrolytmembranen (hier basierend auf Nafion®-Folie)
- Siebdruck- und Konditionierverfahren zur reproduzierbaren Membranbeschichtung
- Assembling und Stacking für 5...25-zelligen Stack
- Betriebsverfahren, Test- und Kompaktanlage

Da die Einzelzellen eines bis zu 25-zelligen Stack nahezu exakt gleiche elektrochemische Parameter aufweisen müssen (durch jede Zelle des Stacks fließt die gleiche Menge Strom, der die gleiche Menge an Luft und Methanol verbraucht), sind alle Verfahren soweit zu optimieren, dass die enorm hohen Anforderungen an eine entsprechende Reproduzierbarkeit erfüllt werden können.

Für die reproduzierbare Herstellung von MEAs werden daher folgende Ansätze erforscht:

- Katalysatorerprobung für DMFC (Anode und Kathode) in Zusammenarbeit mit dem HMI in Berlin
- Untersuchung des Einflusses der MEA-Präparation und des Siebdruckverfahrens einschließlich der Optimierung des Konditionierverfahrens von Elektrodenschichten auf die spezifische elektrische Leistungsdichte und Langzeitstabilität
- Untersuchung des Einflusses der Elektrodenpastenzusammensetzung für eine optimale Feinstruktur der aktiven Elektrodenschicht einschließlich des Einsatzes von Kohlenstoffnanotubes als Katalysatorträger
- Untersuchung des Einflusses des Assembling- und Stackingverfahrens von MEAs und Brennstoffzellenkomponenten auf die reproduzierbare Leistung eines 10-zelligen Teststack mit einer aktiven Einzelzellenfläche von 25 cm²

Mehr Informationen unter: www.hiat.de

Leichter Hochdruckbehälter zur Wasserstoffspeicherung

Bislang werden Druckbehälter gefertigt, die das Gas im Innern eines zylinderförmigen mit kugelförmigen oder nahezu kugelförmigen Endkappen versehenen Behälters speichern. Diese Behälter werden traditionell aus Stahl insbesondere für mobile Anwendungen aber auch mit auf einen Aluminiumliner gewickelten CFK gefertigt. Für mobile Anwendungen ist die Gewichts- und Volumenproblematik besonders wichtig. So soll möglichst das gleiche energetische Speichergewicht bzw. Speichervolumen erreicht werden wie mit bislang verwendeten flüssigen Energiespeichern (Benzin, Diesel). Bislang war das nicht möglich.

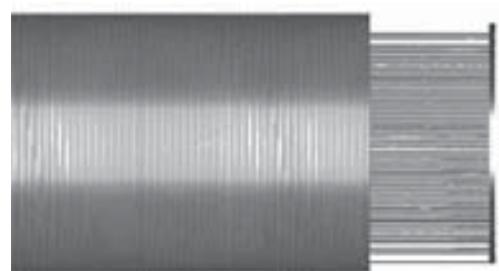
Mit einem neuartigen Konstruktionsprinzip das bei AIR entwickelt wurde, ist man diesem Ziel jetzt wesentlich näher gekommen. Dadurch, dass die axiale Verstärkung als Kohlefasernetz durch den Körper hindurch geführt wird, lässt sich eine nahezu 100% Ausnutzung der Materialeigenschaften für die Festigkeitsstruktur der Druckbehälter erreichen. Das Speichervolumen wird gegenüber herkömmlichen Druckbehältern bei gleicher Masse nahezu verdoppelt. Zudem sind Einschränkungen von Form und Abmessungen nahezu nicht gegeben, so dass weitgehend beliebige Zylinderformen und Abmessungen von sehr groß bis hin zur Miniaturisierung möglich werden. Auch der nutzbare Speicherdruck unterliegt keinen Festigkeitsrestriktionen. Die Fertigung der Speicher lässt sich sehr gut automatisieren. Damit erschließen sich eine Vielzahl von neuen Anwendungen (Luftfahrt und Raumfahrt, Automobiltechnik).

In bislang existierenden Druckbehälteranwendungen besitzt diese Art von Speicher einen entscheidenden Konkurrenzvorteil durch das halbierte Gewicht, die Flexibilität der Formgestaltung und die kostengünstige Herstellungsmethode.

Dieses Projekt wird von der AIR Fertigung-Technologie GmbH realisiert.



Traditionelles Druckbehälterprinzip



Neuartiges Druckbehälterprinzip

LRFC - Brennstoffzelle mit flüssigen Reaktanden

Die Firmen AMT Analysenmesstechnik GmbH Rostock, Enitech Energietechnik- Elektronik GmbH Bentwisch, Herbert Seus GmbH & Co. Kältetechnik KG Kronsamp/Laage sowie die Forschungsinstitute IfOK Leibniz-Institut für Organische Katalyse e. V. Rostock und INP Institut für Niedertemperatur-Plasmaphysik Greifswald haben sich entschlossen diese neuartigen Brennstoffzellen zu entwickeln. Sie stellen eine Weltneuheit dar und ermöglichen einen druckneutralen Betrieb im Unterwassereinsatz, so dass aufwendige Druckgefäße entfallen können. Weitere Vorteile sind die hohe Energiedichte, Zuverlässigkeit und innere Sicherheit.

Micro-Selox

Zusammen mit der Firma ICEMASTER Paderborn und dem Institut für Mikrosystemtechnik Mainz (IMM) startete das HIAT am 15. März 2004 ein Projekt zur Kaltgasreinigung von Reformergasen (für Brennstoffzellen) und Autoabgasen. Die größte umweltrelevante Bedeutung hat dieses Projekt dadurch, dass es eine wesentliche Vereinfachung der indirekten Anwendung der Wasserstofftechnologie ausmacht.

Indirekte Wasserstofftechnologie bedeutet, dass aus fossilen Brennstoffen wie Benzin oder aus regenerativen Brennstoffen wie Bio-Ethanol durch die sog. Reformierung Wasserstoff entsteht. Hierzu ist unter anderem, als letzte Reinigungsstufe die CO-Feinreinigung notwendig, ohne die Reformat-Wasserstoff nicht in kleinen Höchstleistungs-PEM-Brennstoffzellen eingesetzt werden kann.

Die Highlights dieses Projektes sind:

- Entwicklung eines Katalysators zur selektiven Kohlenmonoxidoxidation in Reformergasen (Aufgabe HIAT)
- Entwicklung eines „wash coat“ für den Katalysator in den Kanälen eines Mikroreaktors (Aufgabe IMM + HIAT)
- Entwicklung und Praxis-Test des Mikroreaktors sowie Prototypbau (IMM + ICEMASTER)

Die Innovation besteht in der niedrigen Arbeitstemperatur von 30 °C bis 70 °C, bei der die selektive katalytische CO-Oxidation durchgeführt wird sowie der Mikro-Reaktortechnik, die außerordentlich kompaktes Reaktionsmanagement, geringe Systembaugröße und dynamisches Verhalten ermöglicht.

Die Realisierung derartig kompakter Reaktoren eröffnet damit neue Möglichkeiten des Einsatzes von kleinen leistungsfähigen Wasserstoff/Luft Brennstoffzellen für Bordstromversorgungen oder die Stromversorgung im Camping und Caravan-Bereich mit unterschiedlichen Brennstoffen, aber mit der nachhaltigen Schadstoff-Freiheit des Wasserstoffs.



Reformerprüfstand

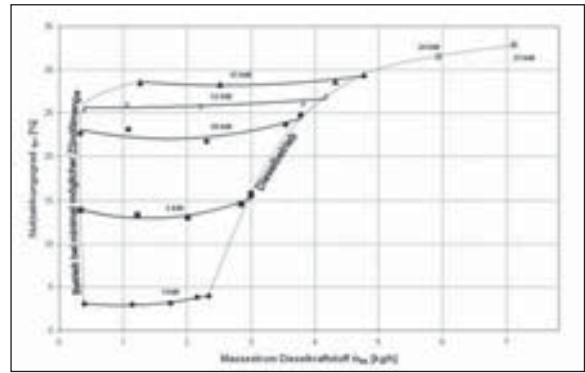
NEWA - Niedrigenergie-Wasserfahrzeuge

Innerhalb des Netzwerkes „NEWA - Niedrigenergie-Wasserfahrzeuge“ werden Wasserfahrzeuge neuer Technologie entwickelt, die zur Energieeffizienz sowie Reduzierung des Schadstoff- und CO₂-Ausstoßes unter gleichzeitiger Beibehaltung bzw. sogar Verbesserung der derzeit üblichen Gebrauchseigenschaften und Betriebskosten beitragen.

Die neuen Eigenschaften bestehen im wesentlichen darin, dass in allen Bereichen der Energieversorgung und Antriebstechnik neue Technologien eingesetzt werden, die zur Energieeffizienz, Reduktion des Schadstoff- und des CO₂-Ausstoßes beitragen.

Dieses sind folgende Technologien:

- Optimale hydro- und aerodynamische Auslegung des Bootskörpers im Unter- und Überwasserbereich.
- Extremer Leichtbau durch den Einsatz von hochfestem Aluminiumlegierungen und Kunststoffen.
- Einsatz von extrem langsam laufenden oberflächenschnellenden Propellern, so dass durch den Antrieb die Flachgängigkeit gewährleistet wird sowie ein hoher Wirkungsgrad durch die Propulsion gegeben ist.
- Einsatz von langsam laufenden elektrischen Synchronmaschinen mit hohem Wirkungsgrad, so dass kein Getriebe mehr notwendig ist.
- Einsatz eines Wasserstoff-Verbrennungsmotors zum Antrieb eines Drehstromgenerators mit einer elektrischen Nennleistung von 30 kW und eines Systems zur Nutzung der Abwärme des Verbrennungsmotors mit einer thermischen Nennleistung von ca. 60 kW.
- Für diesen neuen Antrieb und für das Schiff werden neuartige Steuerungen eingesetzt, die dem Boot eine ausgezeichnete Manövrierfähigkeit verleihen (analog dem Einsatz von Schottelantrieben und Bugstrahlrudern).
- Das gesamte Energieversorgungssystem wird nach oben offen gestaltet, so dass zu einem späteren Zeitpunkt auch eine Brennstoffzellenanlage zum Einsatz kommen kann.



Nutzwirkungsgrad für Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb in Abhängigkeit vom Dieselkraftstoffmassenstrom

Das Projekt wird realisiert von: ATI Kueste GmbH, AIR Fertigung-Technologie GmbH, Boots- und Yachtwerft Rostock GmbH, Enitech Energietechnik-Elektronik GmbH, Fachhochschule Stralsund, MAR Marine- und Automatisierungstechnik Rostock GmbH, MariTec e. V., MARSIG Ingenieurgesellschaft für maritime Sicherheitstechnik und Management mbH, Rosoma Rostocker Sondermaschinenbau GmbH, Herbert Seus GmbH & Co. Kältetechnik, SVA Schiffbau-Versuchsanstalt Potsdam GmbH.

Plasmaprozesse für die Wasserstoff-Technologie

Bei der Plasmabehandlung der DMFC-Membran ist das Ziel eine Verringerung der Methanoldurchlässigkeit und damit eine Effizienzsteigerung der Brennstoffzelle. Diverse Plasmaverfahren zur Oberflächenmodifizierung der Polymermembran befinden sich derzeit in der Testphase.

Zur Optimierung des Katalysators für das Membran-Elektrolyt-System werden im Plasma Katalysatoren auf Nanomaterialien fixiert und aktiviert. Die große Oberfläche der so erzeugten Katalysatorschicht erhöht die Wirksamkeit bei gleichzeitiger Einsparung des teuren Katalysatormaterials. Nach erfolgreichen ersten Versuchen ist es aktuelles Ziel der INP-Forschung, den Plasmaprozess für die technische Anwendung zu optimieren.

Dieses Projekt wird vom INP Institut für Niedertemperatur-Plasmaphysik Greifswald realisiert.

Wasserstoffprojekt Barth

Ein Busunternehmen in dem Ostseestädtchen Barth an der Barthe mit etwa 11.000 Einwohnern wird 2003 beginnen, einen Bus mit Wasserstoff zu betreiben. Dieser wird in Stralsund umgerüstet und im Gebiet des Nationalpark Vorpommersche Boddenlandschaft fahren. Ausgangspunkt für dieses Projekt ist, dass die Kapazität der Kläranlage von Barth deutlich erhöht wird, um so auch die umliegenden Orte mitzuversorgen. Dafür braucht sie zusätzlichen Sauerstoff, der elektrolytisch erzeugt wird. Der Busbetrieb ist eine wirtschaftliche Möglichkeit, den dabei entstehenden Wasserstoff zu nutzen.

Aus M-V sind an diesem Projekt folgende Unternehmen und Institutionen beteiligt:

- Fachhochschule Stralsund
- Wasser und Abwasser GmbH, Boddenland, Ribnitz-Damgarten
- Carl H. Wolters Ostseebus GmbH, Barth und Herbert Seus GmbH & Co. Kältetechnik KG

NUTZUNG VON GRUBENGAS MITTELS EINER SOFC HOCHTEMPERATURBRENNSTOFFZELLE

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

¹Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

²Institut für Zukunftsenergiesysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken

³SaarEnergie GmbH, St. Johanner Str. 101 D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Grubengas, Mikrogaschromatographie, SOFC-Brennstoffzelle, dezentrale Nutzenergieerzeugung

Zusammenfassung:

Zur Durchführung des Projektes „Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas“ wird Grubengas dem innerhalb Europa einzigartigen, 110 km langen saarländischen Grubengasverbundnetz entnommen. Der erste Schritt des Projektes war die Untersuchung der Grubengasqualität am gewählten Standort sowie die dort herrschenden zeitlichen Schwankungen des Methangehaltes. Die Gaszusammensetzung wurde mittels Mikrogaschromatographie bestimmt. Die Ergebnisse fanden Eingang in das Design des Teststandes für eine 1-2 kW SOFC. Gewählt wurde ein teilintegriertes Design für Vorreformer und Brennstoffzelle mit Wärmekopplung. Es wurden erste Tests mit synthetischem Grubengas an Einzelzellen und Vorversuche zur Optimierung des Vorreformers mit synthetischem Grubengas durchgeführt. Dargestellt werden der Einfluss der Grubengasanalysen auf die Auslegung des Vorreformers und der Brennstoffzelle. Danach werden die Ergebnisse der Vorversuche mit synthetischem Grubengas im Vorreformer und in der Brennstoffzelle vorgestellt, gefolgt von einem Ausblick auf die zu erwartenden Ergebnisse im zweiten Projektlaufjahr.

1 Einleitung

Die SaarEnergie (SE) führt gemeinsam mit den Partnern FZ Jülich und dem Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES) das Forschungsvorhaben „Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas“ durch [1]. Die strategischen, technischen sowie wissenschaftlichen Ziele des Vorhabens sowie die Veranlassung der Partner, dieses Projekt durchzuführen wurden bereits ausführlich anlässlich des 10. Symposiums REGWA im November 2003 präsentiert [2]. Vorgestellt wurden das Grubengasverbundnetz der SaarEnergie, das Medium Grubengas, die Technologie der SOFC-Zelle nach dem Jülicher Substrat-Konzept sowie erste Untersuchungen. Im Folgenden wird über den Projektfortschritt seit dem letzten Symposium berichtet.

2 Analysen des Grubengases

Signifikantes Merkmal des Energieträgers Grubengas ist seine Schwankungsbreite sowohl in der Konzentration des Methangehaltes als auch in der Fördermenge. Da in das Grubengasnetz der

SaarEnergie aus zwölf Einspeisestellen Grubengas zugeführt wird, diese zwölf Einspeisestellen teilweise das Grubengas aus stillgelegten Bergwerken, teilweise aber auch aus laufendem Abbaubetrieb fördern, kann die Methankonzentration im Grubengas zwischen 30 und 90 % schwanken [3]. In Bild 1 ist die Methankonzentration im Jahresverlauf am Standort Fenne geordnet nach Häufigkeiten dargestellt.

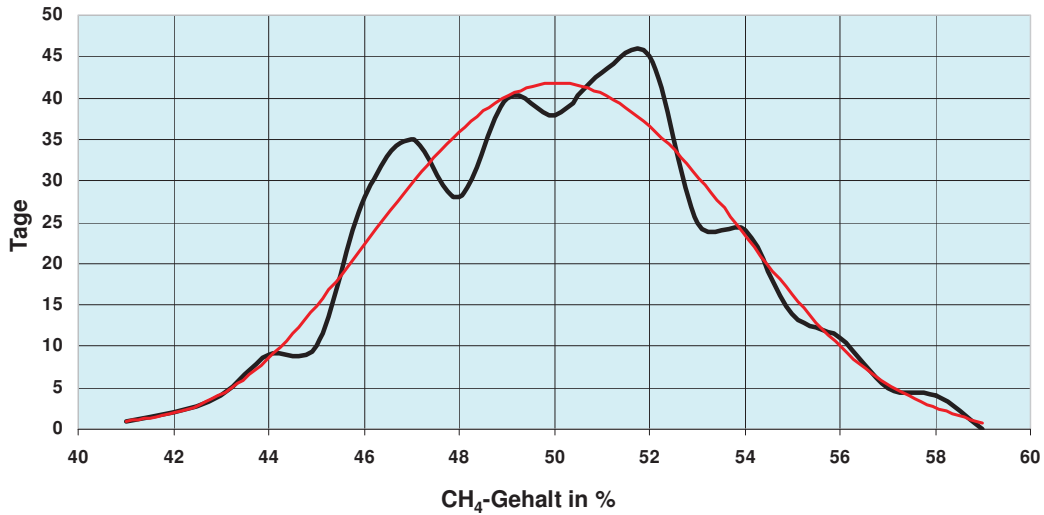


Bild 1: Methangehalt am Standort Fenne in 2000

Darüber hinaus ist je nach Ausgasung, Abbaufortschritt und Luftdruckeinfluss mit unterschiedlichen Gasmengen zu rechnen. Am Standort des Innovationszentrums von SE und des daran angeschlossenen Technikzentrums des IZES in Luisenthal wurden deshalb seit Beginn des Vorhabens kontinuierliche Analysen mittels Gaschromatographie an dem dort zur Verfügung stehenden Grubengas durchgeführt. In Bild 2 ist der Konzentrationsverlauf für Methan über mehrere Stunden abgebildet.

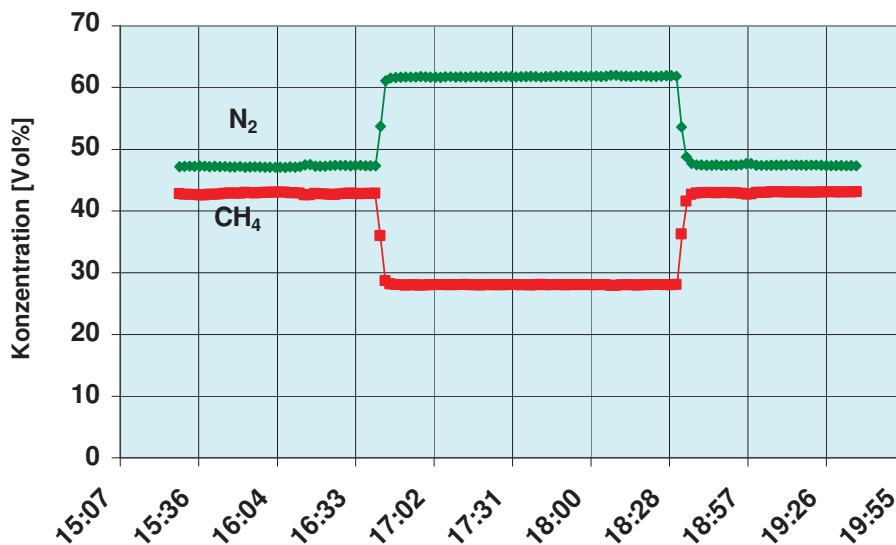


Bild 2: Messwerte Methan und Stickstoff im Grubengas am Standort Luisenthal

An diesem ausgewählten Beispiel wird deutlich, dass sich der Methangehalt im Grubengas in engen Grenzen bewegt, dass aber auch innerhalb einer Zeitspanne kleiner als zehn Minuten Konzentrations sprünge, bedingt durch die Leistungsanforderungen der weiteren im Netz vorhandenen Verbraucher, von bis zu 15 % auftreten können.

Diese abrupten Änderungen treten insbesondere dann auf, wenn Gas aus einer anderen Absaugstelle bis nach Luisenthal vordringt, weil ein zwischen Absaugung und Forschungsstandort liegender Verbraucher zu- oder abgeschaltet wird.

Die Qualität bzw. die Methankonzentration des Grubengases ist abhängig von vielen weiteren äußeren Einflüssen. In Bild 3 ist die Abhängigkeit des Methangehaltes vom Luftdruck für den Monat März 2004 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass nur in Bereichen mit laufendem Abbau-betrieb, also für den Standort des Innovationszentrums zutreffend, eine deutliche Abhängigkeit der Methankonzentration im Grubengas vom Luftdruck gegeben ist.

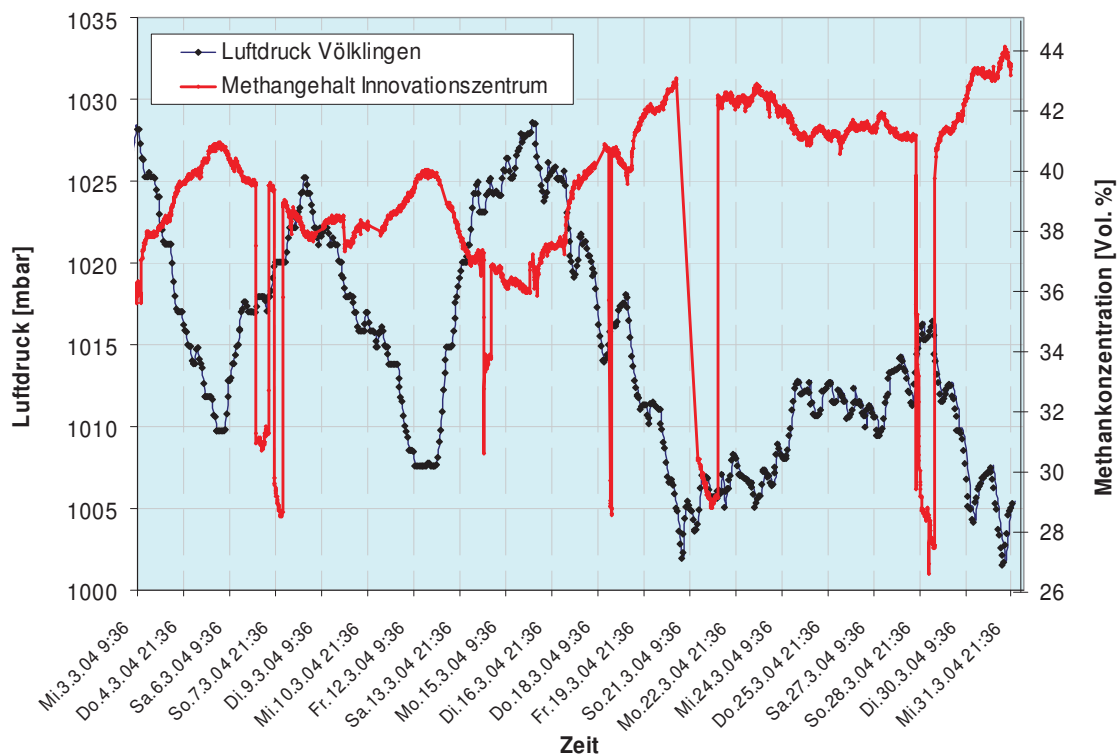


Bild 3: Abhängigkeit des Methangehaltes im Grubengas vom Luftdruck

3 Der Prüfstand

Ziel des Forschungsvorhabens ist es u. a. den Vorreformer so auszuliegen, dass das Reformat aus Grubengas für die SOFC-Brennstoffzelle geeignet ist und zu erproben, wie sich Schwankungen im Methangehalt auf Vorreformer und Leistung der Brennstoffzelle auswirken. Der zu diesen Untersuchungen notwendige Teststand muss demzufolge eine Reihe von Anforderungen erfüllen, vor allem im Bereich der Mess- und Regelungstechnik. Mehrere Konzepte wurden bearbeitet, insbesondere wurden grundlegende Untersuchungen zu getrennten und zu kombinierten

Testständen für Vorreformer und SOFC durchgeführt. Unter Abwägung aller Vor- und Nachteile hat sich die Projektgruppe für den kombinierten Teststand entschieden, siehe dazu Bild 4.

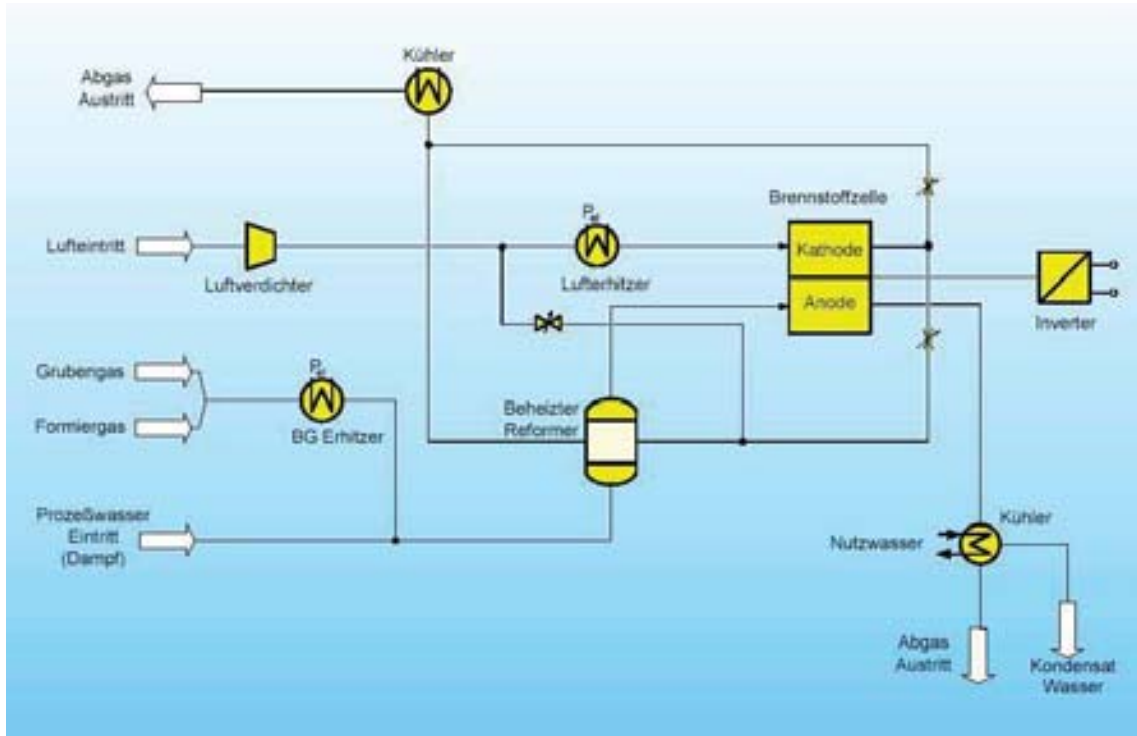


Bild 4: Prinzipieller Aufbau des Teststandes

4 Laborversuche am Forschungszentrum Jülich

Zur Auslegung von Vorreformer und für prinzipielle Untersuchungen zur Eignung von Grubengas für den Einsatz in der SOFC-Brennstoffzelle wurden in Jülich umfangreiche Untersuchungen mit einem synthetischen Grubengas durchgeführt. Bild 5 zeigt den Temperaturverlauf im Vorreformer bei Betrieb mit unterschiedlichen Gaszusammensetzungen. Der Temperaturverlauf im Vorreformer für 10 % Sauerstoffanteil im Brenngas ist dabei doppelt dargestellt; einmal zu Beginn der Versuchsreihe und einmal nach Gleichgewichtseinstellung am Ende der Versuchsreihe.

Sobald das Brenngas den Katalysator erreicht beginnt die Dampfreformierung und es entsteht Wasserstoff und CO_2 . Durch die Gegenstromführung im Reformier wird das Brenngasgemisch weiter aufgeheizt und die Reformierungsreaktion schreitet schneller voran, was gleichzeitig einen Kühleffekt hat, wodurch der Temperaturanstieg verlangsamt wird. Durch den im Grubengas enthaltenen Sauerstoff findet überlagert eine partielle Oxidation von Methan und Wasserstoff statt. Bei dieser exothermen Reaktion heizt sich das Brenngasgemisch vor allem im Anfangsbereich des Katalysators deutlich stärker auf als beim Betrieb mit reinem Methan. Die Analyse der Produkte, basierend auf den Messungen im Reformerteststand im IWV-3 des Forschungszentrums Jülich, zeigt, dass der Sauerstoff unter den gegebenen Bedingungen restlos mit dem Brenngas, in diesem Fall Methan und Wasserstoff, im Vorreformer bis unterhalb der Nachweisgrenze umgesetzt wird. Die Gaszusammensetzung vor und hinter dem Reformier ist in Bild 6 dargestellt.

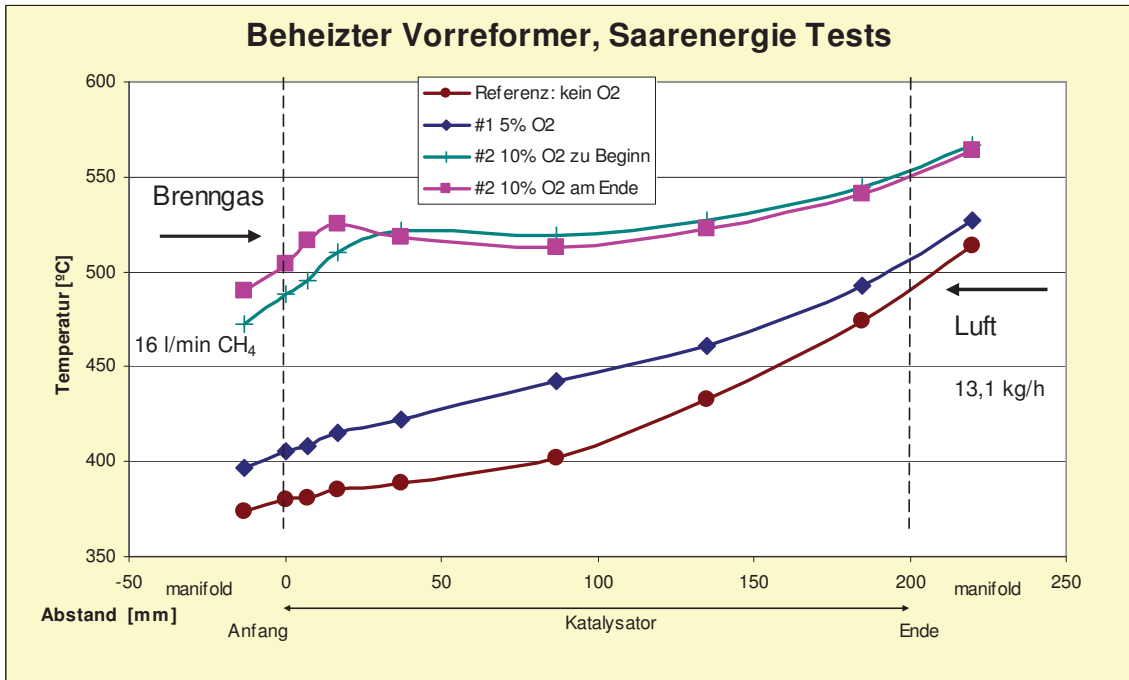


Bild 5: Verlauf der Temperatur im Reformier bei Betrieb mit unterschiedlichem Grubengas

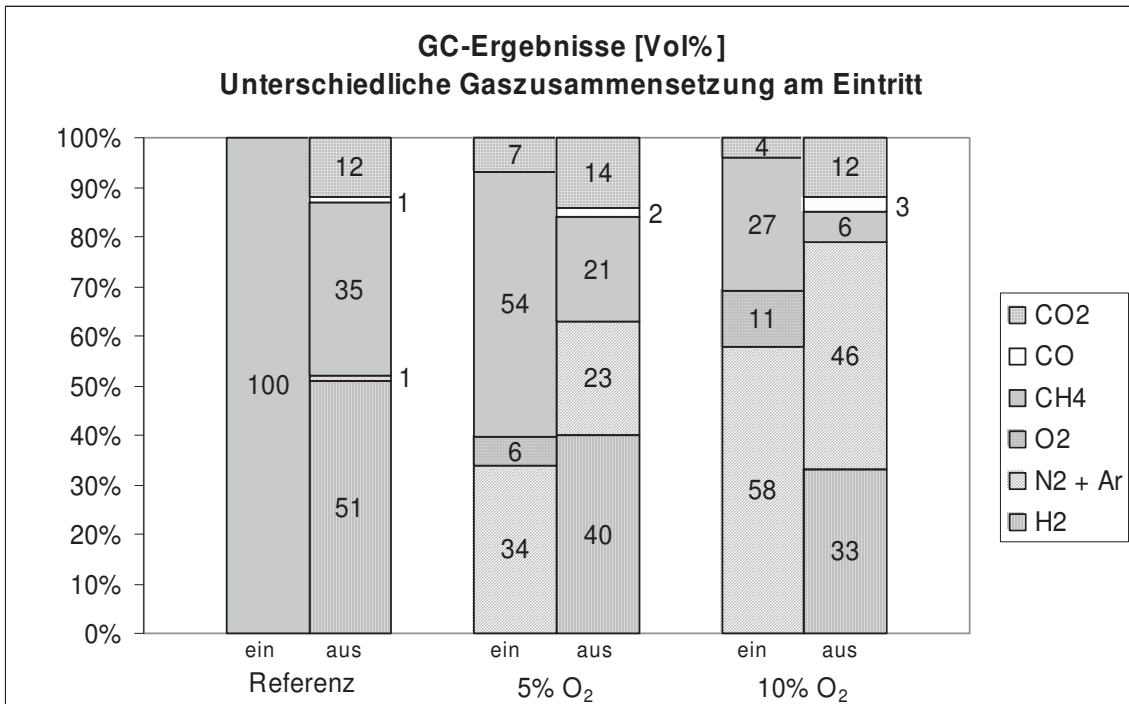


Bild 6: Gaszusammensetzung vor und hinter dem Reformier

Bild 7 zeigt den Einfluss des Massenstroms an heißer Luft auf die Temperaturen und die Umsatzgeschwindigkeit im Vorreformer. Ändert man die Menge Luft, die zum Beheizen des Reformers verwendet wird, so hat dies einen deutlichen Einfluss auf die Austrittstemperatur des

reformierten Gases aus dem Reformier. Dieser Effekt ist für verschiedene Luftmengen ausgehend von 13,1 kg/h über 9,3 kg/h bis hin zu 6,3 kg/h dargestellt. Auf diese Weise kann man wieder vergleichbare Austrittstemperaturen wie ohne Zugabe von Sauerstoff erreichen.

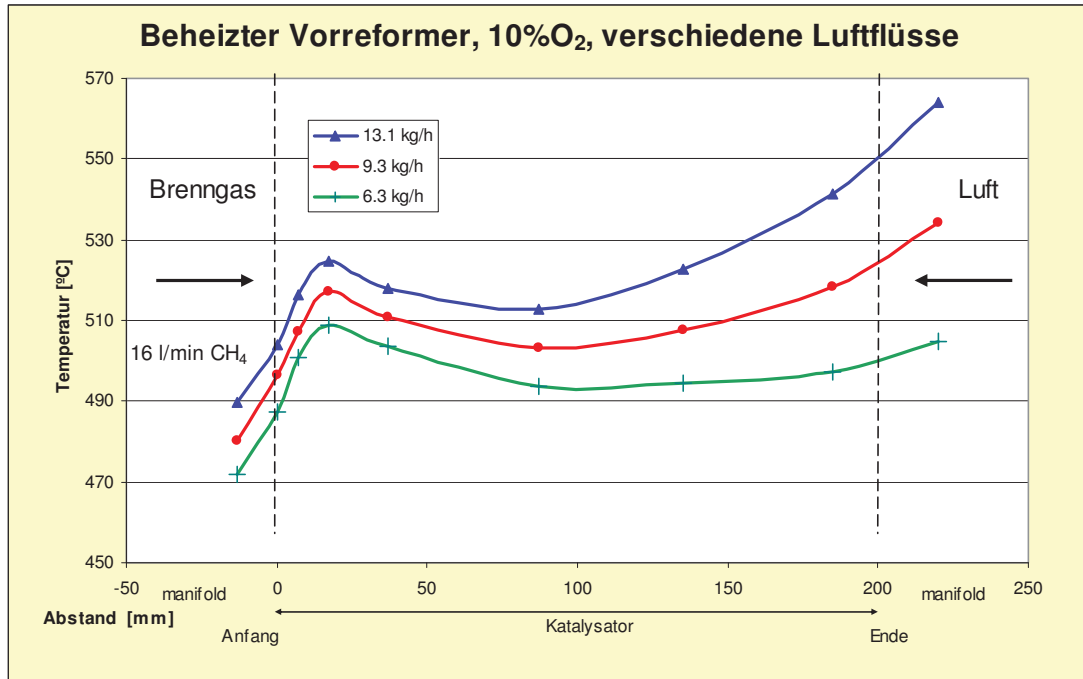


Bild 7: Einfluss des Massenstroms an heißer Luft auf die Temperatur und die Umsatzgeschwindigkeit im Vorreformer

5 Ausblick

Derzeit laufen die Bestellungen für die einzelnen Komponenten des Teststandes, so dass aus heutiger Sicht um den Jahreswechsel 2004/2005 der kombinierte Vorreformer– SOFC – Brennstoffzellen– Teststand in Betrieb genommen werden kann. Nach einer Erprobung des Regel- und Messstellenkonzeptes wird dann zuerst der Vorreformer und in einem späteren Stadium auch die Brennstoffzelle mit natürlichem Grubengas beaufschlagt werden und die Überprüfung der Eignung der Aggregate sowie ggfs. notwendige Anpassungen der Hardware und / oder der Regelung erfolgen.

6 Referenzen

- [1] A. Dengel: Pilotbetrieb einer SOFC-Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Grubengas, Vortrag am 05.07.2004 im Rahmen der Einweihung des Innovationszentrums der SaarEnergie.
- [2] L. Blum, A. Dengel, H. Dörr, B. Groß L.G.J. de Haart, K. Kimmerle und M. Wolf: Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas, Tagungsband zum 10. Symposium REGWA, 6. – 8. November 2003 in Stralsund.
- [3] K. Kimmerle, A. Dengel, B. Groß und S. Schneider: Nutzung von Schwachgasen in regionalen Gasnetzen (REGAN), Vortrag VDI-Expertenforum; 7. – 8. September 2004 in Bochum

BEWERTUNG EINES WIND-WASSERSTOFF-SYSTEMS

J. Eliaz und P. Sykuła

Technische Universität Szczecin / Lehrstuhl für Wärmetechnik, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin, eliaz@pro.onet.pl

Schlüsselwörter: Windkraft, Wasserstofftechnik, integrierte Energiesysteme, Energiemanagement, Umweltmanagement.

Zusammenfassung: Die Entwicklungen der letzten Jahre weisen immer deutlich darauf hin, dass nach der Zeit der Steinkohle und des Erdöls die Wasserstofftechnologie eine Alternative für die zukünftige, verstärkte Kernenergienutzung bilden kann. Als besonders interessant scheinen hier die Koppelung einer Windkraftanlage mit einem konventionellen Wasserstoffherzeuger und die Speicherung der über die Windkraft erzeugten Elektroenergie in Form von Wasserstoff. Unter dem Gesichtspunkt der frequenzrelevanten Stabilität der öffentlichen Elektroenergienetze oder der elektroenergetischen bzw. wärmetechnischen Noteinspeisung eines bestimmten Versorgungsgebietes scheint diese Art von Koppelung der beiden Energietechnologien in der letzten Zeit an Bedeutung zu gewinnen.

1. Einführung

Die Erfahrungen die man im Bereich der Windkraftenergienutzung in den letzten Jahren gewonnen hat, weisen immer deutlich darauf hin, dass der bei dieser Art von neuartigen Energietechnologien zu erwartete bzw. erreichte ökologische Effekt von vielen Problemen der technischen und betriebswirtschaftlichen Natur deutlich überschattet wurde. Es handelt sich hier u.a. um folgende Aspekte:

- Die „unbegrenzte“ Priorität des Abkaufens der Elektroenergie - die über die erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird - einerseits und der direkte Anschluss von großen Windparks an die öffentlichen Elektroenergienetze andererseits führten - nicht nur bei den deutschen EVU's - zu gewaltigen Problemen u.a. bei der Einhaltung der geforderten Stabilitätsparametern des Netzes sowie beim An- und Herunterfahren von konventionellen Elektroenergieerzeuger;
- Betrachtet man die Lebenszyklusanalyse (LCA) der Windkraftanlage und die damit verbundenen gesamten Energieaufwendungen und Umweltbelastungen (darunter auch die sog. „Landschaftsverhandlung“) einerseits und die in der Praxis erreichten jährlichen Volllaststundenzahlen und die damit direkt verbundenen Elektroenergieerträge andererseits, so scheint die zu erwartende, positive, energie- und umwelttechnische Gesamtbilanz der Windkraftanlage sehr fraglich zu sein. Ob die „Off-Shore-Maßnahmen“ hier eine deutliche Verbesserung der Gesamtbilanz mit sich bringen werden, ist noch abzuwarten [3];
- Auch die langfristige, betriebswirtschaftliche Gesamtbilanz der Elektroenergiegewinnung auf der Basis der Windenergie wurde durch die gewaltigen staatlichen Subventionen, steuerlichen Begünstigungen und eine überdurchschnittliche Vergütung der „Wind-Kilowattstunden“ sehr undurchschaubar.

Alles das führte in der letzten Zeit zu einer Veränderung in der bisher üblichen Genehmigungspraxis für Windkraftanlagen, was auch in dem Grundsatzurteil vom 30. Juni 2004 des Leipziger Bundesverwaltungsgerichtes [1] eine Bestätigung zu finden scheint. Die letzten Erschwernisse bedeuten jedoch nicht, dass diese junge Elektroenergiebranche keine weitere Zukunft hätte. Ganz im Gegenteil. Ein den lokalen Anforderungen entsprechend angepasster Wind-Wasserstoff-Verbund kann im Rahmen eines bestimmten Versorgungsgebietes sowohl bei der

täglichen Abdeckung des Energieverbrauches als auch im Fall einer Havarie der öffentlichen Elektroenergienetze eine sehr wichtige Rolle spielen. Im nächsten Kapitel wird ein Konzept solcher Koppelung von Windkraftanlage und einem Wasserstoffherzeuger einer kurzen Beschreibung und Teilbewertung unterzogen.

2. Kurzbeschreibung des Wind-Wasserstoff-Verbunds.

Die im Rahmen des vorgelegten Referates einer theoretischen Voruntersuchung zu Grunde gelegten und im Bild 1 dargestellten Varianten (I und II) des Wind-Wasserstoff-Verbunds wurden einer Referenzvariante (RV), nämlich der direkten Kopplung der Windkraftanlage an das Elektroenergie- und Wärmenetz, gegenübergestellt. Die zwei untersuchten Varianten des Wind-Wasserstoff-Verbunds besitzen folgende gemeinsame Merkmale:

- Man geht davon aus, dass im Rahmen der beiden Varianten des Wind-Wasserstoff-Verbunds die Akkumulation der überschüssigen kinetischen Energie der Luftmassen in die chemische Energie des Wasserstoffes erfolgt. Die Windkraftanlage wird hier als ein mehrstufiger Energietransformator (zuerst die Umwandlung der kinetischen Energie der Luftmassen in die mechanische Energie, dann die Umwandlung der erzeugten mechanischen Energie in die elektrische Energie und anschließend die Umwandlung und Akkumulation der elektrischen Energie in die chemische Energie des Wasserstoffes) betrachtet. Der Referenzvariante (RV) wird dabei ein entsprechendes Äquivalent an Elektroenergie im Punkt 1 zu Grunde gelegt;
- Es wird eine gleichzeitige Abdeckung des Elektroenergieverbrauchs (zum Anteil X) und des Wärmeverbrauchs (zum Anteil Y) eines fest definierten Versorgungsgebietes (z.B. Kommune oder Industrieunternehmen) vorausgesetzt. Die Anteile X und Y beziehen sich in der Summe auf den zur Verfügung stehenden Primärenergiestrom, in diesem Fall der Strom an kinetischen Energie der Luftmassen;
- In den beiden Varianten besteht das Wind-Wasserstoff-Verbund aus einer Windkraftanlage, einem Elektrolyseur, einem Wasserstoffbehälter und dergleichen Elementen der Armatur und Steuerung.

Im Falle der Referenzvariante (RV) wurde vorausgesetzt, dass die Erzeugung der Energieform Wärme auf der Basis der Elektroenergie über die Heizelemente entsprechender Leistung erfolgen wird.

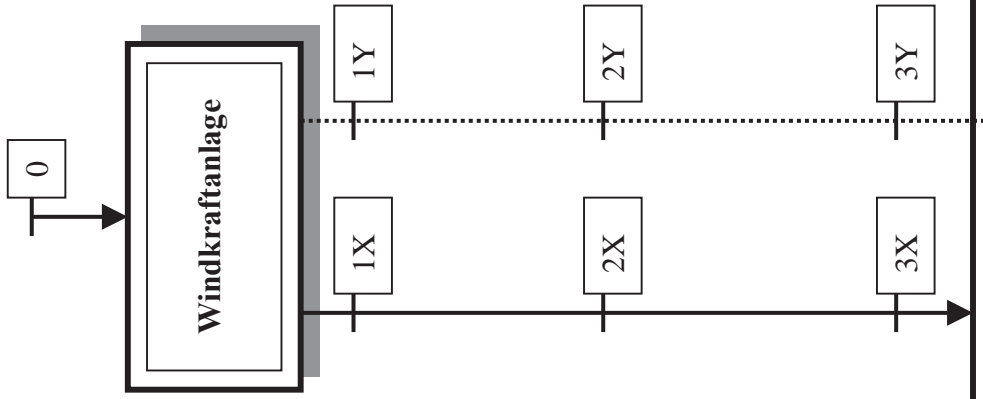
Die Unterschiede zwischen den untersuchten Varianten des Wind-Wasserstoff-Verbunds bestehen lediglich in der späteren Art der Umwandlung der chemischen Energie des Wasserstoffes in die elektrische Energie und die Energieform Wärme, und beziehen sich damit im Rahmen:

- der Variante I auf die Anwendung einer Brennstoffzelle;
- der Variante II auf die Anwendung eines mit Wasserstoff betriebenen Verbrennungsmotors.

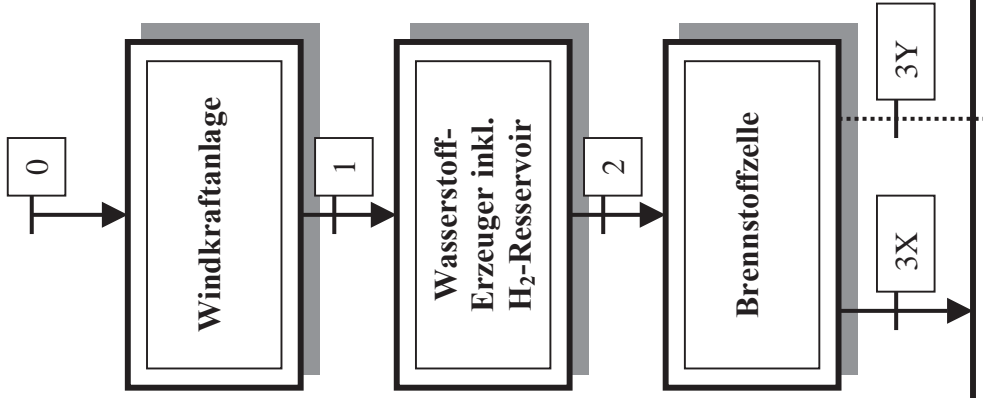
Die Diskussion der gerade beschriebenen Varianten stellt somit ein energiewirtschaftliches Optimierungsproblem im Sinne der Akkumulation der überschüssigen Windkraftenergie in die chemische Energie des Wasserstoffes und seiner anschließender Nutzung für die Erzeugung der meist verbreiteten Energieformen, mittels zwei unterschiedliche Energietechnologien, dar.

Auf Grund der Tatsache, dass für alle untersuchten Varianten eine gleichzeitige Erzeugung (und Abdeckung des Verbrauchs) an unterschiedlichen Energieformen stattfindet, ist man gezwungen, die konkreten energietechnischen Berechnungen auf der Basis der Exergiebeziehungen durchzuführen (s. Tabelle 1). Da die kinetische Energie der Luftmassen allgemein zur Verfügung steht, werden die erwähnten Exergiebetrachtungen erst ab dem Niveau der von der Windkraftanlage erzeugten Elektroenergie vorgenommen.

REFERENZVARIANTE



VARIANTE I



VARIANTE II

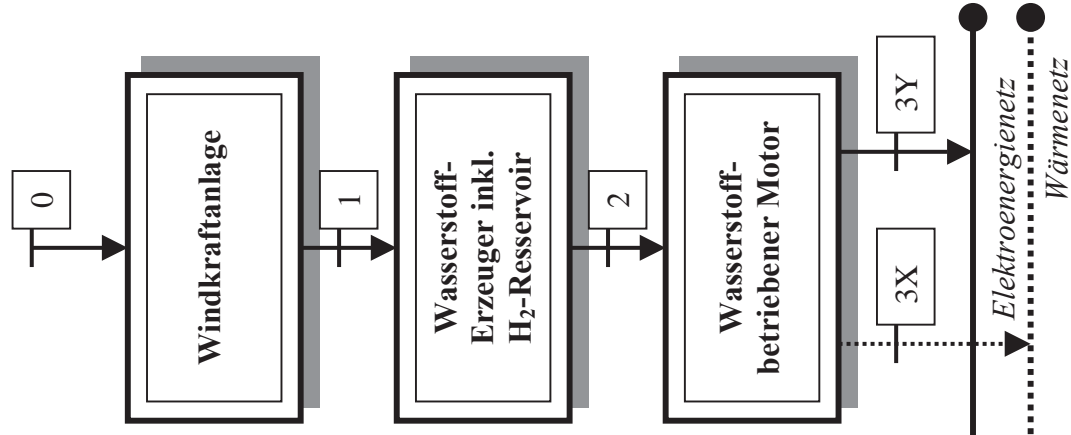


Bild 1: Das Blockscheema der Referenzvariante und der beiden Varianten des Wind-Wasserstoffverbunds.

Da die detaillierte Beschreibung der Berechnungsmethodik den Rahmen der zur Verfügung gestellten Seitenzahl deutlich übersteigen würde, hat sich der Autor dieses Referates zuerst nur auf die Zusammenstellung der wichtigsten Gleichungen in Form der Tabelle 1 begrenzt. Aus den gleichen Gründen wird hier die energie- und umwelttechnische Bewertung nicht vorgenommen. Dieser Thematik und der Präsentation der Berechnungsergebnisse wird das vorgesehene Vortrag im Rahmen des 11. Symposiums „Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“; an der Fachhochschule Stralsund, gewidmet.

Abschnitt	Referenzvariante	Variante I	Variante II
0 - 1	$\dot{E}_{1,RV} = \dot{E}_{0,RV} \cdot \eta_{01,RV}$	$\dot{E}_{1,VAI} = \dot{E}_{0,VAI} \cdot \eta_{01,VAI}$	$\dot{E}_{1,VAII} = \dot{E}_{0,VAII} \cdot \eta_{01,VAII}$
1 - 2	$\dot{E}_{2,RV} = \dot{E}_{1,RV} \cdot \eta_{12,RV} =$ $= \dot{E}_{2X,RV} + \dot{E}_{ex,2Y,RV}$	$\dot{E}_{2,VAI} = \dot{E}_{1,VAI} \cdot \eta_{12,VAI}$	$\dot{E}_{2,VAII} = \dot{E}_{1,VAII} \cdot \eta_{12,VAII}$
2 - 3	$\dot{E}_{3,RV} = \dot{E}_{2,RV} \cdot \eta_{23,RV} =$ $= \dot{E}_{3X,RV} + \dot{E}_{ex,3Y,RV}$	$\dot{E}_{3,VAI} = \dot{E}_{2,VAI} \cdot \eta_{23,VAI} =$ $= \dot{E}_{3X,VAI} + \dot{E}_{ex,3Y,VAI}$	$\dot{E}_{3,VAII} = \dot{E}_{2,VAII} \cdot \eta_{23,VAII} =$ $= \dot{E}_{3X,VAII} + \dot{E}_{ex,3Y,VAII}$

Tabelle 1: Aufstellung der grundlegenden Energie- und Exergiebeziehungen für die Referenzvariante, sowie die beiden Varianten des Wind-Wasserstoff-Verbunds.

Symbole und Indizes:

- \dot{E} - Energiestrom;
- \dot{E}_{ex} - Exergiestrom;
- η - energetischer Wirkungsgrad
- RV* - bezogen auf die Referenzvariante
- VAI* - bezogen auf die I. Variante
- VAII* - bezogen auf die II. Variante

3. Abschließende Bemerkungen.

Ein großflächiger Einsatz von Windkraftanlagen zur direkten Erzeugung und Einspeisung von Elektroenergie in die öffentlichen, elektroenergetischen Netze scheint auf Grund der vielen energietechnischen und betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten negativ entschieden zu sein.

Ein interessanter Bereich, wo die Windkraftanlage mit entsprechendem Nutzen angewandt werden kann, ist ihre Koppelung mit einem Wasserstoffherzeuger, mit dem Ziel die Akkumulation der überschüssigen kinetischen Energie der Luftmassen in die chemische Energie des Wasserstoffes zu realisieren. Solcher Wind-Wasserstoff-Verbund kann für die lokalen, dezentralen Energieversorgungssysteme sehr interessant sein.

Selbstverständlich konnte man im Rahmen dieses Referates nicht an alle Aspekte der energie- und umwelttechnischen Bewertung von dieser Art der Integration der beiden Energietechnologien herangehen. Die im Rahmen dieses Vortrages geschilderten theoretischen Optimierungsaufgaben müssen in Teilbereichen noch weitergeführt und vorrangig durch praktische Erhebungen ergänzt bzw. verifiziert werden (s. [2] und [3]).

Literatur

- [1] Dohmen F., Hornig F.: „Der Spiegel“; Nr. 37/2004 vom 06.09.2004, Seite 92;
- [2] Lehmann J., Beckmann W.: Tagungsband des 10. Symposiums „Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“; Fachhochschule Stralsund; Stralsund 2003;
- [3] Eliaz J.: „Modell einer ganzheitlichen, energie- und umwelttechnischen Bewertung von Energietechnologien, unter Verwendung des Begriffs des kritischen Prozesswertes" Habilitationsschrift, Technische Universität Dresden, Fakultät Maschinenwesen, Dresden November 2002.

Removal of CO from methanol reformat by micro-reactor technology

ELGAR FOKKENS¹, BERND ROHLAND¹ and GUNTHER KOLB²

¹HIAT gGmbH, Schwerin, Germany, fokkens@hiat.de

²Institut für Mikrotechnik Mainz GmbH, Mainz, Germany

Abstract— In this work, preliminary results of kinetic studies on Au/CeO₂ for the possible use in wash-coats in the micro-channels of a micro-reactor system are described. The temperature dependence of the selective oxidation in synthetic reformat was determined. The activation energy is varying between 33 and 45 kJ/mol, depending on the amount of CO₂ in the reformat. This low value gives the possibility for operation of the selective oxidation down to ambient temperatures. The catalyst amount for CO-cleaning of methanol-reformat for a 100 W_d-PEMFC was calculated to be 440 mg Au/CeO₂ (17 mg Au).

Index Terms—methanol reforming, micro-reactor, selective CO-oxidation, supported Au-catalyst.

INTRODUCTION

Methanol is an attractive fuel for mini-fuel cells especially for DMFC, and – after steam reforming- for PEMFC. The methanol-reformat typically contains 72 % H₂, 25 % CO₂, and 3 % H₂O. However, the reformat also contains CO, which must be converted into CO₂ by selective CO-oxidation for fuel cell applications, since CO poisons the Pt-catalyst that is commonly used in PEMFC. Au/MeOx-catalysts [1] have proven effective in selective CO-oxidation (also referred to as PROX). For small reformer/fuel cell combinations, with discontinuous operation, the use of catalysts that establish high activity and selectivity at low temperatures (i.e. 30 °C up to 70 °C) would be very beneficial, enabling the cold start of the system.

In recent years the selective catalytic behaviour of gold catalysts with a metal-oxide support regarding the oxidation of CO to CO₂, especially at low temperatures, has been studied and published by a number of researchers [2]-[4]. For the Au/ α -Fe₂O₃ catalyst, high activity and selectivity were found already at 80 °C, comparable to the results for the common Pt/ γ -Al₂O₃ PROX-catalyst at 200 °C [4].

To achieve a high activity of the catalyst, a fine dispersion of the gold particles on the metal-oxide substrate is required, as well as very small gold particle diameters (typically < 5 nm) to enlarge the reactive triple-phase-boundary. A typical distribution of gold on a metal-oxide substrate, as produced by HIAT gGmbH, is shown in Fig. 1.

In this paper we study the catalytic behaviour of a novel catalyst, consisting of Au supported on ceria, in synthetic reformat, with varying CO₂-content. We estimate the amount of catalyst that would be required to provide clean (< 25 ppm CO) methanol-reformat for a 100 W_d PEMFC.

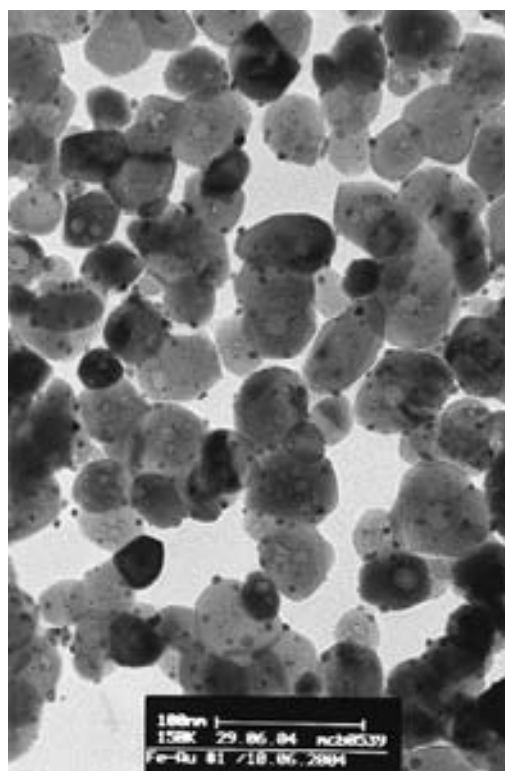


Fig. 1. TEM picture of a typical Au/MeOx catalyst with Au⁰ and Au⁺-particles of about 4 nm in diameter

EXPERIMENTAL

Catalyst preparation and reactants

The Au/CeO₂ catalyst was prepared by precipitation-deposition. As support, stabilized ceria powder from Rhodia with a specific surface area (BET) of 188 m²/g, and a mean particle diameter of 6 nm was used. The ceria powder was put in demineralised water at 60 °C and stirred vigorously. Precipitation of gold was done by titration of a 1 M H₄Cl₄Au.xH₂O (Chempur) solution into the stirred mixture, while the pH was kept constant at 6.7 by simultaneously adding 1 M Na₂CO₃-solution. The entire precipitation procedure took about 30 minutes. The precipitate was

separated by pressure-filtration. It was washed several times with hot demineralised water, until no chlorine could be detected in the filtrate. The precipitate was then dried overnight (16 hours) at 80 °C, and calcined for 90 minutes at 400 °C. After calcining, the yellowish powder had turned into a black powder, and the weight had been reduced by about 3 %. The gold content of the calcined catalyst particles was determined from digestion by aqua regia to be 3.96 %.

The synthetic reformat was produced by using mass flow controllers and a gas mixing unit from Bronkhorst. The gases H₂ 5.0 and a mixture of 5 % CO in Argon were supplied by Linde AG, oxygen was provided to the mixture by using dried, pressurized air.

Activity measurements

The performance of the catalyst was tested in a quartz tube with an inner diameter of 4 mm. It was filled with diluted catalyst (diluted with Al₂O₃ from AppliChem GmbH) at a length varying from 18 mm to 32 mm, depending on the goal of the experiment. Reaction rates and selectivity were determined as a function of temperature, mean residence time and gas composition.

For the determination of the differential reaction rates, 65 mg of catalyst were used, diluted with 80 % Al₂O₃, and an inlet-concentration of 10,000 ppm CO. For the determination of the integrated reaction rates, 256 mg of catalyst were used, diluted with 50 % Al₂O₃, and an inlet-concentration of 5,000 ppm CO.

The concentrations of the gas components were measured for both the inlet and the outlet of the reactor, using an NGA 2000 from Fisher Rosemount, with IR detectors for CO and CO₂, a paramagnetic sensor for oxygen and a thermal conductivity sensor for H₂. The selectivity was calculated from the ratio of the oxygen consumed by CO-oxidation and the total oxygen consumption.

$$S = \frac{0.5 \cdot (c_{CO}^{in} - c_{CO}^{out})}{c_{O_2}^{in} - c_{O_2}^{out}} \quad (1)$$

RESULTS

In Fig. 2 the differential reaction rates (in logarithmic form) per gram of Au are plotted against the inverse absolute temperature, for synthetic methanol reformates containing different concentrations of CO₂. All measurements used for the plot were carried out at lambda 4, using a total gas flow of 500 Nml/min synthetic methanol reformat with 10,000 ppm CO. The apparent activation energies were calculated for the different gas compositions. The activation energy for the CO-oxidation without CO₂ being present was calculated to be 33 kJ/mol, which is comparable to values that have been

published elsewhere for the Au/α-Fe₂O₃ catalyst system [2], [4].

From Fig. 2 it becomes clear, that the presence of CO₂ largely reduces the catalyst's activity for the oxidation of CO. It also increases the apparent activation energy for the reaction, indicating that the effect becomes larger at lower temperatures.

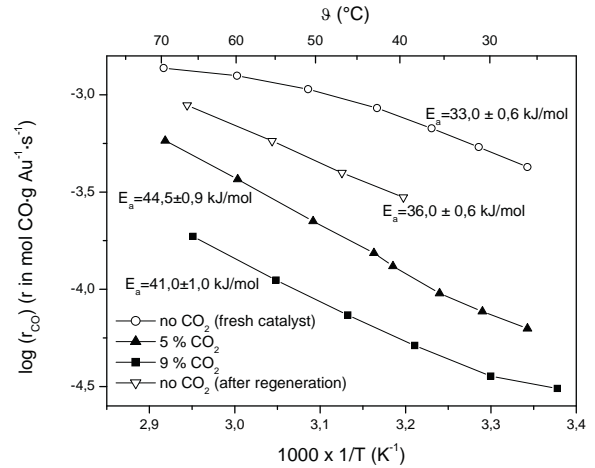


Fig. 2. Reaction rate CO-oxidation versus temperature for synthetic reformat containing different amounts of CO₂, 10000 ppm CO, 2 % O₂, 19 % Ar and rest H₂. The total gas flow was 500 Nml/min.

If we look at the selectivity as a function of temperature for the different gas compositions, we can assume that the presence of CO₂ hinders the oxidation of CO, without seeming to affect the oxidation of H₂ (Fig. 3). In the case of no CO₂ present, the selectivity for CO-oxidation gets bigger with decreasing temperature, as is reported elsewhere in literature for similar catalyst systems [5]. In the case of CO₂ being present, we see a dramatic decrease in the selectivity for CO-oxidation. This effect seems to be only partly reversible, since regeneration of the catalyst in air at 80°C doesn't completely recover the activity of the fresh catalyst (without CO₂ being present).

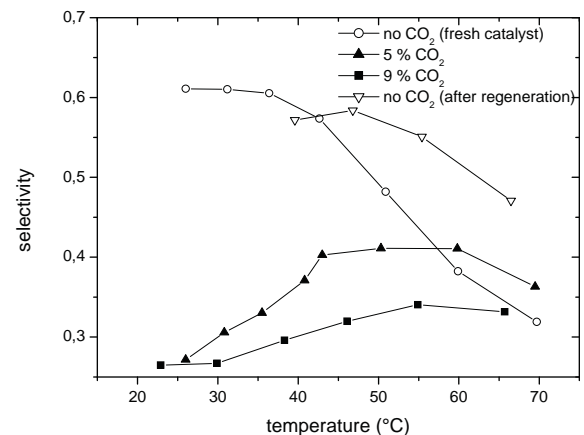


Fig. 3. Reaction rate CO-oxidation versus temperature for synthetic reformat containing different amounts of CO₂, 10000 ppm CO, 2 % O₂, 19 % Ar and rest H₂. The total gas flow was 500 Nml/min.

A possible explanation for this behaviour is given by Schubert et al. [5], who find similar effects of CO₂-presence in the synthetic reformat on the activity for selective CO-oxidation for the Au/ α -Fe₂O₃ system. The authors assume co-adsorption of CO₂ at the gold-metal oxide interface to be responsible for the decreased activity and selectivity.

In Fig. 4 the conversion of CO to CO₂ is plotted against the mean residence time at 50 °C. The data in Fig. 4 could be linearised by assuming a second order reaction rate, as is shown in Fig. 5. The same reaction order was found at 40 °C. However, we could not confirm a second order reaction for 60 °C and higher temperatures. We assume, diffusion limitations of CO to the active catalyst particles become more important at higher temperatures. This assumption is fortified if we look at the plot for the fresh catalyst in Fig. 2, where we see the initial activation energy of 33 kJ/mol at lower temperatures, decrease at higher temperatures, caused by the influence of gas diffusion.

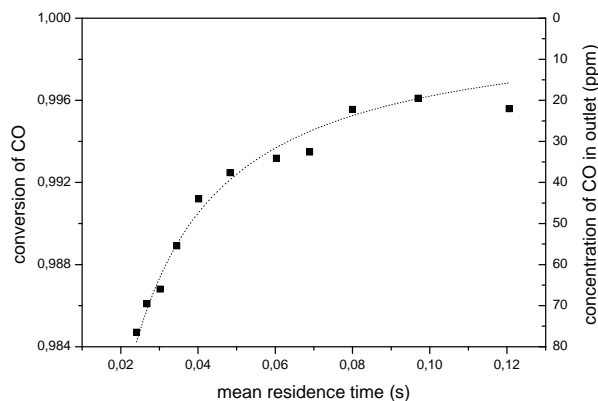


Fig. 4. The relative conversion of CO in synthetic methanol reformat by Au/CeO₂ catalyst at 50 °C. The synthetic reformat contains 5000 ppm CO, 10 % air ($\lambda=8$), 9.5 % Ar, and 80 % H₂.

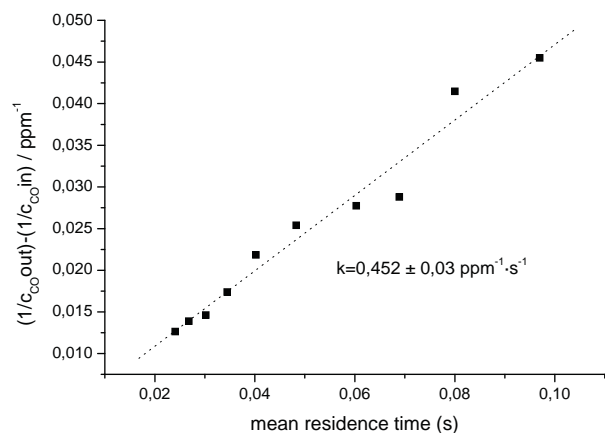


Fig. 5. Determination of the reaction order for CO-oxidation in synthetic reformat, using Au/CeO₂-catalyst in plug-flow reactor. The synthetic reformat contains 5000 ppm CO, 10 % air ($\lambda=8$), 9.5 % Ar, and 80 % H₂.

We calculated the amount of Au/CeO₂ catalyst that is required to provide clean (< 25 ppm CO) methanol reformat from the integral reaction rate at 60 °C. At 1000 Nml/min ($\tau=0.024$ s), using synthetic reformat with 5000 ppm CO, $\lambda=8$, and no CO₂, we measured a reaction rate of $1.5 \cdot 10^{-5}$ mol CO \cdot g_{kat}⁻¹·s⁻¹ with the CO-output concentration about 20 to 25 ppm. The hydrogen demand for a 100 W_{el} PEMFC with 80 % H₂-conversion and an electric efficiency of 50 % is 82.5 NI/h, i.e. a methanol reformat stream of 110 NI/h. If we suppose this methanol reformat also contains 5,000 ppm CO, the amount of catalyst that is needed to reduce the CO content to below 25 ppm, would be 440 mg Au/CeO₂. This corresponds to a Au-amount of 17 mg.

CONCLUSIONS/OUTLOOK

We find high activity for the selective oxidation of CO in synthetic methanol-reformat for the Au/CeO₂-system at low temperatures. However, the decrease in activity and selectivity due to the presence of CO₂ is a problem that needs further looking into.

In ongoing research we plan to further decrease the influence of gas diffusion inside the porous catalyst grains, and therefore increase the reaction rates, by depositing the fine catalyst slurry inside the channels of a micro-reactor as a wash-coat.

ACKNOWLEDGMENT

The results provided in this paper were achieved in a project funded by the Deutsche Bundes-Umweltstiftung (DBU).

REFERENCES

- [1] M. M. Schubert, V. Plzak, J. Garcke, and R. J. Behm, "Activity, selectivity, and long-term stability of different metal-oxide supported gold catalysts for the preferential CO-oxidation in H₂-rich gas", *Catalysis Letters*, vol. 76 (3-4), pp. 143-150, 2001
- [2] M. Haruta, N. Yamada, T. Kobayashi, and S. Iijima, "Gold catalysts prepared by coprecipitation for low-temperature oxidation of hydrogen and of carbon monoxide", *J. Catal.*, vol 115, pp. 301-309, 1989
- [3] B. Schumacher, V. Plzak, M. Kinne, and R. J. Behm, "Highly active Au/TiO₂ catalysts for low-temperature CO-oxidation: preparation, conditioning and stability", *Catalysis Letters*, vol. 89 (1-2), pp. 109-114, 2003
- [4] M. J. Kahlich, H. A. Gasteiger, and R. J. Behm, "Kinetics of the low-temperature oxidation of CO in H₂-rich gas over Au/ α -Fe₂O₃", *J. Catal.*, vol. 182, pp. 430-440, 1999
- [5] M. M. Schubert, A. Venugopal, M. J. Kahlich, V. Plzak, and R. J. Behm, "Influence of H₂O and CO₂ on the selective CO oxidation in H₂-rich gases over Au/ α -Fe₂O₃", *J. Catal.*, vol. 222, pp.32-40, 2004

WASSERSTOFF AUS FAULGAS - AUFBEREITUNGSMÖGLICHKEITEN UND NUTZUNGSPOTENTIALE -

Sylvia Gredigk-Hoffmann

Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft (FiW) an der RWTH Aachen e.V.

Mies-van-der-Rohe-Straße 17, 52056 Aachen, gredigk@fiw.rwth-aachen.de

1 Einführung

Bisher beruht die weltweite Wasserstoffherstellung fast ausschließlich auf fossilen Brennstoffen, v.a. auf der Reformierung von Erdgas. Damit ist allerdings kein wesentlicher Beitrag zur nachhaltigen Sicherstellung der Energieversorgung oder zur Reduzierung der klimarelevanten Schadstoffe darstellbar; die besonderen Nachhaltigkeitsvorteile der Wasserstofftechnologie werden über diese Brückentechnologie nicht ausgeschöpft. Dafür sind mittel- bis langfristig regenerative Energieträger stärker einzubinden.

Auf Kläranlagen mit anaerober Stabilisierung steht durch das verfahrensbedingt anfallende Faulgas ein nicht-fossiler und kostengünstiger Energieträger mit direktem Markteinführungspotential zur Verfügung, aus dem nach ggf. erforderlicher Reinigung durch Reformierung Wasserstoff hergestellt werden kann. Bisher ist die Verwertung von Faulgas noch auf wenige Pfade beschränkt. Sie beschränkt sich in der betrieblichen Kläranlagenpraxis auf die klassische Nutzung in Faulgas-BHKW oder mittels Direktantrieben; vielfach erfolgt sogar nur eine reine Wärmenutzung in Heizkesseln. Durch die Wasserstofftechnologie eröffnen sich nach Aufbereitung auf Erdgas- oder Wasserstoffqualität weitere stationäre und mobile Verwertungspfade.

Für die schrittweise Einführung der zukünftigen Wasserstofftechnologie ermöglichen Kläranlagen beschleunigende Voraussetzungen. Sie können zu kostengünstigeren Lösungen mit schneller Umsetzbarkeit und dezentralem Charakter beitragen, da durch die z.T. bereits vorhandene Gasinfrastruktur (Produktion, Speicherung, Transport, Nutzung) die Investitionen gegenüber anderen Standorten geringer sind und das Personal mit den Besonderheiten im Umgang mit Gasen ebenfalls vertraut ist.

2 Faulgasanfall und –zusammensetzung

Während des Abwasserreinigungsprozesses fallen in einer Kläranlage in der mechanischen Stufe Primärschlamm und in der biologischen Stufe Überschussschlamm bzw. Tropfkörperschlamm (Sekundärschlamm) an. Folgt im Reinigungsprozess noch eine weitergehende Reinigung (Phosphatfällung, Filtration etc.), fällt hier Tertiärschlamm an. Alle anfallenden Schlammströme zusammen werden als Rohschlamm bezeichnet. Aufgrund des hohen Anteils organischer Substanzen muss Rohschlamm stabilisiert werden. Ziel der Schlammstabilisierung ist es, den Schlamm soweit zu verändern, dass Faulprozesse nicht mehr unkontrolliert ablaufen können. Zum überwiegenden Teil erfolgt diese Stabilisierung anaerob, d.h. unter Ausschluss von Luft in ein- oder zweistufigen Faulbehältern auf unterschiedlichen Temperaturniveaus, zumeist bei etwa 35° C. Durch die Faulung des Rohschlammes wird der enthaltene organische Anteil um etwa die Hälfte abgebaut. Bei diesem Prozess entsteht Faulgas.

Faulgas besteht durchschnittlich zu ca. 65 % aus Methan, zu 34 % aus Kohlendioxid sowie aus geringen Mengen an Ammoniak, Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Schwefelwasserstoff (insgesamt ca. 1 %). Die anfallende Faulgasmenge ist - ebenso wie die Gasinhaltsstoffe - abhängig von der Zusammensetzung des Rohschlammes, der Verweildauer und dem Auslastungsgrad im Faulbehälter, der Faulbehältertemperatur und -ausrüstung sowie der Verfahrensführung bei der Abwasserbehandlung. Aus der Vielzahl der Einflussfaktoren ist zu erkennen, dass Quantität und Qualität von Kläranlage zu Kläranlage deutlich schwanken können.

Die spezifische Faulgasproduktion befindet sich in Schwankungsbreiten von etwa 275 bis 500 l pro kg eingetragener organischer Trockensubstanz. Im Allgemeinen ist der spezifische Faulgasanfall [l/kg oTS] bei großen Kläranlagen gegenüber kleineren Anlagen erhöht. Je höher der Grad der biologischen Abwasserreinigung, desto geringer fällt die spezifische Faulgasproduktion aus. Als Faustwert dient die Annahme von etwa 17 l Faulgas pro an die Kläranlage angeschlossenen Einwohnerwert und Tag [l/(EW·d)] bzw. von etwa 400 l/kg oTS.

Die typische Zusammensetzung des bei der Faulung kommunaler Klärschlämme anfallenden Faulgases ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Gaskomponenten		Anteile im Faulgas
Methan	CH ₄	60 - 70 Vol.-%, i.M. 65 Vol.-%
Kohlendioxid	CO ₂	30 - 40 Vol.-%, i.M. 35 Vol.-%
Stickstoff	N ₂	< 4 Vol.-% (erhöhte Werte durch Falschluff)
Sauerstoff	O ₂	< 1 Vol.-% (erhöhte Werte durch Falschluff)
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	< 1 Vol.-%
Siloxane		< 50 mg/m ³
Halogene		Spuren (< 20 ppm)
Chlor _{ges}	Cl ₂	1 - 12 ppm
Fluor _{ges}	F	0,5 - 5,0 ppm
Ammoniak	NH ₃	< 0,05 Vol.-%
Wasser(dampf)		gesättigt, ca. 6 Vol.-% bei 36°C
Kohlenmonoxid	CO	Spuren

Tabelle 1: Repräsentative Zusammensetzung von Faulgas

Methan ist – wie bei Erdgas – auch im Faulgas der Energiestoff. Sein Gehalt im Faulgas bestimmt letztendlich den Heizwert von Faulgas. Bei einem Heizwert von Methan in Höhe von 10 kWh/m_N³ und einem Methangehalt von 60 bis 70 % ergibt sich der Heizwert des Faulgases entsprechend zu 6,0 bis 7,0 kWh/m_N³. Physikalische Angaben von Faulgas sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Eigenschaften	Hauptbestandteile des Faulgases			Gemisch (65 % CH ₄)
	CH ₄	CO ₂	H ₂ S	
Ø Vol.-Anteil im Faulgas [%]	55 – 75	24 – 44	0,1 – 0,7	100
Heizwert H _{u,n} [kWh/m ³]	10	-	6,3	6,5
Brennwert H _o [kWh/m ³]	11,1	-	-	7,2
Zündtemperatur [°C]	700	-	270	50 - 750
Krit. Druck MPa [bar]	4,7 (47)	7,5 (75)	9 (90)	7,5 - 8,9 (75 - 89)
Krit. Temperatur [°C]	- 81,5	31,0	100	- 85,5
Wobbeindex W _{o,n} [kWh/m ³]	14,9	-	-	7,9
Dichte ρ _n kg/m ³	0,72	1,98	1,54	1,2

Tabelle 2: Eigenschaften von Faulgasen [5]

3 Nutzungsoptionen aufbereiteten Faulgases

Durch verschiedene Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren eröffnen sich für Kläranlagen gegenüber der konventionellen Faulgasnutzung weitere stationäre und mobile Verwertungsoptionen. Für (aufbereitetes) Faulgas lassen sich folgende energetische Nutzungsmöglichkeiten identifizieren (siehe auch Bild 1):

unmittelbare Faulgasnutzungen

- Faulgas-BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung
- Direktantrieb von Gebläsen zur Belebungsbeckenbelüftung oder von Schlammzentrifugen
- Einsatz in Heizkesseln zur reinen Wärmeerzeugung
- Stützfeuerung Klärschlammverbrennung
- Verkauf als Sondergas zur Beheizung von Schwimmbädern o. ä.

Gasnutzung nach CO₂-Entfernung - Veredelung zu "Erdgas"

- Einspeisung in das Erdgasnetz
- Betankung von Erdgas-Kraftfahrzeugen
- Erdgas-BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung

Gasnutzung nach Reformierung & CO₂-Entfernung - Veredelung zu "Wasserstoff"

- Verkauf von Wasserstoff für externe Brennstoffzellen
- Betankung von Wasserstoff-Kraftfahrzeugen
- Brennstoffzellen-BHKW zur Strom- und Wärmenutzung

Die „Brückentechnologie Erdgas“ ist in Fachkreisen vielfach als einfachste Möglichkeit, ausgehend vom Status quo in eine Wasserstoff basierende Energiewelt überzugehen, anerkannt. Auf Kläranlagen bietet sich ein mehrgleisiger Synergieeffekt:

- Einerseits kann dort durch entsprechende Aufbereitungsverfahren Erdgas aus Faulgas hergestellt werden.
- Andererseits kann Erdgas in den Reformierungsprozess des Faulgases eingeschleust werden (wie es herkömmlich der Fall ist) und so die Wasserstoffproduktionsmengen erhöhen.

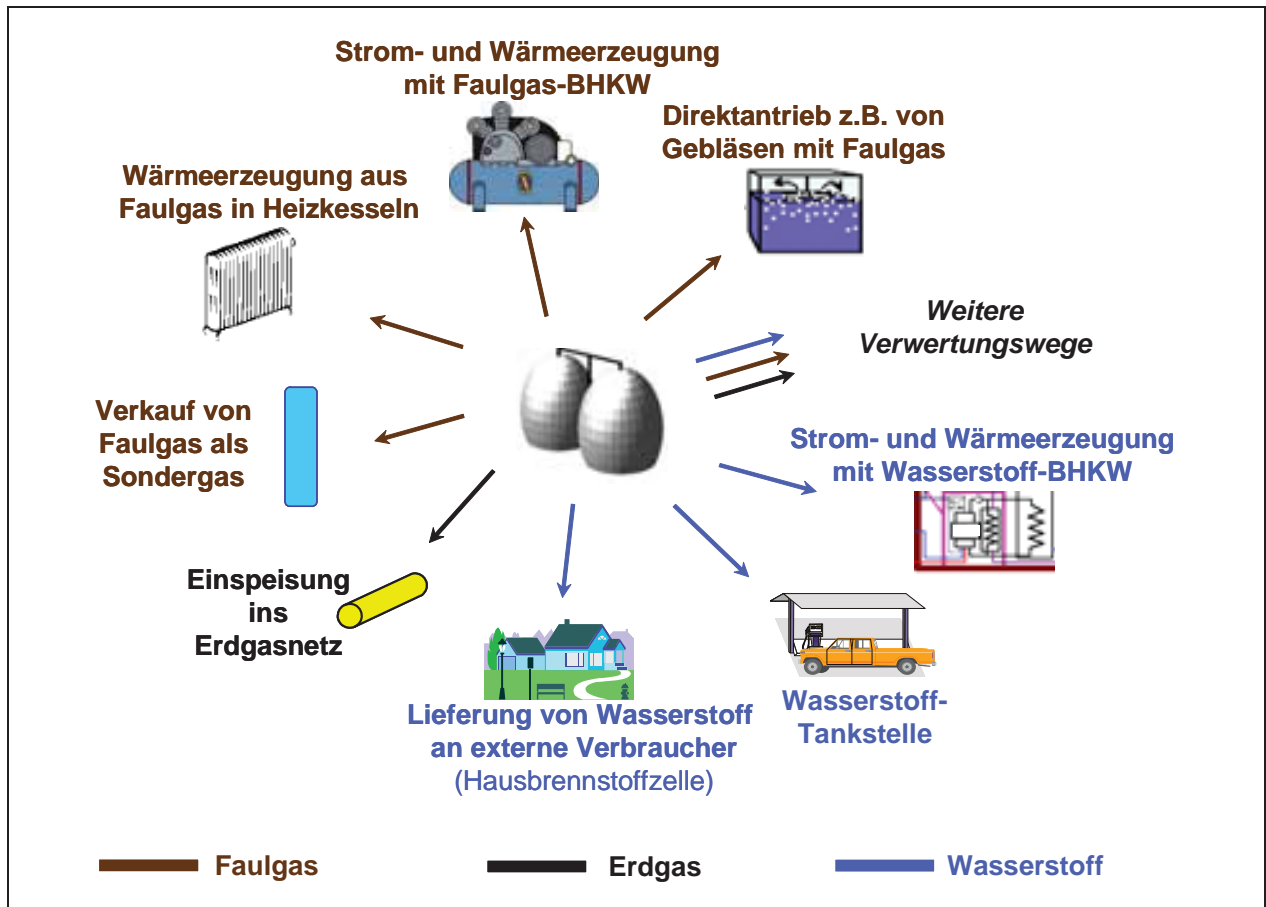


Bild 1: Mögliche Verwertungspfade von Faulgas

4 Reinigung und Aufbereitung von Faulgas

Jeder der im vorherigen Kapitel genannten Verwertungspfade stellt spezifische Anforderungen an die erforderlichen Gasqualitäten und die auszuwählende Aufbereitungstechnologie, wobei der notwendige Aufwand mit jedem Veredelungsschritt naturgemäß steigt. Störende Inhaltsstoffe müssen aus dem Faulgas entfernt werden, um Verschleiß und Beschädigungen der Aggregate zu vermeiden sowie die Wartungsintervalle wirtschaftlich zu halten. Sie lassen sich nach ihren schädigenden Auswirkungen in drei Gruppen einteilen:

- Korrosion in Behältern, Zuleitungen und Aggregaten (z. B. durch Schwefelverbindungen, Wasserdampf, Ammoniak)
- Ablagerungen und Verstopfungen (z. B. durch Partikel, Teere, Siloxane)
- Katalysatorgifte (z. B. Schwefelverbindungen, Kohlenmonoxid)

Weitere Anforderungen können durch vorgeschriebene Emissionsgrenzwerte für Umwelt schädigende Abgase sowie durch definierte Qualitätsstandards (z. B. „Erdgasqualität“) entstehen. Es müssen daher gegebenenfalls auch unschädliche und lediglich verdünnende Bestandteile entfernt werden, um die Qualität des Gasgemischs auf das für eine Verwendung benötigte Mischungsverhältnis bzw. auf Mindestgehalte einzustellen. Die Schwerpunkte bei der Aufbereitung von Faulgasen liegen in der Entfernung folgender Gaskomponenten:

- Partikel, Schaum
- Feuchtigkeit
- Schwefelwasserstoff H₂S
- CO₂
- Kohlenwasserstoffe,
- Siloxane und Spurenstoffe.

Bild 2 stellt die im Faulgas vorhandenen Komponenten den möglichen Technologien zu ihrer Eliminierung gegenüber.

Störstoffe im Faulgas	Staub- und Flüssigkeitsabscheidung	Taupunkt Kühlung	Tiefkühlung (-25 °C)	AK-Adsorption	biologische Entschwefelung	Druckwechseladsorption (PSA)	Druckwasserwäsche	Membranverfahren	Konvertierung mit Wasserdampf
Staub	✓								
H ₂ O	✓	✓	✓					✓	
O ₂						✓			
N ₂						✓			
CO ₂						✓	✓	✓	
H ₂ S				✓	✓		✓	✓	
Halogene			✓	✓					
NH ₃		✓	✓	✓					
Siloxane		✓	✓	✓					
CO									✓

Bild 2: Störstoffe im Faulgas und mögliche Aufbereitungsverfahren

Die Faulgasreinigung und -aufbereitung besteht je nach Nutzungspfad aus Kombinationen mehrerer Verfahren zur Abtrennung der einzelnen Komponenten. Einige Verfahren können mehrere Störstoffe gleichzeitig entfernen. Die Reihenfolge der Aufbereitungsschritte, um aus dem Energieträger Faulgas das Produkt Wasserstoff herzustellen, ist in Bild 3 dargestellt. Durch die Methananreicherung lässt sich das (Zwischen)produkt Erdgas ausschleusen. Die Möglichkeit der Direktreformierung zeigt Bild 4.

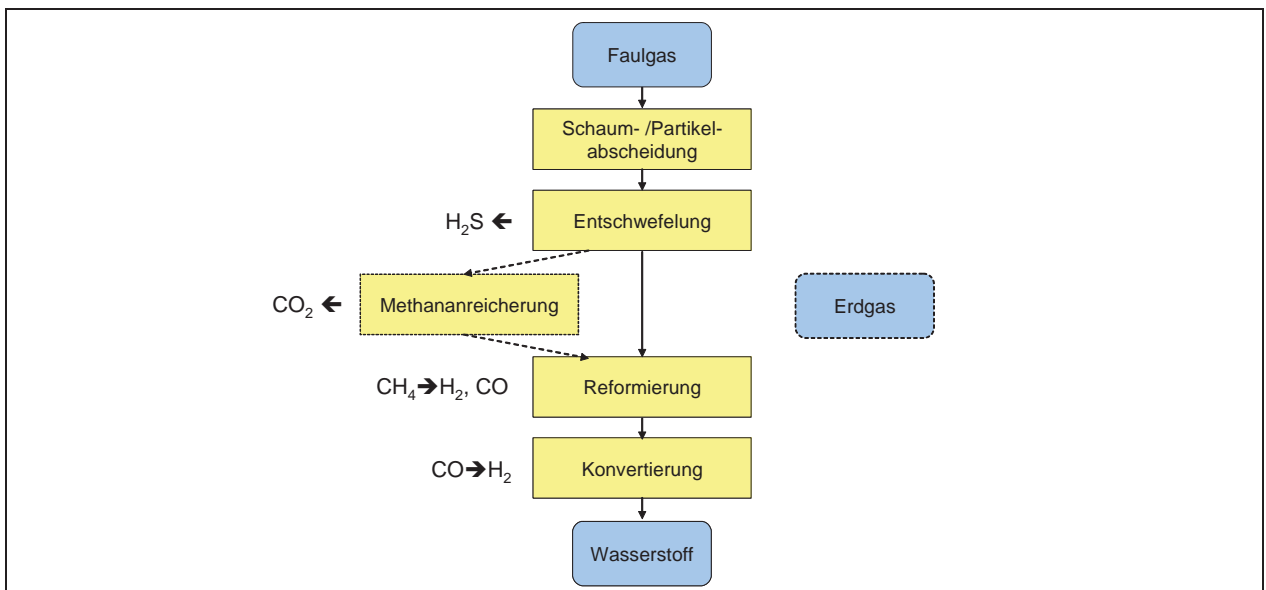


Bild 3: Verfahrensschritte zur Wasserstoffproduktion aus Faulgas mit dem Zwischenprodukt Erdgas

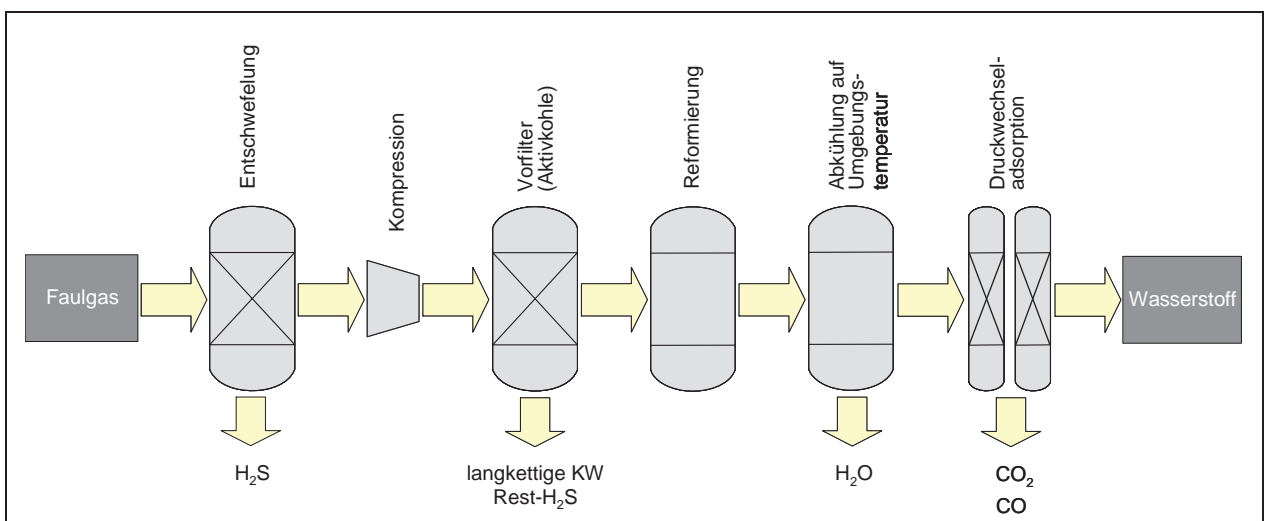


Bild 4: Direktreformierung – Mögliche Verfahrenskette zur Aufbereitung von Faulgas auf Wasserstoffqualität

Den Aufbereitungsweg des Faulgases zum für einzelne Brennstoffzellentypen notwendigen Brennstoff führt Bild 5 auf. Er entstammt dem aktuell in Vorbereitung befindlichen ATV-DVWK-Merkblatt „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“, das die einzelnen Faulgasaufbereitungsverfahren vorstellt und den derzeitigen Kenntnisstand über die Anforderungen an die Faulgasaufbereitung in Abhängigkeit von der vorgesehenen Brennstoffzellenanwendung wiedergibt.

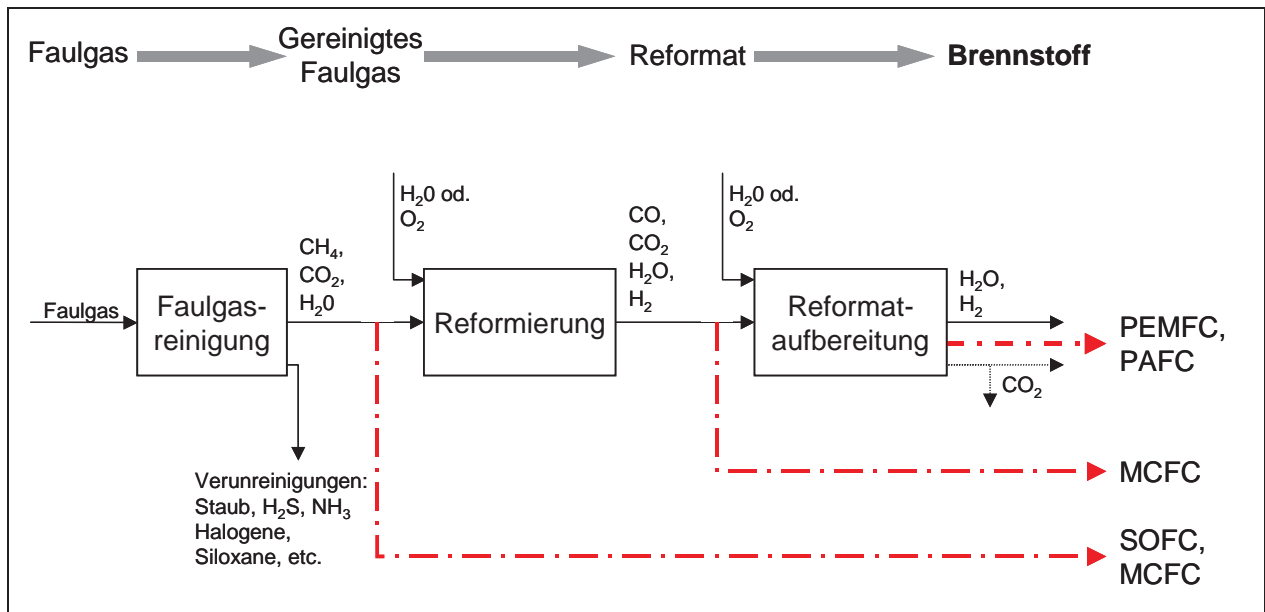


Bild 5: Schematische Darstellung der notwendigen Aufbereitungsschritte für den Einsatz von Faulgas in verschiedenen Brennstoffzellentypen [2]

5 Zusammenfassung und Ausblick

Auf Kläranlagen bieten sich optimale Symbiosemöglichkeiten und damit hervorragende Voraussetzungen für einen beschleunigten Markteinstieg in die Wasserstofftechnologie: Mit dem nicht-fossilen Energieträger Faulgas bieten Kläranlagen der Wasserstoffwirtschaft günstige und zum Teil exklusive Wasserstoffproduktionsbedingungen: pro behandeltem Einwohnerwert (EW) können rund 10 m_N³/a gasförmiger Wasserstoff produziert werden. Zudem sind auf Kläranlagen teilweise erhebliche Faulraum- und damit Nutzungskapazitäten noch ungenutzt. Durch Co-Vergärung anderer biogener Substrate lässt sich das Potential ohne großes Investitionsvolumen weiter erhöhen.

Die beim Reformierungsprozess anfallende Abwärme kann auf Kläranlagen direkt genutzt werden, indem sie in den Schlammbehandlungsprozess zurückgespeist wird.

Somit eröffnen sich Kläranlagen einen weiteren wirtschaftlichen Vorteil, da diese Wärmenutzung auf vielen anderen Standorten nicht gegeben ist.

Greift man auf alternative Klärschlammbehandlungsverfahren zurück, die auf eine deutlich höhere Vergasungsquote sowie einen spezifisch höheren Wasserstoffgehalt im Prozess-Output zielen, ist ebenfalls eine weitere Steigerung des Energiepotentials möglich. Solche Verfahren sind allerdings derzeit weder Stand der Technik noch flächendeckend verbreitet; sie müssen ihre Praxistauglichkeit noch unter Beweis stellen.

Die Wasserstoffwirtschaft bietet im Gegenzug den Kläranlagen, die große Mengen an Energie benötigen und bisher meist auf die Bereitstellung fossiler Energiequellen angewiesen sind, eine nachhaltige Bereitstellung der benötigten Energie (Strom, Wärme und Kraftstoff). In dieser Konstellation stellt somit jede Seite die Produkte bereit, die die Andere verlangt.

6 Literatur

- [1] F.-W. Bolle, M. Schröder, R. Wagner, A. Breitstadt, F. Grafwallner, S. Gredigk-Hoffmann, F. Illing, W. Knechtel, A. Schäfer, B. Wöffen: Integration der Wasserstoffproduktion in die kommunale Abwasserreinigung – Pilotanlage am Standort Düren-Merken, Phase I, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Auftrag des Wasserverbandes Eifel-Rur, gefördert vom Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes NRW; Februar 2003
- [2] ATV-DVWK, Projektgruppe „Wasserstoff“: „Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“, ATV-DVWK-Merkblatt (in Vorbereitung)
- [3] H. Brandenburg, U. Langnickel: Einsatz der Brennstoffzellentechnik auf einer kommunalen Kläranlage; in: Schriftenreihe des FiW, Band 4, Kapitel 8, Dezember 2001
- [4] M. Schröder: Produktionsunternehmen Kläranlage – Baustein der zukünftigen Infrastruktur zur Energie- und Wasserstoffversorgung; in: KA – Wasserwirtschaft, Abwasser, Abfall 10/2002, S. 1380-1387
- [5] ATV: ATV-Handbuch, Klärschlamm, 4. Auflage, Ernst & Sohn – Verlag, 1996

NUTZUNG VON SCHWACHGASEN IN REGIONALEN GASNETZEN, REGAN

B. Groß¹, A. Dengel² und K. Kimmerle¹

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

²*SaarEnergie GmbH, St. Johanner Str. 101 D-66115 Saarbrücken*

Schlüsselwörter: Schwachgase, regionale Gasnetze, dezentrale und regenerative Nutzenergieerzeugung,

Zusammenfassung:

Erdgasnetze werden auf einem genau definierten Qualitätsniveau des Brennstoffes betrieben. Nur in wenigen Anwendungen ist der Verbraucher wegen seiner spezifischen Reinheits- und Qualitätsanforderungen gegenüber Verunreinigungen und Inertgasen der Grund dafür. Eine interessante Alternative sind deshalb regionale Gasnetze (REGAN) wie z. B. das Grubengasnetz im Saarland. Die Qualität des Grubengases, welches in das Gasnetz eingespeist wird, schwankt sowohl örtlich als auch zeitlich. Im Folgenden werden Herkunft, Potential, Nutzung sowie Zukunftsperspektiven des Grubengases und des Grubengasnetzes dargestellt. Die Schwerpunkte liegen in der Beschreibung der saarländischen Situation und der potenziell als Ersatz einsetzbaren weiteren Schwachgase als Grubengasersatz aufgrund der Endlichkeit der Grubengasvorkommen.

1 Einleitung

Zur Deckung unseres Energiebedarfs sind auch in Zukunft fossile Energieträger im Zusammenhang mit einem entsprechenden Energiemix unverzichtbar. Der Einsatz fossiler Energieträger führt zu einer Nettoemission von Luftschadstoffen und klimarelevanten Luftinhaltsstoffen. Als umweltschonendstem und klimaverträglichstem fossilen Energieträger kommt dem Erdgas zukünftig eine Schlüsselrolle zu. Effiziente und umweltschonende Techniken, insbesondere in Verbindung mit dem Einsatz gasförmiger Energieträger, mildern die umweltrelevanten Auswirkungen der ‚Energieverwendung‘ und tragen zur verantwortungsvollen Nutzung fossiler Energievorräte bei.

Für die Ressource Grubengas gewinnt die energetische Nutzung, neben den Aspekten Gefahrenabwehr und Klimaschutz, hinsichtlich der Substitution des Energieträgers Erdgas zunehmend an Bedeutung. Dies wird insbesondere Länder mit großen Kohlevorkommen in die Lage versetzen, Grubengas zur Deckung der Gasnachfrage einzusetzen. Für die lokalen und dezentralen Grubengasquellen kommen folglich überwiegend dezentrale Nutzungsmöglichkeiten in Betracht. Diese können aber durch die Errichtung **REgionaler GAsNetze**, (**REGAN**) optimiert werden, welche nicht unbedingt mit einem, dem Erdgas entsprechenden hohen Methananteil, betrieben werden

müssen. Die Kriterien der umweltfreundlichen und effizienten Nutzung, beziehungsweise Verwertung, sind hier zweifellos dann erfüllt, wenn sich die Standorte und die Technik der Nutzenergieerzeuger an Wärmesenken und an der KWK(K)- Technik orientieren. Vor allem im Saarland hat die systematische Absaugung von Grubengas aus bewetterten und stillgelegten Kohlegruben seit 1908 eine lange Tradition, siehe [1], und hatte zu Beginn zwei wesentliche Motivationsgründe:

- Verringerung der Schlagwettergefahr in den Gruben und
- Gewinnung der Nutzenergien Strom und Wärme aus dem Grubengas.

Heute ist der Umweltschutzgedanke der dritte wesentliche Motivationsgrund:

- Beitrag zur Verringerung des Treibhauseffekts durch Reduzierung der Methanemission.

Zukünftig wird der vierte Motivationsgrund „Nachhaltigkeit“ an Bedeutung zunehmen:

- Ersatz wegfallender Grubengasmengen durch biogene Gase.

2 Mögliche Gassorten für den Betrieb eines REGAN

Im folgenden Bild 1 sind mögliche Gassorten für den Betrieb eines REGAN beispielhaft bezüglich ihrer Gaszusammensetzungen dargestellt. Dies sind: Erdgas H, Biogas, d. h. Gas aus Fermentation, Synthesegas, d. h. Gas aus Biomassevergasung, mit (mL) und ohne (oL) Luft, Stadtgas, d. h. Gas aus Kohlevergasung und Elektrolysegas, d. h. Gas aus Wasserelektrolyse.

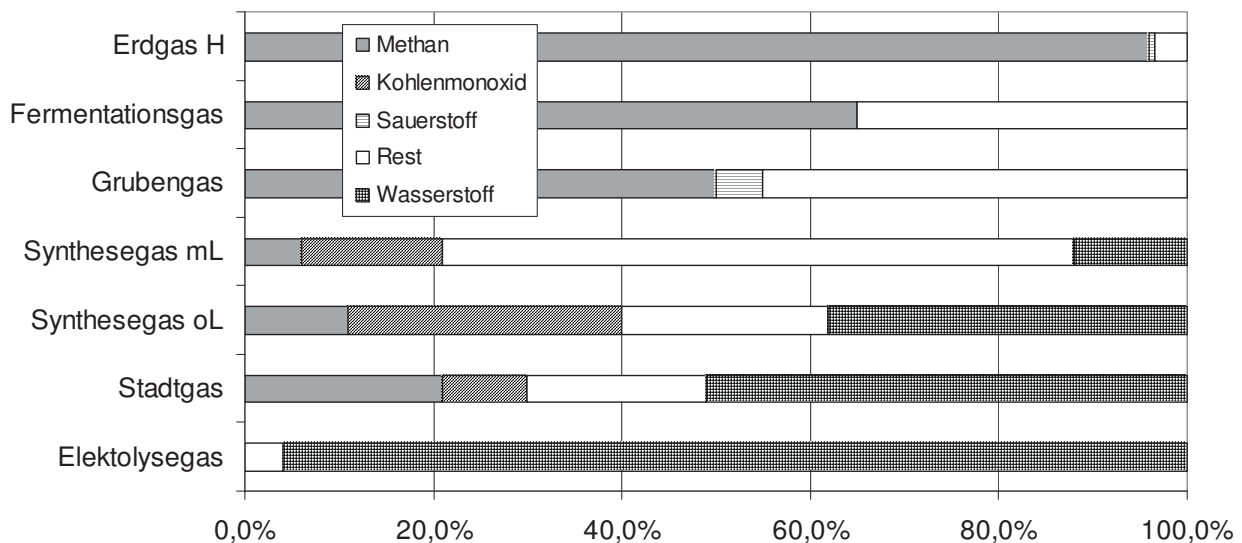


Bild 1: Vergleich der Gaszusammensetzungen

Entsprechend dieser Gaszusammensetzungen können REGAN entweder ‚Methan- orientiert‘ oder ‚Wasserstoff- orientiert‘ betrieben werden. Die möglicherweise wichtigste Frage ist, auf welchem Qualitätsniveau ein REGAN, hinsichtlich spezifischem Energieinhalt und Störstoffgehalt, betrieben werden soll? Entsprechend den in Bild 1 dargestellten Zusammensetzungen der Gase kommen zur Konvertierung von Methan in Wasserstoff bzw. umgekehrt; für ‚Wasserstoff- orientierte‘ bzw. für ‚Methan- orientierte‘ REGAN, hauptsächlich folgende Gleichgewichtsreaktionen in Frage:



Dampfreformierung bei stöchiometrischem Wasseranteil (Umkehrreaktion der Fischer-Tropsch Synthese von Methan (oder höheren Kohlenwasserstoffen)); Wasser liegt dampfförmig vor: $\Delta H_R = 206 \text{ kJ/mol}_{\text{FU}}$, Wasser muss noch verdampft werden: $\Delta H_R = 250 \text{ kJ/mol}_{\text{FU}}$



Dampfreformierung; bei doppelt stöchiometrischem Wasseranteil; Wasser liegt dampfförmig vor: $\Delta H_R = 165 \text{ kJ/mol}_{\text{FU}}$, Wasser muss noch verdampft werden: $\Delta H_R = 253 \text{ kJ/mol}_{\text{FU}}$.

3 REGAN am Beispiel Grubengas

Gewinnung des Grubengases: Im Jahre 2002 wurden aus zwölf Grubengasabsauganlagen, siehe Bild 3, rund 371 Mio. Nm^3 , bezogen auf 50 % Methangehalt abgesaugt, wovon 332 Mio. Nm^3 verwertet wurden. Dies entspricht im Jahresmittel einer Leistung von rund 189 MW. In Bild 2 ist das verfahrenstechnische Fließbild der Grubengasgewinnung dargestellt.

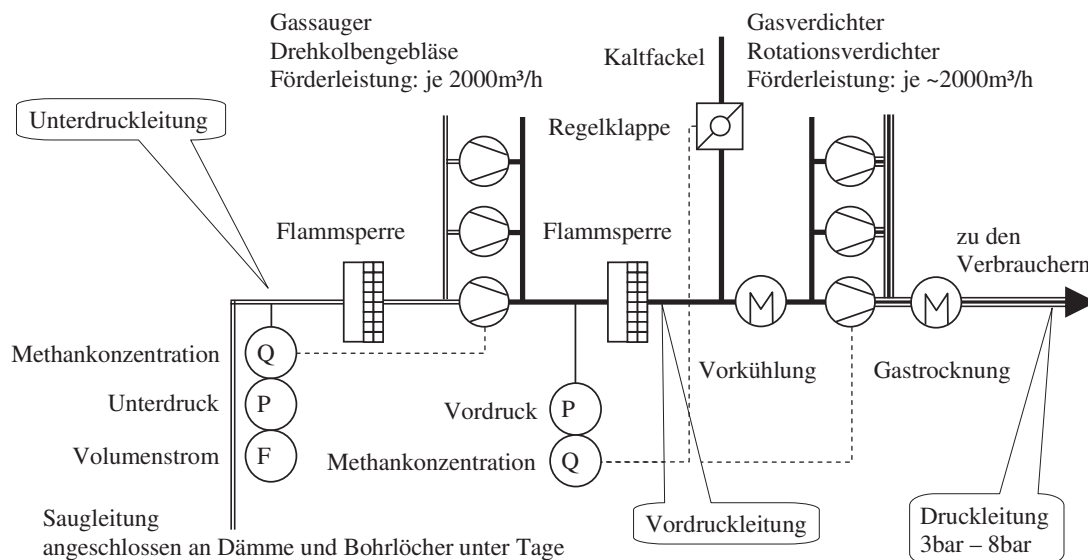


Bild 2: Verfahrenstechnisches Fließbild der Absaug- und Verdichtertechnik

Logistik des Grubengases: Das Grubengasnetz wird an zwölf Standorten durch insgesamt 42 Gassauger mit einer installierten Gesamtleistung von 90 000 m^3/h und 29 Gasverdichtern mit einer installierten Gesamtleistung von 60 000 m^3/h über 15 Gastrockner mit einer installierten Gesamtleistung von 68 000 m^3/h gespeist. Das Grubengasnetz verbindet die zwölf Absauganlagen mit zahlreichen Verbrauchern, siehe [2] und [3]. In Bild 3 ist das Grubengasnetz, mit einer geographischen Achsenlänge zwischen Warndt und Hangard von ~ 37,5 km schematisch dargestellt.

Mit größter Wahrscheinlichkeit ist das saarländische regionale Gasnetz der Fa. SaarEnergie dasjenige mit dem weltweit höchsten Energieumsatz. Aus der Literatur, siehe [4], ist ein weiteres regionales Gasnetz mit größerer Rohrlänge bekannt welches aber nur in etwa 10 % des Energieumsatzes des saarländischen Grubengasnetzes besitzt.

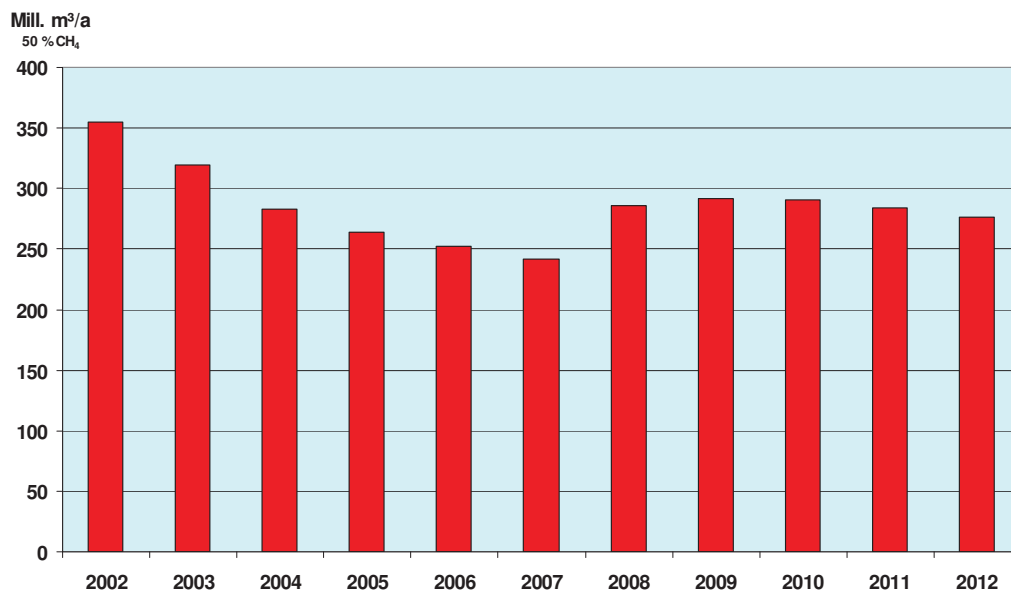


Bild 4: Prognose der Fa. SaarEnergie

Für die nächsten zehn Jahre, siehe [3], wurde von Fa. SaarEnergie eine durchschnittliche jährliche Grubengasgewinnung von 285 Millionen m³, bezogen auf 50 % CH₄, prognostiziert, siehe Bild 4. Dies entspricht einer durchschnittlichen Leistung von rund 162 MW.

4 Motivation für regionale Gasnetze

	Eigenschaften der Schwachgasquellen	Eigenschaften der Nutzenergiesenken
Vorkommen	lokal auftretend	lokal auftretend
Leistung	lokal definiert	lokal definiert
Charakter der Energie	Potentiell	kinetisch
Speicherung, prinzipiell	Verlustfrei	Verlust behaftet
Transport, prinzipiell	Verlustfrei	Verlust behaftet
Quantität der Energie	im Mittel konstant	stets variabel
Qualität der Energie	Schwankend	in Grenzen konstant

Tab. 1: Vergleich der Eigenschaften der Schwachgasquellen mit den Nutzenergiesenken

Die Schwachgase Grubengas, Biogas, Klärgas, Synthesegas und regenerativ hergestellter Wasserstoff sind Primärenergien mit potentiellm Charakter. Wärme und Strom sind Nutzenergien mit kinetischem Charakter. In Tabelle 1 werden weitere Eigenschaften der Schwachgasquellen mit denen der Nutzenergiesenken verglichen. Nur ein örtlicher und zeitlicher Abgleich der Quellen und Senken erlaubt schon heute eine Nutzung der Schwachgase mit Brennstoffausnutzungsgraden von über 84 %, siehe [11]. Der im Jahre 2002 festgestellte deutschlandweite Brennstoffausnutzungsgrad liegt jedoch nur bei ernüchternden ~ 34 %, siehe [12], Primärenergie 14 313 PJ, Nutzenergie 4 863 PJ. Hier ist Ergebnis orientierter Handlungsbedarf nötig.

Um die Eigenschaften der nachhaltigen dezentralen Primärenergiequellen und Nutzenergiesenken aufeinander abzustimmen, müssen diese „vernetzt“ werden. Die Vernetzungen auf der Nutzenergie-seite sind z. B. die allgegenwärtigen Stromnetze und die sporadisch installierten Nahwärmenetze. Die Vernetzung auf der Primärenergieseite ist heute das Erdgasnetz und in Zukunft auch die regenerativ gespeisten REGAN. REGAN bieten die Möglichkeit die Qualität des Gases beim Verbraucher zu ‚vergleichmäßigen‘ und für instationäre Prozesse Potenzial- Energie- Puffer einzurichten.

Wärmesenken orientierte Standorte der dezentralen Nutzenergieerzeuger ermöglichen dann im KWK- Betrieb Brennstoffausnutzungsgrade von über 85 %. Die wichtige Aufgabe der Senkung des Raumwärmeanteils an der Nutzenergie, in 2002 deutschlandweit 2314 PJ mit Raumwärmeanteil im Strom 125 PJ, d. h. zusammen leider mehr als 50 % !, siehe [12], kann mit REGAN strategisch sinnvoll bearbeitet werden. Die Standorte der dezentralen Gasquellen müssen sich dabei an der nachhaltigen Verfügbarkeit der Rohstoffe orientieren, d. h. ein effizientes Biomasse- und Stoffstrommanagement ist zwingend notwendig.

5 Möglichkeit der nachhaltigen Gestaltung des saarländischen REGAN

Biomasseaufkommen rund um das saarländische REGAN:

Der Primärenergieverbrauch des Saarlandes betrug 1999 rund 72 Mrd. MWh, d. h. ~ 8 300 MW im Durchschnitt. In [13] wird das energetische Biomassepotential des Saarlandes zu 4 Mio. GJ/a als minimales technisches Potential und bis 18,6 Mio. GJ/a als maximales theoretisches Potential hergeleitet. Die realistische und konservative Einschätzung liegt bei 5,1 Mio. GJ/a, d. h. 162 MW im Durchschnitt. Mit der Fläche des Saarlandes von 257 016 ha ergeben sich die in der folgenden Tab. 2 dargestellten durchschnittlichen Werte der energetischen Leistung der Biomasse pro Fläche.

Potenzialarten	Energie pro Jahr	durchschnittliche Leistung	durchschnittliche potenzielle Flächenleistung
minimal technisches Potenzial	4000000 GJ/a	127 MW	494 W/ha
konservativ realistisches Potenzial	5100000 GJ/a	162 MW	629 W/ha
maximal theoretisches Potenzial	18600000 GJ/a	590 MW	2295 W/ha

Tab. 2: Energetisches Biomassepotential des Saarlandes aus [13] und die daraus abgeleiteten mittleren potentiellen energetischen Flächenleistungen

Biogene Gase im saarländischen REGAN: In Bild 5 ist das Grubengasnetz der Firma SaarEnergie zusammen mit den beiden Flächenkorridoren von 10 bzw. 20 km Radius um die Achse Warndt, Hangard maßstäblich dargestellt. Der Abstand Warndt, Hangard beträgt 37.5 km. Im Hintergrund liegt zusätzlich die Karte des Saarlandes mit den eingezeichneten flächenbezogenen Energiepotenzialen der Biomasse, siehe [13].

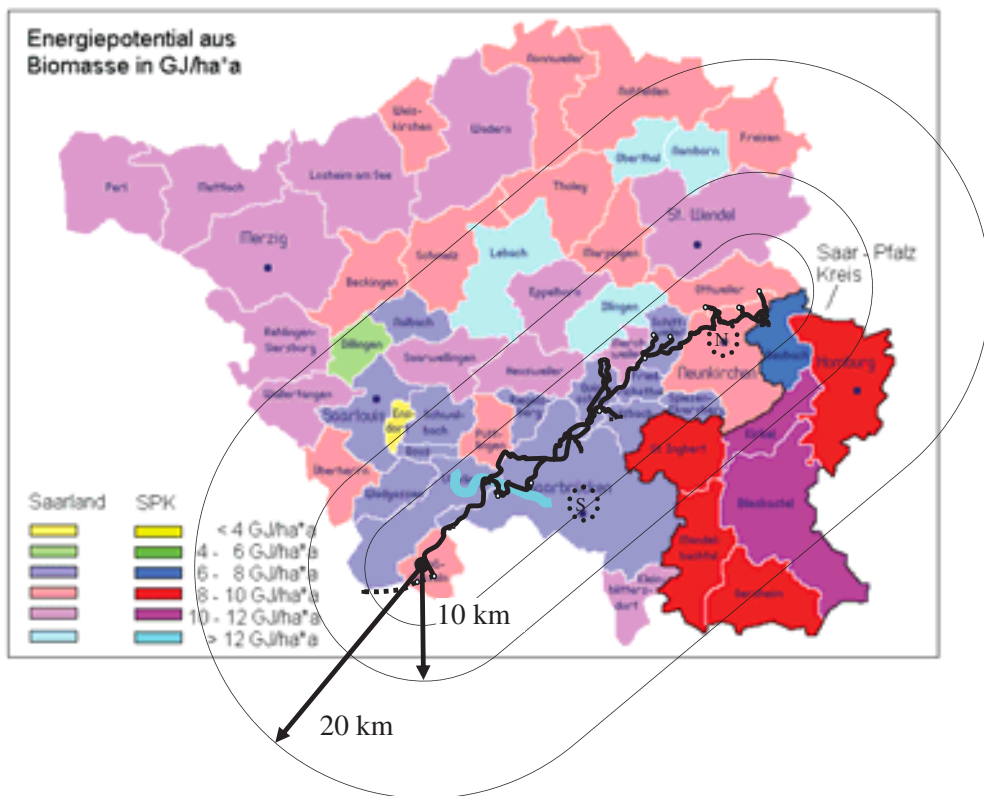


Bild 5: Saarländisches Biomassepotential und Grubengasnetz der SaarEnergie

Soll die durchschnittliche Leistung des Grubengasnetzes von rund 162 MW durch Biomasse substituiert werden, ist ein Korridorradius um die Achse Warndt, Hangard von rund 25 km nötig. Dabei entsprechen 10 GJ/(ha·a) einer flächenspezifischen Leistung von 317 W/ha, welche schon heute allein aufgrund der Flächen geerntet werden könnte. Je größer nun der Radius des Korridors gewählt wird, umso größer ist die potentielle energetische durchschnittliche Leistung der Biomasse. Dieser Zusammenhang ist in Bild 6 dargestellt.

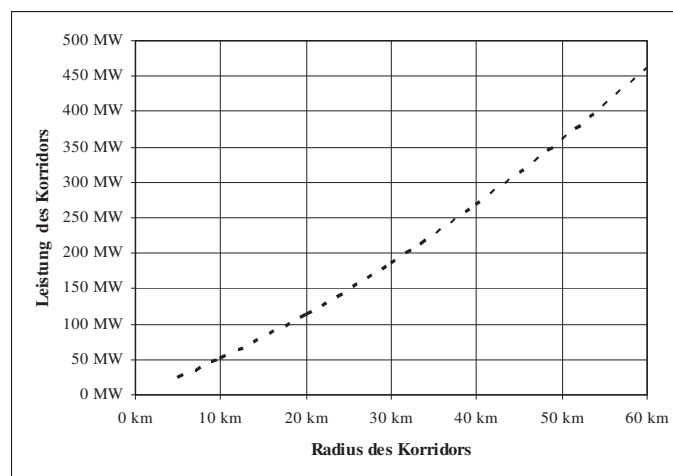


Bild 6: Mittlere potenzielle energetische Leistung der Biomasse des Korridors um das Grubengasnetz der Fa. SaarEnergie als Funktion des Korridorradius um die Achse Warndt, Hangard.

6 Alternativen zum Grubengas

Als Alternative zum Grubengas und zur weiteren Nutzung des vorhandenen Gasnetzes können verschiedene Gasarten in Betracht gezogen werden. Insbesondere sind dies Biogas aus der Vergärung und Synthesegas aus der Vergasung.

Gewinnung von Biogas durch Vergärung: Organische Materialien können in, meist dezentralen, Vergärungsanlagen in „Biogas“ umgewandelt und anschließend direkt vor Ort in Blockheizkraftwerken eingesetzt werden, oder nach entsprechender Veredelung in REGAN eingespeist werden. Der Gärprozess findet unter Luftabschluss, im feuchten Milieu bei Temperaturen von 10 – 60°C statt und vollzieht sich in vier Stufen. Das erzeugte Biogas besteht im Wesentlichen aus etwa 50 % – 70 % Methan und Kohlenstoffdioxid siehe dazu auch Bild 7. Die folgende Beschreibung der Einzelschritte bezieht sich auf thermophile Bakterienstämme.

In der ersten Stufe, der so genannten Hydrolyse wandeln fakultativ anaerobe Bakterien die hochmolekularen organischen Substanzen in niedermolekulare Verbindungen um. Die optimale Temperatur liegt bei etwa 30°C der optimale pH Wert bei etwa 6. In der zweiten Stufe werden die gebildeten Produkte von den gleichen Bakterien weiter abgebaut. Dabei entstehen hauptsächlich Carboxylsäuren sowie Milchsäure und Alkohole In geringen Konzentrationen werden dabei auch H₂ und CO₂ gebildet. Der optimale Temperaturbereich liegt auch hier bei etwa 30°C der optimale pH Wert bei etwa 6. In der dritten Stufe des Abbauprozesses erfolgt die Umwandlung der gebildeten organischen Säuren und Alkohole zu Essigsäure, H₂ und CO₂ durch so genannte Essigsäurebakterien. In der vierten Stufe setzen Methanbildner Essigsäure und CO₂ mit H₂ zu CH₄ um. Das entstehende Gas enthält zusätzlich in geringen Mengen NH₃ und H₂S aus den Proteinen und der Reduktion von NO₃²⁻ und SO₄²⁻. Der optimale Temperaturbereich liegt hierbei auch hier bei etwa 35 - 40°C der optimale pH Wert im neutralen Bereich.

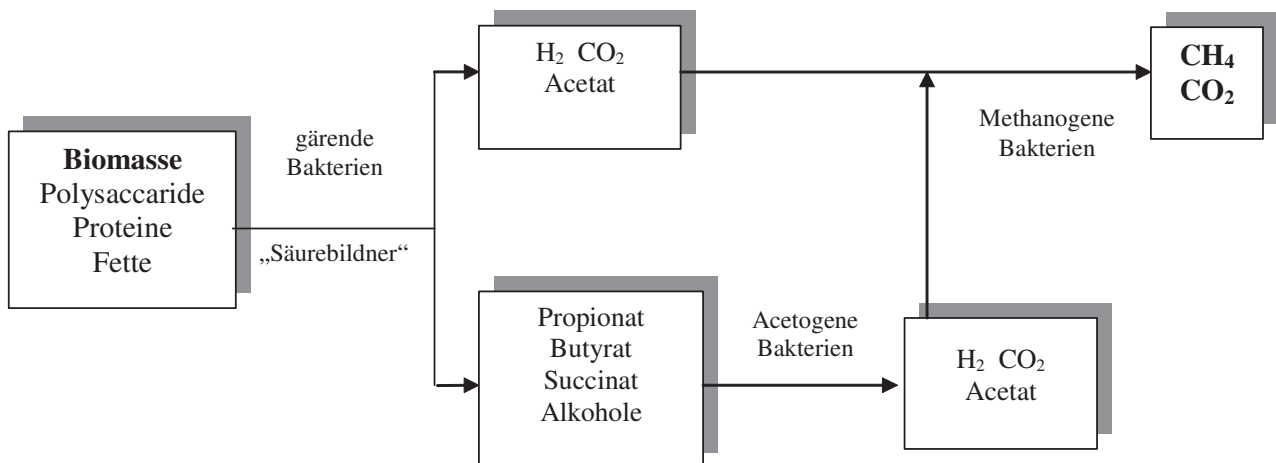


Bild 7: Schema der verschiedenen Stufen des Vergärungsprozesses [14]

Verfahrenstechnische Umsetzung der Gewinnung von Biogas durch Vergärung: Bei der Umsetzung einer anaeroben Vergärung sind mehrere Verfahrensalternativen möglich. Hinsichtlich der Temperatur ist eine Wahl zwischen mesophilen und thermophilen Bakterienstämmen,

hinsichtlich dem Trockensubstanzgehalt eine Wahl zwischen Nass- und Trockenvergärung möglich Weiterhin sind ein- oder mehrstufige Verfahren denkbar.

Mesophile und thermophile Umsetzung: Dieses Verfahrensmerkmal bezieht sich auf die einzustellende Betriebstemperatur des Substrates im Fermenter als relevanten Prozessparameter. Die mesophile Umsetzung läuft dabei in einem Temperaturbereich von etwa 30 – 37°C, eine thermophile in einem Bereich von etwa 55 – 60°C ab.

Nass- und Trockenfermentation: Das entsprechende Kriterium dieser Verfahrensdifferenzierung bezieht sich auf den einzustellenden Feststoffgehalt im Gärmedium. Die Trennlinie zwischen Nass- und Trockenfermentation liegt dabei im Allgemeinen bei etwa 10 – 15 % Trockensubstanz.

Einstufige und mehrstufige Vergärungsverfahren: Für die einzelnen Abbaustufen der Vergärung sind unter Berücksichtigung der im dargestellten Abläufe jeweils unterschiedliche Milieubedingungen (z. B. TS- Konzentrationen, pH- Werte) günstig. Deswegen wird bei Anwesenheit von komplexen organischen Stoffen oftmals ein mehrstufiger Betrieb der Anlage vorgesehen. Allgemeine Praxis ist dabei die räumliche Trennung von Hydrolyse- und Methanisierungsstufe.

Beispielanlagen: In den folgenden Tabellen 3 sind die wesentlichen Daten von zwölf verschiedenen Beispielanlagen dargestellt. Die vorgestellten Biogasanlagen sollen dabei ein möglichst repräsentatives Spektrum unterschiedlicher Größen, Verfahrenstechniken und Substratzusammensetzungen abdecken. Nähere Details sind [15] zu entnehmen.

	Anlagen- nummer	Hersteller	Trockensubstanz	organ. Trocken-	Betriebstemperatur			hydraulische Verweilzeit			Gesamt- verweilzeit
			TS %	substanz oTS [%]	Stufe 1 [°C]	Stufe 2 [°C]	Stufe 3 [°C]	Stufe 1 [d]	Stufe 2 [d]	Stufe 3 [d]	
Einstufige Nassgärungs- Verfahren	1	Entec GmbH	6,6	5,3	39			20			20
	2	Rückert	11	9,4	41			30			30
	3	Johann Hochreiter	38,6	34,2	43			64			64
	4	Hochreiter	8,7	6,5	40			64			64
Zweistufige Nassgärungs- Verfahren	5	Schmack	14	11,9	39	40		35	50		85
	6	Archea	18,3	16,2	49	27		30	60		90
	7	Biogas Nord	26	23	42	40		125	164		289
	8	Biogas Weser-Ems	12	10,4	42	40		41	47		88
	9	Lipp	26,4	24,2	40	39		70	67		137
Dreistufige Nassgärungs- Verfahren	10	MT-Energie	16,8	15,3	54	52	42	2	18	31	51
	11	Novatech	8	6,5	37	39	31	12	13	58	83
	12	Euro-Biogas	25,4	22,7	40	53	34	57	190	106	353

	Anlagen- nummer	Hersteller	Anzahl der Substrate	Substratmenge pro Tag [m³/d]	Biogasmenge pro Tag [m³/d]	Ausbeute Biogas pro m³ Substrat [m³/m³]	Ausbeute Biogas m³ Substrat /oTS [m³/m³*%]
Einstufige Nassgärungs- Verfahren	1	Entec GmbH	3	110	2547	23,2	4,37
	2	Rückert	6	8	549	68,6	7,30
	3	Johann Hochreiter	4	17	3023	177,8	5,20
	4	Hochreiter	8	6	255	42,5	6,54
Zweistufige Nassgärungs- Verfahren	5	Schmack	9	24	939	39,1	3,29
	6	Archea	3	5	721	144,2	8,90
	7	Biogas Nord	12	9	1900	211,1	9,18
	8	Biogas Weser-Ems	6	22	2045	93,0	8,94
	9	Lipp	6	23	5423	235,8	9,74
Dreistufige Nassgärungs- Verfahren	10	MT-Energie	6	43	5674	132,0	8,62
	11	Novatech	4	15	802	53,5	8,23
	12	Euro-Biogas	10	21	2072	98,7	4,35

	Anlagennummer	Hersteller	Gasqualität vor BHKW			spez. Gesamtstromertrag kWh/t Substrat
			Vol-% CH ₄	Vol-% O ₂	ppm H ₂ S	
Einstufige Nassgärungs-Verfahren	1	Entec GmbH	58,5		103	49,1
	2	Rückert	51,9	1,3	307	110,8
	3	Johann Hochreiter	54,4	0,7	298	802,7
	4	Hochreiter	50,2	1,9	120	74,1
Zweistufige Nassgärungs-Verfahren	5	Schmack	56,8	0,2	189	93
	6	Archea	52,9	1,3	244	292
	7	Biogas Nord	55,7	1,1	433	472,2
	8	Biogas Weser-Ems	63,9	0,1	28	256,5
	9	Lipp	55,4	0,3	185	405,7
Dreistufige Nassgärungs-Verfahren	10	MT-Energie	51,6	0,3	72	255,3
	11	Novatech	53,9	1	176	75,1
	12	Euro-Biogas	55,3	0,8	257	274,6

Tab. 3: Daten ausgesuchter Biogasanlagen [15]

Gewinnung von Synthesegas durch Vergasung: Bei der Vergasung wird organische Substanz unter Wärmezufuhr thermochemisch umgewandelt. Dabei entstehen hauptsächlich gasförmige Verbindungen, sowie Asche und nicht umgesetzter Kohlenstoff in Form von Koks und flüssigen Teerverbindungen. Die dafür benötigte Energie wird durch eine partielle Oxidation der dabei entstehenden Zwischenprodukte bereitgestellt. Je nach Art der Vergasung besteht das erzeugte Rohgasgemisch aus unterschiedlichen Anteilen Stickstoff, Wasserstoff, Methan, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid. Der Gehalt an Wasserstoff kann, je nach Ausgangsmaterial, Art der Vergasung und Vergasungstemperatur, zwischen 6 % – 55 % liegen. Bei der Biomassevergasung wird mit Luft ein niederkaloriges, wasserstoffarmes, unter Luftabschluss ein wasserstoffreiches Produktgas erzeugt, siehe dazu auch Bild 1 sowie Tabelle 4.

Folgende Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Produktgaszusammensetzungen bei autothermer und allothermer Vergasung. Der Energieinhalt der Produktgase liegt zwischen etwa 5 MJ/Nm³ bei autothermer und etwa 13 MJ/Nm³ allothermer bei Vergasung. Dabei stehen jeweils mehrere Vergasungsverfahren, wie beispielsweise Festbett- oder Wirbelschichtvergasung, zur Verfügung. Je nach Verfahren werden unterschiedlichen Produktgaszusammensetzungen erhalten. Detaillierte Informationen sind in [16] enthalten.

	autotherme Vergasung [Vol%]	allotherme Vergasung [Vol%]
H ₂	6,0 - 19	26 - 55
CO	9,0 - 21	20 - 40
CO ₂	11 - 19	15 - 30
CH ₄	3,0 - 7,0	4,0 - 14
C _n H _m	0,5 - 2,0	1,5 - 5,5
N ₂	42 - 60	0

Tab. 4: Produktgaszusammensetzung aus autothermer bzw. allothermer Vergasung [16]

Schadstoffentfernung: Um als Alternative im vorhandenen Grubengasnetz oder einem anderen REGAN genutzt werden zu können, muss das eingespeiste Gas bestimmte Kriterien erfüllen. Das bedeutet im Falle des Grubengas- REGAN insbesondere, dass die Qualität des alternativ eingespeisten Gases, hinsichtlich der Schadstoffe und des Methangehaltes nicht geringer sein darf

als die vorherrschende Qualität im Grubengasnetz. Folgende Reinigungsschritte müssen deshalb, je nach Schadstoffbelastung, zur Vorbereitung der Einspeisung in das vorhandene REGAN durchgeführt werden:

- Entschwefelung
- Teerentfernung
- Staubentfernung
- Entfernung von Alkali- und Schwermetallen sowie Halogenverbindungen

7 Technikzentrum des IZES

Im Innovationszentrum am Standort Luisenthal, siehe Bild 8, betreibt das IZES ein Technikzentrum u. a. zur Erforschung und zur weiteren Entwicklung der Schwachgasverwertungstechnik. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick der infrastrukturellen Gegebenheiten des Innovationszentrums am Standort Luisenthal:

➤ Hallenfläche	~ 900 m ²
➤ Hallenhöhe	~ 15 m
➤ Kellertiefe	~ 4 m
➤ Kranbahn	~ 10 Mg
➤ Erdgasanschluss	~ 1.5 MW
➤ Grubengasanschluss	~ 0.8 MW
➤ Fernwärmeentnahme	~ 3 MW
➤ Fernwärmeeinspeisung	~ 5 MW
➤ Elektroanschluss	~ 2 MVA



Bild 8: Gebäude und charakteristische Daten des Innovationszentrums am Standort Luisenthal mit dem Technikzentrum des IZES

8 Zusammenfassung

Aussagen wie: „Der Wirtschaftszweig Grubengas steht noch ziemlich am Anfang“ [9] und „Die Grubengastechnik könnte sich zu einem Exportschlager entwickeln“ [14] ermutigen zum Weiterdenken auf der Basis der Schwachgasnutzung, welche sich erst in Verbindung mit einem REGAN voll entfalten wird. Energiequellen und -senken müssen qualitativ, örtlich und zeitlich zur Deckung gebracht werden. Die dezentrale Einspeisung biogener Gase am logistisch optimalen Standort, sowie gekoppelte dezentrale Nutzenergieerzeugung am Ort von Wärmesenken, werden erst durch

REGAN ermöglicht. Das REGAN ist dabei die primärenergieseitige und das Stromnetz die nutzenergieseitige Vernetzung. Aufgrund des lokalen und dezentralen Charakters der Grubengasquellen, des schwankenden Methangehaltes und deren Endlichkeit ist langfristig eine Substituierung durch ebenfalls dezentrale regenerative Energiequellen möglich und sinnvoll. Über die gasförmigen Energieträger Erdgas, Grubengas, Biogas und Klärgas, Synthesegas aus der Vergasung, Methan aus Hydratlagerstätten und letztendlich Wasserstoffherstellung mittels regenerativer Überschussenergie, lässt sich eine Brücke zu einer wirklich nachhaltigen Energiewirtschaft spannen, die den Anforderungen künftiger Generationen gerecht wird.

9 Literatur

- [1] Autor unbekannt, Die Gewinnung und Verwertung von Grubenmethans bei den Saarbergwerken, Heinitz (1966), Papier aus der Arbeitsgruppe Schneider, Servas, Berberich, der Saarenergie GmbH,
- [2] S.Schneider, Gasabsaugung im Bergbau am Beispiel des saarländischen Steinkohlereviere, Tagung Energie und Umwelt, Novgorod, Juni 2004
- [3] P.Fuchs, P.Nützl, Grubengas an der Saar, Oberhausener Grubengastage, März 2003
- [4] G.Takla, M.Koneeny, Coal Mine Methane in Ostrava- Karvina Region in the Czech Republic, Oberhausener Grubengastage 2003, CMM Technologie, Erfahrungen und Aussichten in Deutschland und international
- [5] H.Meiners, L.H.Benner, M.Opahle, S.Vomberg, Grubengas – Nutzung und Gefahrenabwehr, Glückauf 138 (2002) Nr.7/8, S. 374:
- [6] C.Talkington, Successes and Challenges in US CMM Development and Developing Future, Oberhausener Grubengastage 2003, CMM Technologie, Erfahrungen und Aussichten in Deutschland und international
- [7] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Rohwirtschaftliche Länderstudie XXVIII, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, BGR 2003, Hannover
- [8] T.Thielemann, Kohleflözgas im Steinkohlebergbau: Bildung, Vorkommen und Nutzung, in Oberhausener Grubengastage 2003, CMM Technologie, Erfahrungen und Aussichten in Deutschland und international
- [9] A. Preuß, Grubengas – Vom Nebenprodukt zum eigenständigen Energieträger, Glückauf 138 (2002) Nr.7/8, S. 346
- [10] C.Backhaus, Stand der Grubengasgewinnung, in Oberhausener Grubengastage 2001, Fraunhofer IRB Verlag
- [11] A.Jochem, Grubengas für Grundlast, Energie & Management 15.10.2003, S.21
- [12] B.Geiger, F. Wittke, Die energiewirtschaftlichen Daten der Bundesrepublik Deutschland, BWK 56 (#2004), Nr. 1/2, S. 41-46
- [13] C.Haas, F.Baur, Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse im Saarland, Teil 1: Herleitung von Biomasse – Potentialen in unterschiedlichen Betrachtungsebenen, ISBN 3-9808144-3-2, IZES 2002
- [14] F. Baur: persönliche Mitteilung August 2004
- [15] Biogas-Anlagen 12 Datenblätter, Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow
- [16] Hofbauer, H.; Kaltschmitt, M.: Vergasung. In: Energie aus Biomasse, Springer 2001, ISBN 3.540-64853-4, 427–472

„Der Barther Brennstoffzellen-Bus“

Dipl.-Ing. (FH) Matthias Hinz

*Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund
Wasser und Abwasser GmbH – Boddenland -, Am Wasserwerk, 18311 Ribnitz-Damgarten
PROTON MOTOR Fuel Cell GmbH, Gautinger Straße 6, 82319 Starnberg
Matthias.Hinz@web.de*

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, Sauerstoff, Wasserstoff, Wasserstoffbus

Zusammenfassung: Dieser Vortrag informiert über das Sauerstoff-Wasserstoff-Projekt in Barth im Allgemeinen, sowie über die Besonderheiten des dort eingesetzten Brennstoffzellenbusses im Speziellen. Hierbei liegt der Augenmerk besonders auf der technischen Umsetzung der vorgegebenen Anforderungen und deren Umsetzung in ein elektrisch optimiertes System.

1. Das Sauerstoff-Wasserstoff-Projekt im Klärwerk Barth

Das Projekt im Klärwerk Barth soll die Möglichkeiten der Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff und Sauerstoff innerhalb eines begrenzten Gebietes sichtbar machen. Dabei wird zur Erzeugung der zur Elektrolyse notwendigen Energie regenerativ erzeugter Strom aus einer Photovoltaik-Anlage genutzt (indirekte Nutzung). Die Speicherung der Gase erfolgt in handelsüblichen Druckspeichern (Wasserstoff 300 bar, Sauerstoff 60 bar). Der erzeugte Sauerstoff wird direkt in der Kläranlage genutzt, um bei anfallenden Belastungsspitzen das Klärbecken anstelle der üblichen Luft zu aktivieren. Durch diese Verwendung kann auf ein komplettes zweites Klärbecken samt Zubehör, sowie auf die Bevorratung der biologischen Kulturen während der Nichtnutzung verzichtet werden. Für den als „Abfall“ entstehenden Wasserstoff befindet sich eine Tankstelle am Klärwerk, an der mobile Anwendungen, wie z. B. ein Wasserstoffbus, betankt werden können.



Abb. 1: Photovoltaikanlage



Abb. 2: Wasserstofftankstelle

2. Technische Eckdaten der Anlage

Photovoltaik-Anlage:

Nennleistung: 97 kW_{peak}, ca. 100.000 kWh / Jahr
Besonderheit: zweiachsige Nachführung jedes einzelnen Moduls

Elektrolyseur:

Typ: PEM-Elektrolyseur
Nennleistung: 80 kW
Produktion: Sauerstoff 5 Nm³/h (Reinheit 97 %)
Wasserstoff 10 Nm³/h (Reinheit 5 N)
Abnahme: ca. 240.000 kWh (3000 Betriebsstunden/Jahr)

Speicherung:

Verfahren: Druckspeicher
Druck: Sauerstoff 60 bar
Wasserstoff 300 bar (Speicherung)
210 bar (Abgabedruck)

3. Der Wasserstoffbus

Den Auftrag für den Wasserstoffbus erhielt die Firma PROTON MOTOR Fuel Cell GmbH aus Starnberg (Bayern). Von ihr wird der Bus momentan mit einem Hybrid-Antrieb, bestehend aus einem Brennstoffzellenaggregat und einer Hochleistungsbatterie, ausgerüstet. Dieses System wurde im Rahmen einer Diplomarbeit auf die vom Auftraggeber geforderten Randbedingungen hin ausgelegt.

In Anlehnung an diese Arbeit besteht das Hybrid-System aus einer PEM-Brennstoffzelle der Firma PROTON MOTOR (PM) sowie einer NiCd-Hochleistungsbatterie der Firma HOPPECKE, Abteilung FTS-Systeme, Brilon. Das Zusammenspiel aller Komponenten wird durch Wandler und Umrichter der Firma LS Automation GmbH & Co KG (LSA) aus Konstanz realisiert.

Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der möglichst effizienten Nutzung des Wasserstoffs. Dies soll durch den hohen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und eine hohe Ausnutzung rückgewonnener Bremsenergie realisiert werden.

Der Bus befindet sich momentan in seiner Testphase und wird im Frühjahr 2005 an den Auftraggeber ausgeliefert werden. Dort soll der Bus seinen Betrieb aufnehmen. Geplant ist ein Einsatz auf der Linie sowie im Sonderverkehr für speziell angebotene Fahrten. Hinsichtlich dieser beiden Einsatzmöglichkeiten wurde der Bus ausgelegt.

Eckdaten Bus:

Typ:	Neoplan Midibus 8008
Elektrische Leistung:	60 kW _{max} Brennstoffzelle 60 kW _{max} NiCd-Batterie
Wasserstoffvorrat:	120 Nm ³ (in 2 Tanks auf dem Dach)
Verbrauch:	ca. 15-20 Liter Dieselequivalent / 100 km
Reichweite:	> 180 km
Geschwindigkeit:	max. 80 km/h
Fahrgäste:	19 Sitzplätze + Stehplätze nach max. Zuladung
Länge / Breite / Höhe:	8 m / 2,5 m / 3,5 m
Gewicht:	ca. 9 t leer, maximal 11,5 t

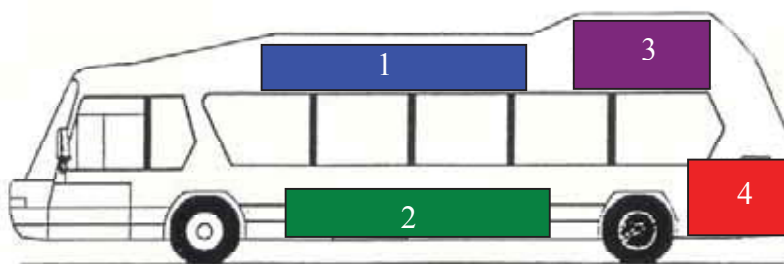


Abb. 3: Übersicht Bus 1 - Wasserstoffspeicher 3 - Kühler
 2 - Batterie 4 - Brennstoffzelle



Abb. 4: Der Bus auf dem Gelände der Ostseebus Barth

4. Auslegung des Systems

Durch die zwei unabhängigen Energiequellen Batterie und Brennstoffzelle ergeben sich folgende Vorteile:

- Bei Ausfall eines Systems kann der Bus mit dem anderen immer noch bewegt werden.
- Die Brennstoffzelle kann kleiner dimensioniert werden. Verringerung der Kosten.
- Die Batterie kann Bremsenergie aufnehmen. Energieersparnis, höherer Wirkungsgrad.

Prinzipiell wird das Fahrzeug so ausgelegt werden, dass beim Fahren die Batterie immer in einem vorgegebenen Ladezustandsfenster von ca. 50% ... 90% SOC (State of Charge, Ladezustand) gehalten wird. So kann gewährleistet werden, dass immer genug Zusatzenergie zum Beschleunigen vorhanden ist. Gleichzeitig ist die Batterie jederzeit in der Lage Bremsenergie aufzunehmen.

Die Ladung der Batterie läuft automatisch je nach Ladezustand und momentaner Leistungsanforderung an das System. Bei zu niedrigem Ladezustand wird verstärkt nachgeladen bis der normale Zustand wieder erreicht ist. Dabei kann es evtl. auch zu einer vorübergehenden Einschränkung der zur Verfügung stehenden Gesamtleistung kommen. Dieser Zustand ist aber nur vorübergehend und stellt die komplette Leistungsfähigkeit wieder her.

Weiterhin soll mit diesem System eine möglichst konstante Belastung der Brennstoffzelle realisiert werden. Im Normalfall wird sie mit $\frac{1}{2}$ bis $\frac{3}{4}$ ihrer Nennleistung betrieben. Nur bei voller Batterie und gleichzeitigem Bremsen wird sie auf einen unteren Wert heruntergefahren. Die Bremsenergie kann mit bis zu 80 kW in die Batterie rückgespeist werden. Sollte dies nicht reichen oder ist die Batterie zu voll, wird die Energie über die Bremswiderstände „verheizt“.

Dies trägt zu einem optimierten Betrieb des Systems bei, da die Brennstoffzelle in einem Bereich hohen Wirkungsgrades betrieben wird. Für kurzzeitige Leistungsanforderungen soll bevorzugt die Batterie verwendet werden, die Brennstoffzelle wird erst mit leichter Verzögerung nachgefahren. Dadurch werden kurze Belastungssprünge bei der Brennstoffzelle vermieden.

Das Fahrzeug ist einerseits in der Lage den normalen Linienverkehr zu fahren. In diesem Modus wird die Batterie allerdings sehr stark belastet, da hier die Anfahr- und Bremsvorgänge zeitlich kurz aufeinander erfolgen (Schnitt: 3 min). Weiterhin sind zwischen den Haltestellen hohe Geschwindigkeiten notwendig, so dass sehr oft hohe Leistungsanforderungen erfolgen, welche die Batterie abdecken muß.

Beim zweiten Modus wird der Bus für Sonderfahrten eingesetzt. Dieser belastet die Batterie wesentlich geringer und auch gleichmäßiger. (siehe Abb. 5). Hier kann sehr viel ruhiger und konstanter gefahren werden. Gleichzeitig wird der Batterie, falls überhaupt, eine gleichmäßige Leistungsabgabe abverlangt, was wesentlich zur Verlängerung der Lebensdauer beiträgt. Auch sind die Ladephasen wesentlich länger und batterieschonender.

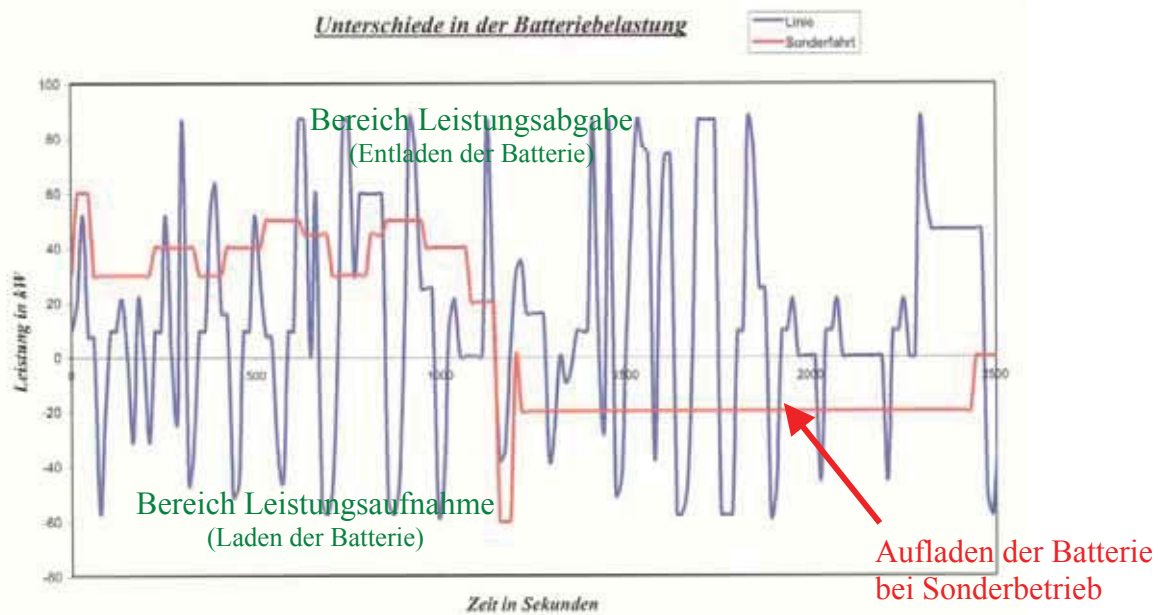


Abb. 5: Vergleich der Batteriebelastung bei Linie und Sonderfahrt



Abb. 6: Batterietrog 1 der Fahrbatterie von HOPPECKE

Batterie:
 202 Zellen: 242,4 V / 80 Ah
 ca. 1000 kg Gesamtgewicht
 FNC-T Typ H, NiCd

P_{\max} : 300 A bei 200 V

Mit Wassernachfüll- und
 Entlüftungssystem
 Flammhemmendes Material

Abb. 7: Dachaufbauten

2 H₂-Tanks a 60 Liter
 bei 200 bar Druck: 120 Nm³

Option auf 2 Zusatztanks

Weitere Komponenten:

- Kühlerlüfter
- Luftkompressor
- Drukminnderer



5. Ausblick

Ein allgemeines Problem von Hybrid-Systemen ist die Größe und das Gewicht der verwendeten Energiespeicher. Beim Barther Bus ist man mit der Batterie bis an die Grenzen des möglichen Einbauraumes gegangen, um die notwendige Energiemenge unterzubringen. Es liegt in Zukunft besonders an den Batterieherstellern die Situation zu verbessern. Ansatzpunkte hierzu wären:

- Verringerung des Bauvolumens bei gleicher Kapazität.
- Verringerung der Masse bei gleichem Bauvolumen (für kleinere Anwendungen)
- Vergrößerung der Kapazität bei gleichem Bauvolumen. (zur Verbesserung laufender Projekte)

Die folgende Übersicht zeigt das Grundprinzip des Leistungsflusses beim Bus. Grundsätzlich handelt es sich hier um das dieselektrische System. Komplett neu sind Brennstoffzelle und Batterie. Dementsprechend wurden auch die DC-DC-Wandler der beiden Komponenten überarbeitet und den neuen Parametern angepasst.

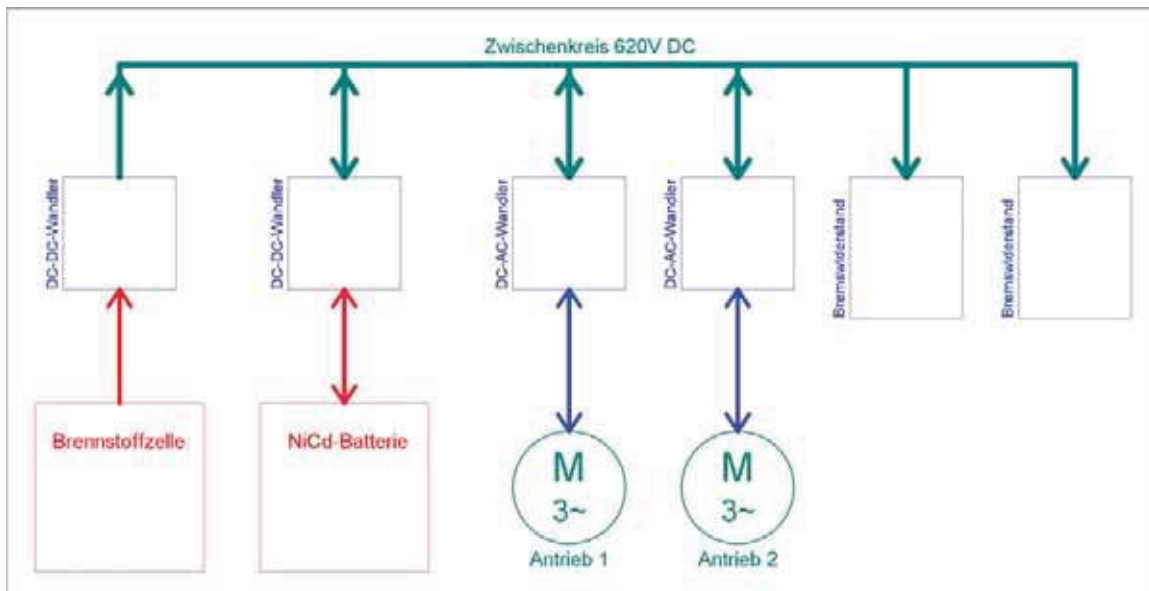


Abb. 8: Übersicht über Energieflüsse im elektrischen System

Die Pfeile geben die möglichen Energieflussrichtungen an. Hierbei ist sicherzustellen, dass besonders in die Brennstoffzelle kein Strom hineinfließen kann. Auch die Bremswiderstände können Energie nur aufnehmen.

Weiterhin problematisch ist die Programmierung der Wandler. Dabei ist die Leistung der Brennstoffzelle möglichst konstant zu halten und durch den Batteriewandler die Energiesituation auf dem Zwischenkreis zu analysieren. Dementsprechend muß der Batterie Leistung entnommen oder zugeführt werden. Indirekt wird dabei auch auf die Aktionen der Motor-Umrichter Einfluss genommen.

Während einer Erprobungsphase mit den Firmen LSA (Programmierung Management), HOPPECKE (Fahrbatterie) und PM (Gesamtsystementwurf) sollen die entsprechenden Daten erbracht werden, um die Einstellungen anzupassen und zu optimieren.

Katalytische Reformierung von Dieselkraftstoff zur Brenngaserzeugung in einer SOFC-APU

Jahn, Engel**, Wunderlich** und Bach*, Kopte***

* HTW Dresden (FH), Forschungsinstitut für Fahrzeugtechnik
** Webasto AG

1	Einleitung	2
2	Grundlagen der Dieselreformierung in einer SOFC-APU	3
3	Experimentelle Untersuchungen zur Dieselreformierung	5
3.1	Versuchsaufbau und Einsatzstoffe	5
3.2	Einfluss der Katalysatorlänge	7
3.2.1	Zielsetzung	7
3.2.2	Versuchsdurchführung	7
3.2.3	Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	7
3.3	Einfluss der CO ₂ -Zugabe am Reaktoreintritt	9
3.3.1	Zielsetzung und Grundlagen der CO ₂ -Reformierung	9
3.3.2	Versuchsdurchführung	10
3.3.3	Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	10
4	Zusammenfassung und Ausblick	11
5	Literatur	12



Katalytische Reformierung von Dieseldieselkraftstoff zur Brenngaserzeugung in einer SOFC-APU

Jahn, Engel, Wunderlich (Webasto AG) und Bach, Kopte (HTW Dresden)

Die Bereitstellung von elektrischer Energie im Kraftfahrzeug erfolgt traditionell durch Generatoren, die direkt vom Verbrennungsmotor angetrieben werden. Der ständig steigende Elektroenergiebedarf eines Kraftfahrzeuges verlangt die Einführung neuer effizienterer Technologien. Die ökonomisch und ökologisch beste Variante ist die Nutzung der Brennstoffzellentechnologie in einer SOFC-APU (Auxiliary Power Unit). Dabei wird davon ausgegangen, dass der primäre Kraftstoff für den Antriebsstrang ohne einen weiteren Zusatztank als Kraftstoff für die APU genutzt wird. Da H_2 als Kraftstoff für den Antriebsstrang bis zum Jahr 2020 bestenfalls in Nischen zum Einsatz kommen wird, konzentriert sich Webasto auf die APU-Entwicklung für flüssige oder gasförmige Kohlenwasserstoffe [3]. Heute sind dies primär Diesel oder Benzin, in Zukunft auch synthetische Kraftstoffe aus fossilen oder regenerativen Ausgangsstoffen. Für alle Systeme mit on-board Brenngaserzeugung hat die Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) deutliche Vorteile in den Punkten Einfachheit, Kosten, Betriebssicherheit und Robustheit gegenüber ebenfalls diskutierten PEM (Protonen Exchange Membran) Brennstoffzellen. Im Unterschied zu PEM Systemen sind mit der SOFC sowohl H_2 als auch CO als Brenngas im Brennstoffzellenstack nutzbar. Aufwendige Verfahren zur Gasreinigung sind nicht erforderlich.

Die Brenngaserzeugung erfolgt über die Reformierung, einem Prozess der auch in der chemischen Industrie zur Synthesegaserzeugung eingesetzt wird. Auf Grund der unterschiedlichen Prozessbedingungen ist eine direkte Auslegung des Katalysators auf der Basis der bekannten großtechnischen Reaktoren nicht möglich. Im Rahmen der Reformierentwicklung ist daher der Einfluss der Auslegungs- und Betriebsparameter unter APU-relevanten Bedingungen untersucht worden.

1 Einleitung

Zur Auslegung eines Reformers, zum Einsatz in der SOFC-APU, ist bei der Webasto AG in Zusammenarbeit mit dem Forschungsinstitut Fahrzeugtechnik der HTW Dresden (FH) eine Diplomarbeit durchgeführt worden, bei welcher der Einfluss der Katalysatorlänge sowie einer CO_2 -Rückführung innerhalb des APU-Systems untersucht werden soll [2]. Hauptzielgrößen sind hierbei der Wirkungsgrad des Reformers

$$\eta_{Ref} = \frac{\dot{n}_{CO} \cdot H_{u,CO} + \dot{n}_{H_2} \cdot H_{u,H_2}}{\dot{n}_{KW} \cdot H_{u,KW}}$$

sowie die Partialdichte der nicht umgesetzten Kohlenwasserstoffe

$$\begin{aligned} [\rho_{CH_4}] &= \text{mg/m}^3 && \text{(Methan)} \\ [\rho_{C_xH_y}] &= \text{mg/m}^3 && \text{(Kohlenwasserstoffe } C_x > C_1) \end{aligned}$$

Der Reformerwirkungsgrad beschreibt den energetischen Wandlungsgrad im Reformer und wird mit dem Verhältnis der nutzbaren chemischen Energie im Brenngas (aus dem H₂- und CO-Anteil) und der mit dem Brennstoff zugeführten chemischen Energie (Heizwert des Brennstoffs) gebildet.

Die Angabe des Gehaltes an Kohlenwasserstoffen ist für den Betrieb der nachgeschalteten Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC-Brennstoffzelle) von Bedeutung, da es bei einem hohen Gehalt an Restkohlenwasserstoffen zur Bildung von Kohlenstoffablagerungen kommen kann, wobei grundsätzlich kurzkettenige Kohlenwasserstoffe unkritischer sind als langkettige. Als stabilster Kohlenwasserstoff wird Methan als Einzelkomponente bestimmt. Neben dem Gehalt an Kohlenwasserstoffen muss auch der Gehalt an Wasserdampf beachtet werden, da an der Anode der SOFC auch ein Reforming an der Nickeloberfläche stattfindet, wobei ein Stoffmengenverhältnis von H₂O/C > 2,5 am Eintritt in die Brennstoffzelle anzustreben ist.

2 Grundlagen der Dieselreformierung in einer SOFC-APU

Zur Erzeugung von Brenngas für die Brennstoffzelle aus flüssigen Kraftstoffen können verschiedene Verfahren eingesetzt werden, die in der Abbildung 1 in einer Übersicht dargestellt sind.

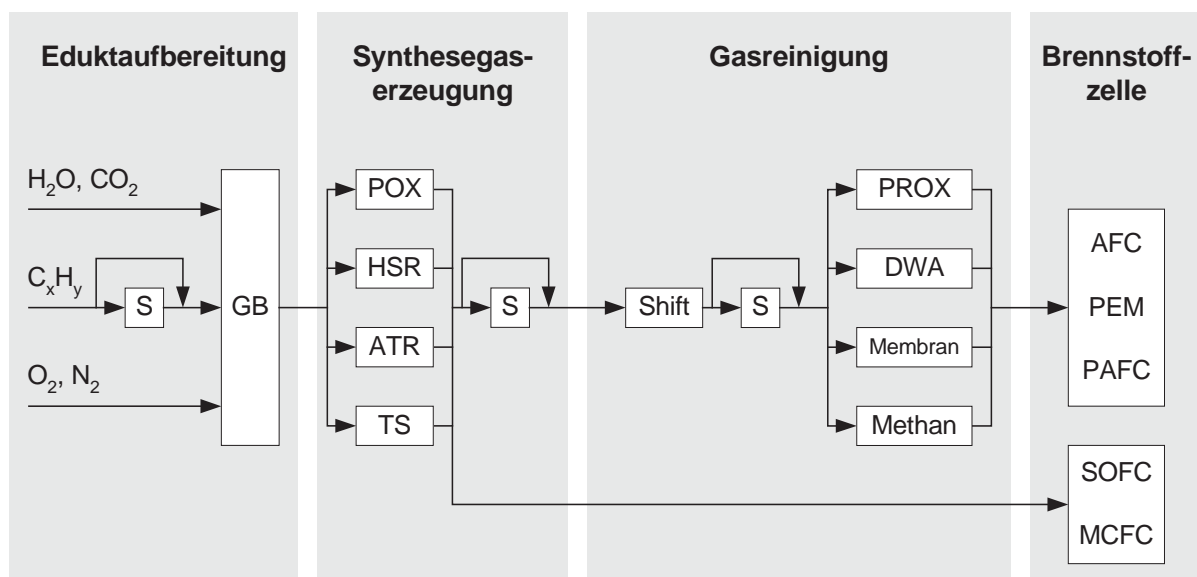


Abbildung 1: Synthesegaserzeugung für Brennstoffzellensysteme auf Basis flüssiger Brennstoffe [1]

S	Entschwefelung	PROX	selektive CO-Oxidation
GB	Gemischbildungszone	Methan	Methanisierung
Shift	CO-Konvertierung	DWA	Druckwechseladsorption
		Membran	Membranverfahren

Bei den betrachteten Untersuchungen zur Dieselreformierung für die SOFC-APU wird das Verfahren der partiellen Oxidation gewählt, da in diesem Fall nur Luft und Brennstoff in den Reformierungsreaktor dosiert werden müssen. Im Gegensatz zur Dampfreformierung ist ein Wasserkreislauf nicht erforderlich. Eine anschließende Gasreinigung ist beim Einsatz einer SOFC nicht notwendig, da keine Vergiftung durch CO auftritt und der Schwefelgehalt bei der Verwendung von schwefelfreien

Diesel ($x_S < 10$ ppm) von der SOFC-Anode ebenfalls toleriert werden kann. Die Einbindung des Reformers in das Funktionsschema einer SOFC-APU ist in der folgenden Abbildung dargestellt [4-7].

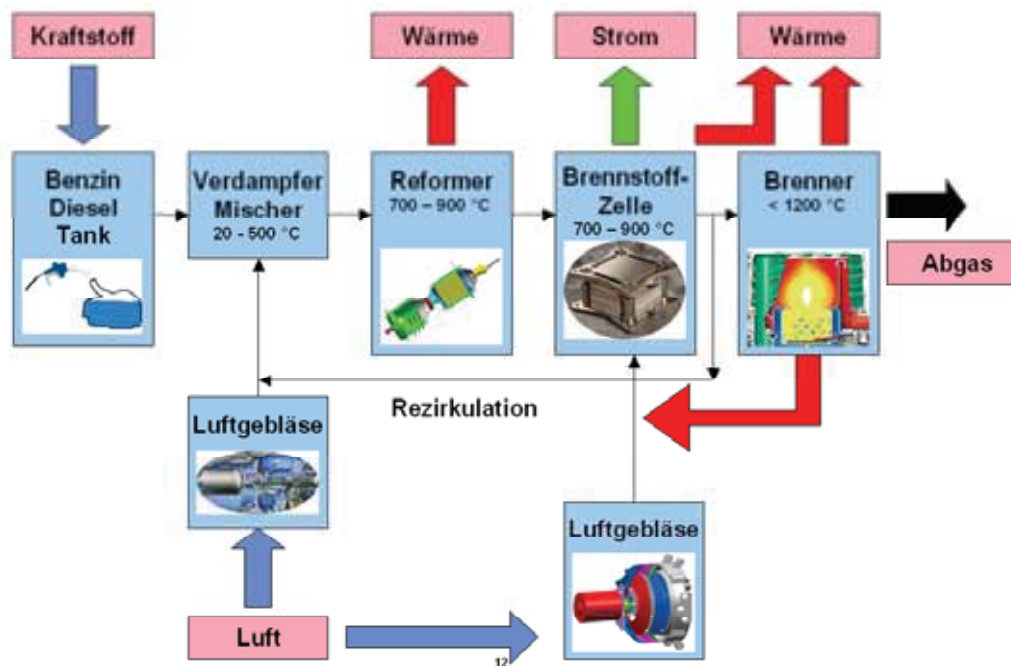


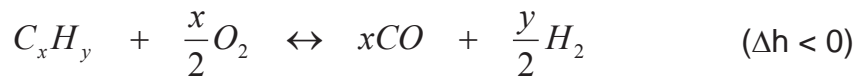
Abbildung 2: Aufbau einer SOFC-APU

Vor dem Eintritt in den Reformer wird der Kraftstoffdampf mit Luft gemischt. Zusätzlich kann ein Teil des Produktgases aus der Brennstoffzelle über einen Injektor in den Reformer zurückgeführt werden. Hiermit wird der Anteil an CO_2 und H_2O am Reformereintritt erhöht, wodurch der Anteil an endothermen Reaktionen steigt und die Temperatur am Eintritt erniedrigt wird. Die im Reaktor ablaufenden Reaktionen sind in Abbildung 3 in Form von Bruttoreaktionsgleichungen wiedergegeben.

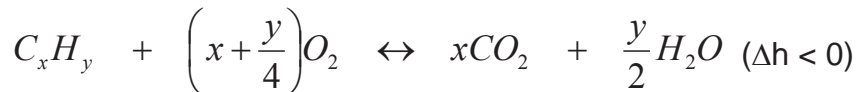
Neben den exothermen Oxidationsreaktionen der Kohlenwasserstoffe tritt die Wassergas-Shift-Gleichgewichtsreaktion und die thermische Spaltung der Kohlenwasserstoffe auf. Als weitere unerwünschte Nebenreaktionen kann es zu einer Bildung von elementarem Kohlenstoff kommen.

Am Reaktoreintritt laufen vornehmlich die exothermen Oxidationsreaktionen ab, die mit einer starken Temperaturerhöhung in diesem Bereich verbunden sind. In dem Gebiet mit Sauerstoffmangel überwiegen dagegen die Reaktionen des Steamreforming und der Wassergas-Shift-Reaktion. Somit lassen sich die beobachteten Konzentrationsprofile im Reaktor durch den Ablauf der chemischen Reaktionen erklären.

Partielle Oxidation



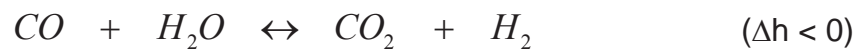
Vollkommene Oxidation



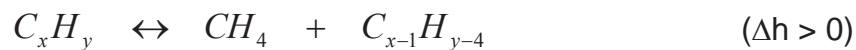
Reformierung mit Wasserdampf



Wassergas-Shift-Reaktion



Spaltung von Kohlenwasserstoffen zu kürzeren Kohlenwasserstoffen (Methan)



Nebenreaktionen mit Kohlenstoffbildung



Vergasung mit Kohlenstoff



Abbildung 3: Reaktionsschema der partiellen Oxidation (Bruttoreaktionen)

3 Experimentelle Untersuchungen zur Dieselreformierung

3.1 Versuchsaufbau und Einsatzstoffe

Die experimentellen Untersuchungen werden in einer Laboranlage durchgeführt, in welcher die Prozessbedingungen einer SOFC-APU nachgebildet werden können. Als Brennstoff wird an Stelle von Diesel Hydroseal – als ein spezieller Kohlenwasserstoffschnitt – verwendet, der die wesentlichen Eigenschaften des Dieselmotorkraftstoffs besitzt, jedoch in einem Laborverdampfer rückstandsfrei verdampft werden kann. Dies ist notwendig, um reproduzierbare, und stabile Betriebsbedingungen zu erzielen. Die erforderliche Luft wird über die Druckluftversorgung des Labors bereitgestellt. Die Edukt dosierung erfolgt über *Massflowcontroller*, die über eine auf *Labview* basierende Prüfstandssteuerung eingestellt werden. Der Prüfstand kann vollautomatisiert betrieben werden und verfügt über ein Notabschaltungskonzept, welches Schäden am Katalysator und den Austritt von schädlichen Gasen aus dem Prüfstand verhindert.

Die Bestimmung der Produktgaskonzentrationen erfolgt über die Absorption von infraroter Strahlung in dem NDIR-Messgerät für die Komponenten CO, CO₂ und H₂O. Der Gehalt an H₂ wird über einen Wärmeleitfähigkeitsdetektor (WLD) ermittelt. Zur Bestimmung des Gehaltes an höheren Restkohlenwasserstoffen und Methan wird ein Flammenionisationsdetektor (FID) eingesetzt.

Der Versuchsreaktor, der zur Untersuchung des Katalysators eingesetzt wird ist in Abbildung 4 dargestellt.

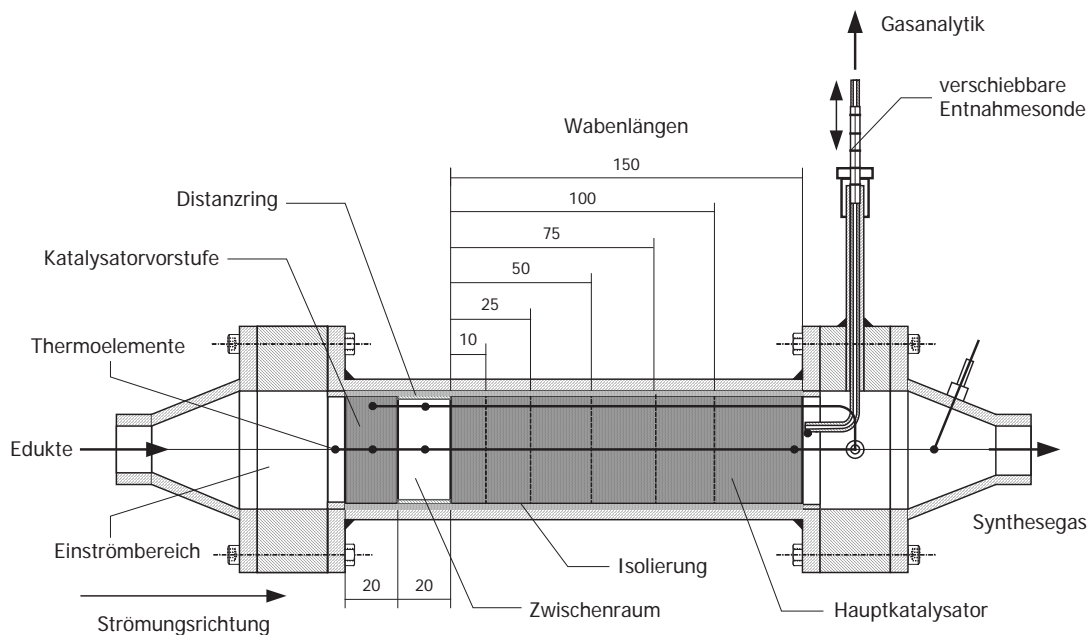


Abbildung 4: Aufbau des Versuchsreaktors zur Dieselreformierung

Zur Aufnahme der Produktgaskonzentration an unterschiedlichen radialen Positionen kann die Gasentnahmesonde radial verschoben werden. Die entsprechenden Messpunkte sind in der folgenden Abbildung wiedergegeben.

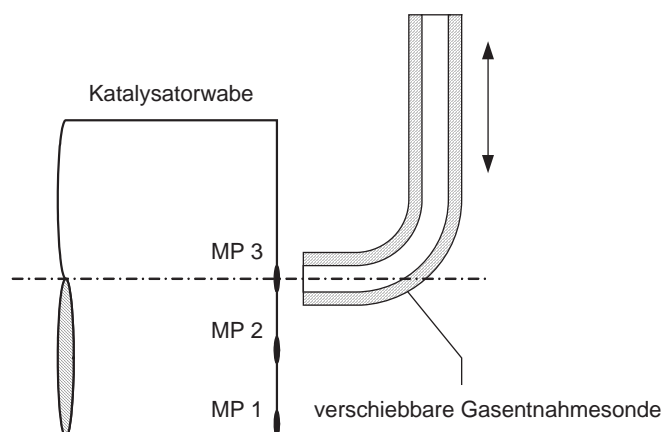


Abbildung 5: Gasentnahmesonde

3.2 Einfluss der Katalysatorlänge

3.2.1 Zielsetzung

Es soll das Konzentrationsprofil (bzw. die Partialdichte) der Produktgase über der Reaktorlänge ermittelt werden, um Aussagen über den Ablauf der chemischen Reaktionen im Reaktor zu gewinnen.

3.2.2 Versuchsdurchführung

In dem unter 3.1 dargestellten Reaktor wird der Hauptkatalysator auf die in Abbildung 4 angegebenen Längen gekürzt. Um konstante Entnahmebedingungen (Verweilzeit bis zum Gasdetektor) zu gewährleisten, ist es erforderlich das Gehäuse den jeweiligen Wabengängen anzupassen und daher ebenfalls zu kürzen. Die in Abbildung 5 dargestellte Gasentnahmesonde wird entsprechend verschoben, um eine Aussage über die radiale Verteilung der Gase und damit eine Aussage über die Strömungs- und Temperaturverteilung in der Katalysatorwabe zu bekommen.

3.2.3 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

In der Abbildung 6 ist der Konzentrations- bzw. Partialdichteverlauf der Produkte über der Reaktorlänge für eine thermische Leistung von $P_{th} = 5\text{kW}$ und einer Luftzahl von $\lambda = 0,4$ dargestellt.

Die Variation der Länge entspricht einer folgenden Änderung der Raumgeschwindigkeit:

Länge der Wabe [mm]	20*	30	45	70	95	120	170
Raumgeschwindigkeit [1/h]	63369*	42246	28164	18105	13341	10562	7455

(* ausschließlich katalytische Vorstufe)

Da die Konzentration der Hauptzielprodukte CO und H_2 am Eintritt in den Hauptkatalysator bereits mehr als 20 % beträgt, erfolgt ein großer Teil des Umsatzes der Kohlenwasserstoffe bereits in der katalytischen Vorstufe bei einer Raumgeschwindigkeit von 63369 1/h. Die Partialdichte an Restkohlenwasserstoffen sowie an Methan liegt mit $\rho_{\text{C}_x\text{H}_y} = 13800 \text{ mg/m}^3$ und $\rho_{\text{CH}_4} = 5500 \text{ mg/m}^3$ noch sehr hoch. Wie in dem Diagramm zu sehen ist, erfolgt der Umsatz der Restkohlenwasserstoffe vor allem durch das Steamreforming, da die Konzentration an Wasserdampf ebenfalls sinkt. Bei der Variation der Länge des Hauptkatalysators ist zu beachten, dass dem Hauptkatalysator stets die katalytische Vorstufe vorgeschaltet wurde.

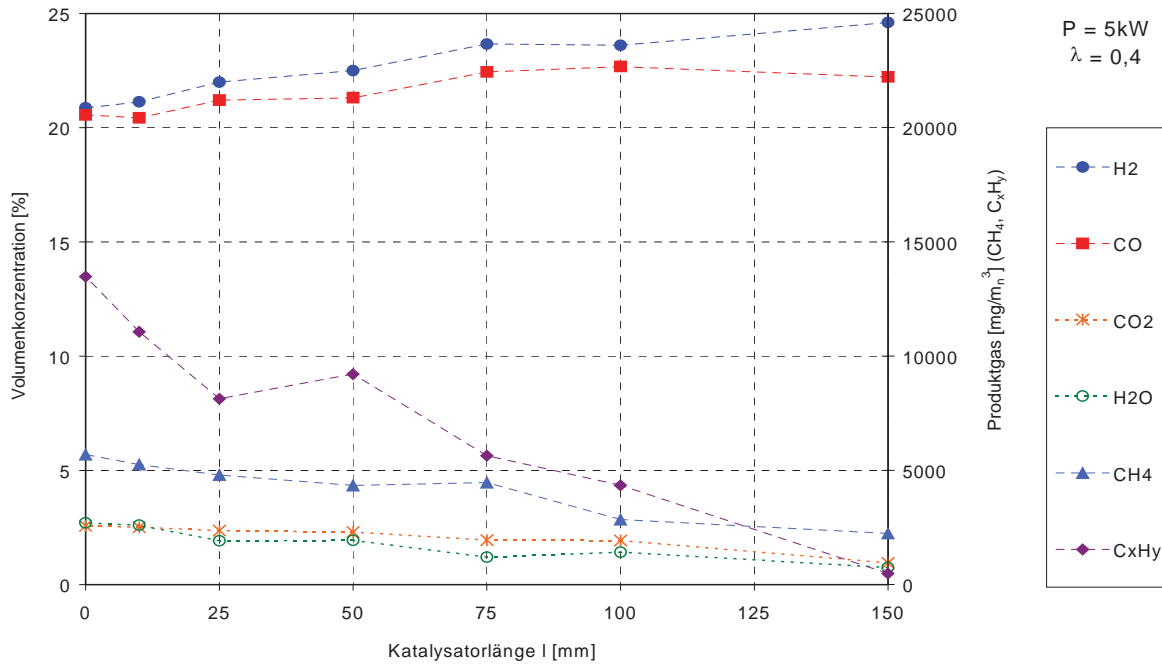


Abbildung 6: Volumenkonzentration der Produktgase in Abhängigkeit von der Katalysatorlänge

Das H₂O/C – Verhältnis liegt zwischen 1,0 nach der katalytischen Vorstufe und 2,4 am Reaktorausritt bei einer Länge der Hauptwabe von 150 mm. Für den Betrieb des SOFC-Stacks sollte daher eine Raumgeschwindigkeit von 10000 bis 11000 1/h nicht überschritten werden, um die Voraussetzung einer internen Reformierung zu gewährleisten und in diesem Zusammenhang ein H₂O/C-Verhältnis größer 2 am Brennstoffzelleneintritt zu erzielen. Auf Grund der endothermen Reaktion muss die Temperatur im Reaktor in diesem Fall abnehmen. Dies geht aus dem in Abbildung 7 dargestellten Temperaturverlauf hervor.

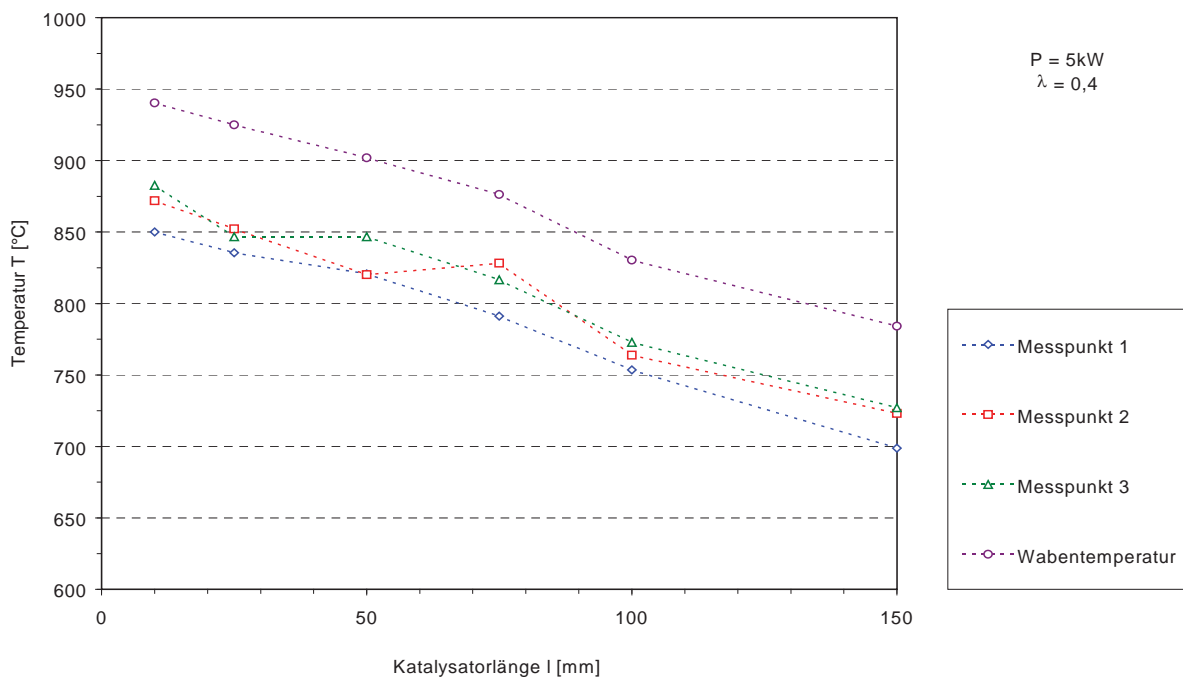


Abbildung 7: Reaktortemperatur in Abhängigkeit von der Katalysatorlänge

Zur Beurteilung der Effizienz der Reformierung wird der Wirkungsgrad des Reformers betrachtet. Das Ergebnis dazu ist in Abbildung 8 zu sehen.

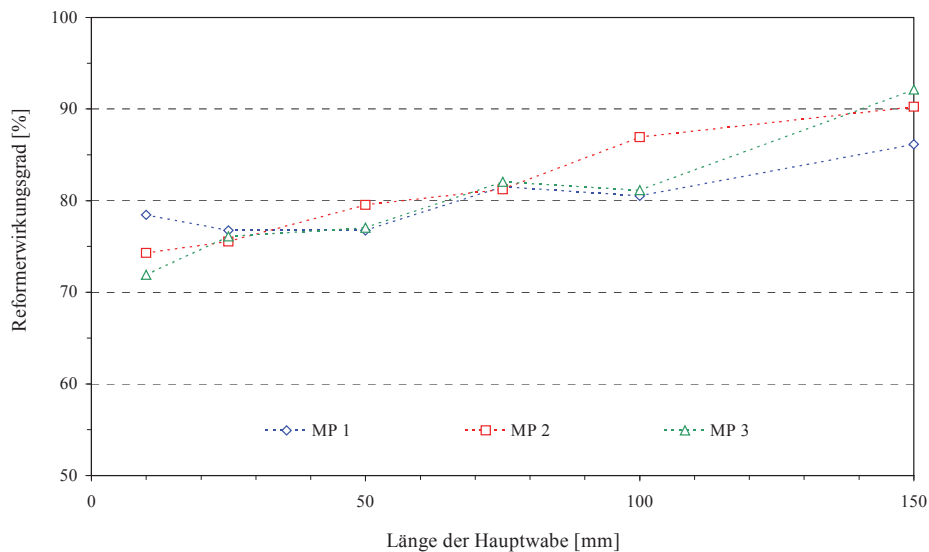


Abbildung 8: Reformierwirkungsgrad in Abhängigkeit von der Katalysatorlänge

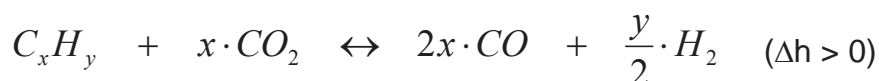
Der erzielte Wirkungsgrad liegt in Abhängigkeit von der Länge, gemittelt über den Strömungsquerschnitt, bei etwa 75 – 88 %. Der Reformierwirkungsgrad bietet die Möglichkeit einer quantitativen Aussage über die Brenngasbestandteile an H₂ und CO im Reformat und somit über die Güte der Reformierung und des Brenngases.

3.3 Einfluss der CO₂-Zugabe am Reaktoreintritt

3.3.1 Zielsetzung und Grundlagen der CO₂-Reformierung

Hintergrund der Untersuchung ist die Möglichkeit, einen Teil des Anodenabgases aus dem SOFC-Stack zum Reformereingang zurückzuführen. Neben Wasserdampf enthält das Gas auch CO₂, das für das Reforming genutzt werden kann. Hierzu gibt es in der Literatur eine ganze Reihe von Untersuchungen an unterschiedlichen Katalysatorsystemen. Im Rahmen der Messungen soll gezeigt werden, ob ein Reforming von CO₂ stattfindet.

Der Kraftstoffreformierung mit Kohlendioxid liegt folgende allgemeine Reaktionsgleichung zu Grunde:



Danach werden die zugeführten Kohlenwasserstoffe mit dem im CO₂ gebundenen Sauerstoff partiell oxidiert. Die Reaktion verläuft stark endotherm. Es entsteht Kohlenmonoxid und Wasserstoff.

Für die leicht endotherm verlaufende Rückkonvertierung gilt:



Während die endotherme CO_2 -Reformierung die gewünschte Reaktion darstellt um H_2 zu erzeugen, beeinflusst die Rückkonvertierung als Nebenreaktion die Wasserstoffausbeute negativ.

3.3.2 Versuchsdurchführung

Zunächst wird der Eduktstrom mit N_2 verdünnt, um die entsprechende Raumgeschwindigkeit einzustellen. Im Anschluss wird der N_2 -Trägerstrom stufenweise durch CO_2 ersetzt, um den Einfluss von CO_2 auf das Reforming zu betrachten.

3.3.3 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen sind in Abbildung 9 dargestellt. In Folge der Zugabe von CO_2 kommt es zu einer Erhöhung der Produktgaskonzentration von CO , während der Gehalt an H_2 absinkt. Dies lässt darauf schließen, dass unter diesen Bedingungen CO_2 in Folge der Shift-Reaktion mit H_2 zu CO und Wasserdampf reagiert. Die Zugabe von CO_2 zeigt, dass es möglich ist, den Anteil an CO im Brenngas erheblich zu steigern. So konnte ein Anstieg des CO -Volumenanteils um bis zu 5 % erzielt werden. Jedoch sind die hohen CO -Anteile weniger auf das eigentliche CO_2 -Reformierung zurückzuführen, sondern vielmehr auf die Rückkonvertierung von CO_2 , die sich allerdings negativ auf die H_2 -Ausbeute auswirkt.

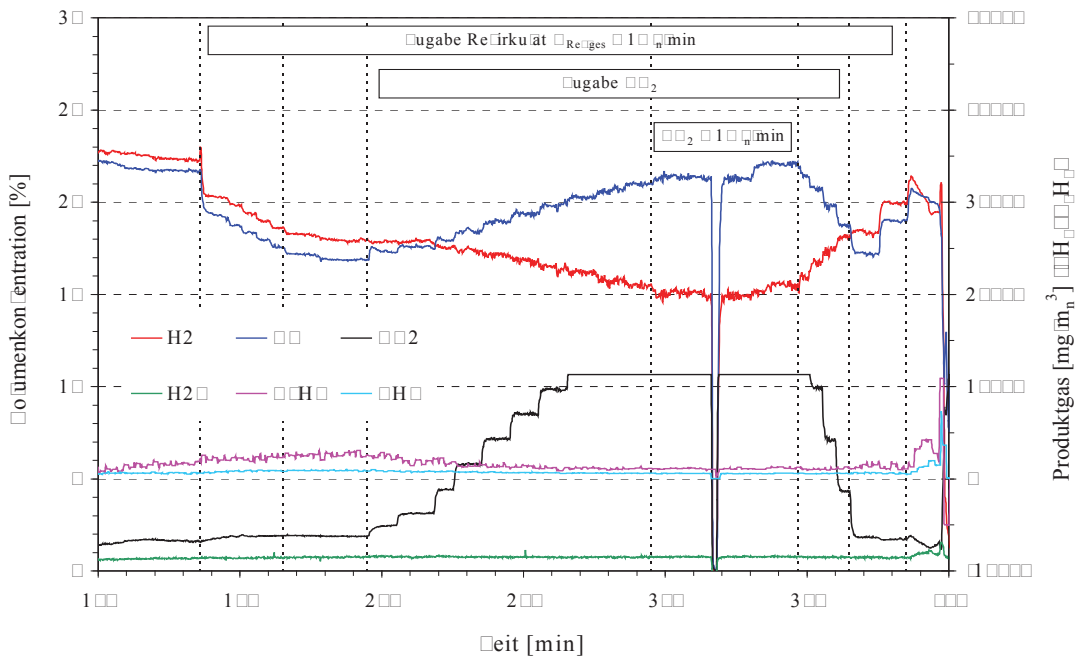


Abbildung 9: Produktgaskonzentrationen während der CO_2 -Zufuhr in einen N_2 -Trägerstrom

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der Arbeit ist die katalytisch unterstützte partielle Oxidation von Dieselkraftstoff für den Einsatz in einer SOFC-APU untersucht worden. Dabei ergaben die Versuche zur Variation der Wabengänge, dass bereits in der katalytischen Vorstufe ein Großteil der Kohlenwasserstoffe in die Synthesegasbestandteile H_2 und CO umgesetzt werden. Ein vollständiger Umsatz der Kohlenwasserstoffe mit dem Verfahren der partiellen Oxidation konnte jedoch nicht nachgewiesen werden. Vielmehr erfolgte in der Hauptwabe die weitere Umsetzung der Restkohlenwasserstoffe und Methan infolge endothermer Reformierungsreaktionen. Dabei konnte in Hinblick auf die Verweilzeit gezeigt werden, dass bei einer Raumgeschwindigkeit von ca. 13000 1/h (entspricht einer Gesamtlänge von $20 + 75 \text{ mm}$ und einer Leistung von 5 kW bei $\lambda = 0,4$) etwa 98% der Kohlenwasserstoffe umgesetzt werden. Die Möglichkeit einer internen Reformierung an der Anode der SOFC-Brennstoffzelle und dem dabei anzustrebenden H_2O/C -Verhältnis von mindestens 2, ist dabei an eine Raumgeschwindigkeit von max. $10000 \dots 11000 \text{ 1/h}$ gebunden.

Die Versuche zur Zufuhr von CO_2 auf das Reforming haben gezeigt, dass es möglich ist den Anteil an CO im Synthesegas deutlich zu steigern. Allerdings sind die ansteigenden CO -Konzentrationen weniger auf das eigentliche CO_2 -Reforming zurückzuführen, sondern vielmehr auf die Rückkonvertierung von CO_2 unter H_2 -Verbrauch. In einem weiteren Versuch konnte nachgewiesen werden, dass der Temperaturrückgang infolge der CO_2 -Zufuhr zu einer Leistungssteigerung genutzt werden kann, um dabei die im Rahmen einer Leistungssteigerung auftretenden Temperaturerhöhungen zu kompensieren.

Vor dem technischen Einsatz des Verfahrens sind jedoch noch eine Reihe von offenen Fragen zu klären und weitere Untersuchungen durchzuführen. Dabei sollte versucht werden, den Anteil höherer Kohlenwasserstoffe weiter zu senken, was mit einer Erhöhung der Temperatur im Hauptkatalysator erreicht werden kann. Eine thermische Kopplung mit der katalytischen Vorstufe ist als eine weitere mögliche Maßnahme zu prüfen. Zur Ermittlung des maximal erreichbaren Reformierwirkungsgrades sollte die Wasserdampfreformierung im Hauptkatalysator genauer untersucht werden. Durch eine Temperaturvariation infolge einer gezielten Beheizung, kann die Kinetik der Reaktion besser untersucht und der Reaktor entsprechend ausgelegt werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der Arbeit lassen sich jedoch bereits erste Prototypen bauen, um Betriebserfahrungen zu sammeln. Die Rückführung von Wasserdampf, der Einfluss auf die Temperaturen und der Reformier- sowie der Systemwirkungsgrad sind zu prüfen. Mit ausgewählten Reformieraufbauten ist außerdem der Einfluss einer unterschiedlichen Kraftstoffzusammensetzung zu untersuchen (Einfluss von Schwefelgehalt, Additiven und Pflanzenmethylester PME).

5 Literatur

- [1] Hartmann, L. : Dissertation, RWTH Aachen, 2002
- [2] Engel, R. : Diplomarbeit, HTW Dresden (FH), 2004
- [3] S.Kah, M. Jahn, M. Mühlner, A. Lindermeir, S. Käding, N. Günther: Reforming of diesel fuel for Auxiliary Power Units (APU); International Symposium and Workshop on Fuel Cells and Hydrogen for Aerospace and Maritime Applications, Hamburg 2004
- [4] M. Boltze, C. Wunderlich: Energiemanagement im Fahrzeug mittels Auxiliary Power Unit, Internationales wissenschaftliches Symposium "Entwicklungstendenzen im Automobilbau", Zwickau 2004
- [5] Jeremy Lawrence, Matthias Boltze: Auxiliary power unit based on a solid oxide fuel cell and fuelled with diesel; Journal of Power Sources 2004 (submitted)
- [6] C. Wunderlich, M. Stelter: Integrated stack and system development for a SOFC APU International Symposium and Workshop on Fuel Cells and Hydrogen for Aerospace and Maritime Applications, Hamburg 2004
- [7] C. Wunderlich: Entwicklung einer SOFC-APU zur Bordstromversorgung; f-cell Forum für Produzenten und Anwender; Stuttgart 2004

Wind Power : Relieving Energy Shortages

*Ashish Jain
India*

Introduction :

India has the second largest population in the world with a billion people, and is considered a rapidly growing economy. India's commercial energy system is heavily dependent on coal, with oil and natural gas being the other major sources of primary energy among the commercial fuels. The country has moved from being surplus in power in the fifties and sixties, to a situation of shortage since the seventies, and has been experiencing energy shortages since then. There is a demand gap of 8-10% and peak load demand of 18-20%. The shortage of power today, has emerged as a major constraint to growth. The industry today has been burdened with poor quality of supply along-with increasing cost of power. This has been instrumental in a large number of industries being forced to rely increasingly on captive power.

The worsening power situation, the difficult fuel situation and the various environmental problems of large scale power generation have led to increased appreciation of the potential of electricity generation from non-conventional sources. Of the various forms of renewable sources of energy, solar and wind energy are found to be ideal for India.

It is expected that 10% (10,000 MW) of the proposed addition in energy capacity of 100,000 MW in the next 10 years would come from the renewable energy sector and more predominantly from the wind energy.

Wind Power – An Overview

Our country is blessed with abundant renewable energy in different forms. Use of wind mills in India dates back to 1879. After independence, systematic approach was made to harness wind energy in the areas of water pumping. The oil crises of 1973 revived interest for harnessing of renewable source of energy including wind energy, upto mid-eighties, work continued only in the area of water pumping wind mills.

The importance of power generation from wind energy in India was realized during Seventh Five Year Plan (1985 to 1990). Endowed with a long coastal tract and several windy regions along the coast as well as within the mainland, the wind power generation potential is considerable

in India. About 80 potential sites with mean wind velocity of greater than 18 kmph have been identified in the country.

The wind power potential had initially been estimated at 20,000 MW. This has now been revised upward to 45,000 MW considering the technological advances and the availability of more modern equipment.

The wind energy sector in India has been one of the major success stories of the renewable energy program, making a meaningful contribution to bridging the gap between supply and demand for power. The promise of clean energy and a short gestation period make the wind energy sector especially attractive in meeting the country's power shortage, at a time when overall capacity growth is not able to keep pace with demand. The present installed capacity of 1,580 MW of wind power with about 5400 machines by March, 2004. It ranks fourth in the world after Germany, the United States, and Denmark. The World-watch Institute recognizes India as a new "Wind Super-power". India ranks first in the developing world for installed wind capacity.

India is one of the fastest growing market in the world for wind electric generators. It is poised to have the second largest capacity in the world of wind power in the coming future. This capacity has predominantly been established by the private sector and the wind sector has stabilized itself as a viable investment opportunity with an investment of over Rs 4500 crores.

Promotional Policies

Most of this development in the addition of wind capacity occurred in 1995 and 1996, when capacity expanded by an average of several hundred megawatts per year. Among the States, Tamil Nadu has the most capacity-- approximately 75 percent of India's total in 1996-- while Gujarat and Andhra Pradesh have most of the remainder. With electricity demand pressing, the government favored wind projects because they had a short gestation period and no emissions. Efforts were made to develop a domestic manufacturing industry partnered with overseas companies. Denmark, Germany, and the Netherlands have been instrumental in providing collaborations.

A number of support-mechanisms are in place to boost development of wind farms. This includes tax concessions in the form of accelerated depreciation, tax holiday, soft loans, customs and excise duty relief's, liberalized foreign investment policies etc.

Guaranteed Prices. Many State electric boards have agreed to purchase wind power at about 6.4 cents per KWH.

Tax Benefits. These include:

- Five-year tax holidays on income from sales of electricity
- Accelerated depreciation of 100 percent on investment in capital equipment in the first year
- Excise duty and sales tax exemptions for wind turbines
- Import duties on a variety of components waived
- Moving toward a production tax incentive to encourage performance.

Project Financing. India Renewable Energy Development Agency (IREDA) was formed in 1987 to provide assistance in obtaining loans from the World Bank, the Asian Development Bank, and the Danish International Development Agency (DANIDA). This included acting as a conduit for World Bank Loans totaling \$78 million specifically for wind.

Planning and Resource Assessment. India has a large wind assessment program with over 600 stations in 25 States to provide information about the best sites for development.

Wind resource assessment

Detailed study on wind energy resource in India for establishment of wind-farms on scientific basis, was started in the year 1986. This program is being implemented by Ministry of Non-Conventional Energy Sources (MNES) through Centre for Wind Energy Technology (C-WET). Apart from the study being carried out by C-WET, some Government and Private organizations have also established wind monitoring stations in their areas. So far, 476 wind monitoring stations have been established in 17 States and 3 Union Territories. 208 stations have shown annual average wind power density of more than 150 Watts/sqm at a hub height of 30 m above ground level.

Out of 208 suitable stations, 7 stations have shown wind power density more than 500 Watts/sqm, 3 stations 400-500 Watts/sqm., 25 stations have shown wind power density 300-400 Watts/sqm, 79 stations 200-300 W/sqm and 94 stations 150-200 Watts/sqm. Study for more sites is being taken up in a phased manner every year.

As on today, the wind resource assessment program being implemented by MNES is the largest wind resource assessment program in the world,

Manufacturing of wind electric generators

There are a large number of manufacturers for wind electric generators in India who have foreign collaboration with different manufacturers of Denmark, Germany, Netherlands, Belgium, USA, Austria, Sweden, Spain, U.K. etc.

At present. WEGs of rating ranging from 225 KW to 2000 KW are being installed in our country. Maximum hub height of masts installed so far in India is 70 m. A good number of WEG components are being manufactured in our country. WEG blades are also being manufactured in India. One of the manufacturers is exporting blades.

Demonstration projects

Initially, four demonstrative wind-farms were established by the Government of India in the country in the year 1985. These were at Tuticorin (Tamil Nadu), Okha (Gujarat), Puri (Orissa) and Deogarh (Maharashtra). As on date, demonstrative wind-farms have been established at more than 30 different locations all over the country. The total installed capacity of demonstration wind-farms was 162 MW with about 1400 wind electric generators.

Three major demonstrative wind-farms were established with the assistance of DANIDA (Danish International Development Agency) in the year 1989-90. These are 10 MW wind-farm at Lamba (Gujarat), 6 MW wind-farm at Kayathar (Tamil Nadu) and 4 MW wind-farm at Muppandal (Tamil Nadu) respectively.

Private wind-farms

Seeing good performance of demonstrative wind-farms, a number of private entrepreneurs decided to venture for establishment of private wind-farms. These private wind-farms are mainly in Tamil Nadu, Gujarat, Maharashtra, Andhra Pradesh, Karnataka and Madhya Pradesh.

The total installed capacity as on date for the private wind-farm is 1352 MW with about 4800 wind electric generators. The total number of locations for private wind-farms is more than 80.

Barriers in Wind Power Development

In India today, large scale utilization of wind energy, is not without its problems and impediments. The incentives provided to a wind farm entrepreneur are often criticized as investment related and not performance related. Many wind power plants seem to be designed more to concentrate tax savings than to tap the wind potential.

The returns from investments in this sector are very dependent on Government policies, both in terms of incentives given and the taxation structures imposed on businesses. Hence, changes in either are a source of concern to the investors.

The main bottlenecks for large-scale development of wind power include the following :

- Stiff competition from subsidized conventional energy and its universal applicability
- High capital investment and marginal commercial viability
- Lack of infrastructure for effective power evacuation
- Lack of awareness

Technical Analysis

Looking at the data and keeping aside the wind farms that have absurdly low generation, most of the wind farms are recording a capacity factor in the range of 15-22 %.

The main reason for the low generation, setting aside the effect of low wind speeds seem to be grid outages.

Opportunities for EU

The Indian wind farm sector has been developed with active support of companies from EU countries. Many companies have set-up manufacturing facilities in India along-with local entrepreneurs. Considerable scope exists for augmenting these facilities. Further, there is a constant growing market for providing consultancy services covering entire gamut of activities of sitation of wind mills. As more and more complex technologies emerge in this sector, the necessity of designed engineering and consultancy firms arises.

Further, there lies an opportunity in developing countries through implementation of such green projects to gain access to carbon credits.

Brennstoffzellen-basierte Antriebe im öffentlichen Personennahverkehr

K. JONAS, M. SCHNEIDER, M. LEHNERT und M. KLINGNER

Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme, Zeunerstraße 38, D-01099 Dresden, info@ivi.fraunhofer.de

Schlüsselwörter: Öffentlicher Personennahverkehr, Brennstoffzelle, Hybridisierung, Schwungradmassespeicher, Brennstoffzellencluster, Zuverlässigkeit.

Zusammenfassung: Die hohen Anforderungen im öffentlichen Personennahverkehr an Fahrzeugantriebe bezüglich Maximalleistung und Zuverlässigkeit können mit bereits heute zu Verfügung stehender Brennstoffzellentechnologie in Kombination mit Energiespeichern erfüllt werden. Die Hybridisierung des Antriebsstrangs mit einem Schwungradmassespeicher reduziert die typischerweise für innerstädtische Buszyklen erforderliche Maximalleistung und Leistungsgradienten der Brennstoffzelle. Die Kombination mehrerer Brennstoffzellensysteme in einem Brennstoffzellencluster erhöht die Systemzuverlässigkeit um ein Vielfaches.

Einleitung

Der Einsatz von Brennstoffzellen im Verkehr wird überwiegend durch Entwicklungen für den Individualverkehr vorangetrieben. Dabei bietet der öffentliche Personennahverkehr neben einem stark öffentlichkeitswirksamen Demonstrationseffekt ebenso die Möglichkeit einer schnelleren Technologieeinführung ohne den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoff-Infrastruktur und kann so einen entscheidenden Beitrag zur Einführung im gesamten mobilen Sektor leisten. Im vorliegenden Papier sollen Möglichkeiten untersucht werden, wie die hohen Anforderungen im öffentlichen Verkehr an Maximalleistung und Zuverlässigkeit mit bereits heute zu Verfügung stehender Brennstoffzellentechnologie erfüllt werden können.

1. Grundüberlegungen

Die Anforderungen an Antriebsstränge im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) unterscheiden sich erheblich von denen im Individualverkehr. Neben der zumeist höheren geforderten Maximalleistung von über 200 kW muss der Antrieb Lebensdauern von teilweise mehr als 80.000 h bei einer sehr hohen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit erreichen. Die Forderung nach ausfallfreien Zeiten (MTBF, Mean Time Between Failure) von mehr als 20.000 h stellt ein wesentliches Kriterium für den ÖPNV dar und liegt im Vergleich zur Automobiltechnik etwa um den Faktor 10 höher. Effektiver Kraftstoffeinsatz sowie minimaler Schadstoffausstoß beschreiben weitere wichtige Randbedingungen, wohingegen das Investitionsvolumen eine vergleichbar untergeordnete Rolle spielt.

Die Verwendung von Brennstoffzellen im ÖPNV wird häufig der zu erwartenden Effizienzsteigerung und nicht zuletzt des Null Emission Potenzials wegen diskutiert. Aufgrund des erhöhten Wirkungsgrades von Brennstoffzellensystemen im Vergleich zu in Stadtbussen eingesetzten Verbrennungskraftmaschinen ist wohl mit einer besseren Kraftstoffausnutzung zu rechnen. Rein wirtschaftlich betrachtet wird jedoch diese Effizienzsteigerung allein eine Umrüstung auf Brennstoffzellenantriebe kaum motivieren können. Auch unter Zugrundelegen der gravierend gestiegenen Energiekosten liegt der Kostenanteil der Antriebsenergie an den Betriebskosten für Fahrzeuge im öffentlichen Verkehr auch heute noch deutlich unter 10%, so dass selbst erhebliche Wirkungsgradverbesserungen kaum einen nennenswerten Beitrag zur Amortisation eines wasserstoffbasierten Antriebsstranges leisten können.

Für Brennstoffzellenbusse ist demzufolge allein das unmittelbar vor Ort betrachtete Null Emission Potenzial von entscheidender Bedeutung, überwindet es doch die ökologischen Imagebarrieren der Busse gegenüber Stadtbahnen.

Dabei tritt im ÖPNV das für die Automobiltechnik so schwer wiegende Problem der fehlenden flächendeckenden Wasserstofftankstellen-Infrastruktur nur bedingt in Erscheinung, da die Fahrzeuge im Flottenbetrieb in einem lokal beschränkten Einsatzgebiet gefahren und zumeist zentral betankt werden. Dass neben den Wasserstoffbussen auch wasserstoffgetriebene Stadtbahnen durchaus eine Zukunft haben können, wird in den heftigen Diskussionen um Sinn und Widersinn der mobilen Brennstoffzellentechnologien derzeit noch zu wenig gewürdigt [1]. Im Gegensatz zum Wasserstoffbus sind Argumente wie lokales Null Emission Potenzial oder verbesserter Wirkungsgrad für wasserstoffbetriebene Stadtbahnen gegenstandslos. Hier zählen in erster Linie wirtschaftliche, verkehrstechnische aber auch städtebauliche Argumente. Für den Bau einer konventionellen Stadtbahnlinie sind Investitionskosten zwischen 5 Mio. € und 9 Mio. € pro km Doppelgleis zu veranschlagen. Davon entfallen knapp 1 Mio. € allein auf Oberleitung und Unterwerke. Darüber hinaus gelten Oberleitungen als unflexibel, verkehrsbeschränkend, in der Unterhaltung teuer und störend in der städtebaulichen Ästhetik. Durch Einsparung der Oberleitungen und der zugehörigen versorgungstechnischen Infrastruktur steht somit für eine Umrüstung von Stadtbahnen auf Brennstoffzellen ein erhebliches Amortisationspotential zur Verfügung. Außerdem wären Wasserstoffbahnen, die entsprechenden Zulassungen vorausgesetzt, prinzipiell auch geeignet, als bimodale Fahrzeuge die Fahrtrassen der Eisenbahn mitzunutzen. Lebenszykluskosten (LCC) Analysen des Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme zeigen, dass bereits bei den heute noch sehr hohen Systemkosten für mobile Brennstoffzellen großer Leistung von 5.000 €/kW_{el} und mehr die Investitionen für oberleitungsfreie Brennstoffzellenstraßenbahnen amortisierbar sind.

2. Brennstoffzellen im Verkehr: Technologiestand

Das derzeit wohl bekannteste Projekt zur Anwendung von Brennstoffzellen im öffentlichen Personenverkehr ist CUTE, bei dem Brennstoffzellen-Busse in 30 europäischen Städten erprobt werden. Zum Einsatz kommen Brennstoffzellensysteme von Ballard Power Systems im Leistungsbereich von ≈ 160 kW. Neben CUTE gibt es in Europa weitere kleinere Projekte, die sich mit der Anwendung der Brennstoffzellentechnologie in Bussen konzentrieren. Demonstrationsprojekte für brennstoffzellengetriebene Schienenfahrzeuge im ÖPNV haben eine untergeordnete Bedeutung.

Umfangreiche Arbeiten von nahezu allen Automobilherstellern haben dazu geführt, dass die Brennstoffzellenentwicklung für Pkw-Antriebe im Bereich von 60 – 90 kW_{el} in den letzten Jahren große Fortschritte erzielt hat. Nahezu alle Anwender setzen auf die Polymer Elektrolyt Brennstoffzellen. Diese Technologie ist durch eine vergleichsweise hohe Leistungsdichte gekennzeichnet. Trotz ihres hohen Entwicklungsstandes besitzen heutige Systeme eine noch zu geringe Lebensdauer, um den Anforderungen der Pkw-Hersteller zu genügen.

Die für automobile Anwendungen entwickelten Brennstoffzellensysteme sind speziell auf die im Individualverkehr auftretenden hohen dynamischen Belastungen hin konzipiert und erprobt. Hersteller spezifizieren maximale positive Leistungsgradienten mit 70 kW_{el}/s bzw. negative Anstiege von 400 kW_{el}/s. Bisherigen Erfahrungen zeigen allerdings, dass zu schnelle Lastwechsellvorgänge sich negativ auf die Lebensdauer und die Zuverlässigkeit der Systeme auswirken können. Sowohl die sensible Zellmembran, als auch das Kühlsystem und weitere periphere Systeme werden bei schnellen Lastwechseln stark belastet. Im Hinblick auf eine hohe Systemzuverlässigkeit und -lebensdauer sollte deshalb auf große Leistungsgradienten verzichtet werden.

Die Effizienz von Brennstoffzellensystemen ist abhängig vom jeweiligen Betriebspunkt. Im Teillastbereich lassen sich höhere Wirkungsgrade erzielen als im Leistungsmaximum. Ein Einfluss der Leistungsdynamik

auf die Systemeffizienz wird diskutiert.

3. Simulation der Leistungs- und Dynamikanforderungen im ÖPNV

Die Dynamik- und Leistungsanforderungen an ein Antriebssystem im ÖPNV wurden beispielhaft für einen 18 m Gelenkbus simuliert. Der Simulation lag ein typischer innerstädtischer, dem Braunschweig City Driving Cycle (BCDC) ähnlicher Buszyklus zugrunde.

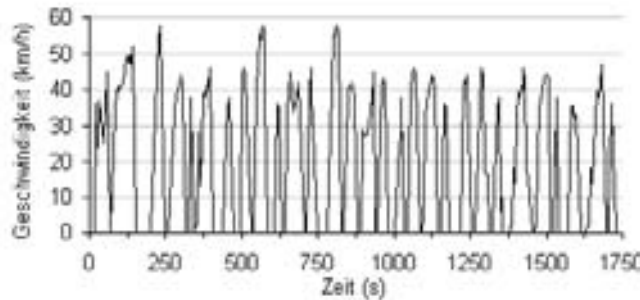


Abb. 1. Typischer innerstädtischer Buszyklus. Ähnlich dem Braunschweig City Driving Cycle.

Die im Fahrzyklus benötigte mechanische Leistung an der Radnabe P_d ist unabhängig von dem verwendeten Antriebssystem und ist lediglich von den Fahrzeugparametern Fahrzeugmasse m , Rollreibungskoeffizient C_R , Widerstandsbeiwert C_D , Anströmfläche A_F , sowie von dem Fahrzyklus mit den Variablen Geschwindigkeit v , Beschleunigung a und dem Neigungswinkel θ abhängig, und wird errechnet nach der Formel

$$P_d = (ma + C_R mg + mg \sin \theta + \frac{1}{2} \rho_a C_D A_F v^2) v, \quad (1)$$

wobei ρ_a die Dichte der Umgebungsluft und g die Gravitationskonstante darstellen.

Die Leistung des Antriebssystems wird durch Getriebeverluste und üblicherweise zusätzlich durch die Speisung des Bordnetzes beeinflusst. Bei elektrischen Antriebssträngen erhöhen elektrische Umwandlungsverluste in Wechselrichtern und Fahrmotoren die erforderliche Antriebsleistung. Die bei Bremsvorgängen theoretisch zurückgewinnbare Leistung verringert sich im gleichen Verhältnis.

$$P_{el} = \begin{cases} P_d \cdot \frac{1}{\eta_G} \cdot \frac{1}{\eta_{TM}} \cdot \frac{1}{\eta_{PE}} + P_{SS} & | P_d \geq 0 \\ P_d \cdot \eta_G \cdot \eta_{TM} \cdot \eta_{PE} + P_{SS} & | P_d < 0 \end{cases} \quad (2)$$

mit η_G , η_{TM} , η_{PE} , als Wirkungsgrade für Getriebe, Fahrmotoren und Leistungselektronik, und P_{SS} als die konstante Leistung des Bordnetzes. Die der Simulation zugrunde liegenden Fahrzeugparameter sind in Tabelle 1 zusammengefasst:

Fahrzeugmasse m (kg)	14.000
Rollreibungskoeffizient C_R	0,01
Widerstandsbeiwert C_D	0,65
Anströmfläche A_F (m ²)	8,65
Getriebewirkungsgrad η_G	0,95
Wirkungsgrad Fahrmotoren η_{TM}	0,96
Wirkungsgrad Leistungselektronik η_{PE}	0,96
Leistung des Bordnetzes P_{SS} (kW)	20

Die elektrische Leistungsanforderung an den hier definierten elektrischen Antriebsstrang wurden in Matlab Simulink[®] simuliert. Das Leistungsprofil zeichnet sich durch hohe erforderliche Lasten von bis zu 271 kW_{el} und schnelle dynamische Wechsel bis 280 kW_{el}/s aus.

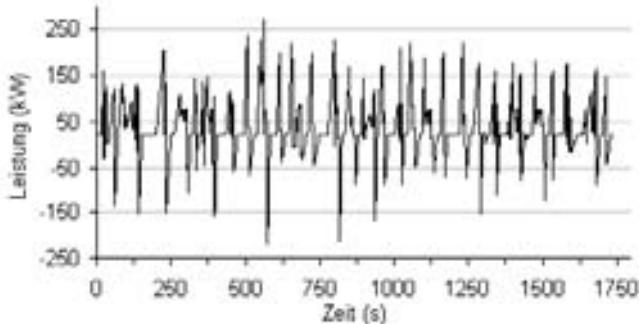


Abb. 2a. Leistungsanforderung an einen elektrischen Antriebsstrang im innerstädtischen Buszyklus.

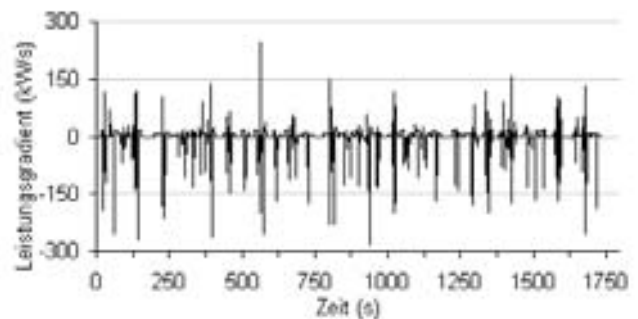


Abb. 2b. Leistungsgradienten an einen elektrischen Antriebsstrang im innerstädtischen Buszyklus.

Die Untersuchungen zeigen, dass die Leistungsanforderungen nur durch einen dynamisch stark belastbaren Brennstoffzellenantrieb hoher Leistung zu erzielen sind.

Heute verfügbare mobile Brennstoffzellensysteme können weder in Leistungsklasse und Dynamikanforderung, noch in Lebensdauer und Zuverlässigkeit die gestellten Anforderungen komplett erfüllen. Um dennoch bereits heute den Einsatz von Brennstoffzellen im ÖPNV zu ermöglichen, ohne neue Technologieentwicklungen abwarten zu müssen, sollen Möglichkeiten gefunden werden, um die Dynamik und Leistungsklasse von brennstoffzellen-basierten Antriebssträngen zu erhöhen und ihre Zuverlässigkeit und Lebensdauer zu verbessern. Im Folgenden sollen mögliche Lösungsansätze dazu diskutiert werden.

4. Hybridisierung

Hybride Antriebssysteme bieten den Vorteil einer Dynamikreduzierung in der Brennstoffzelle. Bei Verwendung eines genügend großen Energiespeichers lässt sich ein Großteil der erforderlichen Leistungsdynamik über den Speicher abdecken. Das Brennstoffzellensystem könnte dann in einem überwiegend konstanten Betriebspunkt im Bereich der durchschnittlichen Zyklusleistung arbeiten. Weiterhin erhöht der Energiespeicher die maximale Leistung im Antriebssystem. Im sogenannten Boost-Betrieb, wenn Brennstoffzelle und Energiespeicher gleichzeitig Leistung an die Fahrmotoren abgeben, können Spitzenlasten abgedeckt werden, die die maximale Leistung des Brennstoffzellensystems überschreiten. Ein weiterer Vorteil des hybridisierten Antriebsstranges liegt in der Möglichkeit, Bremsenergie rekuperieren zu können. Abb. 3 zeigt das Schema eines brennstoffzellen-basierten Hybridantriebs.

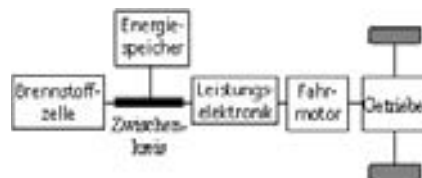


Abb. 3. Hybrider Antriebsstrang.

In der dargestellten Konfiguration speist die Brennstoffzelle einen Gleichspannungs-Zwischenkreis, an dem einerseits der elektrische Fahrtrieb und andererseits der Energiespeicher angebunden ist. Wechselnde Leistungsanforderungen können aus dem Energiespeicher gepuffert werden. Während

Bremsvorgängen kann der Hybridspeicher Energie aus den generatorisch wirkenden Fahrmotoren zwischenspeichern und damit die Effizienz des Antriebes erhöhen.

Die in der Simulation ermittelte mittlere Zyklusleistung ohne Bremsenergierückgewinnung beträgt 45,9 kW_{el}. Das theoretisch maximale Einsparungspotenzial durch Rückspeisung der Bremsenergie in einen als ideal angenommenen Energiespeicher beträgt 18%. Dieser Wert entspricht einer durchschnittlichen Antriebsleistung im Fahrzyklus von 37,7 kW_{el}.

Die relativ geringe Zyklusleistung ermöglicht den Einsatz moderner Brennstoffzellentechnologie aus dem Automobilbereich im Leistungsbereich bis 90 kW_{el}. Im Folgenden soll die Konfiguration einer Brennstoffzelle in Kombination mit einem Schwungradmassespeicher untersucht werden. Ausgehend von den oben definierten Leistungsanforderungen wurde das Simulationsmodell durch die zwei in Tabelle 2 beschriebenen Aggregate erweitert.

Tabelle 2
Modellparameter für Brennstoffzelle und Schwungrad

Brennstoffzelle:	
Nettleistung (kW _{el})	69
Dynamik (kW _{el} /s)	72
Schwungradspeicher:	
Nettleistung (kW _{el})	325
Energieinhalt (kWh _{el})	4
Dynamik (kW _{el} /s)	5000
Wirkungsgrad η_{FW}	0,95

Die Ansteuerung der Brennstoffzelle ist so zu optimieren, dass folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Ladezustand des Energiespeichers zwischen 0-100%
- Leistungsabgabe und -aufnahme des Schwungrades < 325 kW
- Leistungsdynamik des Schwungrades < 5000 kW/s

Unter diesen Restriktionen muss die Ansteuerung der Brennstoffzelle erfolgen, die dann bezüglich Dynamik und Effizienz optimiert werden kann.

Zwei verschiedene Steuerstrategien werden im Folgenden miteinander verglichen. Bei beiden Varianten wird die Brennstoffzelle auf einem mittleren Leistungsniveau betrieben und weicht von diesem nur ab, falls der Ladezustand des Schwungrades die Grenzen von 30% und 70 % unter- bzw. überschreitet. Wird der Ladezustand von 30 % unterschritten, steigert die Brennstoffzelle ihre Leistung und lädt das Schwungrad. Bei einem Ladezustand von über 70 % reduziert die Brennstoffzelle wiederum ihre Leistung auf das vorher definierte mittlere Leistungsniveau. Mit dieser Regelung wird gewährleistet, dass das Antriebssystem immer genügend Leistungsreserven für Beschleunigungen und Speicherreserven für Bremsvorgänge hat. Die Dynamik des Fahrzyklusses wird überwiegend vom Energiespeicher abgedeckt.

Die beiden Steuerstrategien unterscheiden sich in der Wahl des mittleren Leistungsniveaus der Brennstoffzelle. Während bei der ersten Strategie (EM1) sich das mittlere Leistungsniveau der Brennstoffzelle aus der über den Fahrzyklus berechneten mittleren Zyklusleistung ergibt, wird in der zweiten Variante (EM2) als konstanter Mittelwert der Betriebspunkt der Brennstoffzelle mit der besten Effizienz gewählt.

Die folgenden Abbildungen verdeutlichen die Brennstoffzellenleistung und den zugehörigen Ladezustand des Schwungrades bei Anwendung der verschiedenen Steuerstrategien.

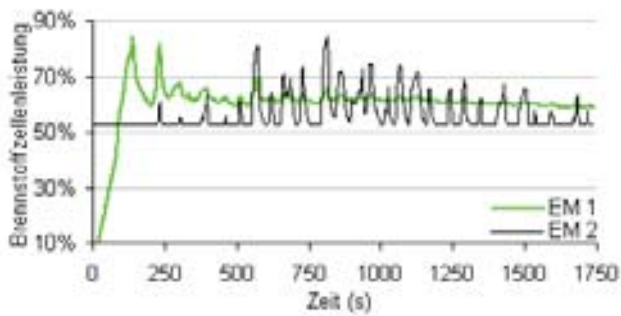


Abb. 4a. Erforderliche Brennstoffzellenleistung bei verschiedenen Steuerstrategien im innerstädtischen Buszyklus.

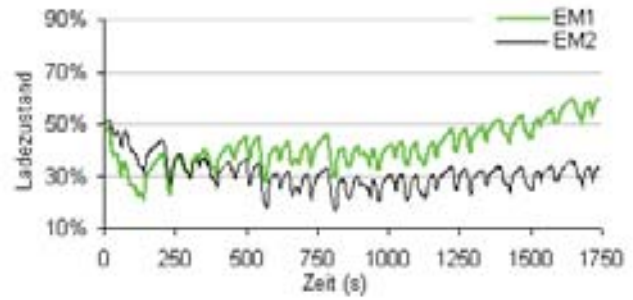


Abb. 4b. Ladezustand des Schwungrades bei verschiedenen Steuerstrategien im innerstädtischen Buszyklus.

Bei der ersten Steuerstrategie (EM1) wird die mittlere Leistung des Fahrzyklus während der Fahrt bestimmt und nähert sich mit fortschreitender Fahrzeit dem exakten Wert immer genauer an. Der Vorteil dieser Methode ist, dass sich die Steuerstrategie auch ohne vorherige Kenntnis des Fahrzyklus an die spezifischen Leistungsanforderungen anpasst. Der gewählte Energiespeicher ist groß genug, um sämtliche Leistungsdynamik abzufangen. Die kritische Dynamikgrenze des Schwungrades von 5000 kW/s wird in keinem Punkt überschritten. Die Leistung der Brennstoffzelle zeichnet sich durch eine sehr geringe Dynamik aus.

Das EM2 wurde zur Effizienzsteigerung der Brennstoffzelle konzipiert. Solange sich der Ladezustand des Energiespeichers oberhalb der unteren Ladegrenze von 30% befindet, wird die Brennstoffzelle im Effizienzmaximum betrieben. Während Unterschreitungen wird ihre Leistung nach oben geregelt und ist deshalb höher dynamisch belastet als im EM1.

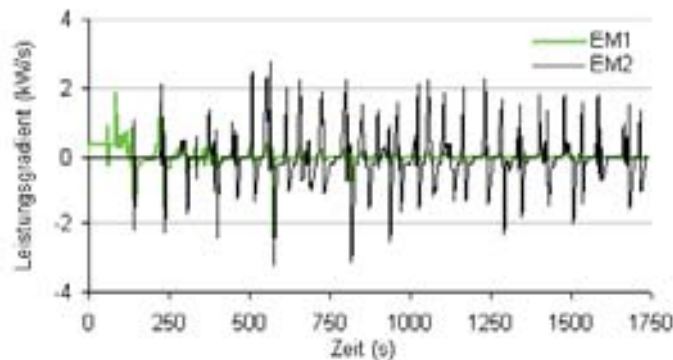


Abb. 4c. Leistungsgradienten der Brennstoffzelle bei verschiedenen Steuerstrategien im innerstädtischen Buszyklus.

Bei beiden Steuerstrategien wird das dynamische Limit der Brennstoffzelle von 70 kW/s deutlich unterschritten.

Der Einfluss der Steuerstrategien auf die durchschnittliche Effizienz des Brennstoffzellensystems wird über eine statische Effizienzkurve nach [2] in das Modell übertragen. Dynamische Einflüsse auf den Brennstoffzellenwirkungsgrad wurden nicht berücksichtigt.

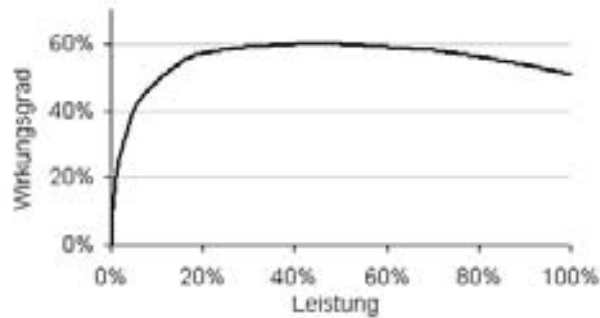


Abb.5. Brennstoffzellenwirkungsgrad als Funktion der Leistung, nach [2].

Durch Überlagerung der Simulationsergebnisse mit dem Brennstoffzellenwirkungsgrad lassen sich beide Steuerstrategien im Hinblick auf ihre Effizienz vergleichen. Der über den Fahrzyklus gemittelte Wirkungsgrad der Brennstoffzelle beträgt für die erste Steuerstrategie (EM1) ca. 58,4 %. Während der wirkungsgradoptimierten Steuerstrategie (EM2) ergibt sich ein leicht erhöhter Kennwert von 59,2%. Der maximale Energieinhalt des Schwungrades hat Auswirkungen auf die Dynamik des Brennstoffzellensystems. Je kleiner der verwendete Energiespeicher, desto höher sind die dynamischen Anforderungen an die Brennstoffzelle. Abb. 6 zeigt den Zusammenhang von maximalem Energieinhalt des Schwungrades und dem maximalen Leistungsgradienten des Brennstoffzellensystems. Limitiertender Faktor in der Simulation war die begrenzte Brennstoffzellenleistung von 69 kW_{el} sowie die ihre maximale Dynamik von 70 kW/s .

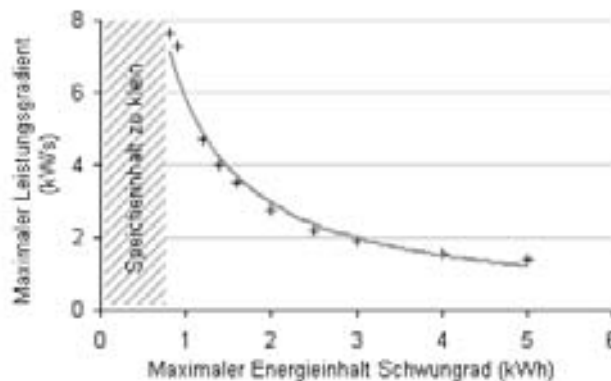


Abb. 6. Leistungsgradient der Brennstoffzelle bei verschiedenen großen Energiespeichern.

Mit sinkendem maximalen Energieinhalt des Schwungrades steigt die Dynamikanforderung an die Brennstoffzelle. Bei einem Speicherinhalt von $0,9 \text{ kWh}_{el}$ muss die Brennstoffzelle Leistungsgradienten von $8 \text{ kW}_{el}/\text{s}$ bewältigen. Antriebskonfigurationen mit einem Schwungrad, dessen maximaler Energieinhalt $0,82 \text{ kWh}$ unterschreitet, erfüllen nicht die Anforderungen an den innerstädtischen Buszyklus.

5. Clustering

In dem vorhergehenden Kapitel wurde gezeigt, dass die Hybridisierung von Antriebssträngen die Leistungsdynamik und das im innerstädtischen Verkehr erforderliche Leistungsniveau der Brennstoffzelle erheblich reduzieren kann. Das Clustering von Brennstoffzellensystemen zielt vorwiegend auf die Verbesserung der Systemzuverlässigkeit und die Erhöhung des Leistungsniveaus ab. Beim Clustering werden mehrere weitgehend unabhängige Brennstoffzellensysteme miteinander in einem

sogenannten Brennstoffzellen-Cluster verschaltet. Bei Ausfall einer Brennstoffzelle übernehmen die übrigen Systeme dessen Aufgabe und verhindern damit den Totalausfall des Antriebssystems. Bei entsprechender Systemauslegung bietet der Parallelbetrieb sowohl die Möglichkeit einer Leistungssteigerung, als auch eine Verbesserung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems. Eine verbesserte Zuverlässigkeit kann erreicht werden

- durch Wahl der minimal notwendigen Anzahl der Teilsysteme, die zur Funktionstüchtigkeit des Gesamtsystems benötigt werden (k aus n-System),
- durch eine Verlängerung der ausfallfreien Zeit eines Teilsystems (MTTF, mean time to failure) und
- durch eine verringerte Reparaturzeit bei Ausfall eines Teilsystems (MTTR, mean time to repair).

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Zusammenhang zwischen ausfallfreier Zeit MTBF für unterschiedliche k aus n-Systeme in Abhängigkeit von der Reparaturzeit MTTR und der statistischen Ausfallzeit eines Teilsystems MTTF, gerundet auf 100 Betriebsstunden.

Tabelle 3
Ausfallfreie Betriebszeiten für verschiedene k aus n-Systeme in Abhängigkeit der ausfallfreien Zeit des Teilsystems (MTTF) und seiner durchschnittlichen Reparaturzeit (MTTR), alle Angaben in h.

MTTF	MTTR	k aus n-System			
		1/2	2/3	1/3	2/4
1000	24	22 300	7 800	629 100	120 500
1500	24	49 100	16 900	2 065 300	529 000
1000	48	11 900	4 300	170 800	45 900
1500	48	25 700	9 100	545 700	143 200
1000	72	8 400	3 100	82 300	22 900
1500	72	17 900	6 500	256 200	68 900

Die Berechnungen zeigen, dass die ausfallfreien Betriebszeiten während des Parallelbetriebs weitgehend unabhängiger Brennstoffzellensysteme stark von der Systemauslegung abhängen. Definiert man beispielsweise die minimal notwendige Anzahl der Teilsysteme, die zur Funktionstüchtigkeit des Gesamtsystems benötigt werden (k aus n-System) zu 1/2, beträgt die statistische ausfallfreie Betriebszeit des Gesamtsystems bis zu 49100 h. Durch entsprechende Systemauslegung ist es mit dem Clustering-Konzept möglich, die hohen Zuverlässigkeitsanforderungen im ÖPNV auch für brennstoffzellen-basierte Antriebsstränge zu garantieren.

Quellenangaben

- [1] R. Kolke, "Technische Optionen zur Verminderung der Verkehrsbelastungen - Brennstoffzellenfahrzeuge im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren", Texte Nr. 33/1999, Umweltbundesamt.
- [2] K.S. Jeong, B.S. Oh, "Fuel economy and life-cycle cost analysis of a fuel cell hybrid vehicle," J. of Power sources 105 (2002), pp. 58-65, September 2001.

DAS EU-FORSCHUNGSVORHABEN MARINECO: ERGEBNISSE ZUR WELLENENERGIENUTZUNG UND ZUR WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

T. Kampet

MVV Consultants and Engineers, Kurfürstendamm 199, D-10719 Berlin, T.Kampet@consultants.mvv.de

Schlüsselwörter:

Wellenenergienutzung, Wellenenergiegenerator, Meerwasserelektrolyse, Wasserstoffherzeugung, Küstenstandorte, MARINECO, Elektrizitätserzeugung, Energieversorgung

0 Zusammenfassung:

Das Ziel des Projekts „MARINECO“ ist die Entwicklung und Erprobung eines Wellenenergiegenerators zur Erzeugung von Wasserstoff aus Meerwasserelektrolyse zur Versorgung entlegener Küstenstandorte. In dem Projekt konnte die Funktionstüchtigkeit eines neuartigen Wellenenergiegenerators gezeigt werden, der die Wellenenergie in elektrischen Strom umwandelt. Die Elektrizität wird über ein Kabel an Land geleitet und dann direkt verbraucht oder in Form von ungiftigem und ökologisch unbedenklichem Wasserstoff zur späteren Nutzung gespeichert. Für die Versorgung großer Verbraucher können mehrere Wellenenergiegeneratoren zu einem Generatorfeld zusammengeschaltet werden. Im Vergleich zu anderen Technologien zur Wellenenergienutzung lassen die derzeit vorliegenden Ergebnisse eine Wirtschaftlichkeit dieser Technologie bei der weiteren Entwicklung bis zur Serienreife erwarten. Im Vergleich zur heute üblichen Energieversorgung entlegener Küstenstandorte ist diese jetzt schon zum Teil gegeben.

1 Einführung

Seit Dezember 2000 wird das Forschungsvorhaben „Development of components for an environmentally compatible system for economic progress in arctic coastal areas based on the use of regional renewable resources“¹ (Kurztitel: „MARINECO“) durch ein internationales Konsortium unter Beteiligung der Firmen und Institute

- MVV Consultants and Engineers GmbH, Berlin,
- ATC, Moskau,
- Krylov Shipbuilding Research Institute (KSRI), St Petersburg, und
- CRES, Griechenland,

durchgeführt. Das Projekt wird durch Mittel des INCO-Programmes der EU unterstützt.

2 Die Ziele des Vorhabens

Das Hauptziel des Vorhabens ist die Entwicklung und die Erprobung eines Wellenenergiegenerators zur Erzeugung von Wasserstoff aus Meerwasserelektrolyse (siehe Abbildung 1). Der Wellenenergiegenerator soll dann als ein Baustein für ein umweltfreundliches Energieversorgungssystem

¹ Übersetzung: "Entwicklung von Komponenten für ein umweltfreundliches System zur wirtschaftlichen Entwicklung arktischer Küstengebiete auf der Basis regional verfügbarer erneuerbarer Energien".

tem für entlegene Küstengebiete, z.B. in der russischen Arktis, dienen.

Neben Ergebnissen zu diesem Hauptziel wurden in den letzten Jahren im Rahmen des Vorhabens begleitend noch eine ganze Reihe von Materialien zu den Themen „Wasserstoffwirtschaft“ und „Wellenenergienutzung“ erarbeitet.



Abbildung 1: Modell des Wellenenergiegenerators im Maßstab 1:10. Links ist die äußere Hülle, rechts der innere Aufbau des Gerätes zu sehen.

3 Der Hintergrund des Projektes

Die Energieversorgung entlegener Küstengebiete (einschließlich der arktischen Küstengebiete) geschieht derzeit häufig durch fossile Energien wie Diesel, was zum einen mit hohen Transportkosten des Brennstoffs und zum anderen beim normalen Betrieb mit großen Belastungen der Umwelt und bei Havarien mit enormen Risiken für die empfindlichen ökologischen Systeme an den Meeresküsten oder in der Arktis verbunden ist.

Eine Alternative bietet hier die Wellenenergie: Sie ist eine an Küstenstandorten lokal verfügbare Ressource, die ohne Transportaufwand „kostenfrei“ nutzbar ist. Sie ist erneuerbar und sauber. Das

weltweite Potential der Wellenenergie liegt mit etwa $8 \cdot 10^6$ TWh/a beim 2500-fachen Wert des Potentials der Gezeiten und drei Größenordnungen über dem Wert der weltweiten Elektrizitätserzeugung ($13 \cdot 10^3$ TWh im Jahr 1994).

Während die Energie aus den Gezeiten nur direkt an der Küste nutzbar ist und dort sich aber auch Schifffahrtswege, Schutzgebiete, Städte, Häfen u.a. befinden, kann die Wellenenergie (je nach Technologie) an der Küste oder off-shore genutzt werden.

4 Der Aufbau des Wellenenergiegenerators

In einer Boje, die durch die Wellen in gleichförmige Auf- und Abwärtsbewegungen versetzt wird, wird die Wellenenergie mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt (siehe Abbildung 2). Diese elektrische Energie wird über ein Kabel an Land geleitet, dort in die gewünschte Spannung und Frequenz modelliert und dann entweder sofort verbraucht oder durch eine Meerwasserelektrolyse in Wasserstoff überführt und zur späteren Nutzung gespeichert. Der Wasserstoff kann dann wieder in Elektrizität (z. B. in Kraft-Wärme-Kopplung über eine Brennstoffzelle) zurückverwandelt oder direkt zur Wärmeerzeugung verbrannt werden.

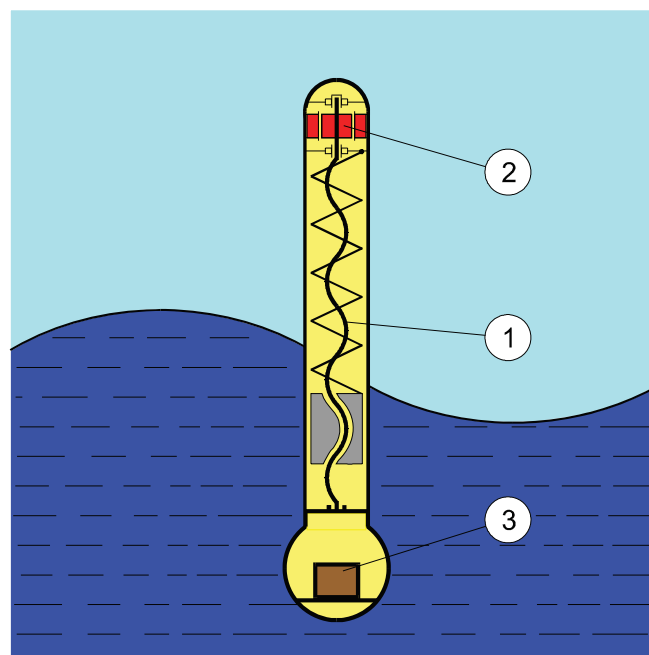


Abbildung 2: Der Aufbau des Wellenenergiegenerators: (1) interner mechanischer Konverter, (2) Generator, (3) Hilfsenergiespeicher

Die Speicherung der kurzfristig überschüssigen Energie zum späteren Ausgleich von Perioden mit nicht ausreichender Energieerzeugung geschieht mit dem ungiftigen und umweltfreundlichen Wasserstoff, sodass selbst bei Havarien in arktischen Biotopen keine ökologischen Schäden zu befürchten sind.

Zur Erhöhung der Leistung können auch mehrere Wellenenergiegeneratoren zu einem Generatorfeld von mehreren Megawatt zusammengeschaltet werden. Somit können auch isoliert liegende größere Verbraucher an Küsten oder Anlagen auf See ohne weitere Energieversorgungsanlagen umweltfreundlich mit lokaler erneuerbarer Energie versorgt werden, beispielsweise entlegene Siedlungen, Forschungsstationen oder Bohrplattformen (siehe Abbildung 3).



Abbildung 3: Beispiel für die Kopplung mehrere Wellenenergiegeneratoren zu einem Generatorfeld für die autarke Versorgung eines großen Verbrauchers auf See

5 Der aktuelle Stand des Projektes

Zu Beginn des Projektes wurde ein Modell im Maßstab 1:10 des Wellenenergiegenerators mit einer Höhe von 1,35 m gebaut (siehe Abbildung 1).

Mit Hilfe dieses Modells werden seitdem in dem Prüf- und Teststand, der extra für dieses Projekt im Krylov Shipbuilding Research Institute (KSRI) in St Petersburg eingerichtet wurde, die mechanischen und elektromechanischen Berechnungen verifiziert.

6 Vorliegende Zwischenergebnisse:

Die beiden wichtigsten Hauptergebnisse des Projektes sind die folgenden:

6.1 Nachweis der Funktionstüchtigkeit dieser Konzeption eines Wellenenergiegenerators im Labormaßstab

Das primäre Ergebnis dieses Forschungsprojektes ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit dieser Konzeption eines Wellenenergiegenerators im Labormaßstab. In zahlreichen Testreihen konnte nachgewiesen werden, dass der Wellenenergiegenerator unter unterschiedlichsten Bedingungen, wie sie für den Einsatz in der Realität anzunehmen sind, elektrischen Strom liefert. Die entsprechenden Ergebnisse liegen vor.

6.2 Eine Wirtschaftlichkeit des Wellenenergiegenerators scheint möglich

Auf der Basis der Ergebnisse aus den Testreihen des Prototypen lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt Elektrizitätserzeugungskosten von rund 17 €-Cent pro Kilowattstunde errechnen. Diese liegen zwar über den Elektrizitätserzeugungskosten anderer Technologien zur Wellenenergienutzung (siehe Abbildung 4). Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass bei einer Weiterentwicklung dieser Technologie vom jetzigen ersten Modell bis zur Serienreife deutliche Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit erreicht werden können, die den Wellenenergiegenerator in den Bereich der Kosten der anderen Technologien bringt.

Weiterhin muss festgehalten werden, dass nicht alle anderen Technologien zur Wellenenergienutzung off-shore genutzt werden können.

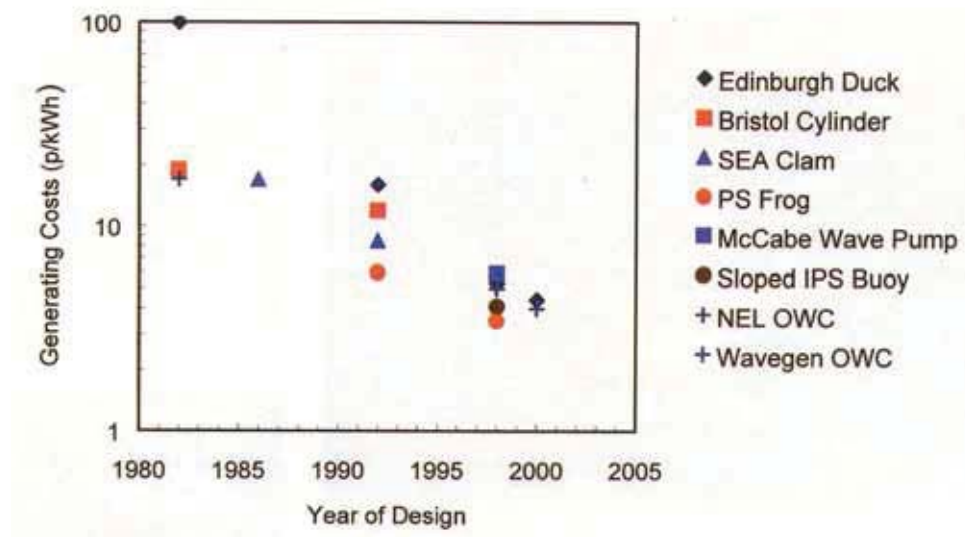


Abbildung 4: Die Elektrizitätserzeugungskosten des Wellenenergiegenerators im Vergleich zu anderen Technologien zur Wellenenergienutzung. Auf der Basis der Ergebnisse der Testreihen des Prototyps lassen sich derzeit Elektrizitätserzeugungskosten von 17 €-Cent pro Kilowattstunde (=10 Pence/kWh) errechnen.

Eine Wirtschaftlichkeit des Wellenenergiegenerators ist heute schon gegeben, wenn dieser mit der derzeitigen Versorgungstechnik ökonomisch verglichen wird. So treiben die Transportkosten von Brennstoffen die Energieversorgungskosten in die Höhe. Als extremes Beispiel sei hier die Versorgung arktischer Stationen in Russland, im Winter zum Teil nur per Hubschrauber, genannt.

Alkalische Kleinelektrolyseure für Laborgas, Schweissen, Brennstoffzellen

H.-J. Kohnke, J. Helmke, H. Klüver
Gaskatel GmbH, Holländische Str. 195, 34127 Kassel, info@gaskatel.de

Schlüsselwörter:

Wasserstofferzeugung, Elektrolyse, alkalisch

Zusammenfassung:

Gaskatel stellt ein Elektrolysesystem zur Erzeugung kleiner Mengen technisch reinen Wasserstoffs vor. Um dieses Gerät auch für Labore und Handwerk interessant zu machen, wurde neben dem Wirkungsgrad und der Sicherheit im Betrieb auch auf ein kostengünstiges Design Wert gelegt. Erreicht werden konnte dies durch einen alkalischen Elektrolyseur, dessen Medienfluss druckgesteuert erfolgt und dessen elektrisches Sicherheitskonzept auf Fensterdiskriminatoren besteht.

1. Einleitung

Wasserstoff in kleinen Mengen wird in chemischen Laboren, bei Goldschmieden oder zukünftig auch Betreibern von Brennstoffzellen benötigt.

Diese Kunden beziehen ihren Wasserstoff zurzeit aus Druckgasflaschen. Aufgrund der neueren Sicherheitsrichtlinien wird aber Zulassung, Installation und Miete solcher Gasflaschen immer kostspieliger. Auch der Gaspreis bei kleinen Mengen steigt kontinuierlich und beträgt mittlerweile um die 1.2 Cent pro Liter. Dagegen steht der Entstehungspreis von 0.1 Cent, wenn der Wasserstoff durch die Elektrolyse erzeugt wird.

Ein Kleinelektrolyseur wird sich somit für die genannten Kunden auch im Betrieb rechnen, wenn die Investitionskosten unterhalb der Kosten für Druckflaschen liegen, also ca. 5000 Euro pro Raum. Somit ist es nicht verwunderlich, dass bisherige Kleinelektrolyseure basierend auf der Nafionmembranen nicht die Verbreitung gefunden haben. Diese Geräte, wie sie zum Beispiel von Schmidlin [1], Peak Scientific, BOC etc angeboten werden liegen bei ca. 10 000 Euro. Ein Vorteil des Nafion-Systems ist die hohe Gasreinheit von 99.9999%, die jedoch in den meisten Anwendungen nicht gefordert wird.

2. Elektrolyseure

Die Zersetzung von Wasser erfolgt oberhalb einer Spannung von 1.48 Volt. Nickel- oder Edelstahlbleche weisen eine genügend hohe chemische Stabilität auf. Eine Beschichtung mit Edelmetallen Platin, Iridium oder Ruthenium kann vorgenommen werden, um die Effektivität zu erhöhen. Zur Ausführung kommen meist beschichtete Nickel-Streckmetalle in verschiedenen Geometrien. Die Pole werden durch eine Membran oder einen Separator elektrisch getrennt. Alkalische Systeme mit Kalilauge als Elektrolyt haben sich gegenüber den sauren Systemen durchgesetzt, weil die Materialanforderungen geringer sind. Die Gase werden direkt in der Lauge erzeugt – der maximal tolerierte Druckunterschied zwischen Wasserstoff und Sauerstoff ist minimal. Zusammen mit dem Gasen gelangen große Mengen Elektrolyt aus der Zelle. An die Zelle schließt sich also stets eine Gastrennung an. Solche Systeme werden in großen Leistungen oberhalb von 1 m³/h von Norsk Hydro oder Stuart Energy angeboten [2].

2.1 EloFlux-Elektrolyseure

An den genannten Streckmetallen entsteht das Gas im Elektrolyten und bildet dort Blasen. Bei hohen Stromdichten „schäumt“ der Elektrolyt. Diese Blasenpolarisation erfordert einen relativ großen Durchfluss an Lauge und damit auch große Volumina in der Zelle. Werden jedoch anstelle von Streckmetallen Gasdiffusionselektroden eingesetzt, so verändert sich das Bild:

- In den Gasdiffusionselektroden liegt ein Gasporensystem vor. Das Gas entsteht in der porösen Elektrode und gelangt nicht in den Elektrolyten. Der Elektrolyt „schäumt“ nicht bei großen Leistungen.
- Die zugeführte Menge an Kalilauge kann sich auf die nötige Wassermenge reduzieren.
- Das Gas verlässt „trocken“ die Zelle – entsprechend des Wasserdampfpartialdruckes.

Die ersten beiden Faktoren führen dazu, dass die Querschnitte verkleinert werden können - die Zellgeometrie schrumpft und die elektrischen Verluste minimieren sich. Weil sich in Gasdiffusionselektroden Gase und Flüssigkeiten separieren, muss diese Trennung nicht außerhalb der Zelle vorgenommen werden – die Gastrennung entfällt. Eine genauere Beschreibung des EloFlux-Elektrolyseurs wurde von Rühling [3] verfasst.

2.2 Leistung

Aufgrund der kompakten Bauweise sind die elektrischen Verluste im EloFlux-Elektrolyseur relativ gering. Daher können Wirkungsgrade von bis zu 80% erzielt werden. Dargestellt ist dies in der Abbildung 1

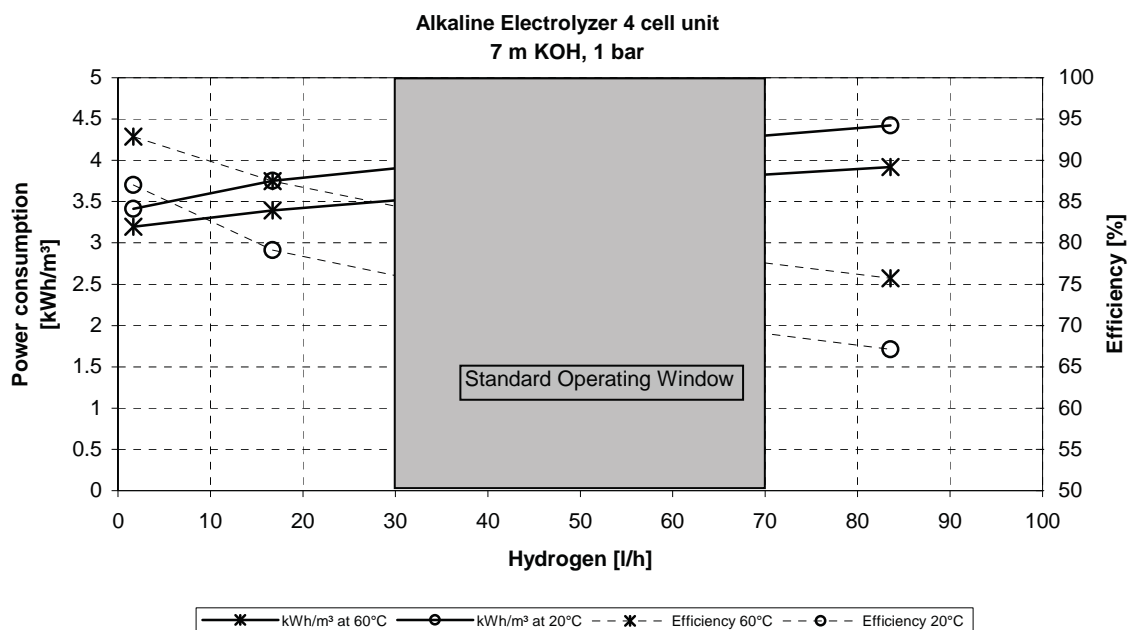


Abbildung 1: Leistung des EloFlux-Elektrolyseurs

Diese im Gegensatz zu anderen Systemen geringen Verluste sind begründet durch:

- Hohe Wirksamkeit des Raney-Nickelkatalysators
- Geringer Abstand der Elektroden (0.2 mm), also geringe Diffusionshemmungen
- Keine Blasenpolarisation durch eigenes Gasleitsystem
- Geringe Ohmsche Verluste wegen kleiner Elektrodenfläche

3. Elektrolyse-System

3.1 Motivation

Weil der Markt für Kleinelektrolyseure keinen hohen Kosten akzeptieren wird, sind die Bemühungen darauf ausgerichtet ein preisgünstiges System aufzubauen. Folgende Grundgedanken spielen dabei eine entscheidende Rolle:

- Wasserzufuhr über Rubens-Prinzip. Der Sauerstoffdruck fördert die Flüssigkeit in die Zelle.
- Kondensatabscheider in Filtertechnik
- Druckmessung über Druckschalter.

3.2 Ausführung

In der folgenden Abbildung 2 ist der Flussplan für die Medien dargestellt. Weil der Wasserstoff bzw. Sauerstoff unter Druck erzeugt wird, muss auch der Kalilaugenkreislauf unter Druck stehen und das Wasser unter Druck zugeführt werden. Dies wurde durch eine Rubenspumpe erreicht. Die Abtrennung des Kondensates, welches bei höheren Betriebstemperaturen im Elektrolyseur anfällt, erfolgt in den Kondensatabscheider. Diese arbeiten auf dem Prinzip von hydrophilen und hydrophoben Filtermaterialien. Dadurch werden bewegliche Teile vermieden, die im Laufe der Zeit in Kalilauge ausfallen könnten. Zwar können solche Filterverfahren nur unter Druckverlust funktionieren, aber das EloFlux System toleriert solche Druckschwankungen und Druckunterschiede.

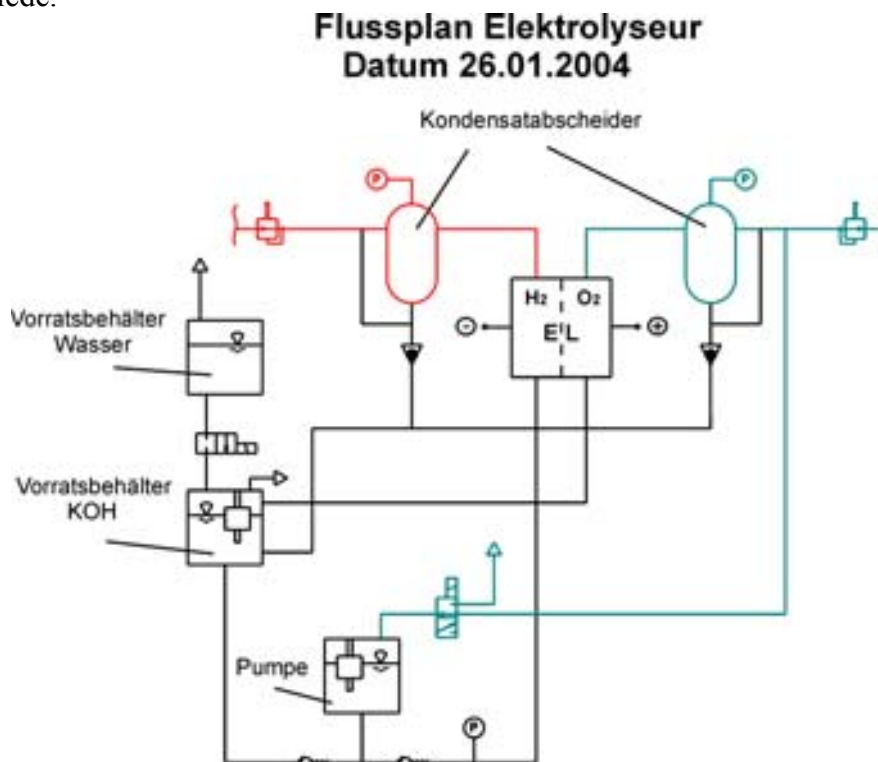


Abbildung 2: Flussplan des Elektrolysesystems

Weil das Elektrolysesystem auf bis zu 2.5 bar ausgelegt wird, aber nur maximal 1 bar Differenzdruck zwischen den Medien zugelassen werden kann, muß das System überwacht werden. Andererseits werden Druckunterschiede toleriert, weshalb Überwachung des Systems durch Druckschalter erfolgen kann. Die elektrische Überwachung dieses Systems ist in der folgenden Abbildung 3 dargestellt.

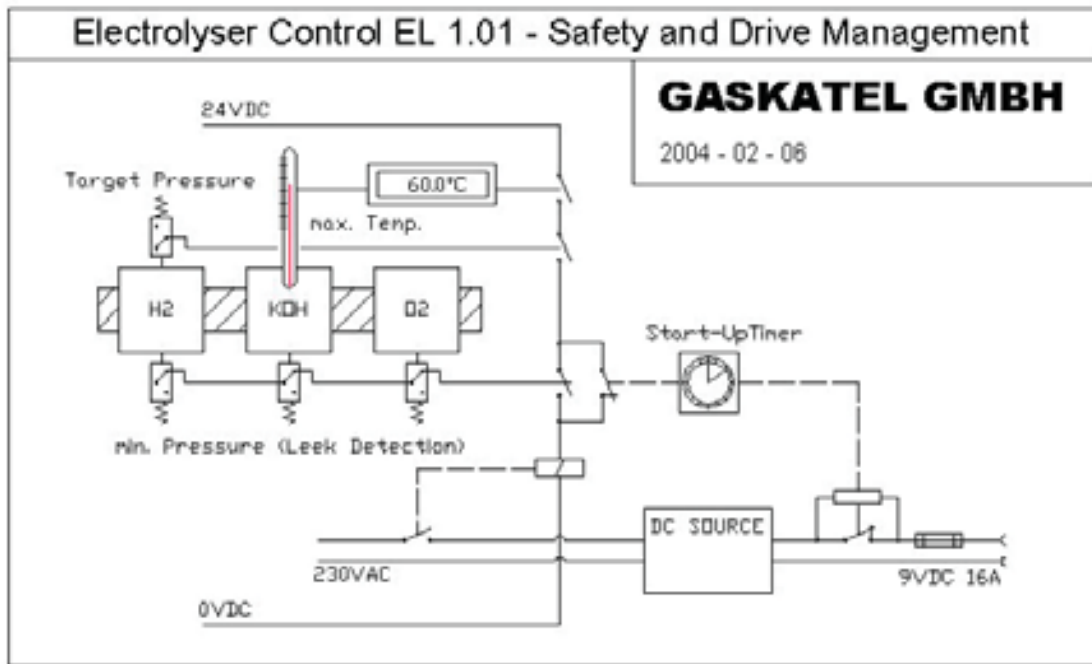


Abbildung 3: Elektrisches System

3.3 Betrieb

Das Elektrolysesystem kann nun auf zwei Arten betrieben werden:

- **Fill-In Betrieb:** Es wird ein kleine Wasserstoff-Zwischenspeichers befüllt, dessen maximaler Druck dem Maximaldruck des Elektrolysesystems entspricht. Der Kunde kann dann aus diesem Speicher zu jedem Zeitpunkt eine durch den Speicher begrenzte Menge Wasserstoff aber beliebigem Fluss abrufen. Sobald der Speicherdruck unter den Systemdruck fällt, liefert der Elektrolyseur mit maximalem Fluss nach.
- **Online Betrieb:** Betrieb ohne Zwischenspeicher. Ein solcher Betrieb ist zu empfehlen, wenn der vom Kunden gewünschte Maximalfluss nicht oberhalb der Erzeugungsrate liegt.

In der Abbildung 4 ist der Verlauf der Systemparameter für einen solchen Betrieb dargestellt. 15 Minuten nach der Datenaufzeichnung wird das System angestellt und Wasserstoff entnommen. Der Strom liegt bei 12 Ampere und führt zu einer Zunahme des Wasserstoffdruckes und der Temperatur. Aufgrund der Temperaturzunahme nimmt die Kalilaugenleitfähigkeit zu. Bei konstanter Spannung von 9 Volt erhöht sich der Strom auf ca. 15 Ampere. Der Sauerstoffmaximaldruck ist auf 0.45 bar eingestellt und wird schon nach einigen Minuten Betrieb erreicht. Mit diesem Druck wird frische Lauge in der Zelle gedrückt. Der überschüssige Sauerstoff wird über ein Druckhalteventil in die Umgebung abgegeben. Nach 85 Minuten ist der Wasserstoffmaximaldruck erreicht. Das System schaltet den Strom aus. Dadurch sinkt auch die Temperatur und der Sauerstoffdruck. Wird mit einer weiter Wasserstoff entnommen, so sinkt der Wasserstoffdruck wieder.

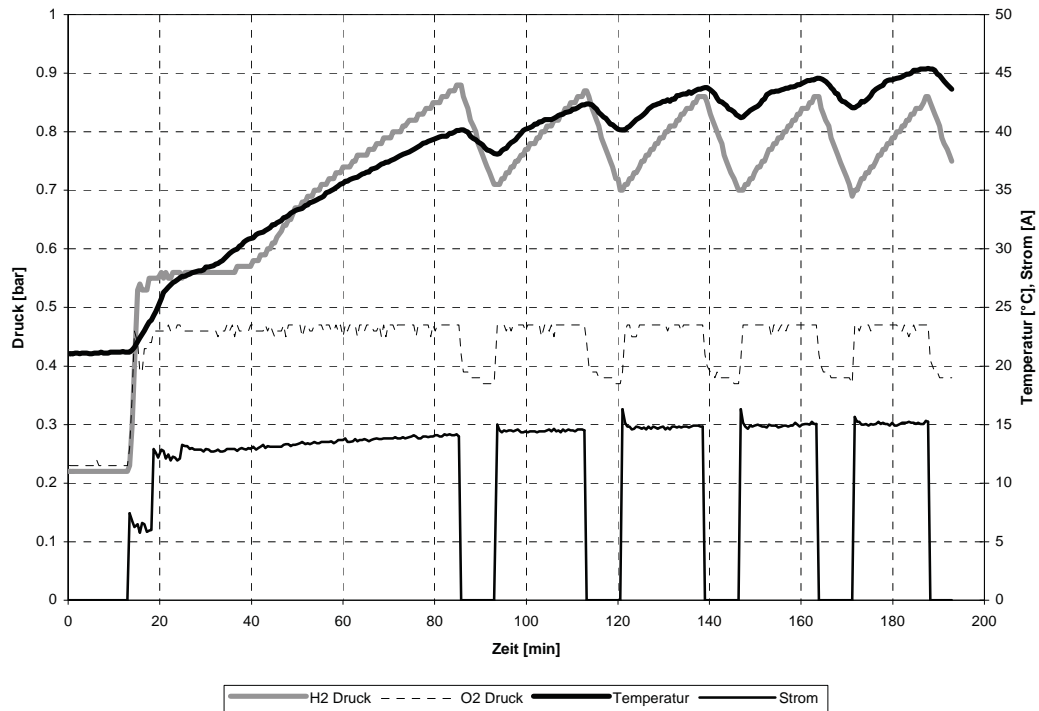


Abbildung 4: Systemparameter während der Starphase und dem Online Betrieb



Abbildung 5: Foto des Elektrolysesystems. Oben die Kontrolleinheit und Stromversorgung

Quellenangaben

- [1] www.schmidlin-lab.ch
- [2] www.stuartenergy.com
- [3] K. Rühling, C. Fischer, O. Führer, A. Winsel; Dechema Monographien 124, 1992, page 349

Electrolyzers and Fuel Cells for Markets

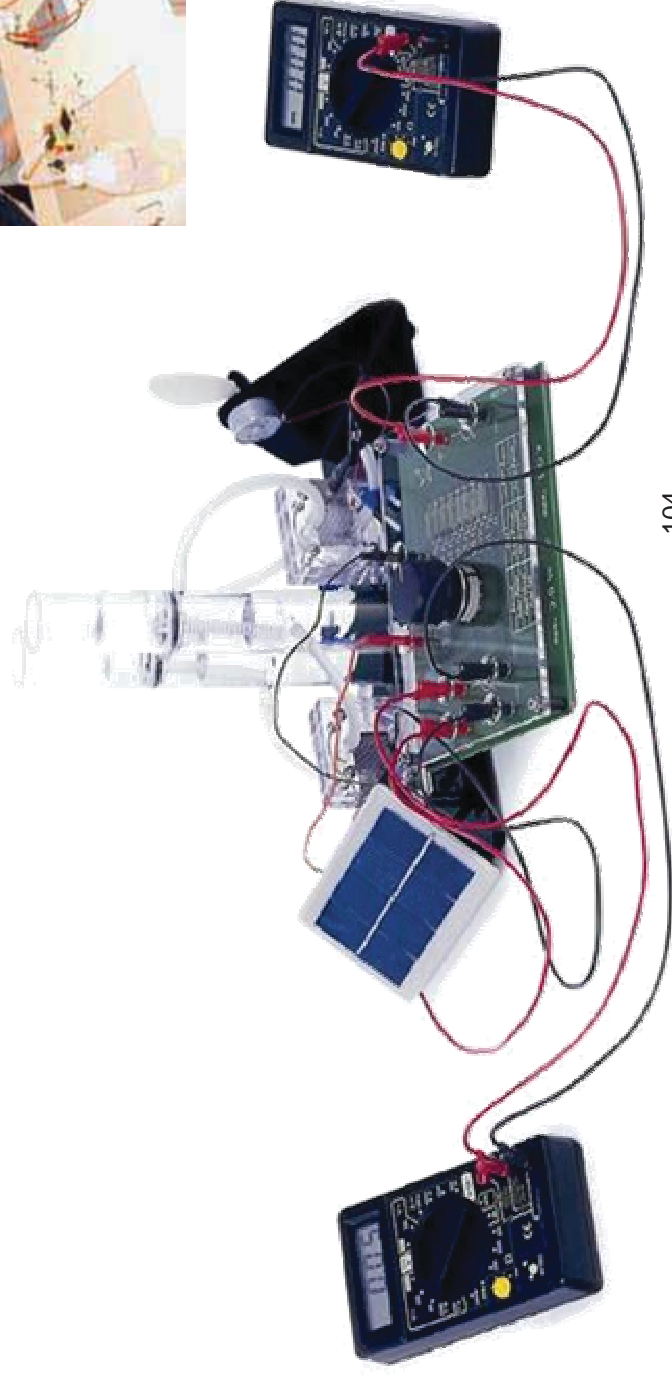
h-tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH
-Hydrogen Energy Systems-
Uwe Kueter

11. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“
4. - 6. November 2004
Fachhochschule Stralsund



Company Summary

- ⇨ Founders Uwe Kueter and Stefan Hoeller
- ⇨ Founded in 1997
- ⇨ Team of 20 employees
- ⇨ Based in Luebeck/ Germany
- ⇨ Two business divisions



h-tec Industrial



h-tec Industrial Our products

⇨ **PEM Fuel Cell Systems**

10 W up to 5 kW



⇨ **PEM Electrolyzer Systems**

10 W up to 20 kW

Hydrogen production: 5 l/h to 5 Nm³/h

Oxygen production: 2.5 l/h to 2.5 Nm³/h



⇨ **PEM Oxygen Generators**

10 ml/min to 5 l/min

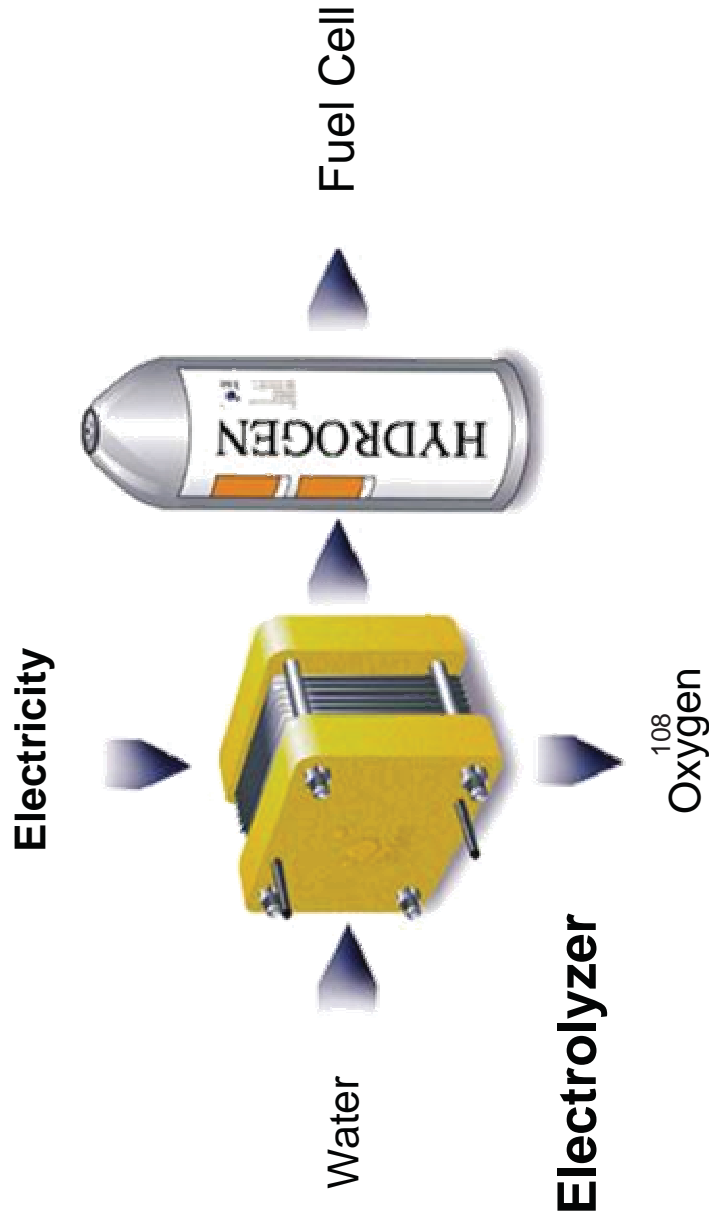


Challenges in the Market

- ⇨ Hydrogen infrastructure
- ⇨ High cost of stack production

⇒ Challenge: Hydrogen infrastructure

Solution: portable, compact PEM electrolyzer

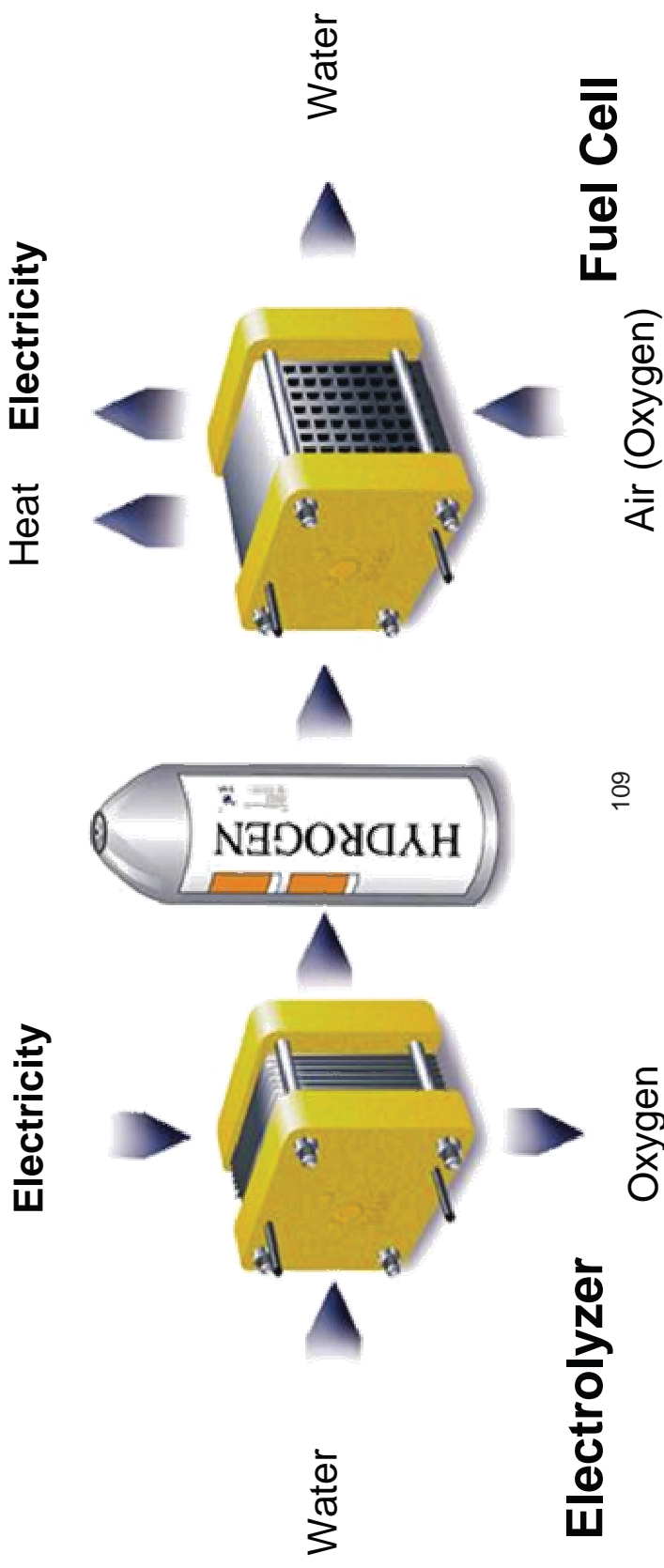


h-tec Industrial Our solutions



⇒ Challenge: High cost of stack production

Solution: Unique stack design, very cost-efficient material



h-tec Industrial

Our concept



Cost-efficient fuel cell technology for your application

First Step: Standard Prototype

In order to provide you with the most cost-efficient access to this technology, in this first step, we are offering your development department the opportunity to gather first experience with a standardized system.

Second Step: Customized Prototype

After full coordination based on the results of the first prototype, we will supply you with a second system: tailor-made to your specific requirements. This can be tested under practical conditions with your application.

Third Step: Serial Production

Based on the experience gathered, a limited-lot production can be tested under routine conditions. In this stage, the system is then designed for high-quantity serial production.



Uwe Kueter
u.kueter@h-tec.com

www.h-tec.com

h-tec GmbH
info@h-tec.com

Lindenstrasse 48 a
D-23558 Luebeck

phone: +49 (0) 451-49 89 5-0
fax: +49 (0) 451-49 89 5-15

Nutzung von aufbereitetem Faulgas als Kraftstoff

Dr.-Ing. Angelika Kraft, Dipl.-Geoökol. Daniel Rossol

Emschergenossenschaft/Lippeverband, Kronprinzenstr. 24, D-45128 Essen, rossol.daniel@eglv.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Faulgas, Fahrzeug, Versorgung, Kläranlage, Infrastruktur

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik und der Ressourcenverknappung ist Wasserstoff ein wichtiger Baustein einer künftigen nachhaltigen Mobilität. Die Weichenstellung für die Einführung von Wasserstoff muss bereits heute erfolgen, damit frühzeitig Erfahrungen mit der Technologie gesammelt werden können. Erdgas hat dabei eine bedeutende Funktion als Wegbereiter der Wasserstofftechnologie.

Kläranlagen eignen sich sehr gut als Standort für Erdgas- und Wasserstofftankstellen und können sich dadurch vom reinen Entsorgungsbetrieb zum Produktionsbetrieb von hochwertigen Energieträgern entwickeln.

1. Einleitung

Der Anteil des Verkehrssektors am Energieverbrauch hat in den letzten Jahrzehnten stetig zugenommen. Heute entfallen 20 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs sowie 17 % der globalen CO₂-Emissionen auf den Verkehr [1]. Da als Treibstoffe überwiegend fossile Energieträger eingesetzt werden, ist die Abhängigkeit von diesen Energiequellen sehr groß.

Derzeit werden auf unserem Globus ca. 750 Mio. Kraftfahrzeuge genutzt, und voraussichtlich wird sich diese Zahl in den nächsten 25 Jahren verdoppeln, was vor allem auf die zu erwartende Motorisierungswelle in den Schwellenländern Südostasiens, in Osteuropa und in China zurückzuführen ist. Entsprechend werden der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen zunehmen.

Vor dem Hintergrund der wachsenden Weltbevölkerung, der Klimaproblematik und der schwindenden fossilen Rohstoffreserven müssen neue Konzepte für eine ökologisch und sozial verträgliche Mobilität entwickelt werden. Langfristig ist Wasserstoff hinsichtlich Kosten, Wirkungsgrad, CO₂-Einsparung und Versorgungssicherheit die sinnvollste Alternative [2]. Eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft kann jedoch nur auf Basis von regenerativen Energiequellen realisiert werden. Eine Übergangstechnologie zu wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen stellen Erdgas bzw. Erdgasfahrzeuge dar.

Der Aufbau eines flächendeckenden Tankstellennetzes ist sowohl für die Etablierung von Erdgasfahrzeugen als auch für die erfolgreiche Einführung von Wasserstoff als Treibstoff Voraussetzung. Kläranlagen eignen sich sehr gut als Standort für Erdgas- und Wasserstofftankstellen und können daher einen wichtigen Beitrag zum Aufbau der Infrastruktur für die Wasserstoffproduktion und -versorgung leisten.

2. Mobile Nutzung von Wasserstoff

Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen und Verbrennungsmotoren weisen Wasserstoff und der Brennstoffzellenantrieb eine Reihe von Vorteilen auf (nach [3]):

- Keine Schadstoffemissionen bei der Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen
- Reduktion der Lärmemissionen durch Brennstoffzellenantriebe
- Bei Nutzung von regenerativem Wasserstoff keine Emission von Treibhausgasen
- Höherer Wirkungsgrad von Brennstoffzellen, besseres Teillastverhalten als beim Verbrennungsmotor
- Versorgungssicherheit beim Wasserstoff

Wasserstoff kann flüssig oder gasförmig als Kraftstoff verwendet werden. Zum Vergleich: Um den Energiegehalt eines Liters Benzin zu erhalten, benötigt man etwa 3 m³ gasförmigen Wasserstoff oder 3,6 l flüssigen Wasserstoff [4].

Wasserstoff hat die beste massebezogene Energiedichte aller Kraftstoffe. Bezogen auf die volumenspezifische Energiedichte, die für die Nutzung als Kraftstoff eine größere Bedeutung hat, schneidet Wasserstoff jedoch schlechter ab (Abbildung 1). Durch Komprimieren bei hohen Drücken oder durch Verflüssigen kann der volumetrische Energieinhalt vergrößert werden. Daher spielt die Art der Speicherung des Wasserstoffs im Fahrzeug eine wichtige Rolle.

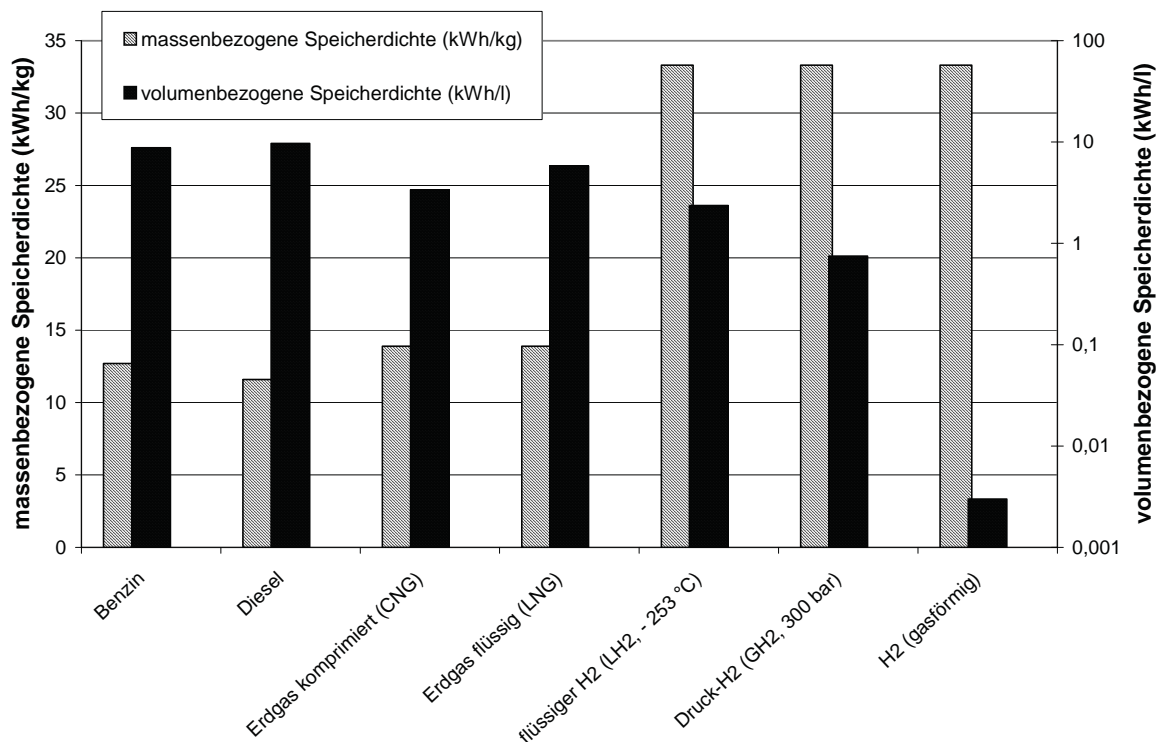


Abbildung 1: Energiedichte verschiedener Energieträger (nach [5])

3. Kläranlagen als Teil einer Wasserstoff-Infrastruktur

Kläranlagen eignen sich als erste Bausteine für ein Wasserstoff-Tankstellennetz, denn sie bilden ein flächendeckendes Netz und liegen in der Nähe von Siedlungen. Darüber hinaus ist die notwendige Infrastruktur zum Teil bereits vorhanden, beispielsweise Versorgungsanbindungen für Strom, Gas und Wasser [6]. Hinsichtlich Betriebsicherheit, Prozesssteuerung und -überwachung weisen Kläranlagen ein hohes Niveau auf, und das Personal ist im Umgang mit Gasen und Gefahrstoffen ausgebildet.

Fahrzeugflotten, die auf größeren Kläranlagen und bei Wasserwirtschaftsverbänden vorhanden sind, dienen als erste Abnehmer für Erdgas und Wasserstoff und tragen zur Etablierung der Erdgas- und Wasserstofftechnologie bei. Flottenfahrzeuge können auch ohne eine gut ausgebaute Versorgungsinfrastruktur betrieben werden - eine zentrale Tankstelle, an der der Tagesbedarf an Kraftstoff getankt wird, ist ausreichend. Somit könnten Erdgas- und Wasserstofffahrzeuge in größerer Zahl im Alltagsbetrieb auch ohne flächendeckendes Tankstellennetz getestet werden.

Durch die Erzeugung von Erdgas und Wasserstoff eröffnen sich für den Kläranlagenbetreiber neue Perspektiven, denn neben der Funktion als Entsorger tritt die Produktion von hochwertigen Energieträgern hinzu. Kläranlagen können somit ein Teil der Infrastruktur zur Energieversorgung werden.

4. Produktion von Erdgas und Wasserstoff aus Faulgas

Wasserstoff kann auf verschiedenen Wegen aus Faulgas hergestellt werden: zum einen über den Zwischenschritt der Aufbereitung auf Erdgasqualität, zum anderen über eine Direktreformierung aus Faulgas (Abbildung 2).

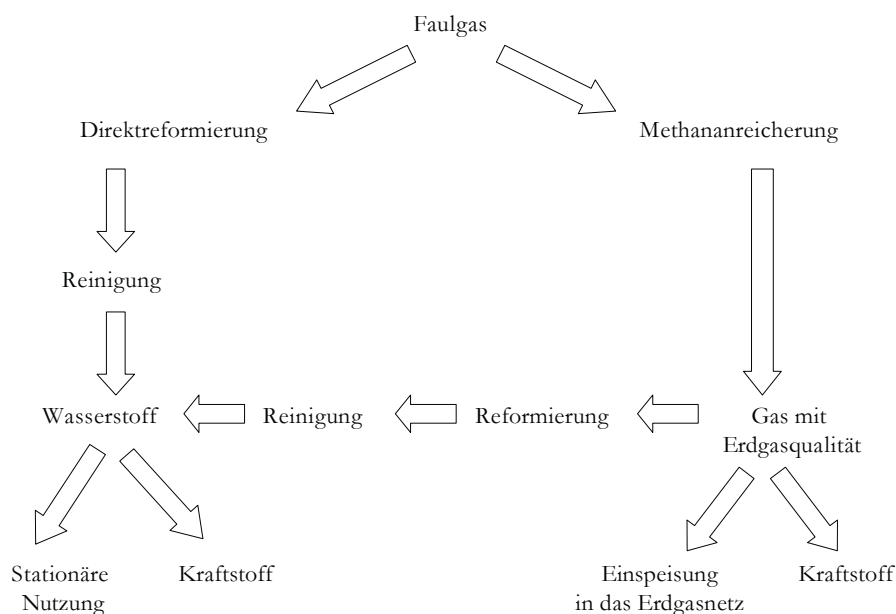


Abbildung 2: Herstellung von Wasserstoff aus Faulgas

Bei der Wasserstoffherstellung über den Zwischenschritt der Methananreicherung kann Erdgas ausgeschleust und als Kraftstoff verwendet werden. Die Aufbereitung von Faulgas zu Erdgas wurde bereits in der Vergangenheit auf Kläranlagen praktiziert, beispielsweise von 1948 bis 1956 auf der Kläranlage der Emschergenossenschaft in Essen-Frohnhausen. Das aufbereitete Gas wurde als Treibstoff an Betriebsfahrzeuge der Emschergenossenschaft sowie an externe Fahrzeuge abgegeben (Abbildung 3).



Abbildung 3: Gasaufbereitung und Gastankstelle der Kläranlage Essen-Frohnhausen

In Tabelle 1 sind unterschiedliche Verfahren für die Aufbereitung auf Erdgasqualität aufgeführt. Druckwechseladsorption und Gaswäsche sind heute die am häufigsten eingesetzten und großtechnisch erprobten Verfahren.

Neben der Gewinnung aus Erdgas kann Wasserstoff auch über eine direkte Reformierung aus Faulgas gewonnen werden. Dabei wird das Faulgas ohne Zwischenschritt bei 900 °C mit Hilfe von Wasserdampf an einem Katalysator umgesetzt und das Produktgas einem anschließenden Reinigungsschritt unterzogen, um unerwünschte Gase wie Kohlendioxid und Kohlenmonoxid abzutrennen. Die Direktreformierung von Faulgas und Biogas wird in Pilotanlagen erprobt, großtechnische Anlagen sind bisher noch nicht in Betrieb.

Bei der Herstellung von Erdgas und Wasserstoff aus Faulgas muss der Qualität der Produktgase ein besonderes Augenmerk gelten. Die chemische Zusammensetzung des Faulgases unterliegt je nach Zusammensetzung des Klärschlammes Schwankungen. Darüber hinaus sind Spurenstoffe (z.B. Schwefelwasserstoff, Ammoniak, organische Siliziumverbindungen) enthalten, die im Zuge der Aufbereitung zu entfernen sind. Trotz dieser Besonderheiten des Faulgases muss eine gleichbleibend hohe Qualität der Produkte gewährleistet sein. Das erforderliche Qualitätsniveau des Wasserstoffs ist von der Nutzung abhängig (Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle) - vor allem Brennstoffzellen stellen sehr hohe Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs.

Tabelle 1: Verfahren zur Methananreicherung (nach [7], ergänzt und erweitert)

Prinzip	Verfahren	Trenneffekt	Verbreitung
Adsorption	Druckwechseladsorption	Adsorption von CO ₂ unter Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb	Großtechnisch erprobt
Absorption	Physikalische Absorption: Druckwasserwäsche oder Wäsche mit Polyethylenglykol-Lösung (Selexol)	Lösung von CO ₂ bei erhöhtem Druck	Großtechnisch erprobt
	Chemische Absorption: Monoethanolamin (MEA)-Wäsche	Chemische Reaktion von CO ₂ mit MEA	
Membrantrennung	Polymermembrangastrennung	Höhere Durchlässigkeit der Membran für CO ₂ als für CH ₄	Bisher vor allem Anwendung zur Schwachgas-aufbereitung (Deponiegas)
Kühlung	Tiefemperaturtrennung (Kryo-Verfahren)	Phasentrennung von flüssigem CO ₂ und gasförmigem CH ₄	Bisher keine großtechnische Erprobung

5. Konzept für eine Erdgas- und Wasserstofftankstelle

Im Folgenden soll ein mögliches Konzept für eine Erdgas- und Wasserstofftankstelle auf einer Kläranlage vorgestellt werden (Abbildung 4).

Als Ausgangsmaterial für die Produktion von Faulgas dienen Klärschlamm, Bioabfälle und sonstige Biomasse. Die Gaserzeugung kann konventionell durch Vergärung erfolgen, es sind aber auch innovative Verfahren wie beispielsweise Pyrolyse denkbar. Das erzeugte Gas wird gereinigt und zu Erdgasqualität aufbereitet. Ein Teilstrom des aufbereiteten Erdgases wird ausgeschleust und als Kraftstoff genutzt oder in das Erdgasnetz eingespeist. Das übrige Erdgas wird zu Wasserstoff reformiert und ebenfalls als Kraftstoff verwendet oder an externe stationäre Verbraucher abgegeben (z.B. Brennstoffzellen in Wohnhäusern).

Das aufbereitete Erdgas dient zur Betankung der eigenen Fahrzeugflotte. Darüber hinaus ist es sinnvoll, eine Kooperation mit anderen Verbrauchern, beispielsweise Verkehrsbetrieben, anzustreben. Auf diese Weise wird die Abnahme einer konstanten Kraftstoffmenge und somit auch die Auslastung der Aufbereitungsanlage garantiert.

Die Anbindung an das Erdgasnetz ermöglicht zum einen die Einspeisung von überschüssigen Mengen an Erdgas, zum anderen aber auch den Bezug von Erdgas aus dem Netz. Das Gasnetz kann somit als Speicher genutzt werden und ermöglicht es, flexibel auf eine schwankende Nachfrage zu reagieren.

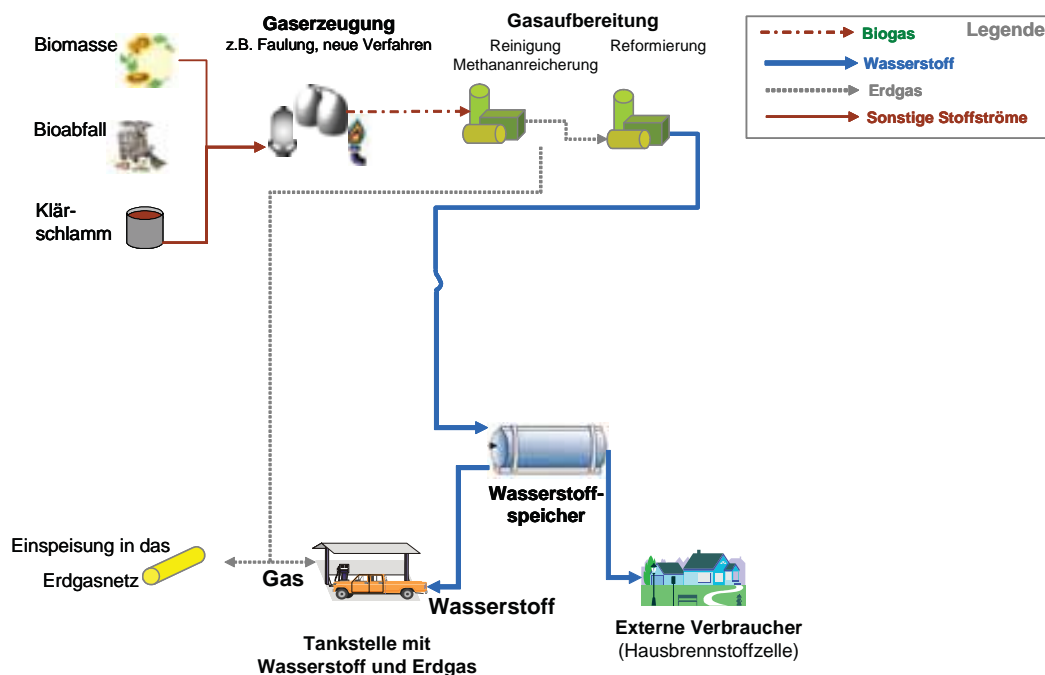


Abbildung 4: Tankstellenkonzept für Erdgas und Wasserstoff auf einer Kläranlage (nach [6], verändert und ergänzt)

Trotz des höheren verfahrenstechnischen Aufwands und der damit verbundenen höheren Kosten macht die beschriebene Anlagenkonfiguration mit einem zweistufigen Aufbereitungsprozess für die Übergangsphase zur Wasserstoffwirtschaft durchaus Sinn. Mit Hilfe der Erdgastechnologie kann der Kläranlagenbetreiber erste Erfahrungen sammeln und die Kläranlage als Tankstellenstandort etablieren. In der Anfangsphase wird es wenig sinnvoll sein, direkt eine Wasserstofftankstelle zu bauen, denn bisher sind kaum Abnehmer in Form von Wasserstofffahrzeugen vorhanden. Momentan sind solche Fahrzeuge noch sehr teuer, und es werden erst relativ wenige Fahrzeuge unter Alltagsbedingungen getestet. Neben den Kosten verhindert die fehlende Infrastruktur eine zügige Markteinführung wasserstoffbetriebener Fahrzeuge. Allerdings setzt ein wirtschaftlicher Betrieb einer Wasserstofftankstelle eine Mindestanzahl an Wasserstofffahrzeugen voraus.

Es ist davon auszugehen, dass Wasserstoff als Kraftstoff immer stärker an Bedeutung gewinnen wird. Zwar werden Benzin und Diesel in absehbarer Zukunft dominant bleiben, jedoch werden die Anteile von Erdgas und Wasserstoff zunehmen. Erdgas wird kurz- und mittelfristig eine Vorreiterrolle im Low-Emission-Markt einnehmen. Wasserstoff wird als Zukunftsträger gesehen und könnte im Jahr 2015 einen Anteil von 5 % am Energieverbrauch im Straßenverkehr haben. 8 % der Neufahrzeuge könnten dann mit einem Wasserstoffantrieb ausgestattet sein [8]. Manche Autohersteller haben bereits einen Serienstart für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge für 2005 angekündigt.

Wenn die Einführung des Wasserstoffs weiter fortgeschritten ist, stellt die Direktreformierung einen sinnvollen Weg dar. Es sollten dann auch entsprechende Erfahrungen in der großtechnischen Anwendung vorliegen.

6. Ausblick

Mobilität hat heute und zukünftig eine zentrale Bedeutung für Wirtschaft und Gesellschaft. Problematisch sind der hohe Energieverbrauch des Verkehrssektors und damit verbunden die Emission von Treibhausgasen in großen Mengen. Auch im Hinblick auf den steigenden Motorisierungsgrad in Ländern wie China und Indien müssen neue Mobilitätskonzepte entwickelt werden.

Kläranlagen können dabei zu einem wesentlichen Baustein einer flächendeckenden Erdgas- und Wasserstoff-Infrastruktur werden. Das vorgestellte Konzept bietet die Möglichkeit, Erdgas und Wasserstoff CO₂-neutral bereitzustellen und ein netzunabhängiges dezentrales System zur Energieversorgung im stationären und mobilen Bereich aufzubauen.

7. Literatur

- [1] Rifkin, J. (2002): Die H₂-Revolution - Mit neuer Energie für eine gerechte Weltwirtschaft. Campus-Verlag Frankfurt / New York.
- [2] Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES) (2001): Zwischenbericht 2001. www.bmwbw.de/Verkehr-.321.2458/Kraftstoff-der-Zukunft.htm (Zugriff am 15.10.2003)
- [3] Krüger, R. (2003): Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Aktivitäten der Ford Motor Company. Vortrag im Rahmen der Tagung „Mobile Wasserstoffnutzung - die Zukunft hat begonnen“. TÜV Rheinland Berlin Brandenburg, 13. Oktober 2003 in Köln.
- [4] Kabza, A. (2003): Wasserstoff. www.pemfc.de/hydrogen.html (Zugriff am 21.10.2003)
- [5] www.hydrogen.org/Wissen/w-i-energie2.html (Zugriff am 2.3.2004)
- [6] Schröder, M. (2002): Produktionsunternehmen Kläranlage - Baustein der zukünftigen Infrastruktur zur Energie- und Wasserstoffversorgung. KA - Wasserwirtschaft, Abwasser, Abfall 49, Nr. 10, S. 1380 - 1387.
- [7] Schulz et al. (2003): Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Gutachten für das Bremer Energieinstitut
- [8] N.N. (2003): Experten zeigen sich zuversichtlich bei der Beurteilung von Wasserstoff. Umweltpraxis Nr. 9, S. 12

Beiträge zum Wandel in der Energiewirtschaft

Jochen Lehmann

Fachhochschule Stralsund, FB Elektrotechnik und Informatik

Zusammenfassung: Am Beispiel der Wasserstoff-Energietechnik wird gezeigt, wie sich eine Gruppe im Fachbereich Elektrotechnik und Informatik der Fachhochschule Stralsund zum Nutzen für die Lehre an der Entwicklung der Energiewirtschaft in Richtung Nachhaltigkeit beteiligt. Über mehr als 12 Jahre wurde an der Nutzung regenerativer Energiequellen und am Einsatz regenerativ erzeugten Wasserstoffs für stationäre, mobile und portable Verbraucher gearbeitet.

Dieser Aufsatz ist in dankbarem Gedenken an meinen Kollegen, Herrn Dr.-Ing. Frank Menzel, entstanden, der als verantwortlicher Manager des Komplexlabors Alternative Energie voller Pläne auf tragische Weise aus seiner spannenden Arbeit und aus unserer Mitte gerissen wurde.

1 Die Rolle von Energiewasserstoff

Erdgas wird mittelfristig nur noch in geringem Maße zur Verfügung stehen. Das belegt eine Abschätzung von Meadows (1992) [1], die darauf fußt, dass viermal mehr

Erdgas als die damals bekannten Vorräte förderbar wäre. Würde danach die zurzeit geltende jährliche Zuwachsrate des Verbrauchs von 3,5% beibehalten, so wäre die angenommene Menge um 2060 verarbeitet. Für Erdöl andererseits wird der Break-even-point des Welthandels, also dessen Maximalvolumen, für die nächsten fünf Jahre erwartet (Quelle: LBST). Als Alternative zu diesen beiden fossilen Energieträgern wird neben der Aufbereitung von Biomasse vor allem Wasserstoff gesehen. Wasserstoff wurde erstmals als Energieträger genutzt, als er zu 50% im Stadtgas enthalten 1808 zur Stadtbeleuchtung in London Verwendung fand, und danach in

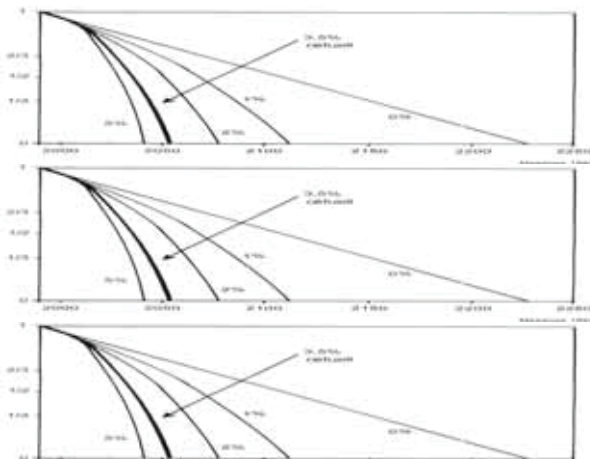


Bild 1 Prognose des Verbrauchs der Weltvorräte an Erdgas nach Meadows [1]

allen größeren Städten Gaswerke entstanden.

Nachdem 1909 Haber und Bosch die Ammoniaksynthese zu einem industriellen Verfahren entwickelt hatten, wurde Wasserstoff zu einem wesentlichen Rohstoff der chemischen Großindustrie. Wenn gegenwärtig mehr als 500 Milliarden m³ jährlich erzeugt und verarbeitet werden, etwa 1% davon in der Raketenindustrie energetisch, so drückt sich darin ein außerordentlich hohes Maß an Erfahrungen in der Produktion, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff aus sowie im sicherem Umgang mit diesem Energieträger.

Während der vergangenen 30 Jahre ist die Sensibilität beim Umgang mit der Umwelt außerordentlich gestiegen. Die Auswertung der im Eis der Antarktis niedergebrachten Bohrungen der sowjetischen Wostok-Expedition [2] hat ergeben, dass es eine Korrelation zwischen CO₂-Gehalt der Atmosphäre und ihrer mittleren Temperatur gibt. Die außerordentliche Erhöhung beider Werte während der

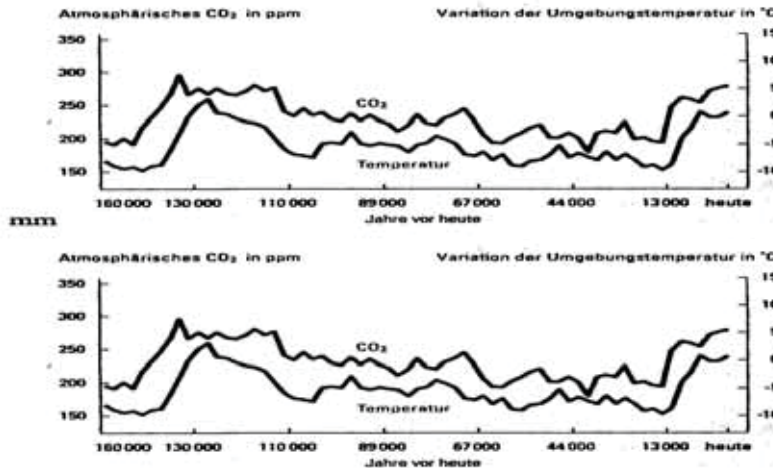


Bild 2 Die Korrelation zwischen der Erwärmung der Erdatmosphäre und ihrem CO₂-Gehalt

vergangenen 250 Jahre wird in einen Zusammenhang mit der Industrialisierung gebracht. Als Konsequenz hieraus resultiert die Forderung nach verstärkter Nutzung regenerativer Energiequellen und einer Dekarbonisierung der Kraftstoffe. Dies zielt wiederum auf den Einsatz von Wasserstoff und dessen CO₂-freie Herstellung. Die mit geringer Dichte und oft unkontinuierlich anfallende regenerative Energie muss ohnehin speicherbar sein, wenn man ausschließlich auf sie angewiesen ist. Insbesondere in Abwesenheit von elektrischen Versorgungsnetzen fällt auf, dass speziell Elektrizität sich nur bedingt speichern lässt. Hier nun wird die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff zum Bindeglied: Unter Einsatz von Elektroenergie wird der in der Natur nur gebunden vorkommende Wasserstoff hergestellt. Bei seiner Verbrennung in Verbrennungsmotoren, Turbinen, katalytischen Brennern oder Brennstoffzellen kann unter Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade die aufgewandte Energie wieder nutzbar gemacht werden. So gesehen stellt die im Bild 3 symbolisierte Kombination dreier Hightech-Geräte die sehr variable Speichereinheit für Elektroenergie dar.

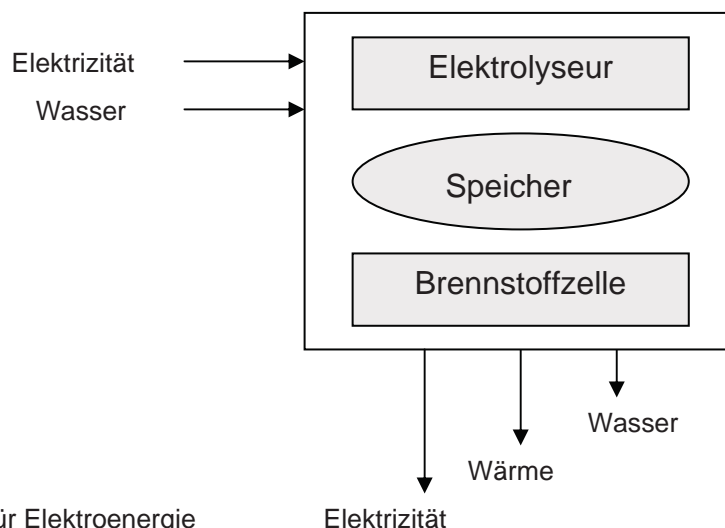


Bild 3 Speichereinheit für Elektroenergie

Sie ist für stationären wie portablen Einsatz geeignet und bringt praktikabel regenerativ hergestellte Elektrizität als emissionsfreien Kraftstoff in den Transportsektor. Legt man die durchaus noch verbesserbaren Wirkungsgrade 0,75 für die Elektrolyse, 0,85 für die Gasspeicherung und 0,50 für Niedertemperatur-Brennstoffzellen (ohne Wärmenutzung) zugrunde, so ist diese Speichereinheit durch den Gesamtwirkungsgrad von mehr als 30% gekennzeichnet.

2 Das Komplexlabor Alternative Energie

Seit der Gründung der Fachhochschule 1991 wurde in Stralsund die Nutzung regenerativer Energiequellen und die Speicherung von regenerativ erzeugter Elektrizität konsequent für die Entwicklung von Lehre und Forschung thematisiert. Nach dem Vorbild des Wind-Wasserstoff-Hauses von Tegström [3] und einem Projekt zum Wasser-Wasserstoff-Kreislauf der Fachhochschule Wiesbaden (Schulien [4]) ist als eigene experimentelle Basis das Komplexlabor Alternative Energie konzipiert und aufgebaut worden. Seine Strukturierung (Bild 4) verdeutlicht, dass

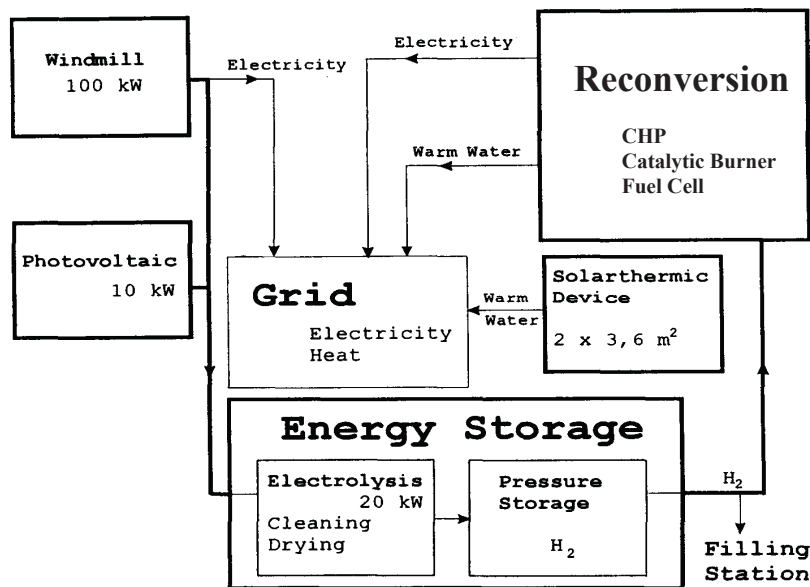


Bild 4 Struktur des Komplexlabors Alternative Energie am Ende der 90er Jahre

neben der auf die Verhältnisse des norddeutschen Küstengebietes abgestimmten Primärenergieumwandlung (Windkraft, Photovoltaik und Solarthermie) die Speicherung von Elektroenergie mittels des Energieträgers Wasserstoff im Mittelpunkt steht sowie die Rückverwandlungstechnologien der chemischen Energie des Wasserstoffs in Elektrizität, Wärme und mechanische Energie. Während bereits 1994 aus dem Komplexlabor ein vermarktungsfähiges Lehrmodell zur Wasserstoffenergie-technik kam, konnte das Labor 2003 mit einem HYDROGENICS-Meßstand zur Charakterisierung und Diagnose von Brennstoffzellen ausgestattet werden, wodurch seine Drittmittelfähigkeit vervollständigt wurde.

Von Anfang an wurde jeder neue Teil des Labors in die Lehre einbezogen. Außer für die Vertiefung der Ingenieurausbildung bildet das Komplexlabor auch für internationale Intensivkurse und Weiterbildungsprogramme die Grundlage. Es zeigte sich sehr bald das Interesse von Industrie und Institutionen an diesem Forschungsgebiet, eine Vielzahl von Kooperationen entstand.

3 Energieversorgungssysteme mit Wasserstoffspeicherschleife

1995 wurde eine Arbeit über die Energie-Eigenversorgung von Kläranlagen [5] veröffentlicht, drei Jahre später die Ergebnisse des inzwischen erprobten Wind-Wasserstoff-Systems publiziert [6]. Auf diesen Grundlagen und den besonderen Möglichkeiten der traditionell die Umwelt schützenden Klärwerke zur Nutzung regenerativer Energiequellen entwickelten sich nach der Einbeziehung des Komplexlabors in das Pomerania Projekt (1998-2000 [7]) aus der Hochschule hinaus gerichtete Anwendungen in den Städten Nowogard und Barth [8, 9].

Im vorpommerschen Barth bestand insbesondere die Notwendigkeit, die Kapazität der biologischen Stufe der Kläranlage zu erhöhen. Anstatt Baumaßnahmen zu ergreifen, wird unter Einsatz regenerativer Energie jetzt ein Elektrolyseur betrieben.

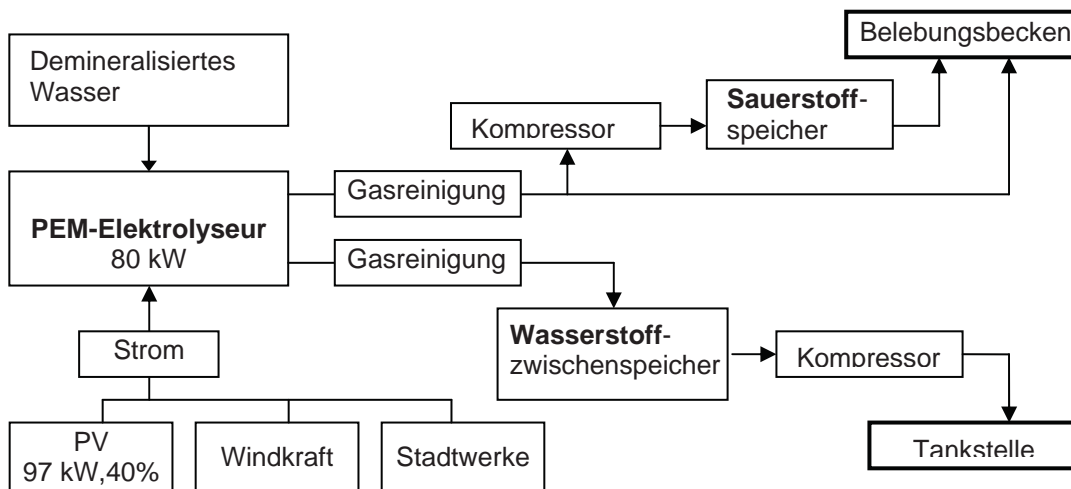


Bild 5 Das Wasserstoff-Sauerstoff-Projekt Barth

Der entstehende Sauerstoff dient zur Begasung des Belebungsbeckens und führt zu etwa 30% Produktionserweiterung. Der Wasserstoff wird zum Betrieb eines Brennstoffzellenbusses verwendet. Auf diese Weise unterstützt der wertschöpfende Einsatz des Sauerstoffs die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff. Außerdem stellt das Projekt einen Vorschlag für die dezentrale Komponente einer künftigen Wasserstoff-Infrastruktur dar.

Der Gedanke an vollständige autarke Energieversorgungssysteme, die durch Nutzung regenerativer Energiequellen und den Energieträger Wasserstoff emissionsfrei arbeiten, wurde in Zusammenarbeit mit UNIDO (verantwortlich für Industrie und Energie in sich entwickelnden Ländern) weiter verfolgt [10].

Bild 6 zeigt eine solche Anlage im Prinzip. Dabei sollte die Primärenergiewandlung so dimensioniert werden, dass unter den lokal gegebenen Verhältnissen die Deckung des maximalen Bedarfs gesichert wird. Die Auslegung der Energiespeicherung legt fest, wie lange der Minimalbedarf gedeckt werden kann. Dieser setzt sich aus Beleuchtung, Sicherheit, Information (PC/TV), Pumpen sowie Kontroll- und Steuerungsfunktionen zusammen. Die Bereitstellung von Wärme und Kälte sollte durch andere Systeme erfolgen, sonst würde der Aufwand für die Absicherung des Minimalbedarfs an Elektroenergie zu groß werden. In der Struktur von Bild 6 ist außerdem noch die Möglichkeit vorgesehen, durch Abfüllen und Verteilen von tragbaren Wasserstoffspeichern Kocher zu betreiben. Dies würde dem Einsatz in Wüsten- und Gebirgsregionen entgegenkommen, wo weder fossile Brennstoffe noch Biomasse zur Verfügung stehen.

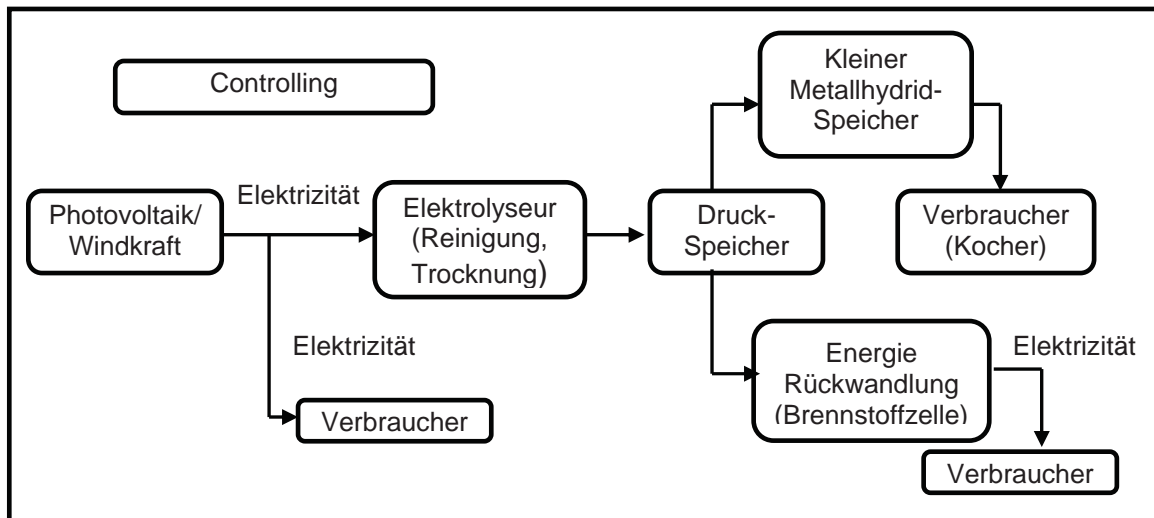


Bild 6 Autarke emissionsfreie Versorgung mit Elektroenergie für dünn besiedelte Gebiete

4 Angelieferter Wasserstoff

Die im Bild 3 symbolisierte „Speichereinheit“ birgt in sich den Vorteil, dass sie in zwei Teile zerlegbar ist: Einerseits den Erzeuger von Wasserstoff und zum anderen die Energierückverwandlung. Das Wort „Gasspeicher“ steht dann für das bei örtlicher Trennung von Produktion und Verbrauch zu Wasserstofftransport und –verteilung notwendige Bindeglied in Form von Behältern und Leitungen. Diese Logistik ist längst Stand der Technik, denn derzeit werden mehr als 95% allen Wasserstoffs zentral durch Reformierung von Erdgas hergestellt. Auch künftig wird dieses ökonomische Verfahren Bestand haben und möglicherweise durch Kohlevergasung mehr und mehr ergänzt. Vom Standpunkt der Bewahrung der Umwelt ist dabei zu fordern, dass das entstehende Kohlendioxid sequestriert wird, also nicht in die Atmosphäre entlassen.

Die Fortschritte bei der Herstellung von Niedertemperatur-Brennstoffzellen ermöglicht inzwischen deren breiten Einsatz. Deshalb wurden seit dem Jahre 2000 im Komplexlabor regelmäßig Arbeiten durchgeführt, die alle eine durch Brennstoffzellen gestützte Stromversorgung zum Ziel hatten und von einem nachfüllbaren Wasserstoffspeicher ausgingen [11].

Klein dimensionierte Systeme der in Abschnitt 3 beschriebenen Art mit nachfüllbaren oder tauschbaren Speichern werden als portable Stromversorgungen vor allem im Camping- und Wassersportbereich sowie auf dem 4C-Markt üblich. Aus dem Komplexlabor kam dazu das Beispiel der Stromversorgung für ein Radio [12].

Ob Notstromversorgung, der Antrieb eines Kraftfahrzeugs oder der netzfreie Betrieb eines elektronischen Geräts, das Prinzip ist jeweils die Kombination einer Brennstoffzelle und eines Akkumulators mit der bekannten Technik der unterbrechungsfreien Stromversorgung, wie es auf Bild 7 dargestellt ist. Der rationelle Betrieb mehrerer Module, von denen immer nur eine dem angeforderten Bedarf entsprechende Anzahl aktiviert wird, läuft von einem Rechner / einer SPS gesteuert ab, wobei eine gleichmäßige Betriebsstundenzahl für die beteiligten Brennstoffzellen gesichert wird und Überlastung durch Einwirkung auf den veränderlichen Bedarf verhindert werden kann.

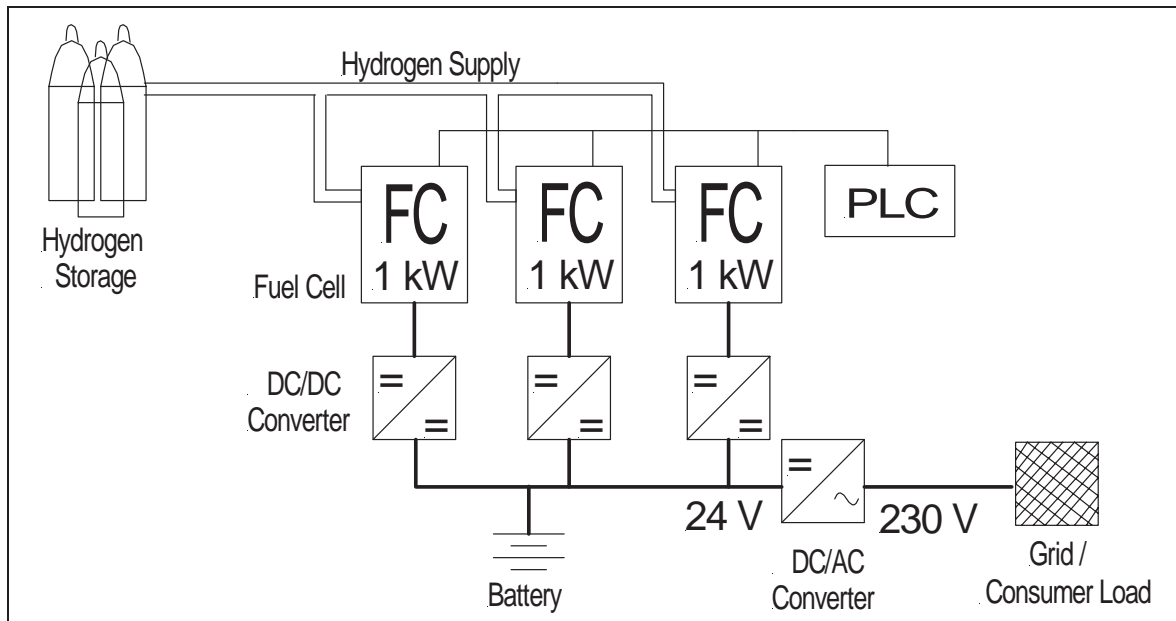


Bild 7 Unterbrechungsfreie Stromversorgung aus drei 1,2-kW-Nexa-Modulen [13]

Die Bedarfscharakteristik ist für jede Anwendung mit dem Nutzer abzusprechen. Diese Optimierung dient nicht nur der Kostenvermeidung, sondern auch ganz allgemein der Energieeinsparung, der ersten Reaktion zur Eindämmung des Treibhauseffektes.

5 Ausblick

Wie immer bei Veränderungen in der Energiewirtschaft wird der Übergang zum Kraftstoff Wasserstoff und zu seiner durchgängig umweltverträglichen Herstellung nur allmählich erfolgen.

Es ist möglich, dass der Einsatz von Niedertemperatur-Brennstoffzellen für Kleinanwendungen eine Schrittmachfunktion übernehmen wird, wie es sich bei der Markteinführung der Photovoltaik gezeigt hat.

PEM-Brennstoffzellen im 20-60-kW-Bereich sind auf dem besten Wege, als Antriebe von Nahverkehrsbussen ihre Zukunftsfähigkeit zu beweisen. Parallel mit dem Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff werden Brennstoffzellen-PKW aller Firmen auf dem Markt erscheinen.

Autarke emissionsfreie Inselsysteme zur Stromversorgung werden nicht nur in durch elektrische Netze schwer erschließbaren Regionen zur Verbesserung der Lebensqualität beitragen. Dank ihrer Vorteile werden sie auch in abgelegenen Siedlungen und als Notstromanlagen ihren Markt in den entwickelten Ländern finden.

Die nachhaltige Energiewirtschaft der Zukunft wird in den beiden sauberen Energieträgern Elektrizität und Wasserstoff, die ineinander umwandelbar sind, zwei wesentliche Säulen finden.

Es bleibt zu hoffen, dass ein baldiger verstärkter Einsatz regenerativer Energiequellen und von Energiewasserstoff weiteren Schaden an der Umwelt zu verhindern hilft. Außerdem ist abzusehen, dass die Verbreitung des neuen Kraftstoffs die Abhängigkeit vom Erdöl mindern wird. Damit liegen zwei gewichtige Gründe vor, den Übergang zu beschleunigen.

Literaturhinweise

- [1] Meadows, D. H., u.a., Beyond the Limits, London, 1992 (1-85383-130-1)
- [2] von Weizsäcker, E. U., u.a., Faktor 4, Droemer / Knaur, München, 1996
- [3] Tegström, O., VIIIth WHEC, Hawaii, 1990
- [4] Schulien, S., Informationsblatt, FH Wiesbaden, August 1991
- [5] Lehmann, J., Menzl, F., Wasserstoffenergietechnik in Vorpommern, Energieanwendung 44 (1995) 3, 22-25
- [6] Menzl, F., Wenske, M., Lehmann, J., Hydrogen Production by a Windmill Powered Electrolyser, XIIth WHEC, Buenos Aires, 1998, Proc. 757 – 765
- [7] Szymczyk, J. A., Projekt “Nutzung alternativer Energiequellen in der Europaregion Pomerania – Wasserstofftechnik”, FKZ 1 32 6 004, 1998 – 2000
- [8] Struck, T., Menzl, F., Energiemanagementsysteme für ein Klärwerk, Zeitschrift für Energie und Umwelttechnik, Nr. 1, Juni 2000, Stralsund, 59 – 66
- [9] Giesen, S., Lehmann, J., Elektrolyse in einer kommunalen Kläranlage, ebenda 21-26
- [10] Großmann, U.-P., Lehmann, J., Menzl, F., A non-stationary hydrogen cooker, Int. J. Hydrogen Energy, 25 (2000), 87 – 90
- [11] Rapala, P., Sponholz, C., Menzl, F., Erfahrungen beim Betrieb einer 350-W-PEM-Brennstoffzelle, VIII. Int. Symp. Wärmeaustausch und erneuerbare Energiequellen, Leba, 2000
- [12] Lehmann, J., Lushtinetz, Th., 12-V-Stromversorgung mit PEMFC, Landestechnologie-Anzeiger M-V, 2/2003, 18
- [13] Lehmann, J., Lushtinetz, O., Menzl, F., Miede, A., A Hydrogen Based Uninterruptible Energy Supply, in Vorbereitung für XVth WHEC, Yokohama, 2004

Analyse von Wind-Wasserstoff-Systemen aus ökonomischer und ökologischer Sicht

Jörg Linnemann, Jochen Struwe

*FH Trier Umwelt-Campus Birkenfeld, FG Unternehmensführung, Rechnungswesen und Controlling,
Postfach 13 80, D-55761 Birkenfeld
E-Mail: JoergLinnemann@gmx.net*

Robert Steinberger-Wilckens

*PLANET – Planungsgruppe Energie und Technik GbR
Postfach 40 03, D-26030 Oldenburg,
E-Mail: r.steinberger@planet-energie.de*

Schlüsselwörter: Windenergie, Wasserstoff, Elektrolyse, Wasserstoff-Speicher, Wasserstoff-Infrastruktur, Systemkosten, Energiekosten.

Abstract

Electricity grids with a high percentage of renewable energy production from wind and solar energy carry a risk of electricity over-production. A renewable energy surplus arises that can not be absorbed into the grids. Furthermore, the question of the control of stochastic power fluctuations from renewable sources has to be addressed.

One approach to solving these problems is the production of hydrogen from excess electricity. This hydrogen can either be sold outside the electricity market as vehicle fuel or re-converted to electricity. A control of the power output is achieved through hydrogen storage.

This paper describes two different wind-hydrogen systems and analyses the ensuing costs of hydrogen. If hydrogen is to represent a viable alternative it has to be able to compete with conventional energy carriers. In case this is not possible on strictly (micro-) economic terms, at least the macro-economic calculation including all external costs of energy conversion needs to show competitiveness.

1. Einleitung

Die Windenergie hat in den letzten fünfzehn Jahren einen Boom erlebt. Die installierte Leistung ist zwischen 1990 und Mitte 2004 von 68 MW auf 15.329 MW gestiegen [1, 2]. Der weitere Ausbau wird vor allem Offshore erfolgen, da windreiche Standorte im Land entweder ausgeschöpft, politisch umstritten oder zu diskontinuierlich in der Ausbeute sind. Die Leistung dieser Offshore-Parks kann im Endausbaustadium in Deutschland zwischen 25.000 und 30.000 MW betragen [1].

Schon heute stoßen in einigen Regionen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen die Stromnetze an ihre Kapazitätsgrenzen. Für die Energieversorgungsunternehmen bedeutet das, dass sie neben windbedingten Kraftwerksreserveleistungen zur Netzregelung auch die Transportkapazität des Netzes ausbauen müssen [3]. Weiterhin ist eine Diskussion entstanden, ob die meteorologisch bedingten, stochastischen Schwankungen der Windenergieerzeugung eine Erhöhung der Kraftwerksreserveleistung und einen Ausbau der Netzregelung auf Basis konventioneller Brennstoffe notwendig machen werden [3, 4, 5].

Die Herstellung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse aus Windenergie könnte für beide Probleme eine Lösung anbieten. Zunächst kann überschüssiger Strom als Wasserstoff gespeichert und in windarmen Zeiten wieder in Strom zurückgewandelt werden. Dadurch würden zuverlässige Windkraftwerke entstehen, die keine fossilen Reservekraftwerke benötigen. Zusätzlich gäbe es die Möglichkeit, den windproduzierten Wasserstoff als (fast) emissionsfreien Kraftstoff [6, 7] oder zur

ökologischen Wärmeversorgung und für Industrieanwendungen zu nutzen. In Kombination mit Brennstoffzellen kann Wasserstoff in naher Zukunft Batterien für portable Anwendungen z. B. in Laptops, Handys oder anderen tragbaren Geräten umweltfreundlich ersetzen.

Bei jedem Wasserstoff-Einsatz stellt sich jedoch die Frage, inwiefern Wasserstoff mit den herkömmlichen Energieträgern konkurrieren kann. Trotz der ökologischen Vorteile könnten zu hohe betriebswirtschaftliche Kosten nachhaltig die Markteinführung behindern.

Die Frage der Bestimmung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten wird in Abschnitt 4 behandelt. In den folgenden beiden Abschnitten werden zwei Anlagen schematisch beschrieben, die Wasserstoff herstellen und für unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten aufbereiten. Die Anlagen wurden ausgewählt, um die Unterschiede zwischen einer kleinen, dezentralen und einer großen, zentralen Anlage deutlich zu machen. Dazu gehören der unterschiedliche Aufbau der Anlagen und die ökonomischen wie ökologischen Besonderheiten. Die ermittelten Kosten werden wie die Umweltauswirkungen im Vortrag vorgestellt.

2. Pilotanlage

Als „Pilotanlage“ wird hier eine Anlage verstanden, die im kleinen Maßstab (einige 100 kW) für eine Anwendung als Demonstrationsvorhaben eingesetzt werden könnte. Ihre Analyse unterstützt die Einschätzung der Erfolgsaussichten eines Markteinstieges mit ersten Prototypanlagen.

In Abb. 1 ist der Aufbau der Anlage dargestellt. Die Energie für die Pilotanlage soll durch eine 1,5 MW-Windenergieanlage bereitgestellt werden. Die Anlage speist den größten Teil des Windstroms in ein Verteilungsnetz und nur ein Anteil wird an die Pilotanlage geliefert. Der verwendete Elektrolyseur kann etwa 60 Nm³/h Wasserstoff herstellen. Danach wird der Wasserstoff in einen Zwischenspeicher geleitet und anschließend komprimiert. An der Tankstelle können Fahrzeuge versorgt werden, die als Treibstoff gasförmigen Wasserstoff (typischerweise mit einem Tankdruck von 350 bar) nutzen. Die Eckdaten einiger ausgewählter Komponenten sind in Tab. 1 dargestellt.

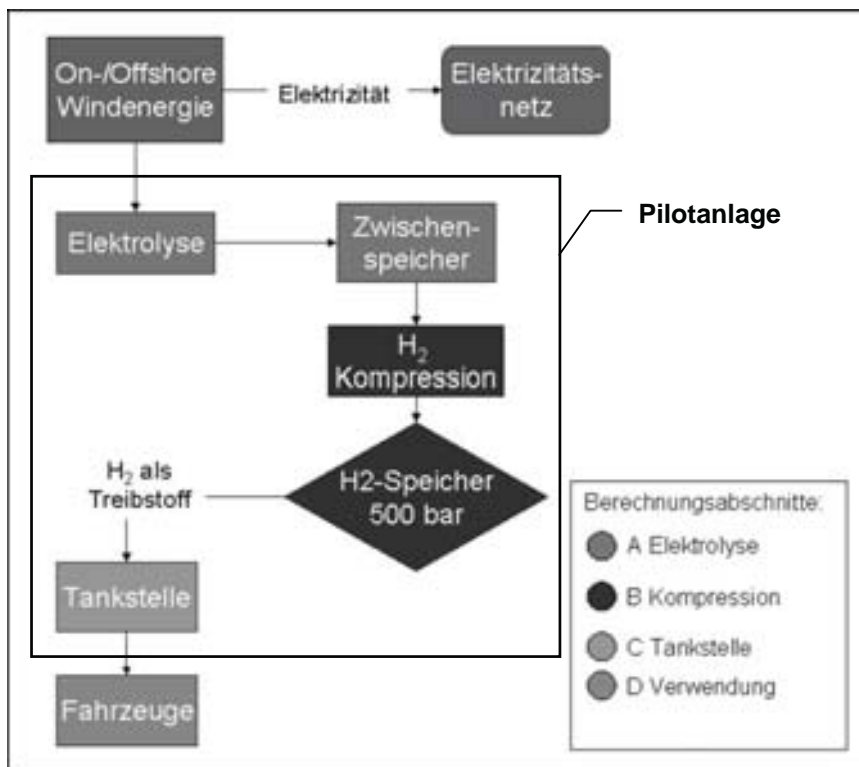


Abb. 1 Schema Pilotanlage [8]

Elektrolyseur	Zwischenspeicher	Kompressor	Speicher
Druckelektrolyse	12 bar	Membran	500 bar
~ 305 kW	60 Nm ³	500 bar	5000 Nm ³
60 Nm ³ /h		60 Nm ³ /h	
~ 650.000 €	n. bek.	~ 110.000 €	~ 200.000 €
~ 41 % der Gesamtinvest.	n. bek.	~ 7 % der Gesamtinvest.	~ 13 % der Gesamtinvest.

Tab. 1 Daten ausgewählter Komponenten der Pilotanlage. Die angegebenen Kosten umfassen die Hauptkomponenten mit ihren Nebenaggregaten (Quelle: eigene Richtpreiserhebungen).

Bei Volllastbetrieb der Pilotanlage könnten täglich etwa 28 Fahrzeuge versorgt werden, wenn eine Kilometerleistung von 300 km und ein Energiebedarf von 150 kWh je Pkw und Tag zugrunde gelegt werden. Die Pilotanlage (Abb. 1) ist in vier Berechnungsabschnitte (A bis D) aufgeteilt, um die Wasserstoffstückkosten getrennt und wohl definiert zu bestimmen. Dadurch können bei Bedarf sehr einfach andere Aufbereitungsschritte eingebunden und verglichen werden. Das zeigt sich deutlicher bei der Großanlage, die im folgenden Abschnitt erläutert wird und mehr Verwendungsmöglichkeiten bietet.

3. Großanlage

Als „Großanlage“ wird hier eine großmaßstäbliche Realisierung eines Wasserstoffsystems im Zusammenhang mit einer großen Windenergie-Installation verstanden. Die Größenordnung der installierten Elektrolyseur-Leistung liegt im Bereich einiger 100 MW.

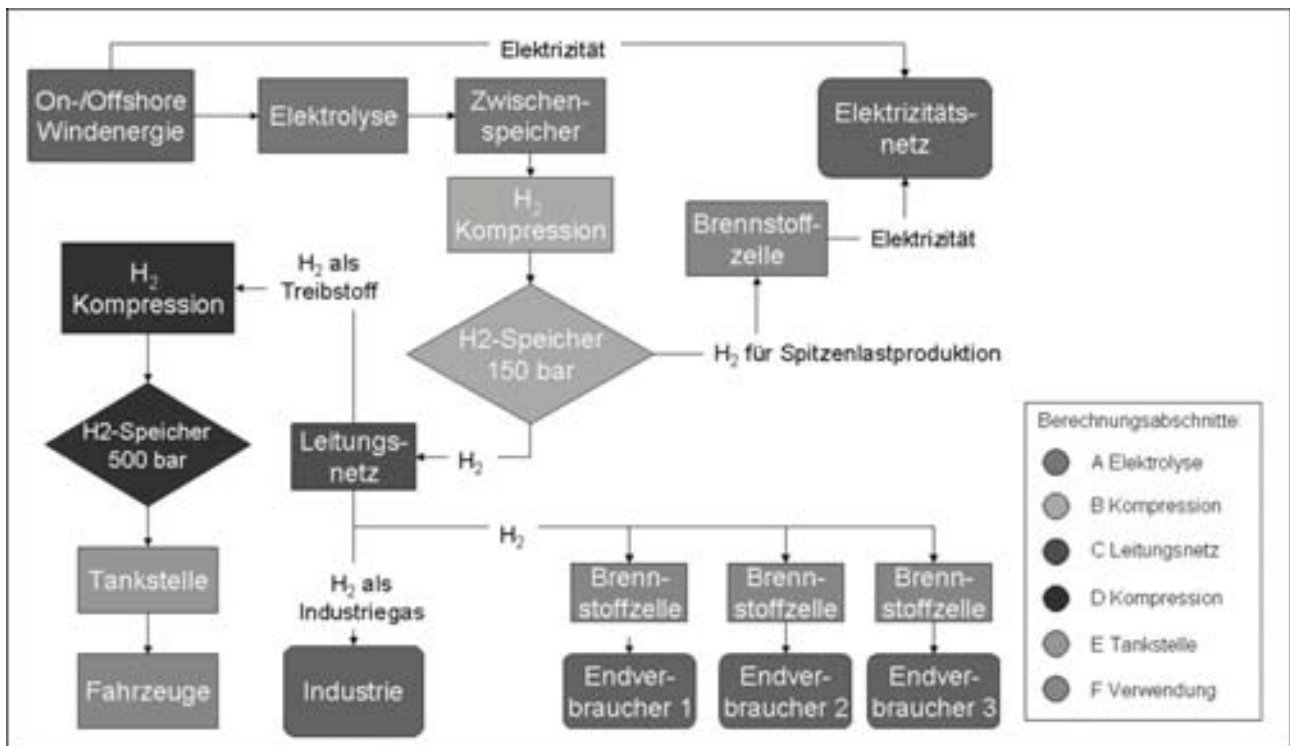


Abb. 2 Schema Großanlage [8]

Elektrolyse	Zwischenspeicher	Kompressoren	Speicher
atmosphärisch	< 10 bar	3 x Schrauben / 3 x Membran	150 bar
~ 297 MW	10.000 Nm ³	6,5 bar / 150 bar	
60.000 Nm ³ /h		je 20.000 Nm ³ /h	
~ 198 Mio. €	n. bek.	~ 11 Mio. €	n. bek.-

Tab. 2 Daten ausgewählter Komponenten der Großanlage. Kosten wie Tab. 1.

Die Großanlage könnte durch die Zwischenspeicherung von Stromüberhängen aus großen Windparks z. B. in der Nordsee für eine gleichmäßige Stromeinspeisung sorgen. Außerdem besteht die Möglichkeit, fast emissionsfreien Kraftfahrzeugverkehr in einem regionalen Maßstab zu verwirklichen.

Das Schema in Abb. 2 zeigt die Großanlage, die bis zu 60.000 Nm³/h Wasserstoff bereitstellen kann. Die Elektrolyseure benötigen dafür eine Gesamtleistung von etwa 297 MW und speisen den Wasserstoff in einen Zwischenspeicher. Die anschließende Kompression verdichtet den Wasserstoff auf einen Druck von 150 bar, um etwa 75 Prozent davon in ein Hochdrucknetz einzuspeisen. Die verbleibenden 25 Prozent werden direkt aus dem Speicher zur Herstellung von Spitzenlaststrom entnommen. Der Wasserstoff aus dem Verteilnetz wird zu gleichen Teilen in der Industrie, in Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken und als Treibstoff verwendet. Diese Aufteilung ist zunächst willkürlich, basiert aber auf einer Plausibilitätsbetrachtung über eine Verteilung einer Wasserstoffherzeugung dieser Größenordnung auf verschiedene Verbrauchergruppen innerhalb einer begrenzten Region. Es wird davon ausgegangen, dass ein Pipelinetransport aus Kostengründen nicht beliebig realisierbar ist und bei einer Anlage dieser Größenordnung noch regional beschränkt bleiben muss.

Hochdruckerdgasnetze werden mit 70 – 100 bar betrieben, daher wird angenommen, dass Wasserstoffnetze für eine energetische Verwendung ähnlich betrieben werden. Für die Verwendung an der Tankstelle wird eine Verdichtungsstufe auf 500 bar zwischengeschaltet.

Wie bei der Pilotanlage gibt es bei der Großanlage Berechnungsabschnitte. Am Beispiel des Leitungsnetzes (Abschnitt C), sollen die Vorteile des modularen Aufbaus deutlich gemacht werden. Anstelle eines leitungsgebundenen Wasserstofftransports besteht die Möglichkeit, diesen in flüssigem oder gasförmigem Zustand per Lkw zu transportieren. Wird diese Alternative gewählt, müssen unter Berücksichtigung der Eingangsgrößen aus dem vorherigen Abschnitt die Stückkosten für den Transport berechnet werden. Diese „neuen“ Stückkosten werden danach in die Tabellen der nachfolgenden Abschnitte E oder F eingesetzt und bieten so ein neues belastbares Ergebnis. Dadurch sind in jedem Abschnitt problemlos Systemänderungen möglich. Außerdem können leichter Vergleiche zu Studien gezogen werden, die nicht die komplette Kette abbilden. In Tab. 2 sind einige Daten für die Hauptkomponenten der Berechnungsabschnitte A und B aufgeführt.

4. Ökologische Bewertung

Die betriebswirtschaftliche Würdigung einer Wind-Wasserstoff-Anlage gibt nur einen Teil des sozioökonomischen Gesamtbildes wieder. Die Energieumwandlung ist eine der größten Quellen von Umweltbelastungen. Diese werden jedoch in der Regel nur in geringem Umfang dem einzelnen Erzeuger, sondern mangels einer eindeutigen Zuordnung der Gesellschaft als Ganzes aufgebürdet. Somit werden die Kosten der Umweltbelastung über Steuern, Gesundheitskosten, Mehrkosten für den einzelnen Bürger bzw. für andere Regionen und Staaten externalisiert. Gegenmaßnahmen bestehen zwar in der Deckelung von Emissionswerten (Emissionsrichtlinien, Abgasnormen etc.) bzw. der Erhebung von Abgaben für Emissionen (CO₂-Steuer, Kfz-Steuer etc.), erfassen aber bei weitem noch nicht alle Auswirkungen.

In [9, 10] wird der Weg beschrieben, die externen, einzelwirtschaftlich dem Verursacher nicht zugerechneten Kosten der Stromversorgung monetär zu beziffern, um sie in einen volkswirtschaftlichen Vergleich der Energiesysteme einbeziehen zu können.

Es besteht auch die Möglichkeit, den umgekehrten Weg zu beschreiten. Dazu werden zunächst die Umweltbelastungen verschiedener Energiebereitstellungswege anhand eines Ökobilanzmodells verglichen [11]. Die daraus ermittelten ökologischen Auswirkungen werden den Mehrkosten der Wasserstoffherzeugung im Vergleich zur konventionellen Energiebereitstellung gegenübergestellt. Diese Mehrkosten - bezogen auf eine Einheit Umweltauswirkungen - dürfen höchstens den externen Kosten der Energieversorgung entsprechen. Liegen die Mehrkosten wesentlich höher als durch die externen Kosten gerechtfertigt wäre, ist der Einsatz von Wasserstoff volkswirtschaftlich unsinnig. Ergebnisse werden zu einem späteren Zeitpunkt vorgestellt.

5. Ausblick

Die Verwendung von regenerativ hergestelltem Wasserstoff ist u. a. davon abhängig, in wie weit sich die Herstellungskosten z. B. durch Massenproduktionsvorteile (economies of scale) senken lassen. Dafür sollte analysiert werden, wie sich die Investitions- und Betriebskosten von Wind-Wasserstoff-Systeme senken lassen.

Das Schwergewicht bei den Investitionskosten sind die Elektrolyseure, deren Kosten aber bei Abnahme großer Mengen sinken. Zusätzlich können die Betriebskosten, z. B. die Strombezugskosten, gesenkt werden. Dafür müssen sich erneuerbare Energien zu marktüblichen Preisen herstellen lassen oder Kostennachteile durch innovative Betriebsmodelle ausgleichen. U. a. könnten Windkraftbetreiber, die am Erzeugungsmanagement der E.ON Netz teilnehmen [3], nicht absetzbare Überproduktion an Windstrom in Form von Wasserstoff speichern und auf diese Weise neue Märkte z. B. für Fahrzeugzeugtreibstoffe erschließen.

Ein weiterer Ansatz, regenerativen Wasserstoff marktkonform in die Energiewirtschaft einzubinden, ist die Einbeziehung der externen Kosten der Stromversorgung. Dadurch kann ein fairer Vergleich zwischen fossilen und regenerativen Energieträgern gezogen werden. Ein Versuch, externe Kosten zu internalisieren, ist der Emissionshandel, der zum 01.01.2005 in der EU eingeführt wird. Ebenso sind aber auch Modelle einer ökologischen Gutschrift oder eines Malus für umweltschädliche Energiewandlung denkbar.

Quellen

- [1] Nitsch, Joachim u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. (Langfassung, FKZ 901 41 803) Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004.
- [2] Bundesverband Windenergie e. V. Pressemeldung: Windenergieanlagen mit 731 Megawatt Leistung im ersten Halbjahr 2004 installiert. Osnabrück, 15.07.2004.
- [3] Bouillon, Hanns u. a.: Windreport 2004 des E.ON Konzerns, Bayreuth, 2004.
- [4] Hintergrundpapier: Deutsche Energie-Agentur startet energiewirtschaftliche Studie zur Integration von Windkraftwerken in das Verbundsystem, Pressekonferenz der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Berlin, 08. Sept. 2003 http://www.deutsche-energie-agentur.de/page/fileadmin/DeNA/dokumente/PMs/dena_Hintergrundpapier_PK_8-9-2003.pdf.
- [5] Küffner, Georg: Die Sicherheit der Stromversorgung leidet unter der Windkraft. Die Zeit, 01. Juli 2003.
- [6] Steinberger-Wilckens, Robert: Hydrogen Fuels: An Option for Introducing Renewable Energies to the Transport Market. Hypothesis IV, Stralsund, Sept. 2001.
- [7] Feck, Thomas: Ökobilanzierung unterschiedlicher Kraftstofflebenszyklen für Wasserstofffahrzeuge - Eine Analyse der technischen und ökologischen Dimensionen, Diplomarbeit, Oldenburg, 25. Juli 2001.
- [8] Quelle bearbeitet u. erweitert: Feck, Thomas, Robert Steinberger-Wilckens, Klaus Stolzenburg: Hydrogen as a Storage and Transportation Vector for Offshore Wind Power Production. Third International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Stockholm, 11./12.04.2002.
- [9] Hohmeyer, Olav: Soziale Kosten des Energieverbrauchs: externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland, 2., rev. U. erw. Auflage – Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 1989.
- [10] Hohmeyer, Olav: External Cost of Energy: Why do we invest in the wrong energy systems? Proc. Fuel Cell World, Luzern, 28.06-02.07.2004. European Fuel Cell Forum, Oberrohrdorf, 2004. S. 356-365.
- [11] Feck, Thomas, Detlev Heinemann, Robert Steinberger-Wilckens, Klaus Stolzenburg: Eco-Balances for Supply Paths of Hydrogen Fuels. Hypothesis IV, Stralsund, Sept. 2001.

Kaskadierte NEXA-Module zur Notstromversorgung

Andreas Mieke, Christian Sponholz
Fachhochschule Stralsund – University of Applied Sciences
Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
e-mail: andreas.mieke@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Brennstoffzellen, Notstromversorgung, Wasserstoff

Zusammenfassung: Dieses Projekt an der Fachhochschule Stralsund realisiert ein Konzept einer autarken Energieversorgung für Einfamilienhäuser. Es kombiniert die regenerative Energieerzeugung mit einem Brennstoffzellensystem. Die Brennstoffzelle übernimmt, im Fall einer zu geringen Energiebereitstellung aus den regenerativen Quellen, die Energieversorgung. Das System wurde mit frei auf dem Markt verfügbaren Komponenten zusammengestellt. Durch den modularen Aufbau kann das System kostengünstig den jeweiligen Leistungsanforderungen der Anwendungen angepasst werden. Das Gesamtsystem wird von einer SPS gesteuert, die in Abhängigkeit von der Lastanforderung die Energieerzeugung managt.

1. Autarke Systeme

Während der letzten Jahre ist die kommerzielle Verfügbarkeit von kleinen Brennstoffzellensystemen stark angestiegen. Gründe dafür sind die weitere Verbesserung der Technologie und die Nachfrage des Marktes [1]. Kleine Brennstoffzellensysteme mit einer Leistung zwischen 1 kW und 10 kW sind als Energieversorgungssysteme für viele Anwendungen geeignet.

Nicht nur in ländlichen Gebieten ohne Netzanbindung kann die Energieversorgung über Photovoltaiksysteme oder kleine Windkraftanlagen erfolgen. Auch in wenig besiedelten Gebieten mit einzelnen Häusern oder Landwirtschaftsbetrieben, wo die Netzanbindung mit großen Leitungslängen verbunden ist, ist dies sinnvoll. Die Unterhaltskosten für diese weitmaschigen Netze und die höhere Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen machen diese Gebiete zu einer idealen Anwendung für eine autarke Energieversorgung.

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen in Verbindung mit Wasserstoff als Energieträger und Speichermedium eröffnet die Möglichkeit einer emissionsfreien Energieversorgung. Alle benötigten Komponenten sind bereits am Markt verfügbar. Um die Kosten zu minimieren und den gewünschten Komfort zu garantieren, müssen Planer und Nutzer eng zusammenarbeiten. Bild 1 zeigt schematisch ein autarkes Energieversorgungssystem. Der dritte Teil, die Wasserstoffrückwandlung, hat zwei Funktionen. Die erste Funktion ist die Ergänzung der Energieversorgung, falls die Energieerzeugung aus regenerativen Quellen nicht ausreicht. Die zweite Funktion ist die Aufrechterhaltung der Energieversorgung für die wichtigsten Bereiche, falls die Energieversorgung aus regenerativen Quellen komplett ausfällt.

Der Aufbau eines solchen Systems muss entsprechend der folgenden vier Bedingungen erfolgen:

1. Die Hauptenergieversorgung muss den maximalen Leistungsbedarf abdecken, inklusive großer Verbraucher wie Klimaanlage, Kocher, Waschmaschine und Produktionsanlagen.
2. Das Speichersystem bestimmt, wie lange der Minimalbedarf erzeugt werden kann. Die Kombination von unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen (z.B. Wind und Sonne) kann die Speichergröße reduzieren. Der Bedarf für die Heizung und große Kühlsysteme kann über eine solarthermische Anlage mit einem separaten Speicher gedeckt werden.
3. Die Wasserstoffrückwandlung sollte als Notstromversorgung für die Aufrechterhaltung wichtiger Funktionen, wie Licht, Informationssysteme, Heizungspumpen und Steuerungen ausgelegt werden.
4. Die Steuerungsfunktionen und die Nutzung von Computern erfordern eine sichere und konstante Versorgung mit elektrischer Energie.

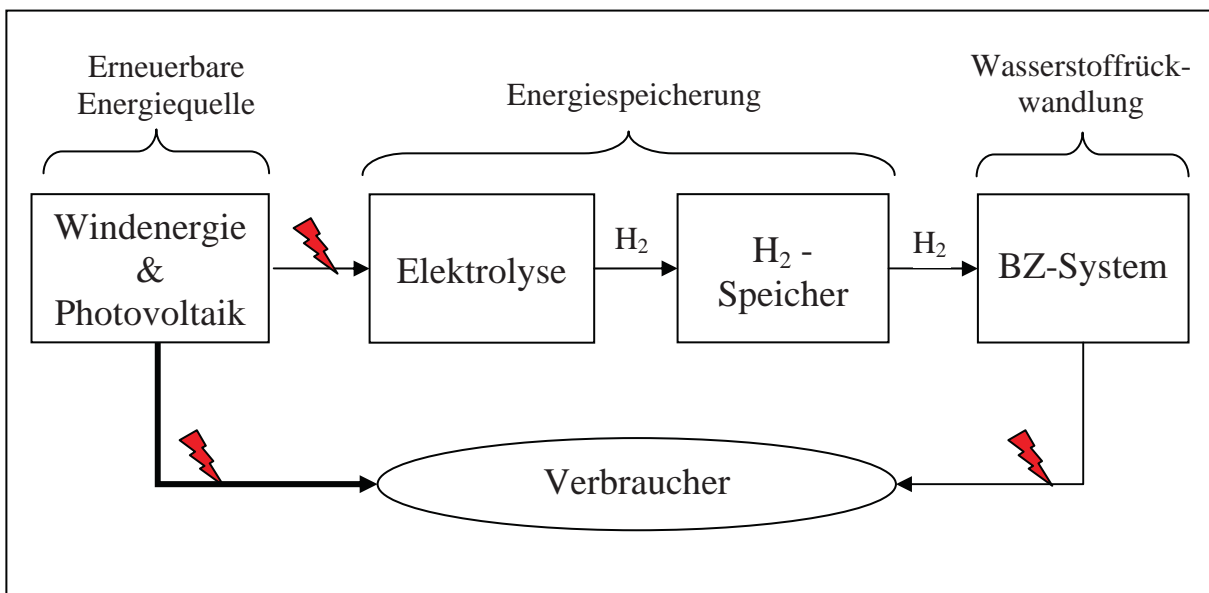


Bild 1: Autarke Energieversorgung [2]

Es soll gezeigt werden, dass ein Einfamilienhaus mit einem Brennstoffzellensystem für eine vorbestimmte Zeit mit Elektroenergie versorgt werden kann. Die Elektroenergieversorgung auf Brennstoffzellenbasis kann Tage, Wochen oder Monate erfolgen. Der zeitbegrenzende Faktor ist nur die gespeicherte Menge an Wasserstoff zum Betrieb der Brennstoffzelle.

Der bestimmende Faktor für die Auslegung des Systems ist der maximale Leistungsbedarf. Die Reduzierung des Leistungsbedarfs durch ein intelligentes Energiemanagement ist ein integraler Bestandteil dieses Projekts. Die Kombination erneuerbarer Energiequellen mit einem Brennstoffzellensystem und dem intelligenten Energiemanagement führt zu einem optimalen Systemdesign.

Die berechnete Größe des Systems basiert auf dem Leistungsbedarf eines Einfamilienhauses in Deutschland. Der Leistungsbedarf wurde exemplarisch an einem Niedrigenergiehaus gemessen. Bild 2 zeigt den charakteristischen Verlauf des Energieverbrauchs an einem Tag. Andere deutsche

Untersuchungen ergaben, dass der Energieverbrauch von Einfamilienhäusern 2 kW und oftmals auch 1 kW nur für kurze Zeitabschnitte überschreitet [3]. Das Brennstoffzellensystem sollte aus diesem Grund mit einem intelligenten Energiemanagement kombiniert werden.

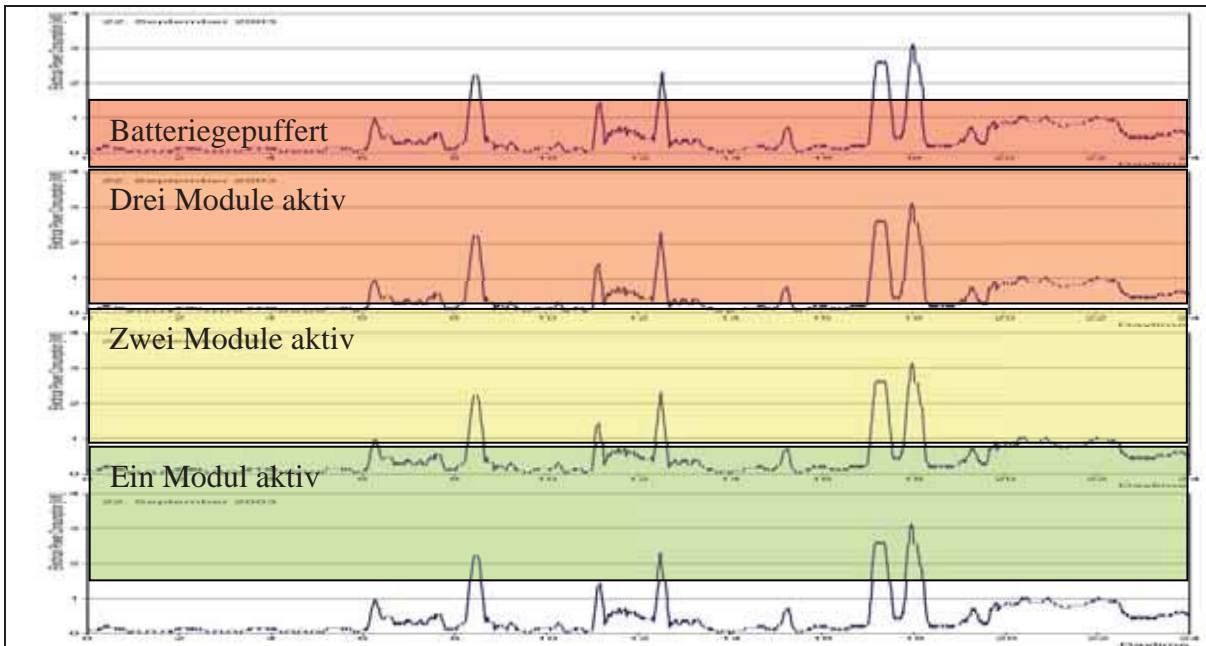


Bild 2: Verlauf des Energieverbrauchs an einem Tag

2. Beschreibung des Systems

Das Brennstoffzellensystem wurde konstruiert, um wichtige Funktionen in einem Einfamilienhaus in Betrieb zu halten, wie z.B. Telekommunikation, Computersysteme, Alarmsysteme, Heizungspumpen, Wasserpumpen und Licht für bestimmte Räume. Weiterhin erlaubt es die Nutzung anderer Geräte bis zu einer Leistungsgrenze. Elektrische Geräte mit hohem Energieverbrauch, wie elektrische Heizer und Kocher werden durch das Energiemanagement bei Stromausfall abgeschaltet.

Das Notstromsystem wurde mit kommerziell verfügbaren Komponenten in modularer Bauweise entwickelt. Dadurch kann es leicht an den Leistungsbedarf unterschiedlicher Anwendungen angepasst werden, wie z.B. die Stromversorgung eines Segelbootes [4]. Für ein Standard-Einfamilienhaus ist ein System mit zwei NEXA-Modulen ausreichend. Um höhere Leistungen zu erreichen, kann das System auf drei NEXA-Module erweitert werden. Diese Konfiguration wird in Bild 3 gezeigt.

Die Brennstoffzellenmodule werden von Ballard Power Systems Inc. produziert. Jedes liefert eine maximale Ausgangsleistung von 1,2 kW. Die Ausgangsspannung variiert zwischen 22 Volt und 50 Volt, abhängig vom Arbeitspunkt [5]. Durch die nachgeschalteten DC/DC-Wandler wird eine Konstantspannung von 24 Volt erreicht. Für das europäische Spannungsniveau wird die 24 Volt Gleichspannung mittels Wechselrichter in 230 Volt Wechselspannung umgewandelt. Durch andere Wechselrichter kann aber auch jede weitere benötigte Wechselspannung erzeugt werden.

Für die Zusammenschaltung der Brennstoffzellen wurde eine SPS in das System integriert. Die SPS soll in Abhängigkeit von der benötigten Leistung die richtige Anzahl der Module einschalten. Weiterhin soll sie eine einheitliche Betriebsstundenzahl der Module gewährleisten, wie schematisch in Bild 4 dargestellt. Die SPS überwacht die Wasserstoffmenge im Speicher und meldet möglichen Brennstoffmangel.

Das Brennstoffzellensystem wurde für den Energieverbrauch eines Einfamilienhauses entwickelt und kann den Leistungsverlauf in Bild 2 für den 22. September 2003 abdecken. Für die normale Energieversorgung sind drei Module und eine Batterie für die Spitzen notwendig. Kombiniert mit einem Energiemanagement, welches selektiv einzelne Verbraucher abschalten kann, wird nur noch eine Maximalleistung von 2 kW benötigt. Selektive Abschaltung von Verbrauchern bedeutet, dass die Verbraucher in unterschiedliche Prioritätsklassen eingeteilt werden. Ein Beispiel für niedrige Priorität ist der Kühlschrank, welcher eine hohe Zeitkonstante hat. Bei kurzzeitigen Abschaltungen ist keine nennenswerte Funktionsbeeinträchtigung gegeben. Ein Beispiel für hohe Priorität ist die Beleuchtung. Je höher die Priorität, um so eher wird der Verbraucher kontinuierlich versorgt. Während Zeiten mit niedriger Last werden auch Verbraucher mit niedriger Priorität mit Energie versorgt. Das Energiemanagementsystem garantiert so einen gleichmäßigen Lastgang mit niedrigeren Spitzen. Die Brennstoffzellen selbst benötigen beim Einschalten eine Startzeit von weniger als einer halben Minute, im Betrieb reagieren sie schnell auf wechselnden Leistungsbedarf.

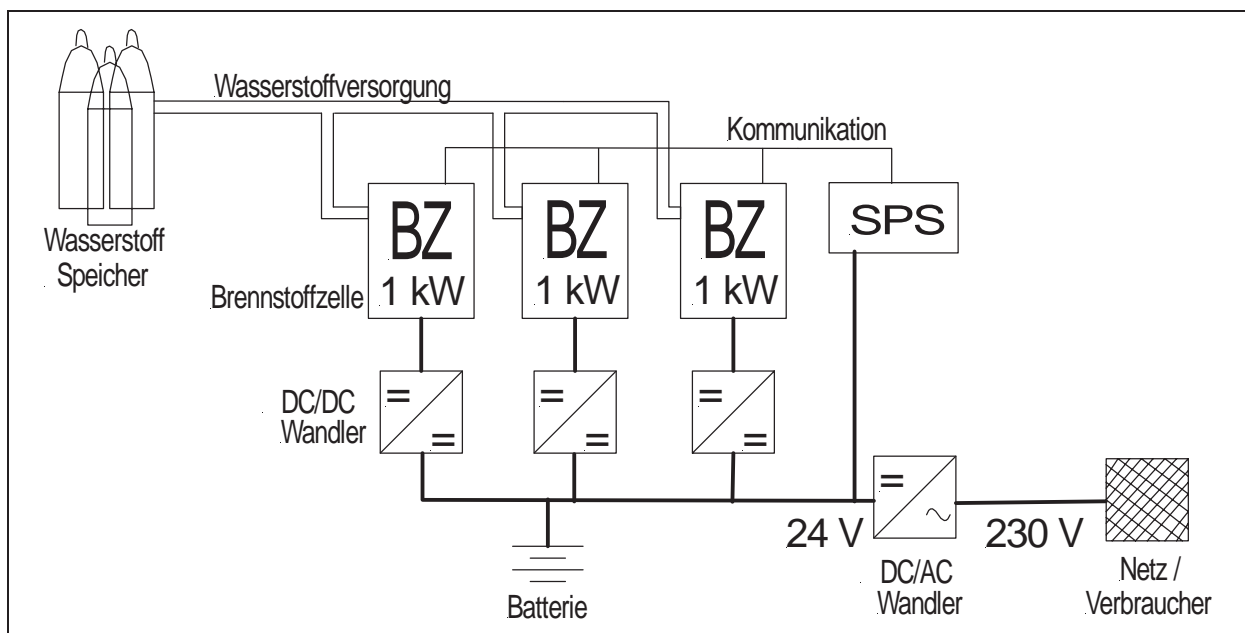


Bild 3: Notstromversorgung mit drei Brennstoffzellenmodulen

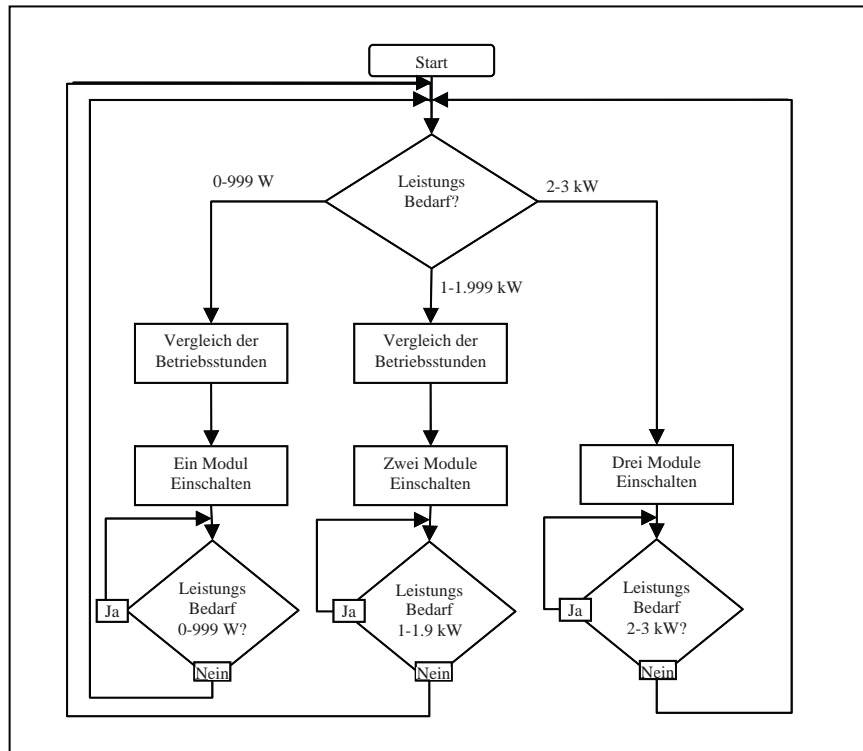


Bild 4: SPS Programmablauf

Ein weiterer Vorteil ist, dass weniger Brennstoffzellenmodule in Betrieb sind. Jedes Modul hat elektrische Eigenverluste. Deshalb haben wenig ausgelastete Module oder Module im Leerlauf einen sehr geringen Wirkungsgrad. Bild 5 zeigt die Aufteilung der Einzelleistungen eines Moduls.

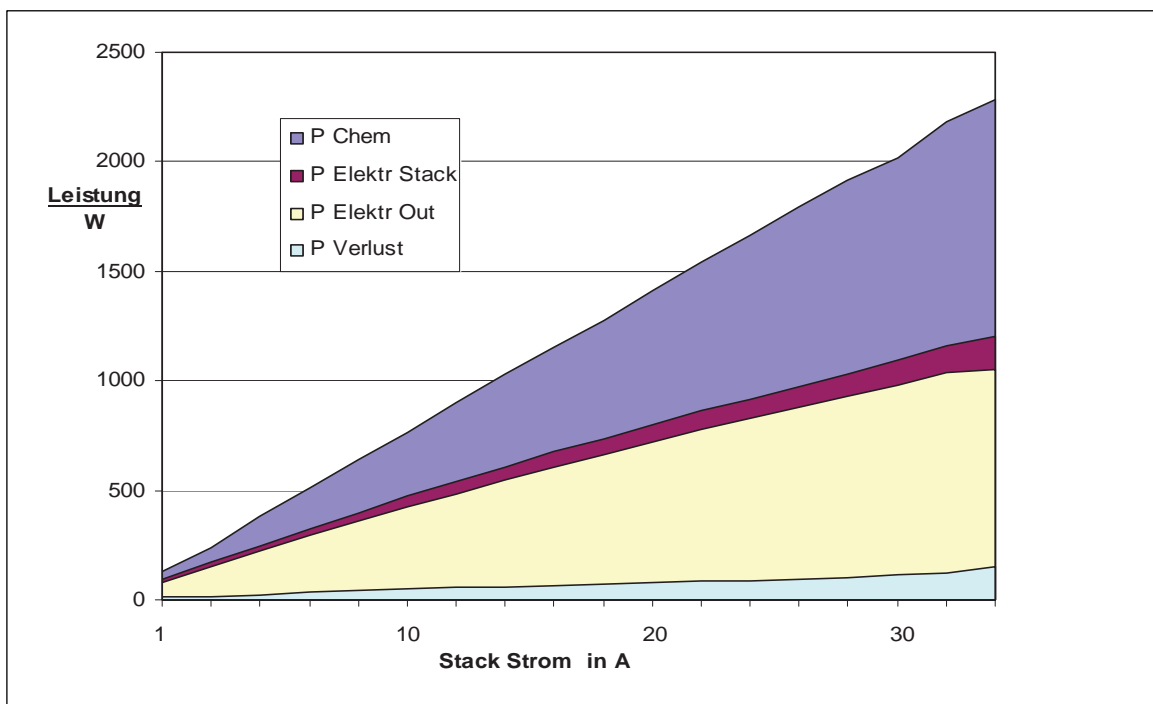


Bild 5: Ausgangsleistung eines NEXA-Moduls bezogen auf den Stack-Strom

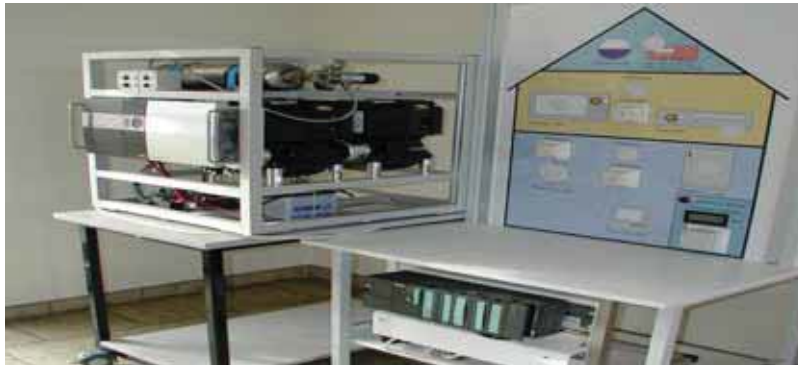


Bild 6: System in Betrieb

Die Kapazität des Speichersystems hängt vom Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellen und dem zu versorgenden Zeitraum ab. Der Wasserstoffverbrauch der Notstromversorgung für den in Bild 2 angegebenen Tag wurde mit $6,6 \text{ m}^3$ berechnet. Der Inhalt einer normalen Druckgasflasche (50 l, 200 bar) für Wasserstoff beträgt 10 m^3 . Das bedeutet, mit einer Druckgasflasche kann die gesamte Elektroenergieversorgung dieses Hauses für mehr als einen Tag gewährleistet werden.

Literatur

- [1] Platts J., Aubyn John St.: *Uninterrupted Power Supplies*, Peter Peregrinus Ltd., London, United Kingdom, 1992.
- [2] Lehmann J., Lushtinetz T.: *5. Int. Symp. on unconventional electromechanical and electrical systems*, Miedzyzdroje, Poland, September 2001, Proc. 793 – 798.
- [3] Hutter C., Kramer Th.: *Stationäre Anwendungen von Brennstoffzellen in der Kraft-WärmeKopplung, Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 2)*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Prof. U. Wagner), München 2000.
- [4] BWK Bd.56 (2004) Nr. 1/2, *Brennstoffzellen als Hilfsantrieb für Segelyachten*
- [5] <http://www.ballard.com>, Febr. 2004.

Rationalisierungsprinzipien und Kompositionsregeln für den Aufbau integrierter Energiesysteme zur Nutzung regenerativer Energien

(Kurztitel: Rationalisierungsprinzipien bei der Nutzung regenerativer Energien)

H.Müller

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

Schlüsselwörter: Regenerative (erneuerbare) Energien; Integrierte Energiesysteme; Rationalisierungsprinzipien; Kompositionsregeln; Sorptionstechnik; Perpetuum mobile zweiter Art;

Zusammenfassung: Der Aufbau integrierter Energiesysteme IES ist für die optimale Nutzung regenerativer Energien unverzichtbar. Für die „Komposition“ von IES lassen sich

- aus theoretischer Sicht 4 grundsätzliche energiewirtschaftliche *Rationalisierungsprinzipien*,
- (bisher) 12 *Kompositionsregeln* inclusive einer „*methodischen Oberregel*“ (abgeleitet aus der energie-verfahrenstechnischen Praxis) sowie
- 2 schwerpunktmäßig zu betrachtende *Realisierungstechniken*

formulieren, die im Beitrag genannt und durch Beispiele verdeutlicht werden.

1. Einleitung

Der Vortrag schließt direkt an den Beitrag [1] auf dem 10. Symposium 2003 an. In [1] wurde herausgestellt: Die typischen Eigenschaften regenerativer Energien (z.B. flächenhaft verteiltes Auftreten, unkontinuierliche Verfügbarkeit u.a.) machen den Aufbau integrierter Energiesysteme IES, (häufig kombiniert mit der Verwendung konventioneller Energien und wegen der flächenhaften Verteilung dominierend auf regionaler Ebene) nötig. Das gilt insbesondere für die nicht-elektrischen Anwendungen regenerativer Energien, weil dort ausgleichende Netze über größere Entfernungen quasi nicht möglich sind.

Das Konzipieren von IES ist dann aber nicht mehr eine Aufgabe nur weniger Spezialisten und muß somit methodisch unterstützt werden. Die in obiger Zusammenfassung genannten Prinzipien und Regeln sind bei bewusster, zielgerichteter Anwendung für das Finden und schnelle Ausarbeiten effektiver IES-Systeme sowie das kritische Beurteilen von Energiesystemen eine sehr nützliche Hilfe, insbesondere durch das Erkennen von strukturellen Analogien.

Im Folgenden werden diese Prinzipien und Regeln genannt und diskutiert. Dabei werden unter den regenerativen Energie im erweiterten Sinn auch Umweltenergie, Abwärme und energetisch verwertbare Abfälle verstanden.

2. Rationalisierungsprinzipien, Kompositionsregeln und Realisierungstechniken

Prinzipien ergeben sich aus (sehr!) allgemeingültigen Prämissen und geben dadurch der Rationalisierung eine Orientierung. Ihre Anzahl ist begrenzt entsprechend dem Aussageinhalt der Prämissen. Regeln ergeben sich aus der Reflektion der ingenieurtechnischen Praxis und erlauben dadurch eine optimale Realisierung gemäß der erkannten Orientierung. Ihre Anzahl ist nach oben offen entsprechend der Breite und Tiefe der empirischen Auswertung der Praxis.

Für die Rationalisierungsprinzipien gilt – vergl. hierzu Tabelle 1:

Technische Prozesse lassen sich durch das Black-Box-Modell der Systemtheorie geeignet allgemein beschreiben, woraus zunächst ganz allgemein 5 Maßnahmeklassen der Rationalisierung ableitbar sind. Werden diese nun unter dem für Energieprozesse entscheidenden II. Hauptsatz der Thermodynamik betrachtet, wird das Prinzipielle der energetischen Rationalisierung herausgehoben.

2 Hinweise:

1. Der II. Hauptsatz ist hier am besten in der *EX*ergetischen Fassung zu betrachten, also

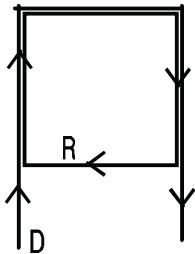
wegen $E = E^x + E^A$ mit $E = \text{Energie}$, $E^x = \text{Exergie}$ und $E^A = \text{Anergie}$

gilt: **In realen Prozesse verwandelt sich wertvolle Exergie irreversibel in wertlose Anergie.**

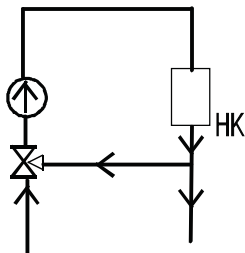
Die Rationalisierungsaufgabe lautet dann: Die Exergieabnahme so gering wie möglich zu halten!

2. Man beachte, dass es zur Klasse der Verhinderungsmaßnahmen kein zugehöriges exergetisch orientiertes Prinzip geben kann, da etwas Verhindertes nicht weiter manipuliert werden kann!

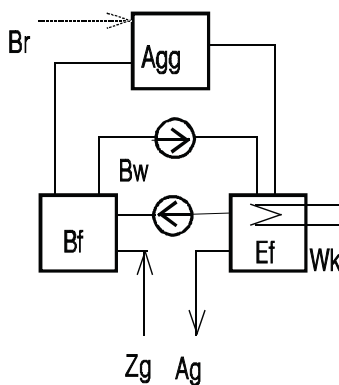
Eine Erläuterung verlangt sicherlich das „Potentialverschiebungsprinzip“ eine – vergl.hierzu Bild 1:



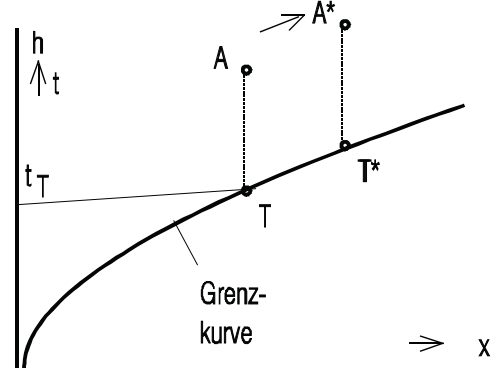
Überlagerung von Durchlaufstruktur D und Ringstruktur R zur Teilumlaufstruktur als Grundstruktur für Potentialverschiebung



Vorlauftemperaturregelung in der Heizungstechnik durch Beimischschaltung
HK = Heizkörper



Erhöhung der Temperatur der Wärmeauskopplung bei Kondensationswärmerückgewinnung durch Erhöhung der Taupunktstemperatur



Der Kreislauf Bw erhöht die absolute Feuchte, d.h. A wandert nach A*.
Dazu gehört eine höhere Taupunktstemperatur T*

Agg = ggf. vorh. verfahrenstechnisches Aggregat,

z. B. Feuerung eines Kessels mit

Br = Brennstoff

Zg = feuchtes Zugas; --> im Feuerungsfall ist

Zg = Verbr.luft; Ag = entfeuchtetes Abgas

Bw = Befeuchterwasserkreislauf; Bf = Befeuchter;

Ef = Entfeuchter mit Wk = Wärmeauskopplung

Bild 1 : Potentialverschiebung durch Teilumlaufstrukturbildung

Grundlage der Potentialverschiebung ist die Teilumlaufstruktur als Überlagerung aus Durchlauf- und Ringstruktur. Die sicher bekannteste Anwendung ist die sog. Beimischschaltung in der Heizungsregelung, indem durch die mehr oder minder starke Zumischung kalten Rücklaufwassers die Vorlauftemperatur vor Heizkörper verstellt wird.

Tabelle 2: Kompositionsregeln

Regel 0: Ein bei einem Prozess zunächst als Fortenergie anfallender Energieoutput ist stets auf eine ggf. anteilige *Wiederverwendung* im eigenen oder anderen Prozess zu untersuchen.

Regel 0-1: In Kreisprozessen lassen sich *Intensitätsgrößen* (z.B. Temperaturen) in ihrem Wert zwischen dem potentialerhöhenden und –senkenden Kreisprozessteil verschieben (sog. „Regenerativprinzip“)

Regel 1: Werden nichteinfache Strukturen superponiert, so können Strukturelemente der Verknüpfungspartner einander *substituieren* oder auch *gegenseitig aufheben*

Regel 2: In einer Anlage kann die *gleiche* Funktion durch *verschiedene* Prinzipstrukturen bei gleichem oder verschiedenem zugrunde liegenden physikalischen Geschehen realisiert werden.

Regel 3: Bei der Überlagerung von Strukturen können funktionell gleichartige Komponenten *gemeinsam* für die Überlagerungsstruktur vorgesehen und bemessen werden.

Regel 4: Mit der Überlagerung *gleichartiger* Prinzipstrukturen entstehen *Stufenprozesse* in Kaskaden oder Mischschaltung. Mit diesen lassen sich große Potentialunterschiede, z.B. Temperaturdifferenzen, also letztlich Exergieunterschiede, effizient überbrücken.

Regel 5: Die Gestaltung von Stufenprozessen beim Verdampfen/Kondensieren kann in 2 *grundsätzlich* unterschiedlichen Schaltungsarten erfolgen: Durchlauf- oder (Teil-)Umlaufschaltung.

Regel 6: Werden zeitlich alternierend *verschiedene* Funktionen gefordert und sind dies' zueinander *inverse* Funktionen, so ist dieses Ziel vom Grundsatz her mit *nur einer* Anlagenkonfiguration ausführbar, wenn Umschaltmöglichkeiten zur Prozessumkehr vorgesehen werden.

Regel 7: Genau so, wie das „Hinein-Integrieren“ von Anlagenelementen in eine gegebene Anlage deren Wirkungsweise verändert, genauso kann das „Hinein-Koppeln“ eines *weiteren Arbeitstoffsystems* veränderte Wirkungen erzielen.

Regel 8: Diese Regel betrifft die Art und Weise von Zustandsänderungen in Kreisprozessen, zwei Unterformen sind zu beachten:

8a: Die Veränderung eines geschlossenen in einen *offenen* Prozess kann zu wesentlichen apparativen Vereinfachungen (=Kostenvorteilen) führen

8b: Die bewusste Gestaltung von Systemen, die Zustandsänderungen abhängig von *Zeit und Ort* erlauben, verbreitern die Palette technischer Möglichkeiten zur Anpassung an vorgegebene Randbedingungen.

Regel 9: In einem verfahrenstechnischen Prozess können Rationalisierungseffekte erwartet werden, wenn es möglich ist, das für den Prozessablauf nötige Verfahrensmittel (Arbeitsmittel) *stofflich gleich* dem Verfahrensgegenstand zu wählen.

Regel 10: Funktionsintegration als das Zusammenfassen mehrerer funktionell gewünschter Vorgänge in einem technischen Gebilde wie auch Funktionsdifferentiation als das dazu Umgekehrte sind zwei sich gegenseitig ergänzende Gestaltungsoptionen, die beim Aufbau komplexer Strukturen *im ausgewogenen Verhältnis* zueinander einzusetzen sind.

Methodische Oberregel beim Aufbau von Integrierten Energiesystemen:

Ist aus der Aufgabenstellung zu erkennen, dass es sich um eine komplexe Integrationsaufgabe handelt und sind Realisierungsbedingungen (Leistungen, Temperaturen, Drücke u.ä.) bekannt, so ist es sinnvoll, die konstituierenden Teilfunktionen zu bestimmen und daraus die *prioritäre*, also bestimmende Funktionseinheit zu ermitteln und diese zu konkretisieren und über diese und die gegebenen Parameter die "restliche" Anlage zu konfigurieren.

Hinweis: Ausführliche Besprechung der Regeln mit Beispielen → in [2]

Analog lässt sich z.B. auch die Konzentration beeinflussen, etwa die Feuchte in einem Gas durch Einkopplung eines zusätzlich befeuchtenden Wasserkreislaufes in ein System zur Rückgewinnung der Kondensationswärme der im Gas befindlichen Feuchte bei *höherer* Temperatur, denn durch diese Einkopplung steigt die Feuchte des Gases von A auf A* und das führt zu einer höheren Taupunkttemperatur, also einem höheren Temperaturniveau der rückgewonnenen Wärme (Apparate dieser Art bezeichnet man als *Dampfpumpe*). Weil Bio-Brennstoffe wegen ihres Wasserstoffanteils stets feuchte Verbrennungsgase liefern, ist die Rückgewinnung der Kondensationswärme stets anzustreben!

Für die Kompositionsregeln und Realisierungstechniken gilt – vergl. Tabelle 2:

Aus der Analyse realisierter und in Erfindungen vorgeschlagener Energiesysteme wurden die in Tab. 2 genannten Regeln herausgearbeitet – ihre Anzahl ist nicht abgeschlossen, die Formulierung weiterer Regeln dürfte wahrscheinlich sein. Die ausführliche Begründung der Regeln und umfangreiche Benennung zugehöriger Beispiele ist in [2] enthalten, worauf hiermit verwiesen werden soll. Im Abschnitt 3 wird der Umgang mit diesen Regeln exemplarisch gezeigt.

Dass es sich um eine empirische Analyse handelt, ist auch daran zu erkennen, dass das „Niveau“ der Regeln sehr unterschiedlich ist. Dementsprechend ist es möglich, den (nach Auffassung des Verfassers) zur praktischen Verwirklichung neuer oder alternativer Rationalisierungsvorstellungen „starken“ Regeln 7 und 8 typische Realisierungstechniken zuzuordnen: die **Sorptionstechnik** und die **Flusswechseltechnik**, jeweils mit besonderer Prüfung der Gestaltung als offenes System.

Während die „Sorptionstechnik“ ein eingeführter Begriff ist und Absorptions- wie Adsorptionssysteme umfasst, wurde der Begriff „Flusswechseltechnik“ vom Verfasser gewählt, um das für Regel 8b typische periodisch wechselnde Durchströmungsverhalten zugehöriger Anlagen gemeinsam zu beschreiben. Hierzu würden z.B. gehören

- Regenerativ-Wärmeübertrageranlagen
- Mehrkolbenverbundtechniken wie in Stirling-Motoren oder Vuilleumier-Wärmepumpen
- Adsorptionskälteanlagen.

Hierbei ist interessant, dass Adsorptionskälteanlagen beide genannten Realisierungstechniken in sich vereinigen!!

3 Beispiele

3.1 Betrachtung der in [1] genannten technischen Lösungen

Druckzellenmotor (Drehzellenkraftmaschine) DZM

In [1] wurde herausgestellt, dass für die zukünftige Nutzung dezentral-biogen (oder aus Abfall) erzeugter Kraftstoffe ein „Multi-fuel-Motor“ nötig ist und die in [1] vorgestellte Drehzellenkraftmaschine diesen Anspruch am ehesten erfüllen kann. Ein Hauptargument der „Gegner“ dieses Konzepts ist der Hinweis auf die „vergleichbare“ Gasturbine und deren schlechte Wirkungsgrade im kleinen Leistungsbereich. Es wird nicht erkannt, dass das Ersetzen der Turboräder bei Gasturbinen durch Flügelzellenaggregate beim DZM einen prinzipiellen Prozesswandel erlaubt, der seine Ursache im Verdrängermaschinencharakter von Flügelzellenaggregaten hat und eine Anwendung der Regel 7 darstellt: Die „veränderten Wirkungen“ durch das nach Regel 7 geforderte Hineinintegrieren eines zweiten Arbeitsstoffsystems resultieren aus dessen zusätzlichen chemischen und physikalischen Eigenschaften. Der Grenzfall liegt offenbar dann vor, wenn keine chemischen und nur physikalische Eigenschaften hinzutreten, wenn also das erste und das zweite Arbeitsstoffsystem von gleicher stofflicher Natur sind, aber z.B. verschiedenen Druck oder Temperatur aufweisen. Wird nun – wie in der DZM – das erste Arbeitsstoffsystem (die Verbrennungsluft) nach einer gewissen Vorverdichtung mit dem zweiten, unter höherem Druck stehenden Arbeitsstoffsystem verbunden und ist die Masse des Brennkammerinhalts vergleichsweise hoch, so wird beim folgenden Druck-

ausgleich zwar der Brennkammerdruck nur wenig sinken, der Druck des ersten Arbeitsstoffsystems aber stark steigen. Das Resultat ist im Falle der DZM dann eine Verbrennungsluftverdichtung durch den Brennkammerinhalt, also **nicht** durch eine konstruktiv zu gestaltende maschinenbauliche Baugruppe. Voraussetzung zur Nutzung dieses „Vonselbst-Verdichtungs-Effekts“ ist, dass der höhere Druck der Brennkammer nicht nach vorn (zur Luftansaugung hin) durchschlagen kann. Das ist aber nur bei Verdrängermaschinen und nicht mit Turbomaschinen machbar. Die thermodynamische Durchrechnung liefert durchgängig Wirkungsgradvorteile gegenüber Gasturbine oder Hubkolbenmotoren vergleichbarer Ausgangsdaten, wie in [3] dargestellt. Zusammenfassend gesagt ist aus der Sicht der Regel 7 und unter energiewirtschaftlichem Aspekt die Gasturbine demzufolge eine „Maschine der verpassten Chance“.

Dabei soll aber nicht außer Acht gelassen werden, dass der zuverlässige Betrieb eines Flügelzellenrades sicher schwerer zu realisieren ist, als der eines Turborades.

Hochtemperaturbrennwertnutzung

In [1] wurde dargestellt, dass durch die Verwendung einer Absorberlösung eine Brennwertnutzung bei höherer Temperatur gegenüber z.B. Brennwertkesseln möglich ist. Es ist dies' ein Ergebnis einer ersten Anwendung der Regel 7 infolge der Einkopplung des Lösungskreislaufs als zweitem Arbeitsmittelsystem. Nun ist Bild 2 zu betrachten:

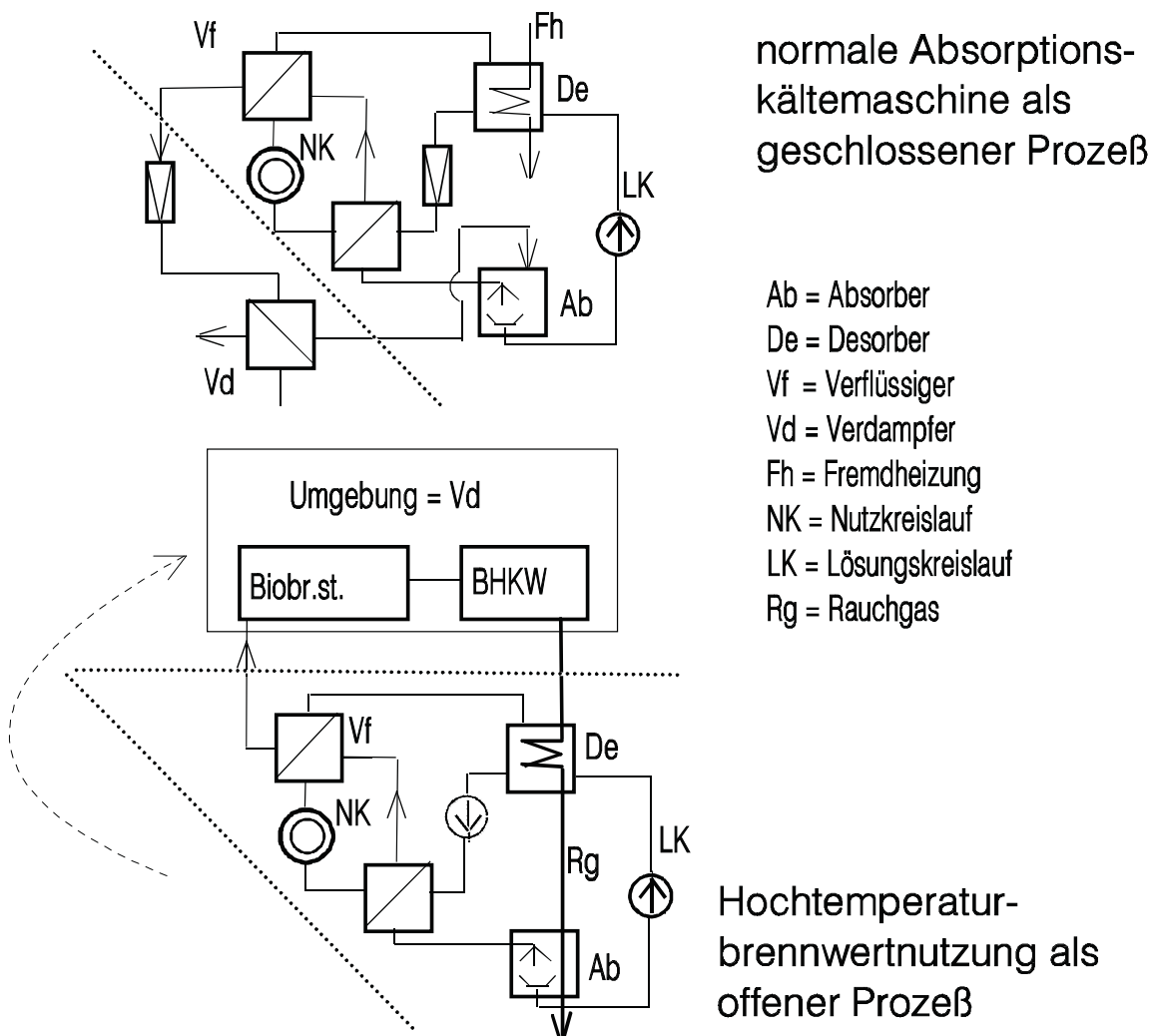


Bild 2: Umwandlung geschlossener --> offener Prozeß

Bild 2 zeigt im oberen Teil das Verfahrensschaltbild eines geschlossenen Absorptionskälteprozesses, wie er bereits zur Hochtemperaturbrennwertnutzung denkbar wäre, aber eben nicht optimal ist, was erst durch die „Öffnung“ dieses Prozesses hin zur Umgebung möglich wird gemäß Regel 8a. Normalerweise denkt man bei offenen Prozessen an eine Öffnung luftseitig. Das ist hier anders, die Öffnung erfolgt wasserseitig – siehe unterer Bildteil - indem man sich ja z.B. denken könnte, dass das bei Brennwertnutzung im Verflüssiger Vf auskondensierte Wasser (=Arbeitsmittel) nun dem Pflanzenwachstum und über dieses der Biobrennstoffherzeugung dient, woraus dann im BHKW wieder wasserhaltiges Rauchgas Rg entsteht. Dieser in der Umgebung ablaufende Prozessschritt ersetzt den Verdampfer gemäß oberem Bildteil, die Brennwertnutzungsanlage wird apparativ einfacher. Absorptionskälteprozesse wie in Bild 2 verlangen im Desorber einen höheren Druck, als im Absorber. Im Normalfall - oberer Bildteil – wird das durch die Druckerhöhungspumpe und das Reduzierventil im Lösungskreislauf gewährleistet. Beim offenen Prozess ist das Rauchgas der Träger des „Arbeitsmittels Wasser“. Faßt man dieses Rauchgas nun als drittes Arbeitssystem auf, so sind wieder gemäß Regel 7 „zusätzliche Effekte“ zu erwarten: Im vorliegenden Fall bewirkt die Anwesenheit der Luft, dass die Druckunterschiede zwischen Ab- und Desorber als *Partialdruckunterschiede* des Wasserdampfes gestaltbar sind, was *gleichbleibenden* Absolutdruck in beiden Aggregaten – also z.B. Atmosphärendruck - ermöglicht. Dann ist aber die Pumpe im Kreislauf keine Druckerhöhungspumpe mehr, sondern nur noch eine Umwälzpumpe zur Deckung der Rohreibrungsverluste und ein Reduzierventil ist unnötig (aus praktischen Gründen ist es sinnvoll, 2 Umwälzpumpen im Lösungskreislauf vorzusehen).

Nutzung der Solarenergie in einem integrierten Solarenergiesystem (ISES)

Mit der komplexen Anwendung der Prinzipien nach Tab. 1 und Regeln nach Tab. 2 steigt i.allg. der Integrationsgrad, erkennbar etwa an der Menge möglicher Nutzungsfunktionen im Verhältnis zum apparativen Aufwand. Diese Aussage ist auch umkehrbar: Wenn in einem speziellen Fall nur wenige Regeln zur Anwendung kamen, ist sicher das erreichte Integrationsniveau noch gering.

In [1] wurde ein ISES vorgestellt, mit dem bei frappierender apparativer Einfachheit 15 verschiedene Nutzungsfunktionen realisiert werden können – entsprechende Regeltechnik vorausgesetzt. Das ist ein hoher Integrationsgrad und ist ein Indiz dafür, dass viele Prinzipien/Regeln im Komplex angewandt wurden. Eine entsprechende Analyse ergab (hierzu bitte mit Bild 2 und Tabelle 1 aus [1] vergleichen!):

1) Von den 4 in Tab. 1 genannten Prinzipien kann man außer dem Potentialverschiebungsprinzip (PVP) die Nutzung der anderen 3 Prinzipien unmittelbar erkennen. Die Regelung eines so komplexen Systems ist schwierig – ohne Beimischschaltungen (und damit ohne PVP !) dürfte das praktisch nicht machbar sein. Damit kommen alle 4 Prinzipien zur Anwendung.

2) In [2, Bild 9.6.3] wird das Verfahrensschaltbild des ISES unter Einschluss der peripheren Anlagenteile sowie der nötigen Regelorgane gezeigt. Stellt man diese Struktur der Menge der Regeln nach Tab. 2 gegenüber, finden offenbar nur folgende Regeln keine Anwendung:

- Regel 4 → Gestaltung von Stufenprozessen
- Regel 5 → Verdampfungsprozesse in Durchlauf- oder Teilumlaufstruktur
- Regel 9 → Identität zwischen Verfahrensgegenstand und Verfahrensmittel vorsehen.

Regel 5 und 9 sind für das vorliegende Problem der Solarenergienutzung irrelevant. Eine Gestaltung nach Regel 4 als Stufenprozeß wäre denkbar, die Entscheidung hierüber hängt von den ganz speziellen Nutzungswünschen ab.

Damit wurde entsprechend allen relevanten Regeln verfahren – das hohe Integrationsniveau ist also kein Zufall!

3.2. Hilfsmittel zur Funktionsanalyse erfinderischer Lösungsvorschläge

Die Regeln nach Tab. 2 sind zunächst für das „Komponieren“ integrierter Energiesysteme gedacht, woraus ja der Name abgeleitet wurde. Weil nun Komponieren und Dekomponieren zusammengehörige, inverse Vorgänge sind, sind die genannten Regeln natürlich auch für das Dekomponieren ein geeignetes Hilfsmittel. Und Dekompositionsaufgaben treten i.allg. dann auf, wenn Lösungsentwürfe zu beurteilen sind, z.B. Erfindungen auf ihre Machbarkeit. Bekanntlich werden Patente auf Perpetua mobile I.Art, die den Energieerhaltungssatz (=I.Hauptsatz) verletzen, von den Patentämtern nicht mehr angenommen. Die Einhaltung des I.Hauptsatzes zu kontrollieren ist vergleichsweise einfach, sehr viel schwieriger ist der Nachweis der Verletzung des II. Hauptsatzes der Thermodynamik. Und genau hier sind immer noch Erfindungen – z.B. in Offenlegungsschriften oder auf Messen dargestellt – zu registrieren. Da die vorgeschlagenen Erfindungen meist keine einfachen Aggregate sind, können sie folglich als „integrierte Systeme“ aufgefasst werden und somit durch *inverse* Nutzung der Kompositionsregeln für eine kritische Analyse z.B. hinsichtlich einer Verletzung des II. Hauptsatzes aufbereitet werden.

So wurde in [4] auf der Messe „SolarEnergy 2003“ ein Energiesystem vorgestellt, bei dem es (im idealisierten Fall, also z.B. reibungsfrei usw.) möglich sein soll, Wärme wie z.B. Solarthermie 100%ig in Arbeit umzuwandeln, was dem II. Hauptsatz widerspricht. Bild 3 zeigt das vorgeschlagene Schaltbild.

Diese Schaltung wird so interpretiert: Motor und Wärmepumpe sind so konstruiert gedacht, dass sie (unter idealisiert quasistationären Bedingungen) quasi invers arbeiten. Der Massenstrom wird hinter der Motorbaugruppe geteilt, ein Teil durchsetzt die Wärmepumpenbaugruppe, ein anderer den linken Wärmeübertrager. Die Wärmepumpe erhält also einen kleineren Massenstrom als der Motor (bei gleichen Zustandsdaten!). Damit erzeugt der Motor mehr Arbeit, als die Wärmepumpe benötigt. Damit vor dem Motor gleiche Zustände herrschen, muß in dem WÜ-Kreislauf zugeheizt werden. Die gesamte Konstruktion enthält mit der Außenwelt nur zwei Energieaustauschoperationen, nämlich Wärmezufuhr und Arbeitsabfuhr, also müßte alle Wärme in Arbeit umgesetzt sein, was einem Perpetuum mobile II.Art entspricht und damit den II. HS der Thermodynamik widerlegen würde. Das System ist für das Zweistoffgemisch CO₂/n-Butan konzipiert. Dafür gelten die vom Erfinder eingetragenen Zahlenwerte. Wegen der angenommenen idealen Verhältnisse wird die in den Wärmetauschern freiwerdende Kondensationswärme ohne Temperaturdifferenz zur Verdampfung auf der jeweils anderen WÜ-Seite genutzt.

Auf den ersten Blick ist das Ergebnis sicher verblüffend. Interessant ist nun die Nutzung der Kompositionsregeln: Die Beachtung der Regel 3 zeigt, dass offenbar die Motorbaugruppe die „gemeinsame Komponente“ eines Überlagerungsvorganges ist, m.a.W.: Die Struktur nach Bild 3 ist als Überlagerung von zwei Strukturen gemäß Bild 4a und 4b auffaßbar. Die Motor-Wärmepumpen-Kombination nach Bild 4b ist ein in sich selbst ablaufender Prozess *ohne Kontakt zur Außenwelt* und braucht *deshalb* nicht weiter betrachtet zu werden. Der Effekt des 100 %igen Arbeitsgewinns ist somit völlig dem Prozess im Wärmeübertragerteilstrom zuzuschreiben, so dass *nur* der Prozess nach Bild 4a zu analysieren ist, was die Beurteilung *sehr vereinfacht*. Diese Beurteilung muß am Wärmeübertrager WÜ-TW ansetzen. Damit ein Wärmefluß von der Kondensations- auf die Verdampfungsseite klappt, muss nach II.Hauptsatz – und das ist offenbar unstrittig! - die Mitteltemperatur der Kondensationsseite *mindestens* gleich der Mitteltemperatur der Verdampfungsseite sein. Da die Kondensationsisobare wegen des geringeren Druckes auf der Niederdruckseite im T-S-Diagramm unter der Verdampfungsisobare liegt, ist es selbst bei idealisierter Gleichheit der beiden *Mitteltemperaturen* erforderlich, dass die Anfangstemperatur der Kondensation *höher* liegt, als die

Endtemperatur der Verdampfung. Dazu gehört aber eine Enthalpie, die *größer* ist, als die Isenthalpie im Endpunkt der Verdampfung verlangt, wie aus dem T-S-Diagramm abzuleiten.

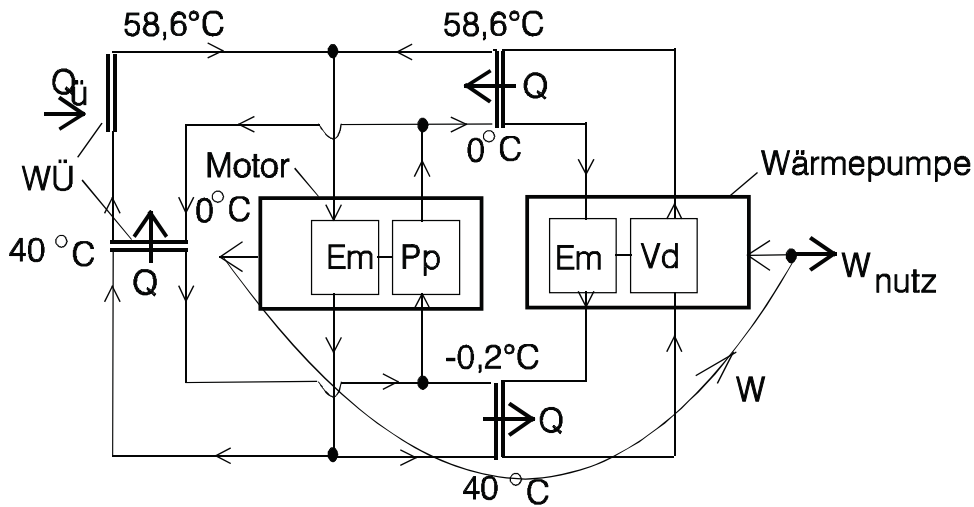
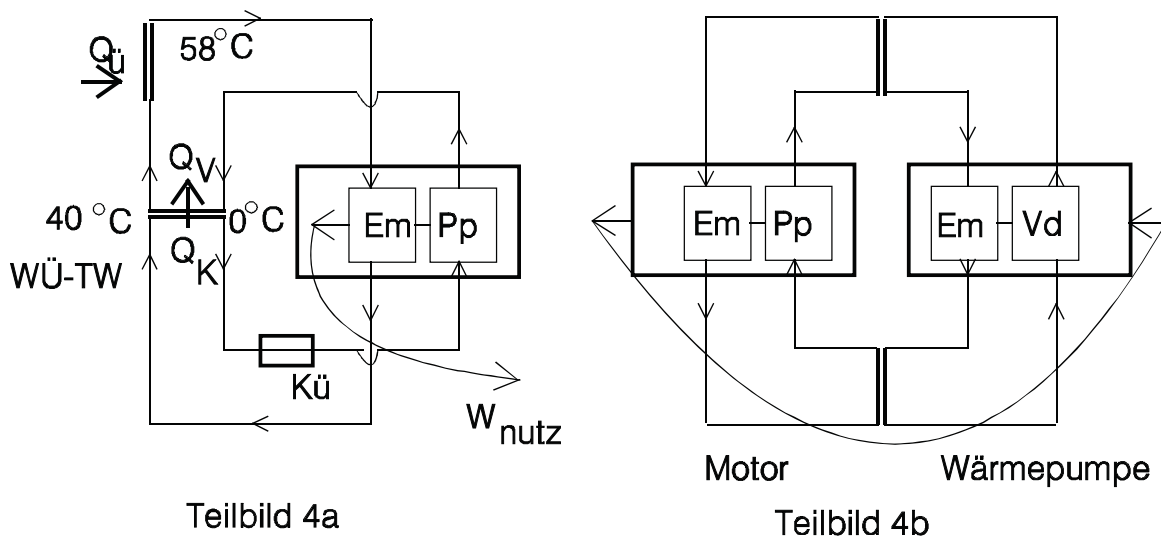


Bild 3: Erfindungsgemäßes PM II. Art , nach /4/



WÜ-TW = Wärmeübertrager mit
Temp.wechslerfunktion
Em = Entspannungs-
maschine
Pp = Pumpe
Vd = Verdichter

W = vom Motor erzeugte mechan.
Arbeit (W_{nutz} = Nutzarbeit)
 Q_v = Wärme zur Verdampfung
 Q_k = Wärme durch Kondensation
 Q_u = Überhitzungswärme
Kü = Kühler

Bild 4: Zerlegung (Dekomposition) des erfindungsgemäßen Systems in zwei überlagerte Teilsysteme

Es ist also $Q_K > Q_V$. Damit der Massenstrom vollständig kondensiert, ist somit ein Kühler Kü *zusätzlich* erforderlich zur Abfuhr der entsprechenden Differenzwärme ($Q_K - Q_V$). Damit liegt aber der normale Kraftprozessfall vor, bei dem aus einer zugeführten höher temperierten Wärme Arbeit und *abzuführende* niedertemperierte Wärme wird – ein PM II.Art liegt *also nicht* vor.

Oder anders gesprochen: Wenn Kü fehlt, wird in WÜ-TW nicht alles kondensiert, mit der Zeit wird nach Anlaufen der Anlage durch die Wärmezufuhr im Überhitzer das gesamte Arbeitsmittel verdampft und dann hat der Prozess ein Ende. Der WÜ-TW hat also nur die Aufgabe eines Temperaturwechslers (daher wurde die Symbolik WÜ-**TW** gewählt), wodurch der Kreisprozess aus dem Naßdampfgebiet herausgehalten werden kann, was für linksläufige Kreisprozesse der Kältetechnik sinnvoll sein kann, für Kraftprozesse aber unsinnig ist.

Man sieht: Der entscheidende Schritt ist die Erkenntnis des eigentlichen Untersuchungsgegenstandes – und dafür ist das „Durchchecken“ der Kompositionsregeln, hier mit Regel 3 als Ergebnis, der geeignetste Ansatzpunkt.

4. Quellenangaben

- [1] Müller, H.: Innovative energietechnische Lösungen der klassischen Energietechnik für eine effektivere Nutzung erneuerbarer Energien; Stralsund: 10. Symposium REGWA 2003, Tagungsmaterial, S. 72 -77
- [2] Müller, H.; Topp, K.-H.: Kataloggestütztes Konzipieren integrierter Energiesysteme mit der Funktionsstrukturanalyse; Teil I: Methodik; Teil II: Funktionsstruktur-Katalog, zus. 282 S. Düsseldorf: Informationsschrift der VDI-GET 2003
Dieses von der HS Wismar erarbeitete Material kann bezogen werden (25 €) über VDI-Gesellschaft Energietechnik; PF 101139, 40002 Düsseldorf bzw. über e-mail: baumann@vdi.de oder Fax-Nr. 0211 6214 144
- [3] Müller, H.; Platzhoff, A.; Reitz, J.; Windisch, H.: Der Druckzellenmotor – die Motoralternative der Zukunft ?; Vortrag auf dem VDI-Expertenforum „Entwicklungslinien der Energietechnik“ am 7./8. September 2004 an der Ruhruniversität Bochum, Veröffentlichung im Tagungsband
- [4] Schaeffer, B.: Das Perpetuum Mobile der zweiten Art ist möglich; Berlin, Lerche-Schaeffer GbR 2003, 11 S.

Zentrale Messwerterfassung an einer regenerativen Hybridanlage

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

Dipl.-Met. R. Oestreicher

UTK Klima Consult Zeitz GmbH, Platanenweg 45, 06712 Zeitz

Schlüsselwörter zentrale Messwerterfassung, PV-Anlage, Windkraftanlage, Stirlinganlage, Wetterstation, Datenauswertung

Einleitung

Aufgrund der zunehmenden Verknappung und Umweltbelastung fossiler Brennstoffe wird die Nutzung von erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten an Bedeutung gewinnen. Die Studenten der Diplomstudiengänge Energietechnik und Wirtschaftsingenieurwesen (Energietechnik) beschäftigen sich deshalb im Rahmen ihrer studentischen Ausbildung am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH) ausführlich mit der Thematik regenerativer Energien. Zu Forschungs- und Demonstrationszwecken entstand in den letzten Jahren auf einer Fläche von 130 m² der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ (Bild 1).



Bild 1 Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“

Der Komplexversuchsstand beinhaltet verschiedene Versuchsanlagen:

- eine zweiachsig nachgeführte 1,3 kW_p Photovoltaikanlage für den Netzparallel- (1kW_p) und Inselbetrieb (0,3 kW_p)
- eine 1 kW_{el} Windkraftanlage
- eine 1 kW_{th} thermische Solaranlage
- eine 0,4 kW_{el} Stirlinganlage
- eine Wetterstation für die Aufzeichnung meteorologischer Daten.
- ein Solarcontainer mit den elektrischen Anlagen für die Versuchsstände einschließlich der entsprechenden Messtechnik

Mit den einzelnen Versuchsständen sollen Möglichkeiten der Energieversorgung (Elektroenergie und Wärme) von Passiv- und Niedrigenergiehäusern aufgezeigt werden. Auf das Zusammenspiel der Einzelanlagen als Hybridanlage wurde bereits während der Projektierung und des schrittweisen Aufbaus großer Wert gelegt. Allerdings erfolgte die Erfassung von Messwerten in der Vergangenheit dezentral und teilweise manuell an den einzelnen Versuchsanlagen.

Der Vorschlag für die zentrale Messwerterfassung

Mit dem jetzigen Lösungsansatz wird eine zentrale und vor allem automatische Erfassung sämtlicher meteorologischen Daten und einer Vielzahl technischer Parameter der Versuchsanlagen erreicht. Dadurch ist es möglich, die einzelnen Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens, ihrer energetischen Wertigkeit und des Kosten-Nutzen-Verhältnisses zu analysieren. Vor allem Langzeitversuche können jetzt mit der neuen Messtechnik einfacher durchgeführt werden. Bild 2 zeigt den schematischen Aufbau der zentralen Messwerterfassung.

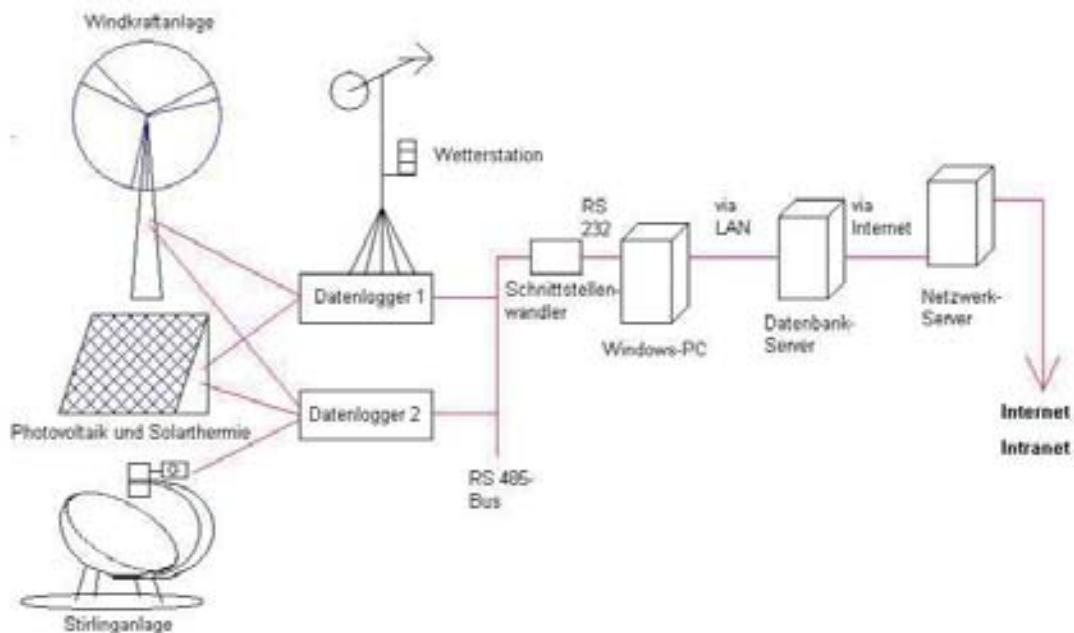


Bild 2 Schema der zentralen Messwerterfassung

Sämtliche meteorologischen und technischen Parameter werden elektrisch gemessen und zwei frei programmierbaren Datenloggern zugeführt. Dabei ist es möglich, die vorhandenen analogen und digitalen Kanäle entsprechend der anzuschließenden Sensoren zu konfigurieren. Nicht direkt ablesbare Größen können aus den gemessenen Werten unter Zuhilfenahme mathematischer Operationen bestimmt werden. Während der erste Datenlogger die wichtigsten meteorologischen Daten (Lufttemperatur, relative Luftfeuchte, Windrichtung und -geschwindigkeit, Globalstrahlung und diffuse Strahlung) erfasst, dient der zweite Datenlogger der Aufnahme von technischen Parametern; Tabelle 1 gibt einen Überblick über diese Parameter.

Versuchsstand	PV-Anlage	Windanlage	Thermische Solaranlage	Stirlinganlage
Messgröße				
Spannung (DC)	X	X		X
Stromstärke (DC)	X	X		X
Leistung (DC)	X	X		X
Ertrag (DC)	X	X		X
Leistung (AC)	X	X		
Ertrag (AC)	X	X		
Volumenstrom			X	
Vorlauftemperatur			X	
Rücklauftemperatur			X	
Leistung			X	
Ertrag			X	

Tabelle 1 Übersicht der mit Datenlogger 2 aufgenommenen technischen Parameter

Die Datenlogger nehmen sekundlich von jeder zu messenden Größe einen Wert auf und bilden daraus aller zehn Minuten einen entsprechenden Mittelwert; die Zeitintervalle für die Aufzeichnung der Messgrößen und die Mittelwertbildung kann man entsprechend den individuellen Anforderungen variieren. Über ein Bussystem werden die Mittelwerte von den Datenloggern auf einen PC im Solarcontainer übertragen, auf dem die Möglichkeit einer umfassenden Datenauswertung besteht. Dabei kann man wahlweise auf einzelne Tage, Wochen oder Monate bzw. auf den kompletten Aufnahmezeitraum zurückgreifen und sich die Messergebnisse entweder in Form von Datensätzen oder als Grafiken ansehen.

Zur Anschauung werden die wichtigsten Messwerte über die Internetseite des Fachbereiches unter www.htwk-leipzig.de/fbme/labore/wetterlaube der Öffentlichkeit zugänglich gemacht

Ergebnisse mit der zentralen Messwerterfassung

Die Bilder 3 bis 5 beinhalten erste Ergebnisse der zentralen Messwerterfassung. Den Verlauf von Globalstrahlung und diffuser Strahlung am Hochschulstandort über ein komplettes Jahr zeigt Bild 3. Für die Beurteilung der Stirlinganlage hinsichtlich Betriebsdauer und Leistungsabgabe ist die Erfassung der Direktstrahlung notwendig, die sich aus der Differenz von Globalstrahlung und diffuser Himmelsstrahlung (Bild 4) ergibt.

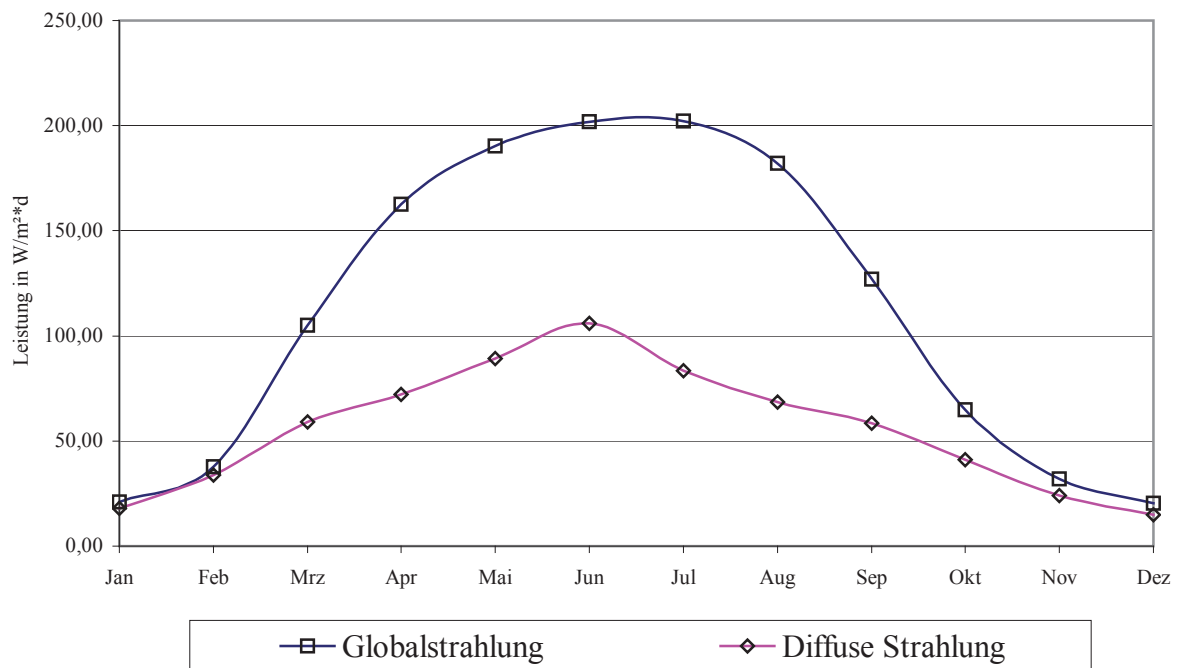


Bild 3 Mittlere monatliche Globalstrahlung und diffuse Strahlung

Anhand von Strahlungswerten und der mit der PV-Anlage erzeugten und eingespeisten Energie (Bild 4) ist es beispielsweise möglich, die Teilwirkungsgrade von PV-Generator und Wechselrichter sowie den Anlagenwirkungsgrad der PV-Anlage zu bestimmen.

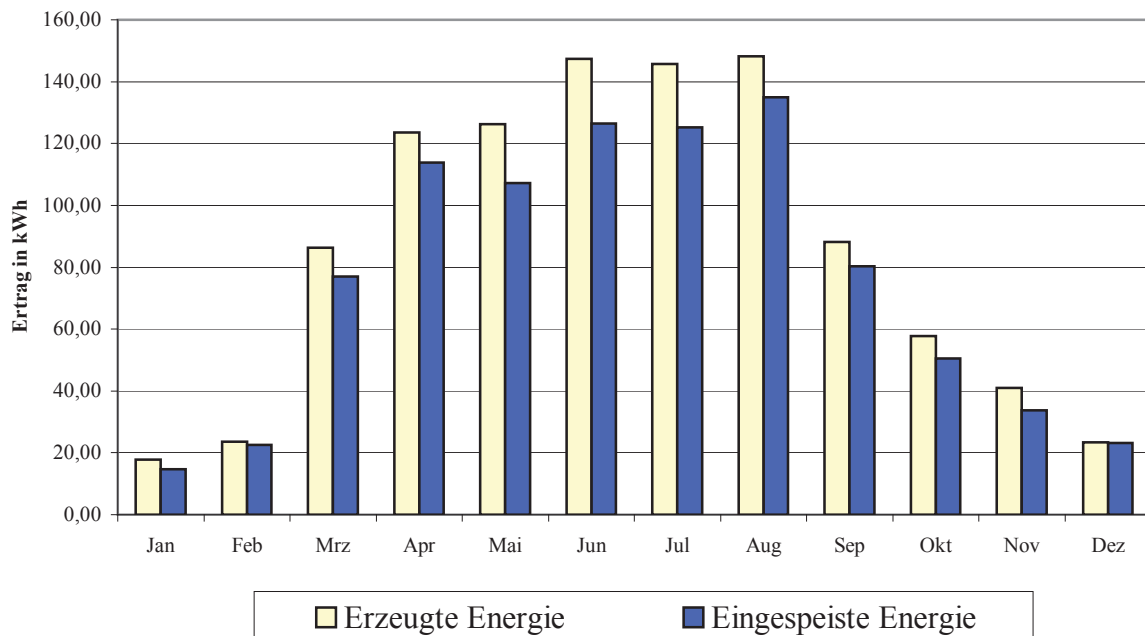


Bild 4 Mit der PV-Anlage erzeugte und eingespeiste Elektroenergie

Die Versorgung mit Energie ist vor allem für die Planung von Niedrigenergie- und Passivhäusern von Bedeutung. Bild 5 stellt den Verbrauch von Elektroenergie im Solarcontainer innerhalb eines Jahres sowie dessen Deckung über die Eigenerzeugung sowie den Fremdbezug dar. Mit der

vorhandenen 1 kW_p PV-Anlage kann der Energieverbrauch des Solarcontainers in den Sommermonaten bis zu 50 Prozent abgesichert werden. In den Wintermonaten sinkt zwar der Anteil der PV-Anlage erheblich, allerdings erhöht sich jetzt der Ertrag der Windkraftanlage, so dass man immerhin 15 bis 20 Prozent des Bedarfes an Elektroenergie selbst erzeugen kann.

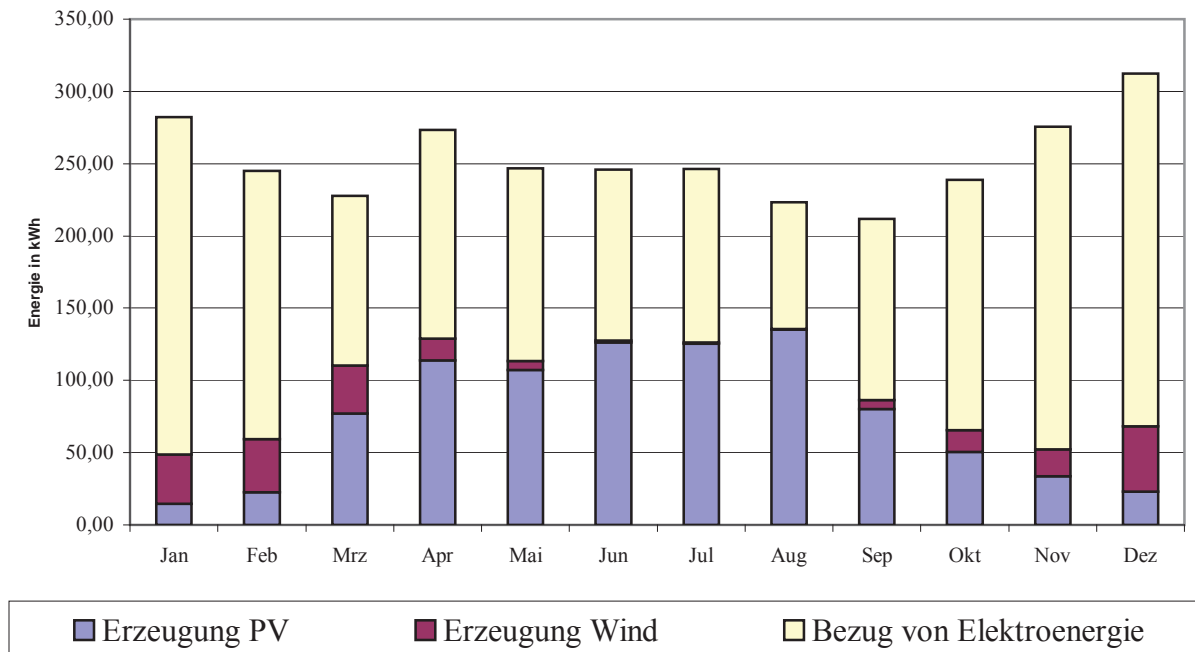


Bild 5 Energiebilanz des Solarcontainers

Da die PV-Anlage zweiachsig automatisch und bei Bedarf auch manuell nachgeführt werden kann, wird eine Leistungs- und Wirkungsgradbestimmung unter verschiedenen Neigungswinkeln ermöglicht, um beispielsweise die optimale Ausrichtung zur Sonne zu bestimmen und das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Nachführeinrichtung zu beurteilen.

Zusammenfassung

Bei der vorliegenden Lösung einer zentralen Messwerterfassung für eine regenerative Hybridanlage handelt es sich um eine leicht zu realisierende Variante, die den gegebenen örtlichen Bedingungen sehr gut angepasst werden kann. Neben der langfristigen Erfassung der Messwerte wird im Rahmen der studentischen Ausbildung eine sofortige Auswertung der Daten hinsichtlich Ertrag, Leistung und des Betriebsverhaltens der einzelnen Versuchsstände ermöglicht, deren Ergebnisse für Interessierte im Internet veröffentlicht werden.

Die Effektivität eines geothermalen Heizwerks, das mit einem Wärmenetz mit quantitativer Regelung zusammen arbeitet.

Władysław Nowak

Technical University of Szczecin, Department of Heat Engineering

al. Piastów 17, PL 70-310 Szczecin, Poland

Phone: (++ 48 91) 449-42-72, Fax: (++ 48 91) 449-45-91

Zusammenfassung

Der Beitrag stellt die Forschungsergebnisse über ein geothermales Heizwerk dar, das ein Wärmenetz, bestehend aus zwei parallel angeschlossenen Wärmeabnehmergruppen, beheizt. In dem Wärmenetz wurde eine quantitative Regelung angewendet, es wurde auch angenommen, daß die Netzwasserströme linear geändert werden. Die Berechnungsergebnisse schildern den Einfluß von relevanten Parametern auf die gewonnene Geothermalenergiemenge für die in diesem Beitrag beschriebenen Varianten.

1. Einleitung

In diesem Beitrag werden die Forschungsergebnisse über ein Wärmenetz mit quantitativer Regelung dargestellt, das mit zwei parallel angeschlossenen Wärmeabnehmergruppen zusammenarbeiten: mit der Hochtemperaturwärmeabnehmer (die Konvektorheizung) und mit der Niedrigtemperaturwärmeabnehmer (die Fußbodenheizung). Der Umlaufwasserstrom für die jeweilige Wärmeabnehmergruppe ändert linear. Sein Höchstwert entspricht der niedrigsten Außentemperatur. Es wurde angenommen, daß die Wärmekapazitätströme in dem geothermalen Wärmetauscher gleich sind: und $\dot{W}_s = \dot{W}_g$ daß der maximale Geothermalwasserstrom, der in dem Geothermaltauscher fließt, begrenzt ist, somit ist auch der maximale Netzwasserstrom $\dot{m}_{sw\ max}$ begrenzt. In Folge dessen werden die Berechnungen für zwei Varianten durchgeführt:

1. wenn $\dot{m}_s < \dot{m}_{sw\ max}$ dann fließt der gesamte Netzwasserstrom durch den Wärmetauscher;
2. wenn $\dot{m}_s > \dot{m}_{sw\ max}$ dann fließt nur ein Teil des gesamten Netzwasserstroms durch den Wärmetauscher, der Rest des Netzwasserstroms $\Delta\dot{m}_s$ fließt außerhalb des Wärmetauschers.

Die Anteile der Hochtemperaturwärmeabnehmern betragen: $\varphi_g = 1,0; 0,75; 0,5; 0,25; 0,$

Die Anteile der Niedrigtemperaturwärmeabnehmern stellen sich dagegen wie folgt dar: $\varphi_p = 1 - \varphi_g.$

Die Temperatur des Zuflusswassers beträgt: am Zufluss der Konvektorheizung $T_{gz} = 95^\circ\text{C}$ und am Zufuhr der Fußbodenheizung $T_{pz} = 60^\circ\text{C}$. Die Berechnungen sind für verschiedene Temperaturbedingungen hinter den jeweiligen Wärmeabnehmergruppen gemacht worden. Für die Temperaturen von: $T_g = 50; 60; 70$ i 80°C , wurde der maximale Volumenstrom des Geothermalwassers auf $\dot{V}_{g\ max} = 200\ \text{m}^3/\text{h}$ bestimmt. Es wurde bei den Berechnungen der Wärmestrombedarf für die Wärmezwecke mit $\dot{Q}_{w\ max} = 8000\ \text{kW}$ angenommen. Das warme Gebrauchswasser wird in einem separaten Netz aufbereitet.

2. Die Beschreibung des Schemas und der Berechnungsvarianten.

Die quantitative Regelung beruht auf der entsprechenden Anpassung des Netzwassermassenstroms für die Bereitstellung des Wärmestroms für die Zwecke der Zentralheizung \dot{Q}_{co} . Es wurde in diesem Beitrag angenommen, daß das warme Nutzwasser bei den einzelnen Abnehmern in den Gasthermen aufbereitet wird; auch die Netzwassertemperaturen am Vor- und Rücklauf bei der quantitativen Regelung gleich sind. Es werden jedoch verschiedene Netzwassertemperaturen für die Konvektorheizung und für die Fußbodenheizung verwendet. Um den Wärmestrombedarf für die Zentralheizungszwecke abhängig von der Außentemperatur zu bestimmen, wird der Wassermassenstrom als Funktion der variablen Außentemperatur errechnet. Um die Wärmeenergie des Geothermalwassers besser ausnutzen zu können, wird der Wasserstrom quantitativ geregelt. Dies wird eng mit der quantitativen Regelung der Netzwassermenge verbunden; es sei denn, daß in dem geothermalen gegenläufigen Wärmetauscher die Bedingung der Gleichung:

$$\dot{m}_s c_{ps} = \dot{m}_g c_{pg} \quad (1)$$

von Wärmekapazitäten des Netz- und Geothermalwassers erfüllt ist.

Es wird angenommen, daß in einem gegenläufigen, mehrströmigen Geothermalwärmetauscher die Temperaturdifferenz 2 K beträgt.

Die quantitative Regelung der Wasserfördermenge wird mittels Steuerung der Pumpendrehzahl sowohl in der Netzumwälzpumpe als auch der Geothermalwasserumwälzpumpe erzielt.

Die in diesem Beitrag dargestellten Forschungsergebnisse beziehen sich auf ein Wärmenetz, das zwei parallel angeschlossenen Wärmeabnehmergruppen versorgt und eine getrennte Netzwasseraufwärmung in einem Kondensationsspitzenlastkessel hat. In diesem Spitzenlastkessel wird das Netzwasser nach der Vorwärmung in dem Geothermalwärmetauscher zu einem erforderlichen Temperaturwert erhöht.

Im Bild 1 wird das Schema oben beschriebenes Wärmenetzes dargestellt.

Bei der Außentemperatur T_z , der gebrauchte Wärmestrom \dot{Q}_{co} für Zentralheizung, die aus beiden Wärmeabnehmergruppen besteht, stellt folgende Formel dar:

$$\dot{Q}_{co} = \dot{Q}_{cog} + \dot{Q}_{cop} \quad (2)$$

Ähnlich gilt es für die minimale Außentemperatur $T_{z \min}$:

$$\dot{Q}_{co \max} = \dot{Q}_{cog \max} + \dot{Q}_{cop \max} \quad (3)$$

Der Anteil der einzelnen Wärmeabnehmergruppen sowohl der Konvektor- als auch der Fußbodenheizung wird wie folgt definiert:

- für die Konvektorheizung:

$$\varphi_g = \frac{\dot{Q}_{cog}}{\dot{Q}_{co}} = \frac{\dot{Q}_{cog \max}}{\dot{Q}_{co \max}} \quad (4)$$

- für die Fußbodenheizung:

$$\varphi_p = \frac{\dot{Q}_{cop}}{\dot{Q}_{co}} = \frac{\dot{Q}_{cop\max}}{\dot{Q}_{co\max}} \quad (5)$$

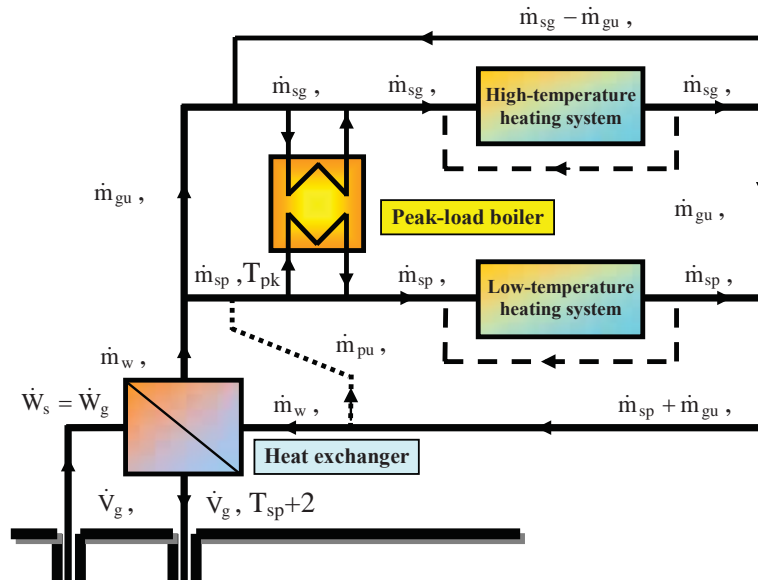


Bild 1: Schema eines geothermalen Wärmewerks das ein Wärmeabnehmernetz versorgt.

Es wurde angenommen, daß die Netzwasserströme für die beiden Wärmeabnehmergruppen sich linear wie folgt ändern:

$$\dot{m}_s = \alpha + \beta T_z \quad (6)$$

Für die Zentralheizung werden die gebrauchten Wärmeströme auf folgende Weise definiert:

$$\dot{Q}_{co} = \dot{Q}_{co\max} \cdot \frac{T_w - T_z}{T_w - T_{z\min.}} \quad (7)$$

Bei den entsprechenden Temperaturen des Einspeise- und Rücklaufwassers wird o.g. Wärmeström mittels des Netzwassermassenstroms zu den Wärmeabnehmern geliefert. Es gilt also:

$$\dot{Q}_{co} = \dot{m}_s c_{ps} (T_z - T_p) \quad (8)$$

Die Formel (6) und (8) gelten sowohl für die Konvektorheizung als auch für die Fußbodenheizung. Es müssen nur entsprechende Indexe (Index „g“ - für die Konvektorheizung und Index „p“ - für die Fußbodenheizung) verwendet werden. Ohne Einzelheiten zu erläutern, ist es möglich aufgrund der Formel (4), (5), (6), (7), (8) die Koeffiziente α und β für die beiden Wärmeabnehmergruppen zu bestimmen [2]. Für die Konvektorheizung erhältman:

$$\alpha_g = \frac{\varphi_g \dot{Q}_{co\max} T_w}{(T_w - T_{z\min.}) c_{ps} (T_{zg} - T_{pg})} \quad (9)$$

$$\beta_g = \frac{-\varphi_g Q_{co\ max}}{(T_w - T_{z\ min.})c_{ps}(T_{zg} - T_{pg})} \quad (10)$$

und für die Fußbodenheizung entsprechend:

$$\alpha_p = \frac{\varphi_g Q_{co\ max} T_w}{(T_w - T_{z\ min.})c_{ps}(T_{zp} - T_{pp})} \quad (11)$$

$$\beta_p = \frac{-\varphi_p Q_{co\ max}}{(T_w - T_{z\ min.})c_{ps}(T_{zp} - T_{pp})} \quad (12)$$

Der gesamte Netzwassermassenstrom wird als die Summe der Netzwassermassenströme der beiden Wärmeabnehmergruppen definiert:

$$\dot{m}_s = \dot{m}_{sg} + \dot{m}_{sp} \quad (13)$$

oder als die Funktion der Außentemperatur T_z :

$$m_s = \alpha + \beta T_z \quad (14)$$

wo: $\alpha = \alpha_g + \alpha_p$ und $\beta = \beta_g + \beta_p$

Es wurden folgende Temperaturen $T_w = 20^\circ C$ und $T_{z\ min} = -16^\circ C$ für die weitere Berechnungen angenommen.

Da man den maximalen geothermalen Wasserstrom, der durch den geothermalen Wärmetauscher fließt angenommen hat, ergibt sich von der Formel (1) der maximale Netzwasserstrom, der durch diesen Wärmetauscher fließt:

$$\dot{m}_{sw\ max} = \dot{m}_{g\ max} \frac{c_{pg}}{c_{ps}} \quad (15)$$

Da das Verhältnis zwischen \dot{m}_s und $\dot{m}_{sw\ max}$ unterschiedlich sein kann, sollte man zwei Berechnungsvarianten A und B ausarbeiten.

1. Die Variante A – wenn $\dot{m}_s < \dot{m}_{sw\ max}$. Das bedeutet, daß in der Heizperiode der gesamte Netzwasserstrom, durch den Wärmetauscher fließt. In diesem Fall sieht das Regelungsdiagramm wie im Bild 2 aus.

Der gewonnene Geothermalwärmestrom hängt von den folgenden Temperaturen ab:

- der Temperatur des einspeisenden Netzwassers;
- der Temperatur des Einspeisenetzwassers der Fußbodenheizung T_{spz} ,
- der Temperatur des Einspeisenetzwassers der Konvektorheizung T_{sgz} sowie
- der Temperatur des Einspeisenetzwassers des geothermalen Wärmetauschers $T_{g\ max}$. Da die

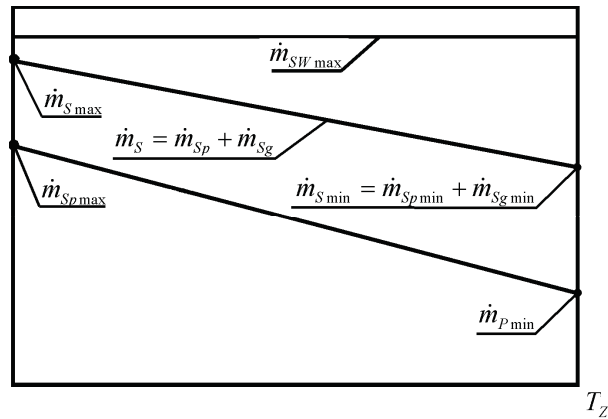


Bild 2: Das Regelungsdiagramm des Netzwasserstroms – Variante A.

Verhältnisse zwischen den o.g. Temperaturen unterschiedlich sein können, kann man hier drei Fälle unterscheiden:

- Fall A_1 , wenn $T_{spz} < (T_{g\ max} + 2)$ und $T_{sgz} < (T_{g\ max} + 2)$. Das Bild 3 stellt für den Fall A_1 das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms mit der Aufteilung der Geothermalwärmeströme für die beiden Heizungen. Die entsprechenden Felder auf diesem Diagramm stellen die Menge der Geothermalwärme, die in der Heizperiode zu dem Fußbodenheizungssystem $Q_{op} = Q_{geo1}$ und zu dem Konvektorheizungssystem $Q_{og} = Q_{geo2}$ geliefert wurde, dar.

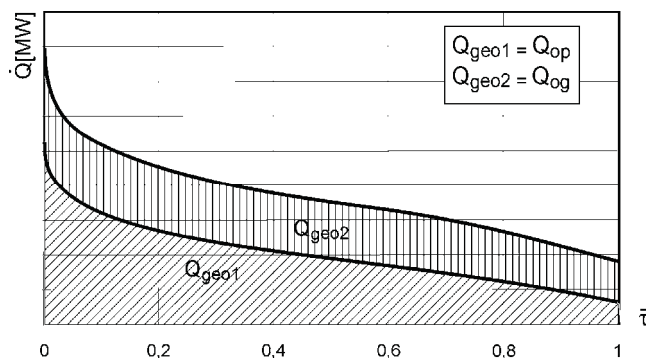


Bild 3: Das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms \dot{Q}_{co} mit den markierten Felder des gewonnenen Geothermalwärme für die Variante A – Fall A_1

- Fall A_2 , wenn $T_{spz} < (T_{g\ max} + 2)$ und $T_{sgz} > (T_{g\ max} + 2)$. Das Bild 4 stellt für diesen Fall das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms dar, mit der Aufteilung auf die Geothermalwärmeströme und den Wärmestrom, der im Spitzenkessel zu der Konvektorheizung geliefert wurde $Q_{og} = Q_k$. Die entsprechenden Felder auf diesem Diagramm stellen die Menge der Geothermalwärme, die zu dem $Q_{op} = Q_{geo1}$ Fußbodenheizungssystem und zu dem Konvektorheizungssystem $Q_{og} = Q_{geo2}$ geliefert wurde, dar.

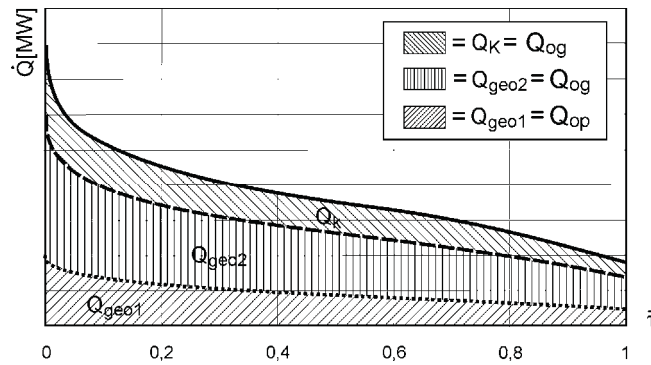


Bild 4: Das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms mit den markierten Felder der gewonnenen Geothermalwärme für die Variante A – Fall A_2

- Fall A_3 , wenn $T_{spz} > (T_{g\ max} + 2)$ und $T_{sgz} > (T_{g\ max} + 2)$. Das Bild 5 stellt für diesen Fall das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms dar. Die entsprechenden Felder auf diesem Diagramm stellen die Menge der Geothermalwärme, die zu dem Fußbodenheizungssystem $Q_{op} = Q_{geo1}$ und zu dem Konvektorheizungssystem $Q_{og} = Q_{geo2}$ geliefert wurde, dar. Die vom Spitzenkessel zu den beiden Heizungssystemen gelieferte Gesamtwärmemenge $Q_{op} + Q_{og} = Q_k$ wurde in Form eines Feldes dargestellt.

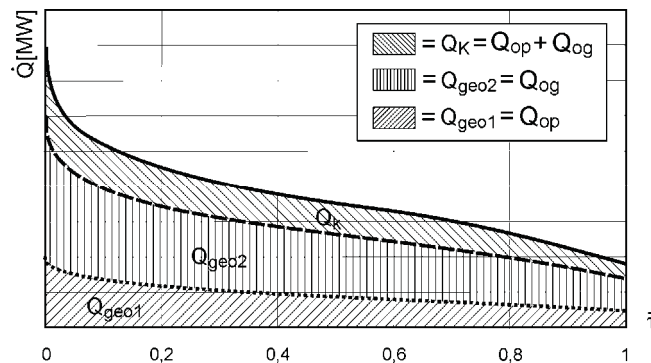


Bild 5: Das geordnete Diagramm des gebrauchten Gesamtwärmestroms mit den markierten Felder der gewonnenen Geothermalwärme für die Variante A – Fall A_3

2. Die Variante B – wenn $\dot{m}_s > \dot{m}_{sw\ max}$. In diesem Fall fließt nur ein Teil des Netzwassers durch den Wärmetauscher. Es wird angenommen, daß zuerst durch den Wärmetauscher das Netzwasser der Fußbodenheizung fließt, weil für diese Heizung die Geothermalwärmemenge meistens größer als für die Konvektorheizung ist. Erst danach fließt durch den Wärmetauscher das Netzwasser der Konvektorheizung. Bei dieser Vorgehensweise, werden für diese Variante drei Fälle B_1 , B_2 i B_3 . betrachtet: Fall B_1 wenn $\dot{m}_{sp\ max} < \dot{m}_{sw\ max} < \dot{m}_{sg\ max}$ - siehe das Regelungsdiagramm, das auf dem Bild 6 dargestellt wird.

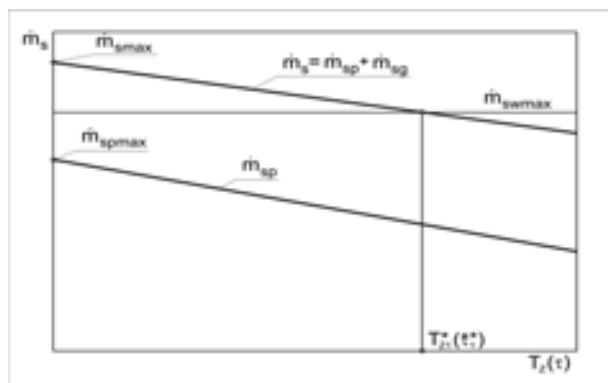


Bild 6: Das Regelungsdiagramm des Netzwasserstroms – Variante B, Fall B_1

In diesem Fall fließt das Netzwassermassenstrom der Fußbodenheizung über den Wärmetauscher durch die ganze Heizperiode: von $\bar{\tau}_0 = 0$ bis $\bar{\tau}_0 = 1$. Das Netzwassermassenstrom der Konvektorheizung fließt dagegen anfangs teilweise über den Wärmetauscher in der Menge

$$\dot{m}_{sg} = \dot{m}_{sw\max} - (\alpha_p + \beta_p T_z) \quad (16)$$

durch in der reduzierten Zeit: von $\bar{\tau} = 0$ bis $\bar{\tau} = \bar{\tau}_1^*$. In der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_1^*$ bis $\bar{\tau} = 1$ fließt über den geothermalen Wärmetauscher der Netzwassermassenstrom der Konvektorheizung entsprechend:

$$\dot{m}_{sg} = \alpha_g + \beta_g T_z \quad (17)$$

Fall B_2 wenn $\dot{m}_{sp\min} < \dot{m}_{sw\max} < \dot{m}_{sp\max}$ - dann siehe das Regelungsdiagramm, das auf dem Bild 7 dargestellt wird. In diesem Fall, in der ersten Phase der Heizperiode, in der Zeit von $\bar{\tau} = 0$ bis $\bar{\tau} = \bar{\tau}_2^*$ fließt über den Wärmetauscher nur ein Teil des Netzwassermassenstroms der Fußbodenheizung in der Menge von $\dot{m}_{sp} = \dot{m}_{sw\max}$ durch.

In der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_2^*$ bis $\bar{\tau} = 1$ fließt der ganze Netzwassermassenstrom der Fußbodenheizung \dot{m}_{sp} über den Wärmetauscher – nach folgender Formel:

$$\dot{m}_{sp} = \alpha_p + \beta_p T_z \quad (18)$$

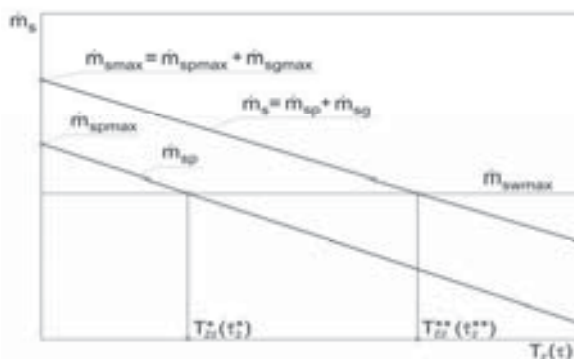


Bild 7: Das Regelungsdiagramm des Netzwasserstroms – Variante B, Fall B_2

In der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_2^*$ bis $\bar{\tau} = \bar{\tau}_2^{**}$ wird der Netzwassermassenstrom der Konvektorheizung, dessen Teil durch den Wärmetauscher fließt mit der Formel (16) beschrieben. In der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_2^*$ bis $\bar{\tau} = 1$ fließt der ganze Netzwassermassenstrom der Konvektorheizung auch über den Wärmetauscher – nach der Formel: (17). Fall B_3 wenn: $\dot{m}_{sp\ max} > \dot{m}_{sw\ max}$ und $\dot{m}_{sp\ min} < \dot{m}_{sw\ max}$ - siehe das Regelungsdiagramm, das auf dem Bild 8 dargestellt wird.

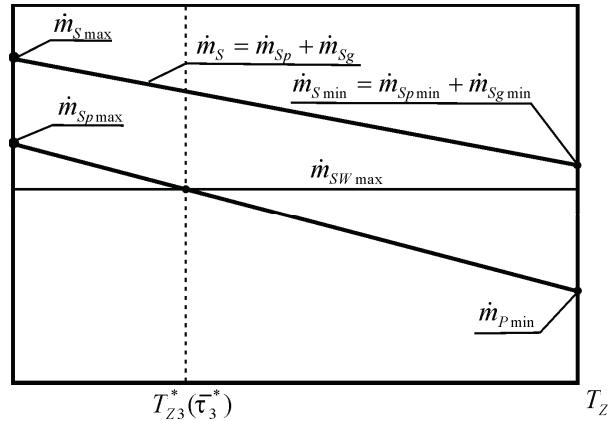


Bild 8: Das Regelungsdiagramm des Netzwasserstroms – Variante B, Fall B_3

In allen drei Fällen der Variante B sollte man die Außentemperatur errechnen, die die Änderung des Netzwassermassenstroms der durch den Wärmetauscher fließt bestimmt. Da im Fall B_1 der Bedarf \dot{m}_{sp} am Netzwassermassenstrom für die Fußbodenheizung größer ist, als der maximale Netzwassermassenstrom $\dot{m}_{sw\ max}$ der durch den Wärmetauscher fließt, muss die Außentemperatur $T_{z_1}(\bar{\tau}_1^*)$ errechnet werden, wenn $\dot{m}_{sp} = \dot{m}_{sw\ max}$. Das erreicht man mit Hilfe der Formel (6) nach der Umwandlung zu folgender Formel:

$$T_{z_1}(\bar{\tau}_1^*) = \frac{\dot{m}_{sw\ max} - \alpha_p}{\beta_p} \quad (6a)$$

Im Fall B_2 , ist der Bedarf am Netzwassermassenstrom für die Fußbodenheizung, größer als $\dot{m}_{sw\ max}$, der durch den Wärmetauscher fließt, muss die Außentemperatur $T_{z_2}^*(\bar{\tau}_2^*)$ errechnet werden, wenn $\dot{m}_{sp} = \dot{m}_{sw\ max}$. Das erreicht man mit Hilfe der Formel (6) nach der Umwandlung zu der Formel:

$$T_{z_2}^*(\bar{\tau}_2^*) = \frac{\dot{m}_{sw\ max} - \alpha_p}{\beta_p} \quad (6b)$$

Als nächste muß die Außentemperatur $T_{z_2}^{**}(\bar{\tau}_2^{**})$ errechnet werden, bei der, der volle Netzwassermassenstrom durch den Wärmetauscher fließen wird. Das erreicht man mit Hilfe der Formel (6) nach der Umwandlung zu folgender der Formel:

$$T_{z_2}^{**}(\bar{\tau}_2^{**}) = \frac{\dot{m}_{sw\ max} - \alpha}{\beta} \quad (6c)$$

- Im Fall B_3 , ist der Bedarf am Netzwassermassenstrom für die Fußbodenheizung \dot{m}_{sp} , größer als der Grenzwert $\dot{m}_{sw\ max}$ der durch den Wärmetauscher fließt, muss die Außentemperatur $T_{z_3}^*(\bar{\tau}_3^*)$

errechnet werden. Die Temperatur $T_{z_3}^*(\bar{\tau}_3^*)$ muß der Gleichung der Massenströme $\dot{m}_{sp} = \dot{m}_{sw\max}$ entsprechen. Nach der Umwandlung der Formel (6) erreicht man hier:

$$T_{z_3}^*(\bar{\tau}_3^*) = \frac{\dot{m}_{sw\max} - \alpha_p}{\beta_p} \quad (6d)$$

In diesem Fall, in der Anfangsphase der Heizperiode in der Zeit von $\bar{\tau}_0 = 0$ bis $\bar{\tau} = \bar{\tau}_3^*$, fließt nur ein Teil von dem Netzwassermassenstrom für die Fußbodenheizung $\dot{m}_{sp} = \dot{m}_{sw\max}$ durch den Wärmetauscher. Wieder in der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_3^*$ bis $\bar{\tau} = 1$ fließt der ganze Netzwassermassenstrom der Fußbodenheizung durch den Wärmetauscher laut folgende Formel $\dot{m}_{sp} = \alpha_p + \beta_p T_z$.

Wieder in der Zeit von $\bar{\tau} = \bar{\tau}_3^*$ bis $\bar{\tau} = 1$ durch den geothermalen Wärmetauscher ein Teilstrom des Netzwassers für die Konvektorheizung – laut die Formel (16) – fließt.

Mit den Formeln (6a), (6b), (6c) und (6d) ist es möglich die reduzierten Zeiten $\bar{\tau}_1^*$, $\bar{\tau}_2^*$ und $\bar{\tau}_2^{**}$ zu errechnen. Sie werden als Integralgrenze bei der Ermittlung der Geothermalwärme eingesetzt.

Für die oben besprochene drei Fälle der Variante B werden auf den Bildern 9, 10 und 11 die geordnete Diagramme des Bedarfs an Gesamtwärmestrome \dot{Q}_{co} mit den markierten Felder des gewonnenen Geothermalwärme.

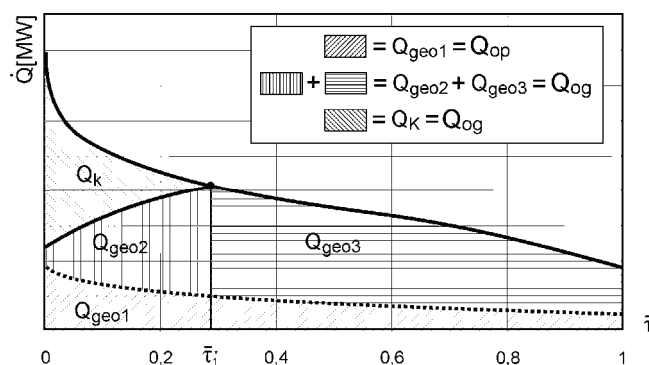


Bild 9: Das geordnete Diagramm des Bedarfs am Gesamtwärmestrom mit den markierten Felder der gewonnenen Geothermalwärme für die Variante B – Fall B_1

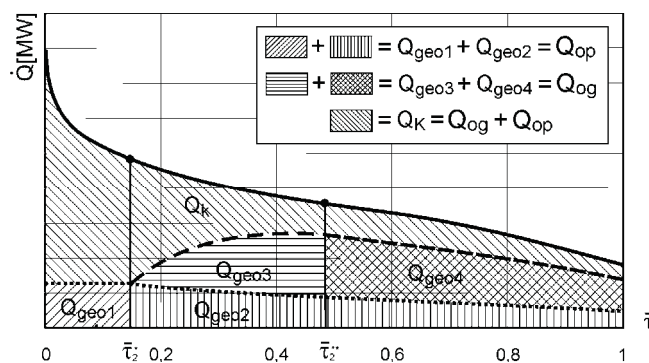


Bild 10: Das geordnete Diagramm des Bedarfs am Gesamtwärmestrom mit den markierten Felder der gewonnenen Geothermalwärme für die Variante B – Fall B_2

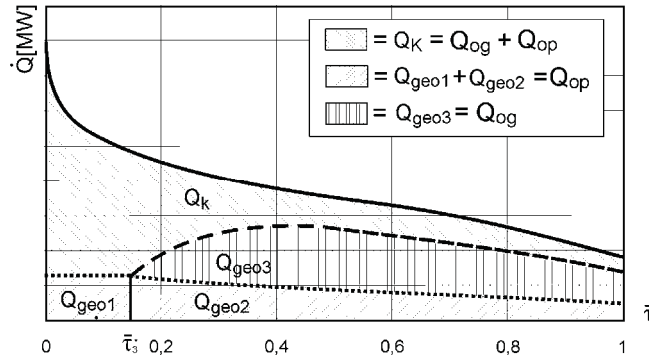


Bild 11: Das geordnete Diagramm des Bedarfs am Gesamtwärmestrom mit den markierten Felder der gewonnenen Geothermalwärme für die Variante B – Fall B₃

3. Die Berechnungsmethode der Gewinnung der Geothermalwärme

In der Variante A, wenn der gesamte Netzwasserwärmestrom durch den Wärmetauscher fließt, kann man die gewonnene Geothermalwärmemenge als die Summe ($Q_{geo} = Q_{geo1} + Q_{geo2}$) der u.g. Formel bestimmen. Für die Fußbodenheizung bekommt man:

$$Q_{geo1} = c_{ps} [T_{gmax} - (T_{p0} + 2)] \tau_0 \int_0^1 \dot{m}_{sp} d\bar{\tau} \quad (19)$$

und für die Konvektorheizung:

$$Q_{geo2} = c_{ps} [T_{gmax} - (T_{gp} + 2)] \tau_0 \int_0^1 \dot{m}_{sg} d\bar{\tau} \quad (20)$$

Wenn $T_{sz} < T_{gmax}$ dann deckt die Geothermalwärme den Gesamtbedarf der Zentralheizung (3). Falls $T_{sz} > T_{gmax}$ dann deckt die Geothermalwärme nur einen Teil des Bedarfs der Zentralheizung In diesem Fall ist es erforderlich das Netzwasser mit dem Spitzenkessel aufzuheizen. (Bild 4 und 5). Im Fall der Variante B werden vorrangig die Gleichungen dargestellt die im Fall B₁ die Gesamtgeothermalwärme bestimmen.

Es werden dann die entsprechend markierten Felder auf dem geordneten Diagramm des Bedarfs an Heizungswärme (Bild 6), die einzelnen Bestandteile der Geothermalwärme darstellen.

$$Q_{geo} = Q_{geo1} + Q_{geo2} + Q_{geo3} \quad (21)$$

Die einzelne Bestandteile der Formel (21) werden wie folgt definiert:

$$Q_{geo1} = c_{ps} [T_{pz} - T_{pp}] \tau_0 \int_0^1 \dot{m}_{sp} d\tau \quad (22)$$

$$Q_{geo2} = c_{ps} [T_{gmax} - (T_{gp} + 2)] \tau_0 \int_0^{\bar{\tau}_1} (\dot{m}_{swmax} - \dot{m}_{sp}) d\tau \quad (23)$$

$$Q_{geo_3} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{gp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_1^*}^1 \dot{m}_{sg} d\bar{\tau} \quad (24)$$

Im Fall B_2 werden die einzelnen Bestandteile der gewonnenen Geothermalwärme als entsprechende Felder auf dem geordneten Diagramm dargestellt (Bild 10). Die gesamtgewonnene Geothermalwärme wird durch folgende Formel definiert:

$$Q_{geo} = Q_{geo_1} + Q_{geo_2} + Q_{geo_3} + Q_{geo_4} \quad (25)$$

Die einzelnen Bestandteile der obigen Formel (25) sind wie folgt:

$$Q_{geo_1} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{pp} + 2) \right] \tau_0 \bar{\tau}_2^* \dot{m}_{sw_{\max}} \quad (26)$$

$$Q_{geo_2} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{pp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_2^*}^1 \dot{m}_{sp} d\bar{\tau} \quad (27)$$

$$Q_{geo_3} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{gp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_2^*}^{\bar{\tau}_2^{**}} (\dot{m}_{w_{\max}} - m_{sp}) d\bar{\tau} \quad (28)$$

$$Q_{geo_4} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{gp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_2^{**}}^1 \dot{m}_{sg} d\bar{\tau} \quad (29)$$

Im Fall B_3 werden die einzelnen Bestandteile der gewonnenen Geothermalwärme als entsprechende Felder auf dem geordneten Diagramm dargestellt (Bild 11). Die gesamtgewonnene Geothermalwärme wird durch folgende Formel definiert:

$$Q_{geo} = Q_{geo_1} + Q_{geo_2} + Q_{geo_3} \quad (30)$$

Die einzelnen Bestandteile der obigen Formel (30) sind wie folgt:

$$Q_{geo_1} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{pp} + 2) \right] \tau_0 \bar{\tau}_3^* \dot{m}_{sw_{\max}}, \quad (31)$$

$$Q_{geo_2} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{pp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_3^*}^1 \dot{m}_{sp} d\bar{\tau}, \quad (32)$$

$$Q_{geo_3} = c_{ps} \left[T_{g_{\max}} - (T_{gp} + 2) \right] \tau_0 \int_{\bar{\tau}_3^*}^1 [\dot{m}_{sw_{\max}} - \dot{m}_{sp}] d\bar{\tau}. \quad (33)$$

4. Zusammenstellung und Kurzdiskussion der Ergebnisse der Wärmeberechnungen.

Die Berechnungen wurden anhand der in der Einleitung angegebenen Zahlenwerte durchgeführt. Diese Daten beziehen sich auf ein geothermales Heizwerk, das eine parallel geschaltete Gruppe von von quantitativ geregelten Wärmeabnehmer einspeist. Die angewandte Daten beziehen sich auf die möglichen und in der Varianten A und B beschriebenen Fälle. Die entsprechenden Berechnungsgleichungen wurden in der Arbeit [1] und in den Kapitel 2 und 3 des vorgelegten

Referates angegeben. Die Variantenberechnungen berücksichtigen den Einfluss der einzelnen Wärmeabnehmergruppen, sowie des Netz- und geothermalen Wassers am Vor- und Rücklauf. Man sollte hier jedoch darauf aufmerksam machen, dass im Fall der Fußbodenheizung die Netzwassertemperaturen am Vor- und Rücklauf niedriger als im Fall der Konvektorheizung sind. Aus diesem Grund hat die Zunahme des Anteils an der Fußbodenheizung einen positiven Einfluss auf den Ausnutzungsgrad der geothermalen Wärme. Alle Berechnungsergebnisse wurden in [2] in Tabellenform zusammengefasst. Sie bildeten dann die Grundlage für die Erstellung von Diagrammen mit deren Hilfe die Darstellung der wesentlichen Einflußgrößen auf die Menge der geothermalen Energie möglich war.

In dem vorliegenden Referat wurde nur die allgemeine Berechnungsmethodik vorgestellt. (Ein weiteres Teil der Forschungsergebnisse wurde im Rahmen des Vortrages präsentiert). Durch die Anwendung der quantitativen Regelung besteht die Möglichkeit einer besser Ausnutzung der geothermalen Energie insbesondere in der Zeit des niedrigeren Bedarfs an Raumwärme. Im Falle der Rücklaufwassertemperatur von $T_{sp} \geq 40^\circ\text{C}$ und der Temperatur des geothermalen Wassers von $T_{g\max} < 60^\circ\text{C}$ ist der Ausnutzungsgrad der geothermalen Energie relativ klein, wodurch die Anwendung der Lösung mit dem geothermalen Wärmetauscher sehr fraglich ist. Diese Variante kann man erst bei höheren Temperaturen des geothermalen Wassers $T_{g\max} > 60^\circ\text{C}$ und niedrigeren Temperaturen des Netzwassers $T_{sp} < 40^\circ\text{C}$ anwenden, wobei zusätzlich die Nutzung der Fußbodenheizung hier vorausgesetzt bleibt. Für die konventionelle Konvektorheizung wäre es erst dann sinnvoll, wenn die Temperatur des Netzwassers entsprechend am Vorlauf $T_{gz} = 90^\circ\text{C}$ und am Rücklauf $T_{gp} = 30^\circ\text{C}$ beträgt. Die Temperatur des geothermalen Wassers soll dann größer als $T_{g\max} > 70^\circ\text{C}$ sein.

5. Abschließende Bemerkungen

Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse der Berechnungsergebnisse, die sich auf den Fall eines geothermalen Heizwerks, das mit einer Gruppe von parallel geschalteten und quantitativ geregelten Wärmeabnehmern bezieht, konnten folgende Schlußfolgerungen formuliert werden:

- Die quantitative Regelung ermöglicht, durch die Anpassung des gewonnenen Energiestromes an das Energiebedarfsstrom, eine bessere Ausnutzung der geothermalen Energie;
- Die Nutzung der geothermalen Energie für die Fußbodenheizung mit einer quantitativen Regelung ist nur dann sinnvoll, wenn die Temperatur des geothermalen Wassers größer als $T_{g\max} > 60^\circ\text{C}$. Die Nutzung der geothermalen Energie für die konventionelle Konvektorheizung mit einer quantitativen Regelung ist wiederum nur dann sinnvoll, wenn die Temperatur des geothermalen Wassers größer als $T_{g\max} > 70^\circ\text{C}$. Für beide Fälle soll die Temperatur des Rücklaufwassers $T_{gp} = 30^\circ\text{C}$ betragen.
- Einen positiven Einfluss auf die Effektivität der Nutzung der geothermalen Energie hat der entsprechend hohe Anteil an der Fußbodenheizung.

Die Arbeit wurde ausgeführt im Rahmen des Projektes KBN Nr. 1728/T10/2001/21

Literatur:

1. Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: Systems of exploitation and utilization geothermal Energy, Edition of Technical University of Szczecin, Szczecin 2000 r.
2. Nowak W., Stachel A. i inni: Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej systemów ogrzewczych zasilanych wodą geotermalną o średniej i niskiej entalpii (projekt KBN nr 1728/T10/2001/21, Szczecin 2004 nie opublikowane).

Aufstellung der wichtigsten Formellzeichen:

- Q - Wärmemenge
 \dot{m}_s - Massenstrom des Netzwassers
 \dot{m}_g - Massenstrom des geothermalen Wassers
 Q_{co} - Wärmestrom für die Raumwärme für eine gegebene Außentemperatur T_z
 τ_0 - die Dauer der Heizperiode
 τ - die Zeit in der die Außentemperaturen niedriger als die Temperatur T_z waren
 $\bar{\tau} = \frac{\tau}{\tau_0}$ - die reduzierte Zeit in der die Außentemperaturen niedriger als die Temperatur T_z waren
 φ - Anteil der Heizungsart
 T - Netzwassertemperatur
 T_w - innere Temperatur (geforderte Raumtemperatur)
 T_z - Außentemperatur
 α, β - Koeffizienten

Indizes:

- min - Minimalwert
max - Maximalwert
 p - Fußbodenheizung
 g - konventionelle Konvektorheizung
 p - Temperatur des Netzwassers am Rücklauf
 z - Temperatur des Netzwassers am Vorlauf
 w - bezogen auf das Netzwasser im Wärmetauscher
 g, geo - bezogen auf das geothermale Wasser
1,2,3,4 - bezogen auf die einzelnen Größen

„DER CLAUSIUS-RANKINE-KREISPROZESS ALS BEWERTUNGSKRITERIUM EINES GEOTHERMALEN KRAFTWERKES“

W. Nowak, A. Borsukiewicz-Gozdur

*Technische Universität Szczecin, Fakultät Maschinenwesen, Lehrstuhl für Wärmetechnik
PL 70-310 Szczecin, Al. Piastów 19, email: aleksandra.borsukiewicz-gozdur@ps.pl*

Schlüsselwörter: binäres Kraftwerk, geothermale Energie, niedrigsiedende Flüssigkeit, C – R – Kreislauf

Zusammenfassung: In der vorliegenden Arbeit wurden Ergebnisse der Untersuchungen der Effektivität der Arbeit eines binären Kraftwerkes, das mit geothermale Wasser mit einem Volumenstrom von 100 m³/h und der Temperatur im Bereich von 80 bis 100°C eingespeist wird, d.i. mit geothermale Wasser mit Parametern, die in Polen anzutreffen sind. Es wurden Möglichkeiten des Einsatzes verschiedener niedrigsiedender Stoffe unter dem Gesichtspunkt der effektivsten Ausnutzung der geothermalen Energie analysiert. Für die Vergleichsanalyse der Effektivität der Arbeit des binären Kraftwerkes wurden Größen verwendet, die den Vergleichskreislauf von Clausius-Rankin charakterisieren.

1. Einleitung

Polen verfügt über reiche Ressourcen des geothermalen Wassers, die nach [1] ca. 6500 km² betragen.

Das reale technische Potential der geothermalen Ressourcen beträgt 1512 PJ/a [2], d.i. ca. 40% des gegenwärtigen Verbrauchs der primären Energie. Die in Polen vorkommenden geothermalen Gewässer von mittlerer und niedriger Enthalpie werden überwiegend zum Heizen der Gebäude und für die Warmwasservorbereitung genutzt. Diese Art der Erschließung der geothermalen Energie ist auf jeden Fall empfehlenswert, jedoch aufgrund der veränderlichen Jahreszeiten beschränkt.

Im Lehrstuhl für Wärmetechnik der Technischen Universität Szczecin werden Untersuchungen an den Möglichkeiten der Nutzung der geothermalen Energie von mittlerer Enthalpie für die Erzeugung der Elektroenergie geführt, was das volle Betreiben der bestehenden Ressourcen auch außerhalb der Heizperiode möglich machen würde.

2. Allgemeine Charakteristik der geothermalen Kraftwerke

Es gibt drei grundsätzliche Arten der geothermalen Kraftwerke [3]:

- mit direkter Verdampfung des geothermalen Wassers im Entspanner – Separator (System *flash*). Der im Entspanner erzeugte Dampf, nach dem Beseitigen der Wassertröpfchen im Separator, wird einer Dampfturbine zugeführt. Der verflüssigte Dampf wird gemeinsam mit dem geothermalen Wasser aus dem Entspanner ins Reservoir zurückgeführt. Für Lösungen dieser Art beträgt die minimale Temperatur des geothermalen Wassers 110°C. In den Abbildungen Nr. 1 und 2 wurden verschiedene Varianten der geothermalen Kraftwerke mit direkter Verdampfung des geothermalen Wassers schematisch dargestellt.

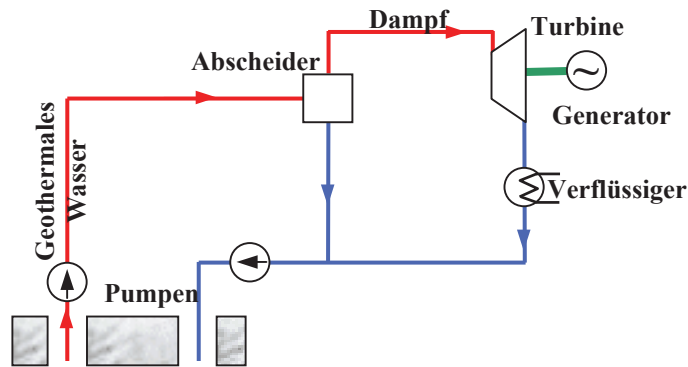


Abb. 1 Schema eines geothermalen Kraftwerkes mit direkter Verdampfung des geothermalen Wassers

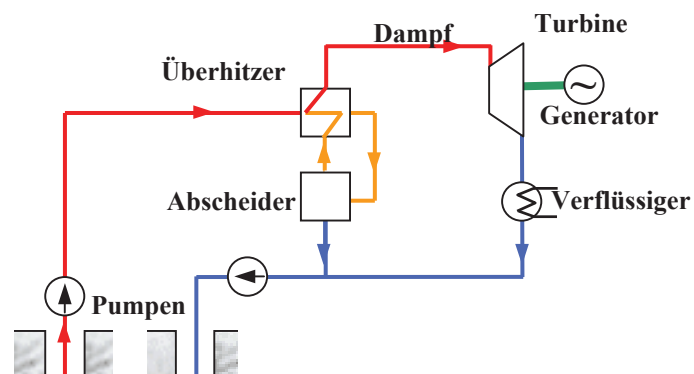


Abb. 2 Schema eines geothermalen Kraftwerkes des Typs Single-Flash - Typs mit Dampfüberhitzer

- Kraftwerke mit zwei Energieträgern (binär). In binären Systemen wird die Wärme des geothermalen Wassers für die Verdampfung / Überhitzung des Wärmeträgers im zweiten Kreislauf verwendet. Erst der Arbeitsstoff wird der Dampfturbine zugeführt. Zum Arbeitsstoff kann entweder niedrigsiedende Flüssigkeit oder Wasser werden (wenn die Eigenschaften des geothermalen Wassers seinen unmittelbaren Einsatz nicht erlauben). Im diesem zweiten Fall sollte die Temperatur des geothermalen Wassers höher als 120°C sein. Auf der Abb. 3 wurde ein Schema eines binären Kraftwerkes mit Dampfüberhitzer dargestellt.

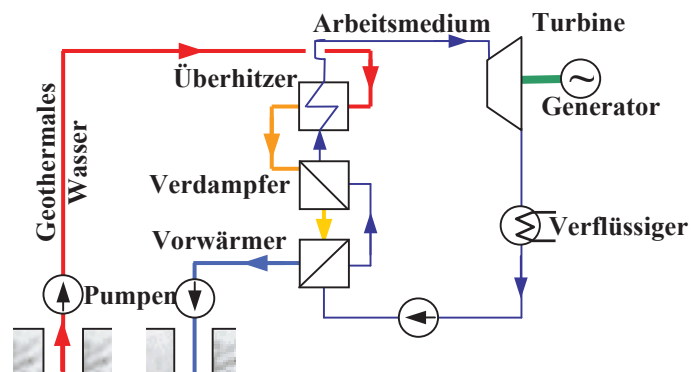


Abb. 3 Schema eines binären geothermalen Kraftwerkes mit Dampfüberhitzer des Arbeitsstoffes

- Gekoppelte geothermale Kraftwerke. In der Abbildung 4 wurde ein Schema eines kombinierten, gekoppelten Kraftwerkes dargestellt, das aus zwei binären Systemen besteht [4]. Das geothermale Wasser überträgt im Wärmetauscher HE1 einen Teil der Energie an dem ersten Kreislauf, wo
- der gesättigte Wasserdampf als Arbeitsstoff eingesetzt wird und die Turbine 1 antreibt. Im Wärmetauscher HE2 erfolgt der Wärmeaustausch zwischen dem geothermalen Wasser und dem Niedersieder, der die Turbine 2 antreibt.

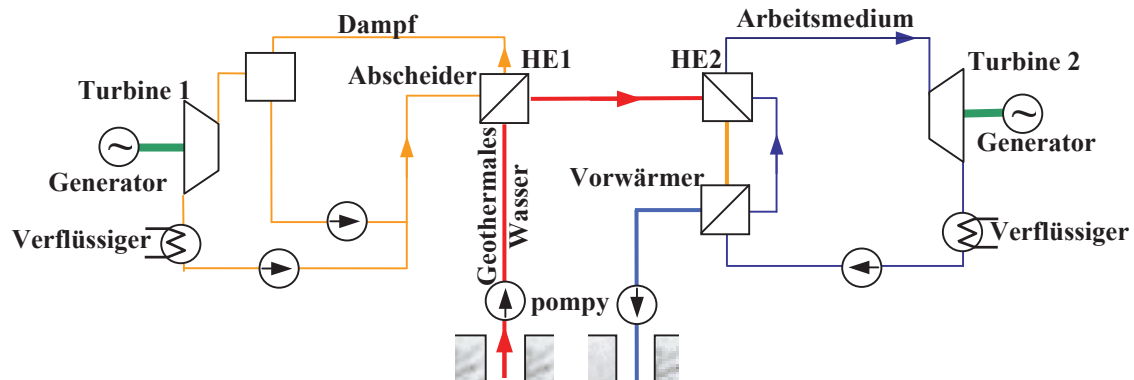


Abb.4 Schema eines kombinierten geothermalen Kraftwerkes

Um die Leistung zu Erhöhen, beziehungsweise den Wirkungsgrad des geothermalen Kraftwerkes zu verbessern, werden Lösungen eingesetzt, in welchen der Dampfkreislauf mit einem Turbinenverbrennungsmotor oder mit einer Wärmepumpe gekoppelt ist [3].

3. Charakteristik der binären Kraftwerke

Da die Temperatur des geothermalen Wassers in Polen nur in Tiefbohrungen 120°C überschreitet [5] und in den bestehenden geothermalen Heizwerken maximal 86°C beträgt [4], ist die Anwendung der ersten Lösung in den bestehenden Bohrungen unmöglich. Unter der Annahme, dass wir über das geothermale Wasser von einer Temperatur von 80 bis 100°C verfügen, wurden im weiteren Teil der vorliegenden Arbeit Berechnungen der binären geothermalen Kraftwerke mit dem als Arbeitsstoff eingesetzten Niedersieder, der im C – R - Kreislauf arbeitet, vorgenommen.

Für die Kreisläufe mit niedriger Temperatur ist die korrekte Wahl des Arbeitsstoffes von großer Bedeutung. Alle Niedersieder wurden in Abhängigkeit vom Verlauf der Sättigungskurve in der Anordnung Druck – Enthalpie oder Temperatur – Entropie in zwei Gruppen unterteilt und auf den Abbildungen 5 und 6 dargestellt.

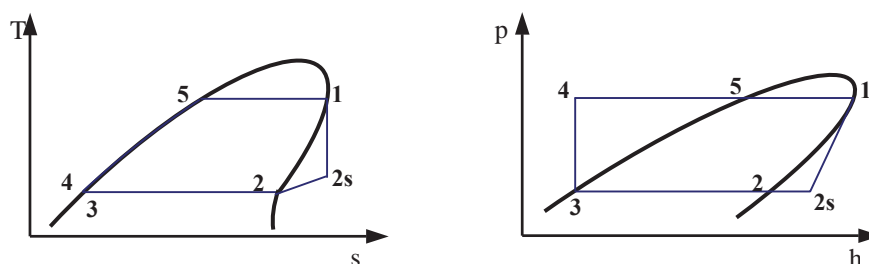


Abb. 5 Verlauf der Sättigungskurven der Niedersieder in Anordnung T-s und p-h, für welche das Verfahren der isentropen Entspannung in der Turbine im Bereich des überhitzten Dampfes verläuft.

Im ersten Fall besteht der Kreislauf als folgenden nacheinander folgenden Umwandlungen: 1-2s isentrope Entspannung, 2s-2 Abkühlung des Dampfes, 2-3 Verflüssigung, 3-4 Pumpen der Flüssigkeit um entsprechende Druck- und Temperaturwerte zu erreichen, 4-5 Erhitzung der Flüssigkeit und 5-6 Verdampfen des Niedrigsieders bis zum Erreichen der Phase des gesättigten Trockendampfes. Für diese Gruppe der Stoffe, verläuft der isentrope Entspannungsprozess im Zustand des überhitzten Dampfes. Für sonstige Stoffe, die zur zweiten Gruppe gehören, verläuft der isentrope Entspannungsprozess im Nassdampfbereich, weil in diesem Fall keine Umwandlung 2s-2 – Abkühlung des Dampfes - auftritt.

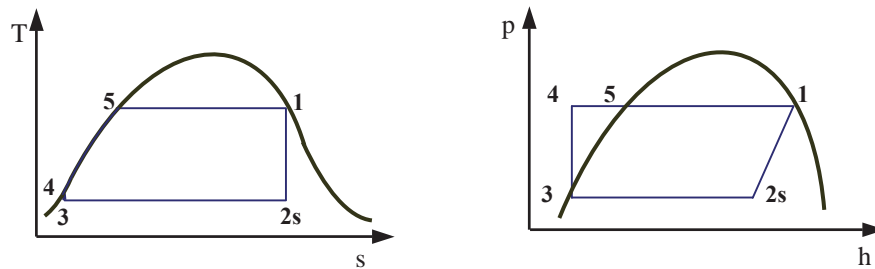
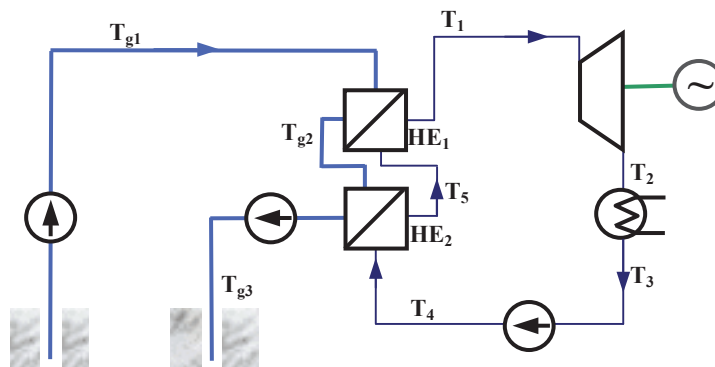


Abb.6 Verlauf der Sättigungskurven der Niedrigsieder in Anordnung T-s und p-h, für welche das Verfahren der isentropen Entspannung in der Turbine im Nassdampfbereich verläuft.

Das Schema des in der vorliegenden Arbeit betrachteten binären geothermalen Kraftwerkes wurde in der Abbildung 7 dargestellt. Die Temperaturen T des Niedrigsieders und Temperaturen T_g des geothermalen Wassers wurden gekennzeichnet.



Rys.7 Schema eines binären geothermalen Kraftwerkes ohne Überhitzung des Dampfes des Niedrigsieders

In der Abbildung 8 wurden die Temperaturfelder der Wärmeträger in den einzelnen Wärmetauschern dargestellt und die Temperaturen am Einlauf und Ablauf gemäß den Kennzeichnungen auf dem Schema Nr. 7 gekennzeichnet.

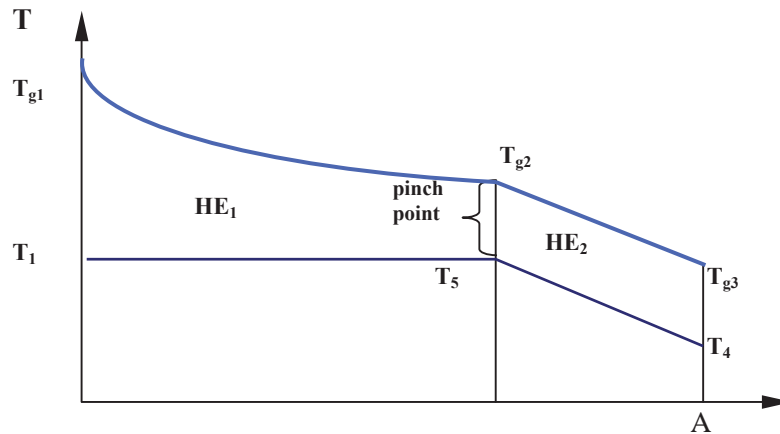


Abb. 8 Temperaturfeld der Wärmeträger im niedrigsiedenden Kreislauf

4. Kennziffer für die Bewertung der niedrigsiedenden Stoffe

Für die Berechnungen wurden drei Niedrigsieder aus der ersten Gruppe gewählt. Bei der Wahl richtete man sich hauptsächlich nach den ökologischen Kennziffern der Bewertung der Kühlstoffe, es wurden nämlich Stoffe vom niedrigen Potential der Zerstörung der Ozonschicht gewählt (ODP) und vom niedrigen Potential zur Bildung des Treibhauseffektes (GWP) gewählt, nach den Arbeitsdruckbereichen und nach der Verfügbarkeit der Berechnungsdaten. In der Tabelle 1 wurden ökologische Kennziffer der für die Berechnungen ausgewählten Stoffe zusammengestellt und zusätzlich, als Vergleich, der Kühlstoff 12, der gegenwärtig aus der Nutzung zurückgezogen wird.

Niedrigsieder	ODP	GWP
R124	0,022	480
R227	0	3300
R600A	0	3
R12	1	7300

Tabelle 1 Zusammenstellung der ODP- und GWP – Kennziffer für gewählte Niedrigsieder

4.1 Bewertung unter dem Gesichtspunkt des Wirkungsgrades des Kreislaufs

Gemäß dem II. Satz der Thermodynamik der höchste theoretische Wirkungsgrad, der im Kreislauf eines Dampfkraftwerkes zu erreichen ist, das im Temperaturbereich T_5 (obere Wärmequelle) und T_3 (untere Wärmequelle) arbeitet, ist der Wirkungsgrad des Carnotschen Kreisprozesses, der mit folgender Beziehung beschrieben wird:

$$\eta_C = 1 - \frac{T_3}{T_5} \quad (1)$$

Den Wirkungsgrad des Clausius-Rankin - Kreisprozesses, der auf der Abbildung 5 dargestellt wurde, kann man mit folgender Formel beschreiben

$$\eta_{CR} = 1 - \frac{q_w}{q_d} = 1 - \frac{\bar{T}_w}{\bar{T}_d} \quad (2)$$

Die mittlere Temperatur des Stoffes bei der Wärmezuführung \bar{T}_d kann man aus folgender Beziehung berechnen

$$\bar{T}_d = \frac{q_d}{s_1 - s_4} = \frac{h_5 - h_3 + h_{fg}(T_5)}{s_1 - s_4} \quad (3)$$

Nach entsprechenden Umwandlungen der Beziehung (3) erhalten wir zwei weitere Gleichungen (4) und (5):

$$\bar{T}_d = \frac{c_{p_c}(T_5 - T_3) + h_{fg}(T_5)}{c_{p_c} \ln \frac{T_5}{T_3} + \frac{h_{fg}(T_5)}{T_5}} \quad (4)$$

$$\frac{\bar{T}_d}{T_5} = \frac{\frac{h_{fg}(T_5)}{T_5 c_{p_c}} - \ln \frac{T_3}{T_5}}{\frac{h_{fg}(T_5)}{T_5 c_{p_c}} + 1 - \frac{T_3}{T_5}} = \theta_I. \quad (5)$$

Für die Vereinfachung der Betrachtungen, stellt die Beziehung (5) eine bestimmte dimensionslose Größe $\theta_I = f(T_3, T_5, c_{p_c}, h_{fg}(T_5))$, deren Wert von der höchsten und niedrigsten Temperatur im Kreislauf als auch von den Wärmeigenschaften des Arbeitsstoffes abhängig ist.

Die Berechnungsweise von \bar{T}_w hängt von den Eigenschaften des Niedrigsieders ab. Für die Stoffe aus der ersten Gruppe wird die mittlere Temperatur des Stoffes bei der Wärmeabführung \bar{T}_w folgendermaßen berechnet:

$$\bar{T}_w = \frac{q_d}{s_{2s} - s_3} = \frac{h_{2s} - h_2 + h_{fg}(T_3)}{s_1 - s_3}. \quad (6)$$

Nach entsprechenden Umwandlungen, kann man die Beziehung (6) zu Beziehungen (7) und (8) bringen:

$$\bar{T}_w = \frac{c_{p_p}(T_{2s} - T_3) + h_{fg}(T_3)}{c_{p_p} \ln \frac{T_{2s}}{T_3} + \frac{h_{fg}(T_3)}{T_3}} \quad (7)$$

$$\frac{\bar{T}_w}{T_3} = \frac{\left(\frac{T_{2s}}{T_3} - 1\right) + \frac{h_{fg}(T_3)}{T_3 c_{p_p}}}{\ln \frac{T_{2s}}{T_3} + \frac{h_{fg}(T_3)}{T_3 c_{p_p}}} = \theta_{II}. \quad (8)$$

Ähnlich wie bei der Bestimmung der mittleren Temperatur des Stoffes bei der Wärmezuführung, stellt die Beziehung (8) eine dimensionslose Kennziffer θ_{II} dar, die Funktion von $\theta_{II} = f(T_3, T_{2s}, c_{p_p}, h_{fg}(T_3))$ ist.

Wenn angenommen wird, dass

$$\theta_I \cdot \theta_{II} = \theta \quad (9)$$

dann nach dem Einsetzen der Beziehungen (4) und (6) in die Gleichung (2), als auch nach der Berücksichtigung der Beziehung (9), wird die Beziehung für den Wirkungsgrad η_{CR} folgende Form annehmen

$$\eta_{CR} = 1 - \frac{T_3}{T_5} \cdot \theta \quad (10)$$

Die in der Gleichung (9) abgeleitete Größe θ ist eine dimensionslose Kennziffer, die den Annäherungsgrad des Wertes des Wirkungsgrades des C – R – Kreislaufs an den Wirkungsgrad des Carnotschen Kreisprozesses bestimmt. Aus der Analyse der Gleichung (10) ergibt sich, dass für $\theta=1$ $\eta_{CR} = \eta_C$ (der Wirkungsgrad hängt nicht von den Eigenschaften des im Kreislauf eingesetzten Stoffes ab) und in Abhängigkeit von den Wärmeeigenschaften des Arbeitsstoffes im C-R - Kreislauf, nimmt diese Kennziffer Werte über 1 an. Im gegebenen Temperaturbereich der oberen T_5 und unteren T_3 Wärmequelle, kann der höchste Wirkungsgrad des Kreislaufs für einen solchen Stoff erreicht werden, dessen θ - Wert am niedrigsten ist.

4.2 Bewertung unter dem Gesichtspunkt der Größe der erzielten Leistung

Nach Berücksichtigung der Menge \dot{m} des Stoffes im Kreislauf, kann der Wirkungsgrad des C – R – Kreislaufs durch folgende Beziehung ausgedrückt werden

$$\eta_{CR} = \frac{N_{CR}}{\dot{Q}_d} = \frac{N_{CR}}{\dot{m} \cdot q_d}, \quad (11)$$

die nach der Umwandlung folgende Form annehmen wird

$$N_{CR} = \eta_{CR} \cdot \dot{m}_n \cdot q_d. \quad (12)$$

Die Größe des Massenstromes des Niedrigsieders ergibt sich aus der Energiebilanz für den Verdampfer und wird durch folgende Beziehung ausgedrückt

$$\dot{m}_n = \frac{\dot{Q}_{geo}}{h_{fg}(T_5)}, \quad (13)$$

dagegen der Strom der gewonnenen geothermalen Wärme kann man mit folgender Beziehung ausdrücken

$$\dot{Q}_{geo} = \dot{V}_{geo} \cdot c_g \cdot \rho_g \cdot \Delta T_{geo}. \quad (14)$$

Nach dem Einsetzen in die Gleichung (12) der Beziehungen (2,) (13), und (14) als auch nach der Berücksichtigung der Tatsache, dass

$$q_d = h_{fg}(T_5) + h_5 - h_4 \quad (15)$$

und

$$q_w = T_3 \cdot (s_1 - s_4) \quad (16)$$

erhalten wir eine Beziehung, die theoretische Leistung der Turbine in Abhängigkeit von der Menge

des geothermalen Wassers, der Temperaturen der oberen und unteren Wärmequelle als auch von den Eigenschaften des Niedrigsieders:

$$N_{CR} = \dot{V}_{geo} \cdot c_g \cdot \rho_g \cdot \Delta T_{geo} \left[1 - \frac{(s_1 - s_4)T_3 - h_5 + h_4}{h_{fg}(T_5)} \right]. \quad (17)$$

5. Berechnungsergebnisse und deren Analyse

In der vorliegenden Arbeit werden Berechnungsergebnisse für drei Niedrigsieder präsentiert, die zu der ersten Gruppe gehören, d.h. der Prozess der isentropen Entspannung in der Turbine erfolgt im Bereich des überhitzten Dampfes. Es wurden Berechnungen des thermischen Wirkungsgrades des C-R – Kreislaufs, der dimensionslosen Kennziffer θ und der Turbinenleistung unter folgenden Voraussetzungen ausgeführt:

- Volumenstrom des geothermalen Wassers $V_g = 100 \frac{m^3}{h}$,
- Temperatur des geothermalen Wassers $T_{geo} = 100 \div 80 \text{ } ^\circ\text{C}$,
- Verflüssigungstemperatur des Niedrigsieders $T_3 = 30 \div 10 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Darüber hinaus wurde zur Vereinfachung die durchschnittliche Dichte des geothermalen Wassers von $\rho_g = 1080 \frac{kg}{m^3}$, die spezifische Wärme des geothermalen Wassers $c_g = 3.8$

$\frac{kJ}{kgK}$ angenommen. Bei der Bestimmung der chemischen und Wärmeeigenschaften der

Niedrigsieder wurden Arbeiten [6], [7] und [8] verwendet. Es wurde der Temperaturabfall des geothermalen Wassers im Verdampfer $\Delta T_{geo} = 10 K$ und die Temperaturdifferenz in „pinch point“ 5K (Abb.8) angenommen.

Auf der Abbildung 9 wurde der thermische Wirkungsgrad des C – R – Kreislaufs für verschiedene Temperaturen des geothermalen Wassers, bei verschiedenen Temperaturen der Kondensation des Kühlmittels R 124 verglichen. Im folgenden Diagramm wurden die Punkte von konstanter Temperaturdifferenz ΔT zwischen der oberen T_5 und unteren T_3 Wärmequelle verbunden. Wie aus dem Verlauf dieser Kurve ersichtlich ist, erhält man für einen Kreislauf im Temperaturbereich 65-10°C höhere Wirkungsgrade als z.B. für einen Kreislauf im Temperaturbereich 100-30°C. Einen ähnlichen Verlauf der Kurven erhielt man für Kühlmittel R600A und R227.

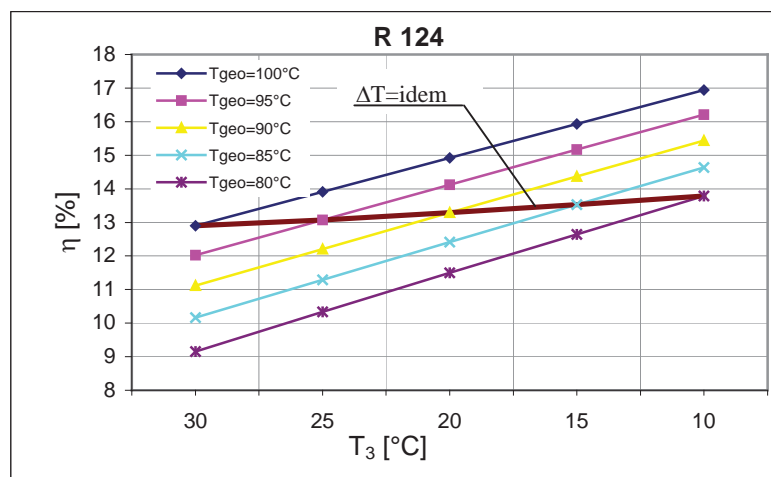


Abb. 9 Thermischer Wirkungsgrad des C – R – Kreislaufs für den Niedrigsieder R 124 in Funktion der Verflüssigungstemperatur des Niedrigsieders

In den Abbildungen. 10 und 11 wurde der thermische Wirkungsgrad des C-R - Kreislaufs, die Kennziffer des Wirkungsgrades für drei Niedrigsieder, als auch vergleichsweise der theoretische Carnotsche Wirkungsgrad, für das geothermale Wasser mit der Temperatur von 100°C bei verschiedenen Verflüssigungstemperaturen des Niedrigsieders dargestellt.

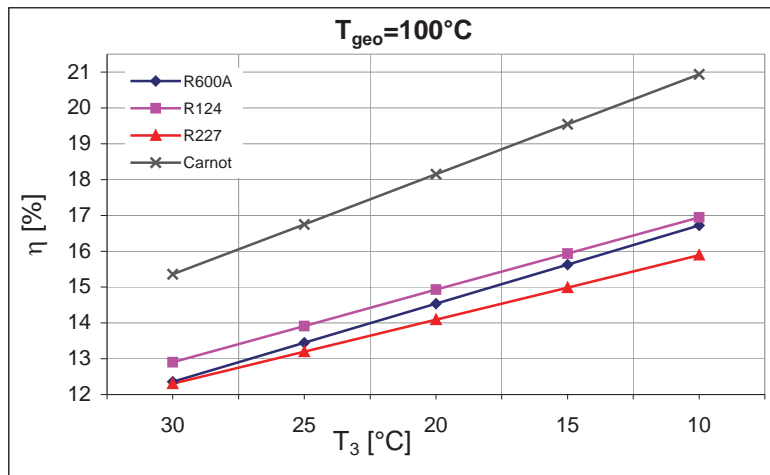


Abb. 10 Thermischer Wirkungsgrad des Clausius-Rankin – Kreislaufs für verschiedene Stoffe in Funktion der Verflüssigungstemperatur des Niedrigsieders

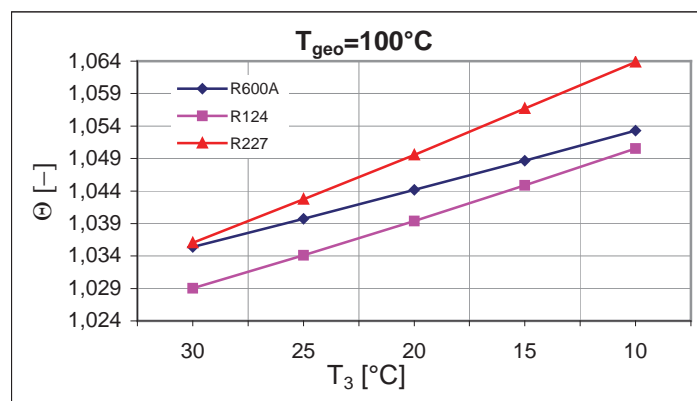


Abb. 11 Kennziffer des Wirkungsgrades θ in Funktion der Verflüssigungstemperatur des Niedrigsieders

In der Abbildung 10 ist der günstige Einfluss der Senkung der Verflüssigungstemperatur (der Umgebungstemperatur) des Arbeitsstoffes auf den thermischen Wirkungsgrad ersichtlich. Das Diagramm (11) bestätigt die Interpretation der Gleichung (10), wonach je größer der thermische Wirkungsgrad ist desto kleiner der Wert der Kennziffer θ ist.

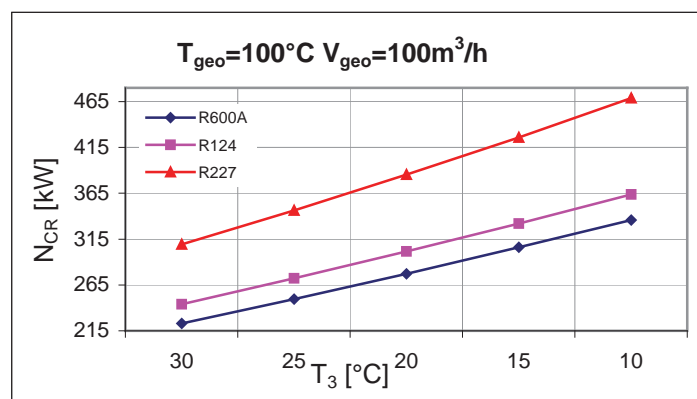


Abb. 12 Innere Leistung einer Turbine in Funktion der Verflüssigungstemperatur des Niedrigsieders

In der Abbildung 12 wurde innere Leistung einer Turbine N_{CR} dargestellt, die für verschiedene Niedrigsieder und das geothermale Wasser von einer Temperatur von 100°C und einem Volumenstrom von $100\text{ m}^3/\text{h}$ erzielt wurde.

Aus dem Vergleich der Abb. 10 und 12 ergibt sich, dass der größere Wert des Wirkungsgrades nicht gleichzeitig die Möglichkeit des Erzielen einer größeren Leistung bedeutet. Der höchste Wirkungsgrad wurde für den Stoff R124 erreicht, dagegen die Leistungen, die im Kreislauf mit diesem Stoff erzielt wurden sind sogar bis zu 30% niedriger (in Abhängigkeit vom Temperaturbereich, in welchem der Kreislauf realisiert wurde) als für den Stoff R227. Wie es sich aus der Gleichung (12) ergibt, die Turbinenleistung hängt von der Menge des Stoffes im Kreislauf ab (unter Annahme, dass wir über einen bestimmten Strom der geothermalen Wärme verfügen). In den Abbildungen 13 und 14 wurde die Abhängigkeit der Verdampfungswärme des Niedrigsieders und seine Menge im Kreislauf in Abhängigkeit von der Temperatur des geothermalen Wassers dargestellt.

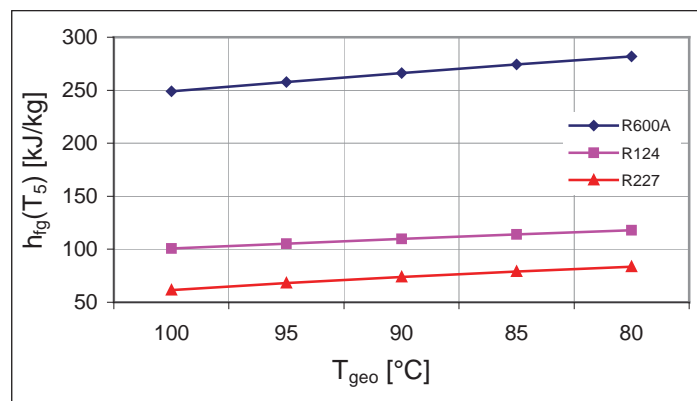


Abb. 13 Abhängigkeit der Verdampfungswärme des Niedrigsieders in Funktion der Temperatur des geothermalen Wassers

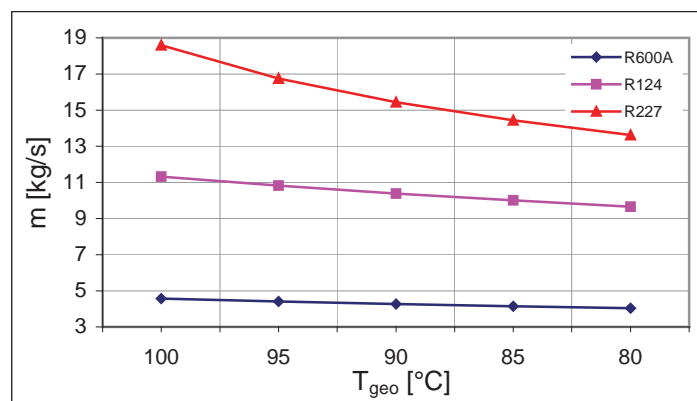


Abb. 14 Abhängigkeit des Massenstromes des Niedrigsieders im Kreislauf in Funktion der Temperatur des geothermalen Wassers

Wie dies aus der Abbildung 13 ersichtlich ist, der niedrige Wert der Verdampfungswärme des Arbeitsstoffes hat zur Folge, dass seine größere Menge im Verdampfer verdampft werden kann und dies hängt mit der Turbinenleistung zusammen.

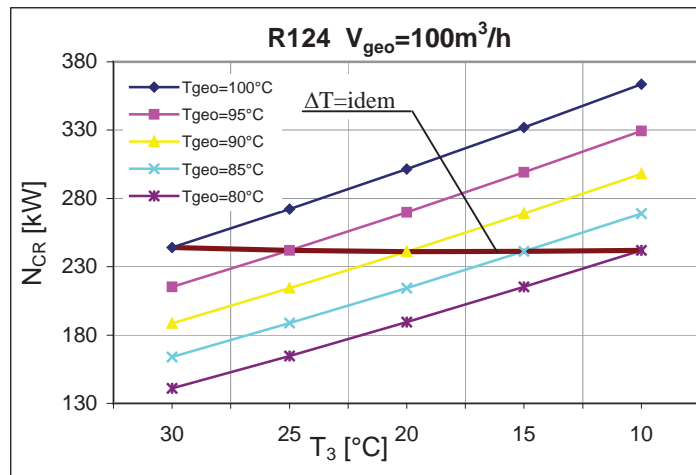


Abb. 15 Turbinenleistung im C -R – Kreislauf für den Stoff R 124 in Funktion der Verflüssigungstemperatur des Stoffes

In der Abbildung 15 wurde gezeigt, wie sich die Leistung der Turbine ändert, die im C – R – Kreislauf mit dem Stoff R124 arbeitet, in Abhängigkeit von der Temperatur des geothermalen Wassers für verschiedene Verflüssigungstemperaturen des Arbeitsstoffes. Im Diagramm wurden die verbundenen Punkte von konstanter Temperaturdifferenz ΔT zwischen der oberen und unteren Wärmequelle gekennzeichnet. Diese Kurve verläuft im Bereich von 244 bis 241 kW ohne einer deutlichen steigenden oder abfallenden Tendenz. Für den Stoff R600A nimmt die Leistung mit der Senkung der Temperatur der oberen und unteren Wärmequelle ein wenig zu, dagegen für den Stoff R227 kann man schon eine deutliche abfallende Tendenz beobachten.

In den zwei darauf folgenden Bildern 16 und 17 wurde der Einfluss der Außentemperatur (bezogen auf die einzelnen Monate des Jahres 1997) auf den thermischen Wirkungsgrad des realen Kreislaufes η_t und die innere Leistung der Turbine N_w dargestellt.

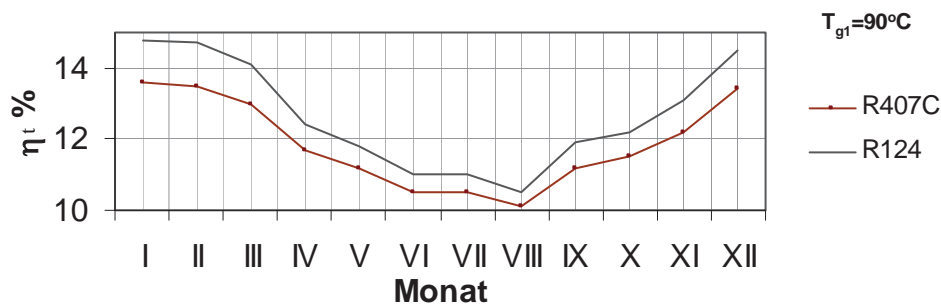


Abb 16: Thermische Wirkungsgrad eines realen Kreislaufes für ein niedrig siedendes Arbeitsmittel in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur.

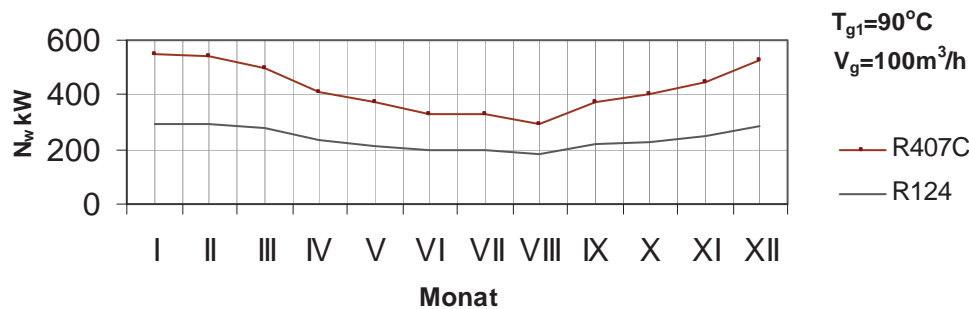


Abb. 17. Innere Turbinenleistung In Abhängigkeit der Umgebungstemperatur.

6. Schlussfolgerungen und die zukünftige Forschungsrichtungen.

In der Arbeit wurden die Berechnungsergebnisse bzgl. der Effektivitätsbewertung von binaren, geothermalen Kraftwerken, die mit den Einkomponenten-Arbeitsmedien arbeiten, dargestellt. Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse der Berechnungsergebnisse kann man folgende Schlussfolgerungen formulieren:

- um den Wirkungsgrad und die Leistung zu steigern, soll In den betrachteten Fällen entsprechend die Temperatur der oberen Wärmequelle erhöht bzw. die Temperatur der unteren Wärmequelle vermindert werden;
- die Verminderung der Temperatur der unteren Wärmequelle um ein bestimmten wert bringt mit sich eine deutlich größere Steigerung des Wirkungsgrades als die Temperaturerhöhung der oberen Wärmequelle um den gleichen Wert;
- die erreichte Leistung des C-R-Prozesses weist dabei keine deutliche Tendenz auf. Sie unterliegt unterschiedlichen Veränderung je nach dem ob die Temperatur der unteren Wärmequelle vermindert bzw. die Temperatur der oberen Wärmequelle erhöht wird;
- nur die Bestimmung des Wirkungsgrades des C-R-Prozesses, das mit einem niedrig siedenden Arbeitsmittel arbeitet, ist unzureichend für eine energietechnische Bewertung des Arbeitsmittels;
- die Effektivität des Kraftwerkes ist von der Umgebungstemperatur abhängig und unterliegt einer deutlichen Steigerung in den Wintermonaten.

Aktuell laufen am Lehrstuhl für Wärmetechnik der TU Szczecin arbeiten, die auf die Bestimmung der Vor- und Nachteile der sog. binaren Systemen mit Mehrkomponenten-Arbeitsmitteln gerichtet sind. Die Anwendung der Lösungen als Arbeitsmitteln gibt u.a. die Möglichkeit der Formung der Sättigungskurven sowie der Werten der kritischen Parameter. In einer gezielten Auswahl von Mischungskomponenten sieht man die Möglichkeit der Erhöhung der Effektivität von Systemen solcher Art.

7. Nomenklatur

- Wärmeaustauschfläche, m^2
- mittlere spezifische Wärme des geothermalen Wassers, kJ/kgK
- mittlere spezifische Wärme der Flüssigkeit, bei konstantem Druck, kJ/kgK
- mittlere spezifische Dampfwärme bi konstantem Druck, kJ/kgK
- Enthalpie des Stoffes, kJ/kg
- (T) einheitliche Verdampfungswärme des Stoffes, kJ/kg
- Wärmetauscher,
- Massenstrom des Stoffes im Kreislauf, kg/s
- Leistung des C-R - Kreislaufs, kW
- spezifische Entropie des Arbeitsstoffes, kJ/kgK

$T_{\square\square}$	Temperatur des gewonnenen geothermalen Wassers, °C
T_{\square}	Temperatur des geothermalen Wassers, °C
T_{\square}	Temperatur des Stoffes, °C
\bar{T}_{\square}	mittlere Temperatur des Stoffes bei der Wärmeaufnahme, K
\bar{T}_{\square}	mittlere Temperatur des Stoffes bei der Wärmeabgabe, K
$\Delta T_{\square\square}$	Temperaturabfall des geothermalen Wassers im Verdampfer, K
q_{\square}	zugeführte Einheitswärme, kJ/kg
q'_{\square}	abgeführte Einheitswärme, kJ/kg
\dot{q}_{\square}	zugeführter Wärmestrom, kW
$\dot{q}_{\square\square}$	Volumenstrom des geothermalen Wassers, m ³ /h
η_{\square}	Wirkungsgrad des Carnotschen Kreisprozesses, %
$\eta_{\square\square}$	thermischer Wirkungsgrad des C-R - Kreislaufs, %
ρ_{\square}	Dichte des geothermalen Wassers, kg/m ³
θ	Kennziffer des Wirkungsgrades

□ □iteratur

- [1] Górecki W. und andere: Atlas der geothermalen Ressourcen auf der Polnischen Tiefebene, Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Kraków, 1996.
- [2] Wiśniewski G.: Erneuerbare Energiequellen, (Vorlesung), Ausgewählte Probleme der Energiepolitik Polens, Polski Klub Ekologiczny, Warszawa, 1997.
- [3] Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: Systeme der Gewinnung und Nutzung der geothermischen Energie, Universitätsverlag der Technischen Universität Szczecin, 2000.
- [4] Chodkiewicz R., Hanusek P., Porochnicki J.: Gewinnung der Elektroenergie aus einer geothermalen Quelle, Ciepłne maszyny przepływowe, No.120, pp 20-37, 2001.
- [5] Porochnicki J., Chodkiewicz R., Krysiński J.: Geothermales Heizkraftwerk – Entwurf für Woiwodschaft Łódź, Czysta Energia No. 1, 2002
- [6] Bońca Z., Butrymowicz D., Dembek D., Depta A., Targański W.: Ratgeber – Kältemittel und Wärmeträger, IPPU Masta, 1998.
- [7] Gutkowski, K.M., Kühl- und Klimatisierungstechnik, WNT, 2003.
- [8] Du Pont Fluorochemicals, Materialien der Hersteller der Kühlmittel

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen des Projektes 4T10B/026/25 ausgeführt, das vom Ministerium für Wissenschaft und Informatisierung finanziert wird.

WINDKRAFTANLAGEN IN DER WELT UND IN POLEN

W. Nowak und A.A. Stachel

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

Schlüsselwörter: Windenergie, Windkraftanlagen

Zusammenfassung: In dem vorgeschlagenen Referat wurden die Aspekte der Windenergienutzung für die Bereitstellung von Elektroenergie angesprochen. Auf der Grundlage der aus der Literatur stammenden Daten wird die Entwicklung der Windkraftanlagen in Europa und Polen gezeigt. Diese Darstellung wird sich auf die in den letzten Jahren (insbesondere der Zeitraum von 2001 bis 2002) installierte Leistung beziehen.

1. Einleitung

Die Nutzung der Windenergie für den Antrieb der Boote und Schiffe datiert sich seit vier, fünf Jahrtausenden vor unserer Zeitrechnung [4]. Die ältesten Informationen über die durch Menschen verwendeten Windanlagen stammen aus dem zweiten Jahrtausend vor Christus. Informationen über die in Persien gebauten Windmühlen zum Mahlen von Getreide und zur Bodenbewässerung stammen aus dem Ende des ersten Jahrtausends unserer Zeitrechnung (Abb. 1a). Etwas andere Konstruktion hatten die in mediterranen Ländern gebauten Windmühlen (Abb. 1b). Die Angaben über die Nutzung von Windenergie im Europa werden auf die Wende des X./XI. Jahrhunderts datiert. Erste Beschreibung einer in Frankreich gebauten Windmühle stammt aus dem Anfang des XII. Jahrhunderts. Im Unterschied zu persischer Windmühle mit einer senkrechten Achse, handelte es sich hier um eine Windmühle mit einer waagerechten Achse von wesentlich größerer Effektivität. Eine weitere, bedeutende Entwicklung von Windkraftanlagen von dieser Konstruktion erfolgte im XIII. und XIV. Jahrhundert. Sie wurden zum Getreidemahlen und zum Auspumpen von Wasser aus trockengelegenen Gebieten überwiegend in Holland eingesetzt, wo Mitte des XIX. Jahrhunderts ca. 15 Tausend Windmühlen im Einsatz waren. Aus diesem Zeitraum stammt die sog. Holländermühle, die in der Abbildung 1c dargestellt wurde. Das schrittweise Verschwinden von Windkraftanlagen ist seit der Wende des XIX./XX. Jahrhunderts zu beobachten, als der Beginn des Verdrängens von Windmühlen durch die immer vollkommeneren Dampfmaschinen begonnen hat.

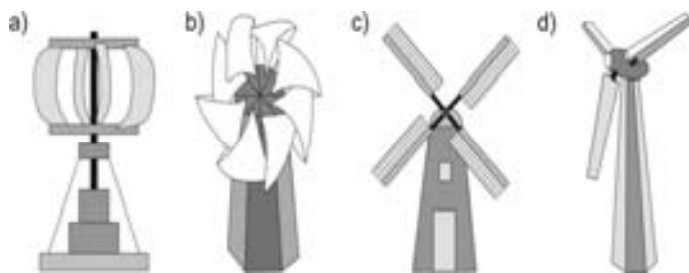


Abb. 1. Windmühlenarten: a – persische, b – mediterrane,
c - holländische, d – modernes Windkraftwerk

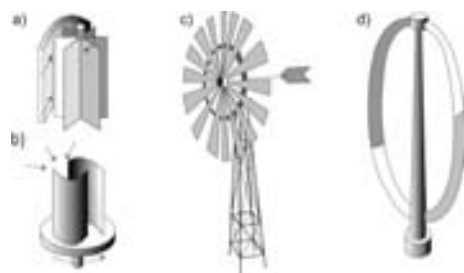


Abb. 2. Arten von Windkraftmotoren:
a – Karussellmotor, b – Savonius,
c – Mehrblatt, d - Darrieus

Mitte des XX. Jahrhunderts begannen parallel in Dänemark, England, Deutschland und in den USA Arbeiten am Entwerfen und Bau von Windkraftanlagen völlig neuer Generation (Abb. 1d). Einen Durchbruch auf dem Gebiet der Entwicklung von Windkraftanlagen brachten die Brennstoffkrisen

im Jahre 1957 und 1975. In den achtziger Jahren entstanden Konstruktionen und wurden Windkraftanlagen mit einer Leistung des einzelnen Windkraftwerkes im Bereich von 55 – 500 kW installiert. Gegenwärtig, außer der in der Abbildung 1d dargestellten Konstruktion der Windmühle, die als ein Windkraftwerk arbeitet, werden auch andere technische Lösungen von Windkraftmotoren eingesetzt, die in der Abbildung 2 dargestellt werden [4].

2. Windkraftwerke in der Welt

Besonders dynamische Entwicklung der Windkraftwerke erfolgte in den letzten fünf Jahren des vergangenen Jahrhunderts. Dies hängt mit dem Anstieg der installierten Leistung eines einzelnen Windkraftwerkes zusammen, was wiederum mit der Vergrößerung des Rotordurchmessers zusammenhängt. Noch vor 10 Jahren wurden am häufigsten Windkraftanlagen mit Rotordurchmessern nicht größer als 30 m und Generatoren mit einer Nennleistung von 300 kW installiert. Die Änderungen von Abmessungen und der installierten Leistung eines einzelnen Windkraftwerkes veranschaulicht die Tabelle 1 [6].

Tabelle 1. Änderungen der installierten Leistung und der Abmessungen eines einzelnen Windkraftwerkes [6]

Jahr	1985	1989	1992	1994	1998	2002
Rotordurchmesser [m]	15	30	37	46	70	112
Leistung [kW]	50	300	500	600	1500	4500

Zu den größten Windkraftwerken zählt das in Testfeld (Dänemark) installierte Windkraftwerk von 4,2 MW Leistung und mit einem Durchmesser von 110m. Es gehört zu den leichtesten in seiner Klasse und ist für den Betrieb auf der See geeignet. Im Jahre 2002 wurde in Deutschland in der Nähe von Magdeburg das größte Windkraftwerk der Welt mit einer Leistung von 4,5 MW gebaut, welches 15.000 MWh Elektroenergie erzeugt.

Die Windenergetik ist der sich am schnellsten entwickelnde Zweig der Energetik in der Welt. Innerhalb von fünf Jahren (1998 – 2002) erhöhte sich die Elektroleistung vierfach, von 7.600 MW im Jahre 1998 auf über 31.000 MW am Ende des Jahres 2002 und das bedeutet einen Anstieg um über 23.000 MW [1,5]. Die Entwicklungsdynamik der Windkraftenergetik im Europa und in der Welt in den letzten fünf Jahren des vergangenen Jahrhunderts veranschaulicht die Abbildung 3.

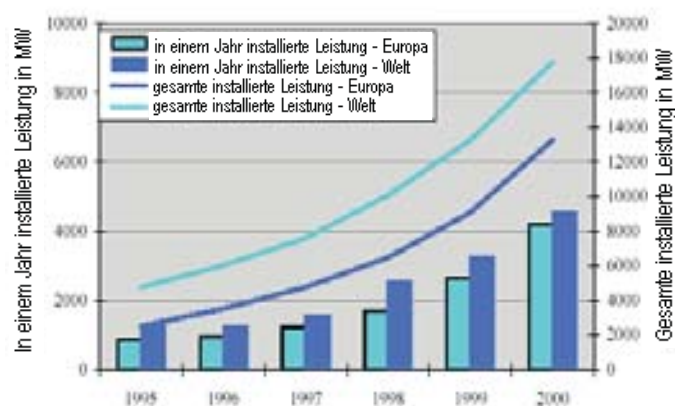


Abb. 3. Entwicklung der Windkraftenergetik im Zeitraum 1995 – 2000 [5]

Die Angaben hinsichtlich der im Europa und in der Welt bis zum Jahr 2002 und im Jahre 2002 installierten Leistung der Windkraftwerke wurden in der Tabelle 2 auf Basis der in [7] gesammelten

Daten zusammengestellt. Aus diesen Angaben ist ersichtlich, dass im Jahre 2002, die in der Welt installierte Leistung der Windkraftwerke 31.160 MW betrug.

Dies bedeutet einen Anstieg der in der Welt installierten Leistung im Jahre 2002 um ca. 28%. Nach der Europäischen Windenergie - Vereinigung (European Wind Energy Association – EWEA), 93% der gesamten installierten Leistung der Windkraftwerke betrifft Installationen, die im Europa und in den USA entstanden. Im Jahre 2002 betrug der Anstieg der installierten Leistung im Europa 6.013 MW. Aus obigen Angaben ergibt sich, dass den größten Anteil an diesem Anstieg Europa hat 87%, wovon einen bedeutenden Anteil Deutschland hat (54%).

Tabelle 2. Dynamik der Entwicklung der Windenergetik im Europa und in der Welt [7]
(installierte Leistung der Windturbinen in MW)

Windenergiemärkte	2002		Windenergiemärkte	2002	
	Neuanschlüsse	Jahresende insgesamt		Neuanschlüsse	Jahresende insgesamt
Deutschland	3.247	12.001	Norwegen	80	97
Spanien	1.493	4.830	Ukraine	3	44
Dänemark	497	2.880	Polen	30	59
Italien	103	785	Litauen	22	24
Holland	217	688	Türkei	0	19
Großbritannien	87	552	Tschechische Rep.	0.2	7
Schweden	35	328	Russland	0	7
Griechenland	4	276	Schweiz	0	5
Portugal	63	194	Ungarn	1	2
Frankreich	52	145	Estland	1	2
Österreich	45	139	Rumänien	0	1
Irland	13	137	Sonstige Staaten	435	2914
Belgien	12	44	Nordamerika		
Finnland	2	41	einschließlich	450	4923
Luxemburg	1	16	USA und Kanada		
EU – insgesamt	5.871	23.056	Welt - insgesamt	6.918	31.192

In der Tabelle 2 werden Daten zusammengestellt, die die Entwicklung der Windenergetik im Europa und in der Welt ohne China veranschaulichen, da die Daten hinsichtlich der chinesischen Windenergetik bis vor kurzem nicht verfügbar waren. Im Februar des laufenden Jahres, während des Zusammentreffens mit der Delegation der Welt - Windenergie – Vereinigung (World Wind Energy Association – WWEA), die Vertreter der chinesischen Regierung machten entsprechende Angaben zum gegenwärtigen Stand der Windenergetik in China, als auch informierten über die voraussichtliche große Dynamik der Entwicklung auf diesem Gebiet auf Basis von hochentwickelten Technologien, die den Bau von Windkraftwerken mit einer Leistung von 750 kW ermöglichen, mit der Möglichkeit der Herstellung der Einheiten mit einer Nennleistung, die in MW gerechnet werden wird.

Gegenwärtig beträgt die gesamte in China installierte Leistung der arbeitenden Windkraftwerke, die miteinander in ein Netzwerk verbunden sind 567 MW. Außerdem sind in China ca. 300 Tausend kleine Windturbinen mit einer Leistung von 10 kW installiert. Es wird geplant, dass bis Ende 2005 Windkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW und bis Ende 2010 mit einer Gesamtleistung von 4.000 MW installiert werden.

Es nahm auch die Anzahl der Länder zu, wo Windkraftwerke installiert werden. Im Europa erhöhte sich diese Anzahl im Jahre 2002 auf 26 Länder und die installierte Leistung betrug 23.321 MW. Polen mit der installierten Leistung von 59,3 MW liegt am 14. Platz im Europa mit einem Anteil an der installierten Leistung von etwas über 0,25%. Dies macht ca. 1,7‰ der installierten elektrischen Leistung aus. Zum Vergleich deckt die Windenergie ca. 2% des Elektroenergiebedarfs im Europa (Jahr 2002). Die gegenwärtig in der Welt installierten Windkraftwerke decken 0,4% des gesamten

Energiebedarfs der Welt. Aus Forschungen und technisch – wirtschaftlichen Analysen, die durch die EWEA durchgeführt worden sind ergibt sich, dass die Windenergie 12% des Elektroenergiebedarfs der Welt decken kann. Unter günstigen Bedingungen der geführten Energiepolitik ist es möglich, dass Windkraftwerke mit einer Leistung von 230.000 MW bis 2010 und 1.200.000 MW bis 2020 installiert werden.

3. Windkraftwerke in Polen

Dynamische Entwicklung der Windenergetik in der Welt und insbesondere im Europa (über 75% der Weltwindenergie) überträgt sich nicht auf deren Entwicklung in Polen, trotz ähnlicher Windbedingungen wie in manchen europäischen Staaten (Deutschland, Dänemark, Holland).

Die günstigsten Bedingungen für die Windenergetik in Polen, mit guten jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten im Bereich von 4-6 m/s treten im nordöstlichen Teil des Suwałki – Landes (4,5÷5 m/s) auf, in Pommern einschließlich der Insel Usedom (5 m/s) und an der Kaschubischen Küste von Koszalin bis Hel (5-6 m/s) als auch im zentralen Teil Großpolens. Es kann angenommen werden, dass im Nordteil Polens (Ostseeküste) ähnliche Windbedingungen wie in Dänemark und Holland herrschen [3].

Gegenwärtig arbeiten in Polen 57 Windkraftwerke, die an das Elektroenergienetz angeschlossen sind. Es sind überwiegend Kraftwerke von kleiner Leistung (95 - 600 kW), die als Einzelkraftwerke (12) oder paarweise (5) arbeiten, es gibt auch 5 Windfarmen. Die Zusammenstellung aller professionellen Windkraftwerke enthält die Tabelle 3 und deren Verteilung auf dem Gebiet Polens wurde in der Abbildung 4 dargestellt.

Tabelle 3. Windkraftwerke in Polen [7]

Ifd. Nr.	Ort	Anzahl Stück	Leistung d. Kraftwerkes [kW]	Leistung der Farm [kW]	Hersteller	Datum
1.	Lisewo - Pommern	1	150	150	Nordtank	1991
2.	Swarzewo - Pommern	1	95	95	Folkecenter	1991
3.	Zawoja, bei Bielsko-Biala	1	160	160	Nowomag	1995
4.	Wrocki	1	160	160	Nowomag	1995
5.	Kwilcz - Großpolen	1	160	160	Nowomag	1996
6.	Slup bei Legnica	1	160	160	Nowomag	1997
7.	Rembertow - Masowien	1	250	250	Lagerway	1997
8.	Starbienino - Pommern	1	250	250	Nordex	1997
9.	Swarzewo - Pommern	2	600	1.200	Tacke	1997
10.	Rytro bei Nowy Sacz	1	160	160	Nowomag	1994
11.	Cisowo bei Darlowo	5	132	660	SeeWind	1999
12.	Rymanow bei Krosno	2	160	320	Nowomag	2000
13.	Nowogard	1	255	255	Vestas	2000
14.	Barzowice	6	850	5.100	Vestas	2001
15.	Cisowo bei Darlowo	9	2.000	18.000	Vestas	2001
16.	Zagorze bei Wolin	15	2.000	30.000	Vestas	2002
17.	Debno	1	100	100	k.A.	k.A.
18.	Drawsko Pomorskie	1	100	100	k.A.	k.A.
19.	Bialystok	2	500 + 1000	1.500	k.A.	k.A.
20.	Wizajny	2	150	300	k.A.	k.A.
21.	Kielce	2	100	200	k.A.	k.A.
ZUSAMMEN		57		59.280		

Außerdem arbeiten auch einige zehn Windkraftanlagen, die nach IBMER – Projekten gebaut worden sind, deren installierte Leistung auf ca. 3,8 MW geschätzt wird. Die zuletzt genannten, von

kleiner Leistung, dienen zum Antrieb von: Stromgeneratoren, Rotationspumpen, Schraubenschöpfer und Kompressoren (Wasserbelüftung in Wasserreservoiren und in den Seen).

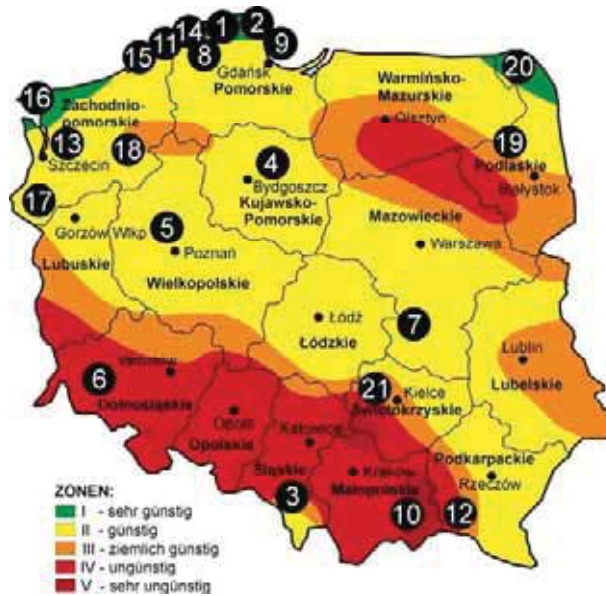


Abb. 4. Standorte der Windkraftwerke in Polen

In den letzten Jahren entstanden viele neue Investitionsprojekte der Windkraftwerke, jedoch nur ein Teil von denen hat eine reale Chance der Realisierung. Im Zusammenhang damit, dass in der Woiwodschaft Westpommern im Vergleich zu anderen Regionen Polens günstige Windbedingungen herrschen, betrifft die größte Anzahl der geplanten Projekte der Windkraftwerke eben diese Woiwodschaft. Es werden 8 Installationen der Windkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 770 MW geplant, deren Standorte in der Abbildung 5 veranschaulicht werden [7].

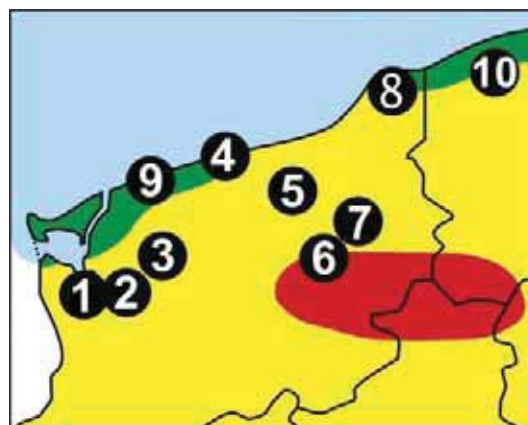


Abb. 5. Geplante Standorte der Windkraftwerke in der Woiwodschaft Westpommern [7]
 1 - Wiejkowo 30 MW, 2 - Golczewo 36 MW, 3 - Gryfice 1 MW, 4 - Kolobrzeg 100 MW,
 5 - Dunowo 310 MW, 6 - Polczyn Zdroj 83 MW, 7 - Grzmiaca 50 MW, 8 - Ustka 150MW,
 zusätzlich: 35 MW Trzebiatow - Niechorze und ca. 100 MW Slupsk - Lebork.

Unabhängig davon werden in weiteren Reihenfolge Installationen zwischen Trzebiatow und Niechorze - mit einer Leistung von 35 MW - und zwischen Slupsk und Lebork - mit einer Leistung

von 100 MW geplant. Es werden auch Windkraftwerke im Suwalki – Land und im Süden Polens, als auch in höheren Gebirgspartien geplant [7].

Die Prognose der Zunahme der Windenergienutzung und insbesondere der Elektroenergieerzeugung wurde in der Tabelle 4 [2] angegeben. In dieser Tabelle, anhand der EWEA – Daten, die durch eine Gruppe der polnischen Experten bestätigt wurden, wird auch die Prognose der in Polen zu installierenden gesamten Elektroenergieleistung im Zeitraum 2000-2030 angegeben. Für diese Prognose wurde auch der Anteil der installierten Leistung der Windkraftwerke an der gesamten installierten Leistung der Elektroenergie [2].

Tabelle 4. Prognosen der Zunahme des Anteils der Windenergie in der Energiebilanz Polens [2]

Bezeichnung	ME	Prognosen für Jahr				
		2000	2005	2010	2020	2030
- Installierte Gesamtleistung	MW	34.700	37.750	42.570	52.800	60.000
- Leistung der Windkraftwerke	MW	30	450	1.100	3.000	5.000
- Anteil der Windenergie an der Gesamtleistung	%	0,1	1,2	2,6	5,7	8,3
- Energie aus Windkraftwerken	TWh	0,07	0,99	2,41	6,57	10,95

Dieser Anteil, der 0,1% im Jahre 2000 betrug, wird sich auf 1,2% im Jahre 2005 erhöhen, was der installierten Leistung eines 450 MW Windkraftwerkes entspricht. Diese Prognose auf Basis der bis 2002 installierten Leistung von 59 MW und der in der nächsten Zeit geplanten Installationen von 770 MW nur in der Woiwodschaft Szczecin, überschreitet fast zweifach die obige Prognose. Nach der in der Arbeit [2] angegebenen Prognose, die sich auch auf die EWEA – Daten bezieht, ergibt sich, dass bis 2005 die in Polen installierte Leistung den Wert von 600 MW erreichen wird. Dieser Wert ist am wahrscheinlichsten und ist mit der in der Woiwodschaft Westpommern geplanten Größe der Installationen konvergent (Abb. 5).

4. Windkraftwerke im Seebereich

Auf Grundlage der Analyse von bisher installierten Windkraftwerke kann man feststellen, dass sie einen relativ niedrigen Wirkungsgrad bei der Umwandlung der mechanischen Energie in Elektroenergie haben. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass die Windkraftwerke so ausgelegt sind, dass sie ihre Nennleistung bei größeren Windgeschwindigkeiten erreichen, und im Fall von vielen Standorten arbeiten sie bei geringeren Windgeschwindigkeiten. Beispielsweise erreicht die Windturbine Vestas V80 ihre Nennleistung bei Windgeschwindigkeiten über 15 m/s. Für die Mehrheit der realen Standorte ist die Windgeschwindigkeit niedriger und die Leistung überschreitet keine 40% der Nennleistung.

In der Arbeit [6] wurde eine Karte mit Windgeschwindigkeiten über den europäischen Meeren veröffentlicht. Dies erlaubte die Einschätzung der theoretischen Ressourcen von Windenergie auf dem Gebiet der an die einzelnen Länder Europas grenzenden Meere. Nach den in dieser Arbeit angegebenen Daten, könnten diese Ressourcen den gesamten Elektroenergiebedarf des europäischen Kontinents decken. Die günstigsten Bedingungen herrschen über Gewässern, die Großbritannien umgeben. Diese Windenergieressourcen nutzend, könnte man die Elektroenergie erzeugen, deren Menge wesentlich den Elektroenergiebedarf dieses Staates überschreiten würde (ca. dreifach).

Etwas schlechtere Windbedingungen herrschen über Gewässern, die Deutschland umgeben, wo es Bedingungen zum Installieren der Windkraftwerke gibt, die ca. 50% des Elektroenergiebedarfs decken könnten.

Die Vorteile der auf dem Meer gegründeten Windkraftwerke sind nicht nur die Möglichkeit der Arbeit bei höheren Windgeschwindigkeiten, größere Wirkungsgrade und Arbeit in der Nähe des Nennleistungsbereiches, aber auch höhere Effektivität der Gewinnung von Elektroenergie.

5. Zusammenfassung

Aus obigen Betrachtungen ergibt sich, dass auf die Entwicklung der Windenergetik in den nächsten Jahren folgende Faktoren einen Einfluss haben werden:

- Modernisierung der bestehenden Windkraftwerke, um deren Wirkungsgrad zu erhöhen,
- Leistungsanstieg der installierten einzelnen Windkraftwerke,
- Bau von Windfarmen, die im größeren Maße auf dem Meer gegründet werden.

Unter polnischen Bedingungen Faktoren, die für die Entwicklung der Windenergetik eine wichtige Rolle spielen sind:

- Hohe Investitionskosten, die auf 4-5 Mio. PLN/MW für Landinstallationen geschätzt werden und zweimal größere Investitionskosten für Windkraftwerke, die auf dem Meer gegründet werden.
- Kleine Vorausschaubarkeit der Erzeugungszeit der Elektroenergie in Windkraftwerken, wodurch die Planung der vollständigen Deckung des Elektroenergiebedarfs erschwert ist.
- Der Koeffizient der Ausnutzung der installierten Leistung ist in Polen relativ niedrig.
- Dem Bedarf der Windkraftwerke nicht angepasstes Elektroenergienetz in Polen.

Literatur

1. Bulletin des Amtes für Energetikregulierung Nr. 3\99.
2. Lewandowski M.: Ökologische Quellen der erneuerbaren Energie, Warschau, WNT 2001.
3. Lorenc H.: Struktur und energetische Windressourcen in Polen: IMGW, Serie: Meteorologie.
4. Mikielwicz J., Ciesliński J.: Unkonventionelle Anlagen und Systeme der Energiekonversion, Ossolineum, Verlag der Polnischen Akademie der Wissenschaften, Wrocław, 1997.
5. Entwicklungsstrategie der erneuerbaren Energetik: Bericht des Umweltministeriums, Warschau 2000.
6. Internet Webseits zum Thema Windenergie:
Bundesverband Windenergie: www.wind-energie.de
EWEA Information Network - EUWINet. <http://euwinet.iset.uni-kassel.de>
www.elektrownie-wiatrowe.org.pl
7. Materialsammlung im Zusammenhang mit der Realisierung der Diplomarbeit: Miszczyszyn L.: Bestehende und geplante Installationen der Nutzung von Windenergie für die Erzeugung von Elektroenergie in Polen. Diplomarbeit unter Leitung des Prof. W. Nowak. Technische Universität Szczecin. Szczecin 2004.

Windenergie im deutschen Gasnetz

S. Schulien

1. Einleitung

Jedem Fachmann für Energiefragen ist seit langem bekannt, daß Strom aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen im deutschen Elektrizitätsnetz nicht sinnvoll ist. Denn bei Windstille muß die von den Windkraftanlagen nicht lieferbare Energie von konventionellen Kraftwerken geliefert werden, die von den Energieversorgern zur Verfügung gehalten werden müssen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Für jedes Windrad muß die ihm entsprechende Leistung von konventionellen Kraftwerken bereitgehalten werden, was ein großer Luxus ist. Die in Deutschland installierte Windenergieleistung – sie liegt bei ca. 14,5 GW – könnte allerdings sinnvoll verwendet werden, wenn man sie in Form von Wasserstoff oder Methanol speichert. Die von den Windrädern gelieferte Energie dient dabei zur Wasserzersetzung in Wasserstoff und Sauerstoff. Den Wasserstoff kann man zur Streckung von Erdgas bis zu einem gewissen Prozentsatz in das deutsche Gasnetz einspeisen und so umweltfreundlicheres Gas erzeugen.

Die Wasserstoffherzeugung durch Wasserelektrolyse muß nicht am Ort der Windkraftanlagen erfolgen, denn die elektrische Energie der Windräder oder Solaranlagen kann durch das Stromnetz zu den Elektrolyseuren gebracht werden, die dort aufgestellt sind, wo Einspeisemöglichkeiten für Wasserstoff in das Gasnetz bestehen oder wo durch CO₂-Vorkommen Methanol aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt werden kann. Für die temporäre Wasserstoffspeicherung kommen unterirdische Kavernen infrage.

Das Windenergiepotential auf der Landfläche in Deutschland wird auf 54 GW_{el} geschätzt, dies ergibt bei 1300 Vollaststunden einen Jahresertrag von 85 TWh. In den deutschen Nord- und Ostseegebieten sollen bis 2020 etwa 20 GW offshore installiert werden, die bei 3400 Vollaststunden etwa 67 TWh elektrische Energie liefern können.

Der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff kann industriell oder in Kläranlagen verwendet werden.

Außerdem können die Kraftwerke nachts, wenn die volle Leistungsabgabe nicht gefordert wird, Wasserstoff produzieren. Sie müssen also nicht – wie heute üblich – in Teillast laufen und damit den Gesamtwirkungsgrad des Systems reduzieren.

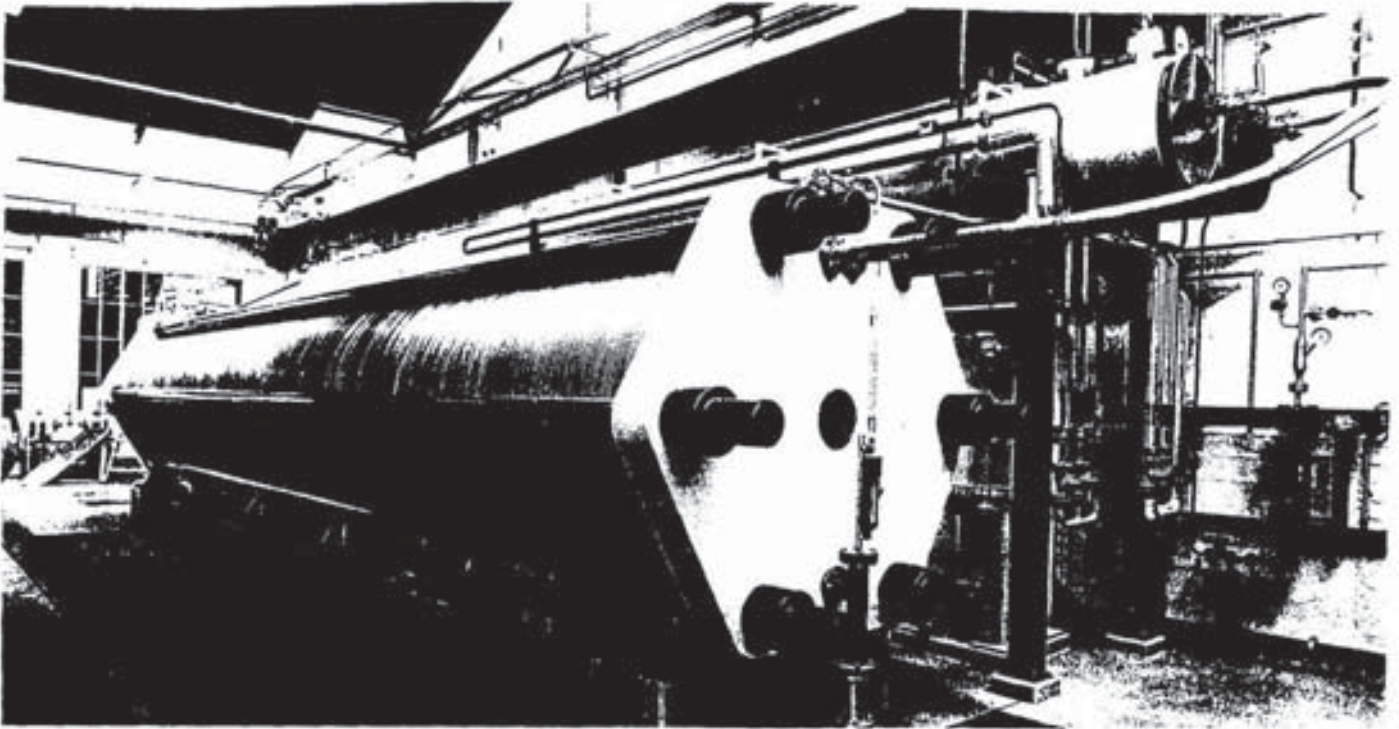
Der Wasserstoff wird durch Wasserelektrolyse in großen Druckelektrolyseuren oder atmosphärischen Elektrolyseuren erzeugt. Im folgenden sind dafür geeignete Geräte beschrieben.

2. Elektrolyseure

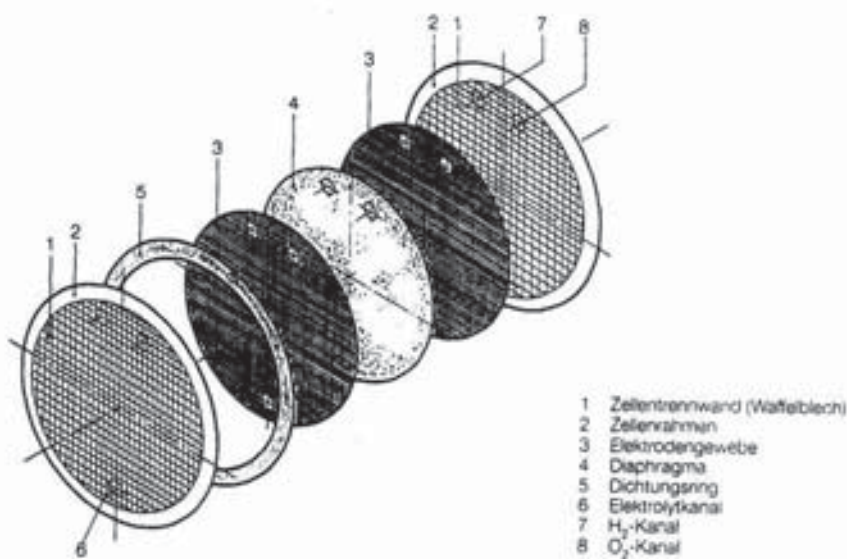
Die Wasserelektrolyse erfolgt in großen alkalischen Elektrolyseuren, die in verschiedenen Varianten auf dem Markt bzw. in Entwicklung sind, nämlich Druckelektrolyseuren, atmosphärischen Elektrolyseuren und fortgeschrittenen Druckelektrolyseuren.

2.1 Druckelektrolyseure

Die Druckelektrolyseure sind Weiterentwicklungen der seit Jahrzehnten bewährten Lurgi-Druckelektrolyseure. Diese liefern die Gase bei einem Druck von 30 bar, die Wasserstoff-Produktion liegt je nach Elektrolyseurtyp bei 100-760 m³/h Wasserstoff. Größere Leistungen werden durch Parallelschaltungen von Elektrolyseuren erreicht. Diese Druckelektrolyseure sowie die später beschriebenen atmosphärischen Elektrolyseure werden von der Firma ELT-Elektrolysetechnik GmbH hergestellt /1/.



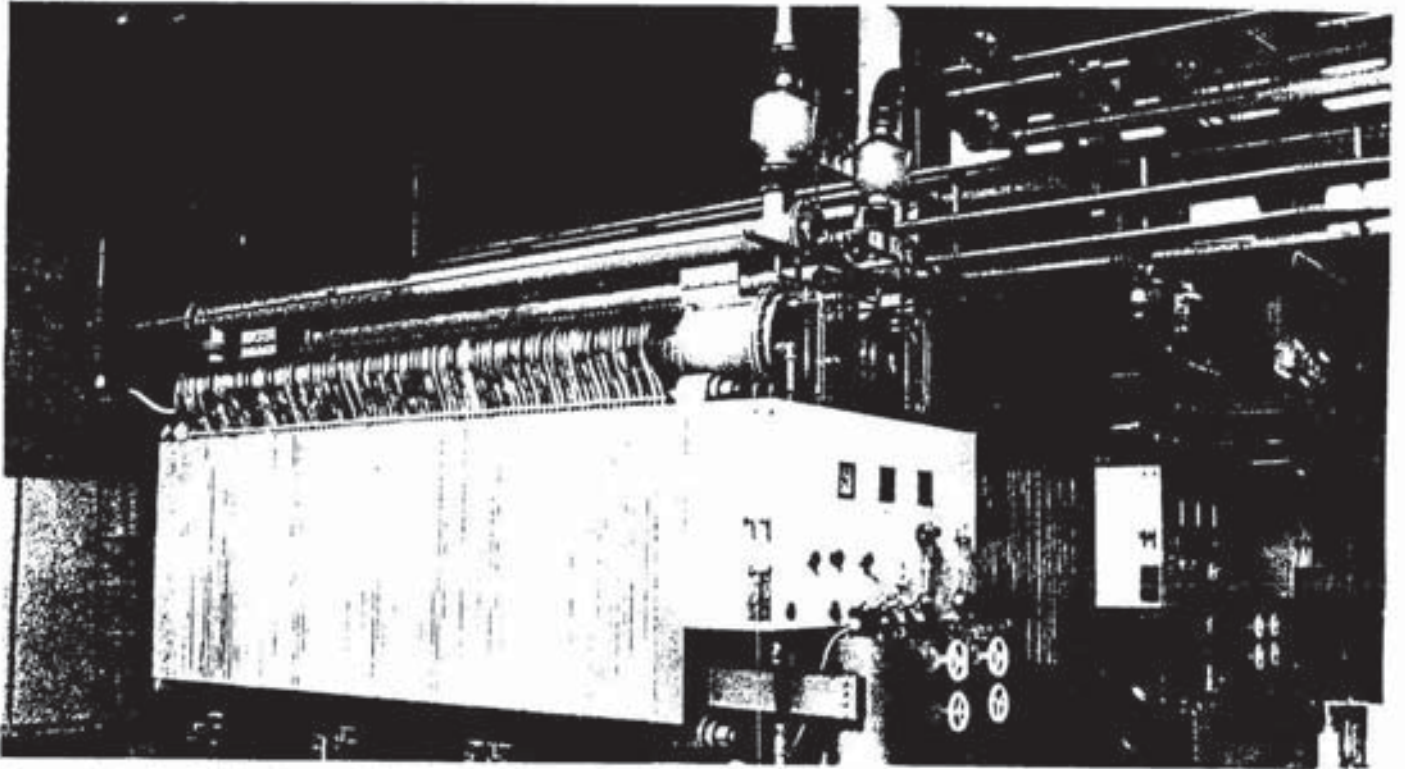
Druckelektrolyseur (System Lurgi) zur Erzeugung von 760 Nm³/h Wasserstoff



Aufbau einer Druckelektrolysezelle

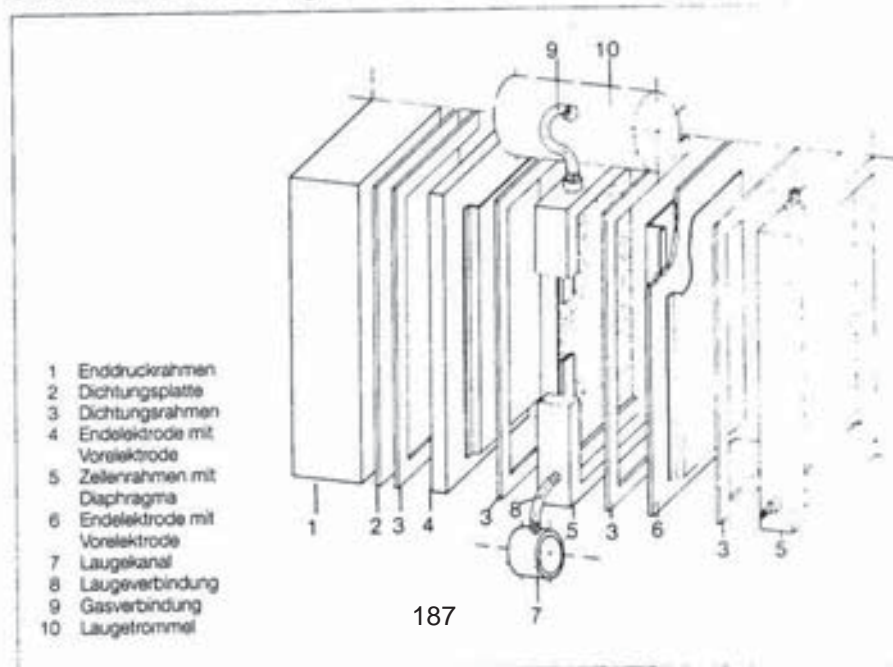
2.2 Atmosphärische Elektrolyseure

Wie die Druckelektrolyseure sind die atmosphärischen Elektrolyseure nach dem Filterpressenprinzip aufgebaut, sie produzieren die Gase Wasserstoff und Sauerstoff allerdings nur bei Atmosphärendruck. (Typ BAMAG) /1/. Zur Speicherung bzw. Weiterverarbeitung müssen die Gase komprimiert werden.



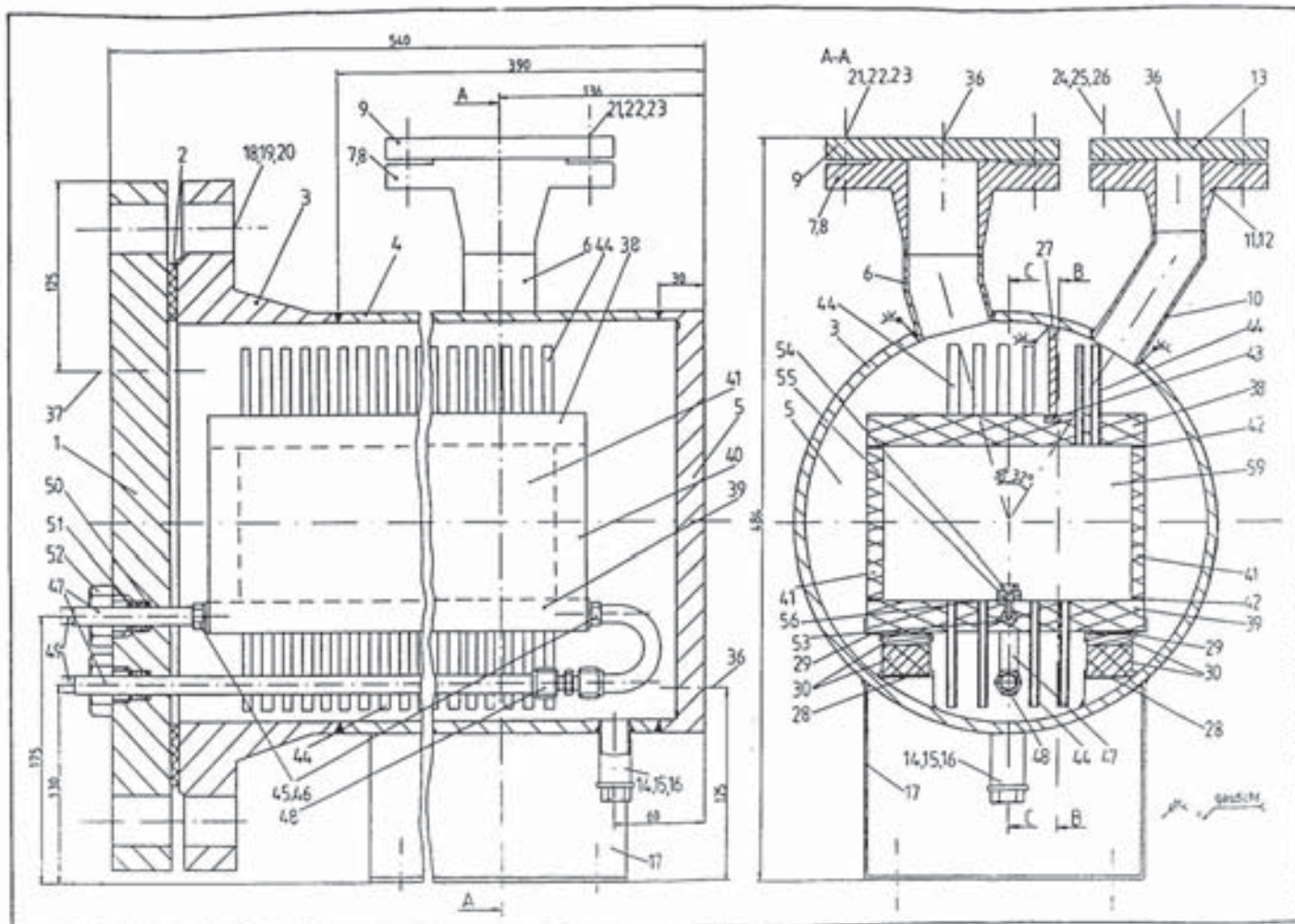
Atmosphärischer Elektrolyseur S 300 E 100. Leistung 300 Nm³/h H₂

Schnitt durch einen Bamag Wasser-Elektrolyseur



2.3. Fortgeschrittene Druckelektrolyseure

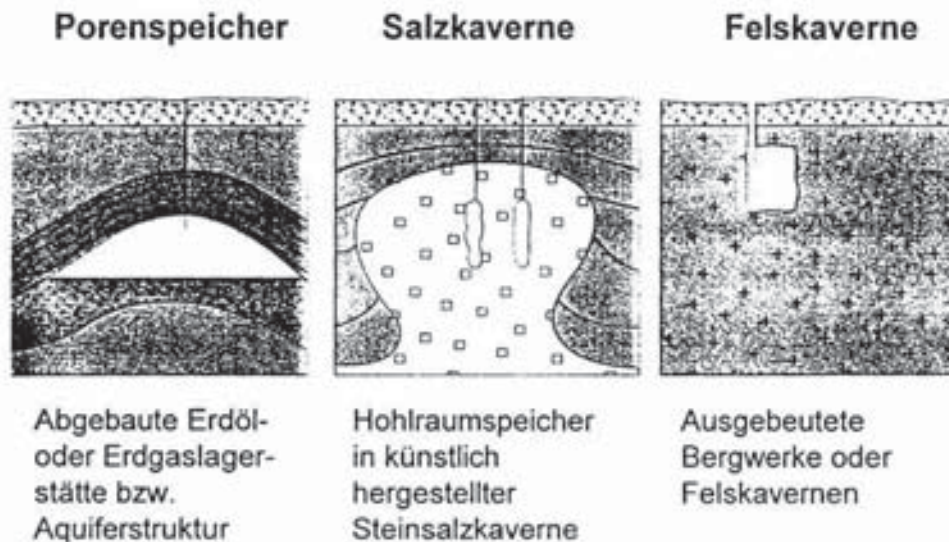
Der fortgeschrittene Druckelektrolyseur ist ein an der Fachhochschule Wiesbaden entwickeltes Gerät, bei dem der Zellenblock und die beiden Separationsbehälter in einem Druckbehälter untergebracht sind. Dieser Elektrolyseurtyp vereinigt die Vorteile vom atmosphärischen und vom Druckelektrolyseur [2], [3].



3. Speicherung des Wasserstoffs

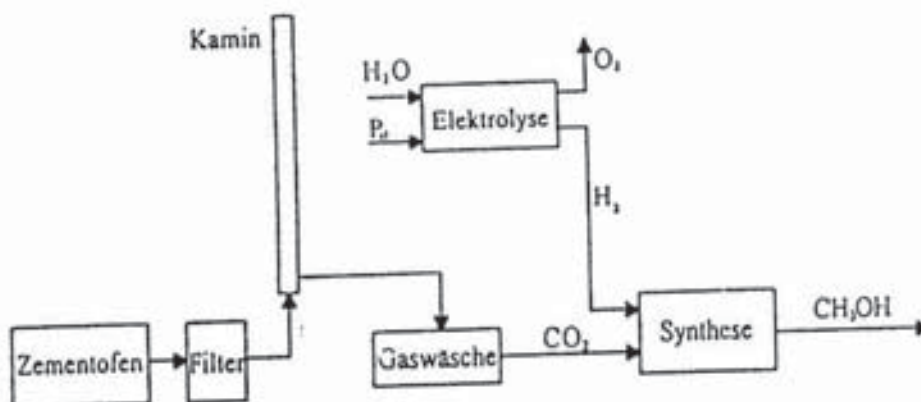
Ein Elektrolyseur mit einer installierten Leistung von 50 MW produziert ca. 10.000 m³/h Wasserstoff und 5.000 m³/h Sauerstoff. Derartig große Gasmengen werden sinnvollerweise nicht in Tanks gespeichert, sondern in Hohlräumen der Erdkruste, wie das bei der Erdgas-Speicherung üblich ist. Diese Hohlräume fassen einige Millionen bis 20 Milliarden Kubikmeter Gas. Für die behälterlose Wasserstoffspeicherung ist der Kavernenspeicher am besten geeignet

An der deutschen Nord- und Ostseeküste gibt es große Zechsteinsalzvorkommen, die für die Anlage großvolumiger H₂-Kavernen geeignet sind /4/.



4. Verwendung des gespeicherten Wasserstoffs

Der in den Kavernen gespeicherte Wasserstoff kann einerseits dem Erdgas zugemischt werden (Hythane, z.B. 30 % Erdgas, 70 % H₂), um in Heizungen oder bei Motorantrieben verwendet zu werden /5/. Andererseits kann er mit CO₂ zu Methanol verarbeitet werden, das ein flüssiger Energieträger und Chemierohstoff ist /6/.



Blockschaltbild der Methanolsynthese mit CO₂ aus Zementfabriken.

5. Literatur

- /1/ ELT Elektrolysetechnik, 35510 Butzbach
- /2/ N. Spath Gebrauchsmuster 296 07 767.4 vom 29.4.1996
- /3/ H. Dieffenbacher Konstruktion und Bau eines neuartigen alkalischen Druckelektrolyseurs, Diplomarbeit FHW 1997
- /4/ K. D. Giese, I. Schuldt Speicherung von regenerativen Energien im Untergrund, DEIG GmbH, 12524 Berlin
- /5/ B. Kroeker Umstellung erdgasbetriebener Heizungsanlagen auf einen Erdgas-Wasserstoff-Mischbetrieb Ludwig-Bölkow-Stiftung 1995
- /6/ S. Schulien, G. Sandstede
H. W. Hahn Kohlendioxid und Wasserstoff als Rohstoffe für eine umweltfreundliche Energietechnik Windkraftjournal 1/1996 S. 16

11.Stralsunder Symposium
“Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik”
04. bis 06. November 2004

Cholila Project in the Chubut Province
Argentinean Patagonia

Prof.Dr.Dipl.Ing. Erico Spinadel, Argentinean Wind Energy Association
Lic. Eduardo Rapp, EIDICO.

espinadel@argentinaeolica.org www.argentinaeolica.org

The Cholila project consists in the energetic supply through a hydraulic-wind-hydrogen system of an isolated real-estate development. It is an adaptation of the former Hacienda Project.

Geographic Location: *This Project is being developed on the north eastern shore of Lake Cholila, in the cordilleran region of the province of Chubut, in the Argentinean Patagonia.*



Cholila Village: the nearest town is 20 km away from where the development is taking place. It consists mostly of scattered one-storey houses. Population density is very low and its inhabitants amount to more or less 1300 considering all the scattered villages that are part of Cholila locality.

The development is called San Esteban and begins on the northeastern shore of Lake Cholila. In order to reach the site it is necessary to cross the Pedregoso River, which flows into the lake. The closest neighbours are an inn, a camping area and two private ranches.

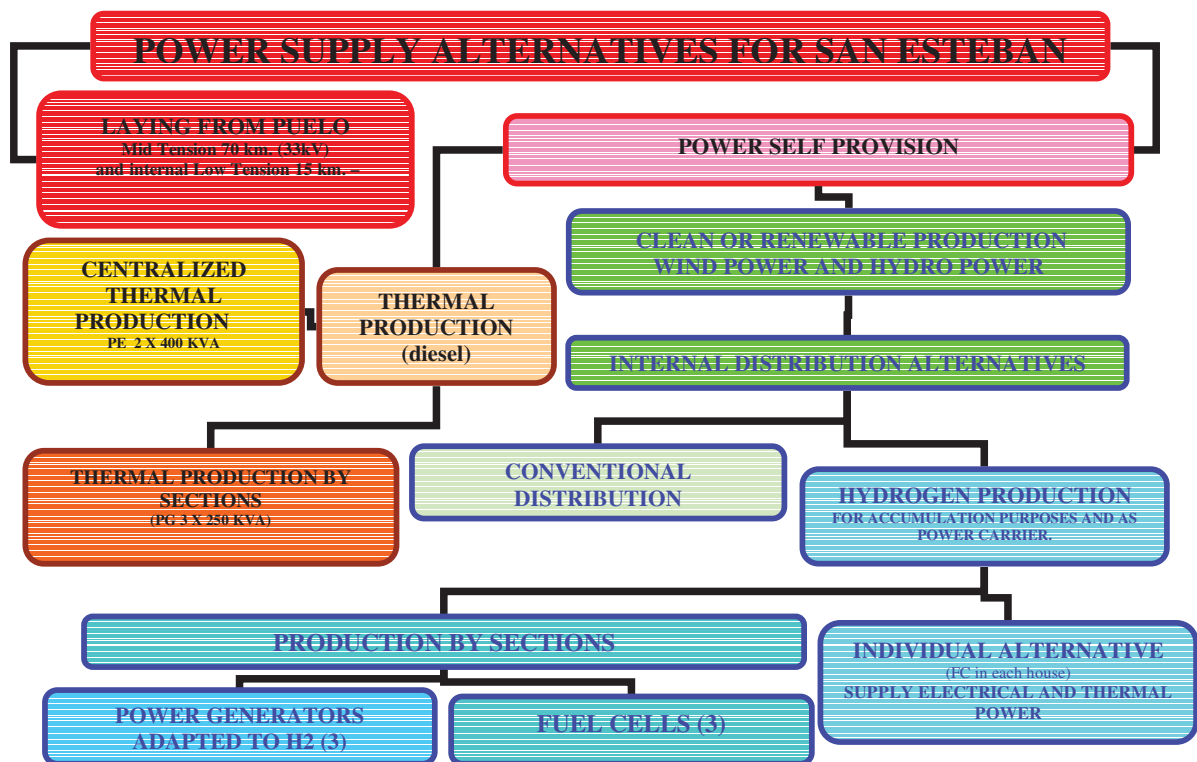
This region’s main features are isolation and wildness, surrounded by native forests, lake and mountains, and breathtaking views. At the same time possesses the challenge of presenting a very fragile ecosystem. Looking to the west and the Andes Range, a wind corridor formation among the mountains can be appreciated.

The private lots are situated on a slope 200 m overlooking the lake. This is the area where the owners’ home and private sectors will be located. Closest to the mountain and further beyond, common services and native wild animal and plant species preservation areas will be located.

San Esteban development consists of:

- *A 1000 hectares estate*
- *1300 lineal metres of which border the shores of Lake Cholila*
- *It has Private Sectors for exclusive use which encompass the 150 individual lots whose sizes vary between 2500 to 10.000 m2*
- *It has Common use Sectors which will consist of: An Inn and attached buildings, a Chapel, roads and fresh water and power supply stations.*

Regarding the power supply alternatives for the development, this project begins.



- *The classic alternative is to buy energy from the province’s distributor. At present, even though the line reaches the town of Cholila, it doesn’t reach the lake area. The closest node is approximately 15 km away from San Esteban, but the power distributor does not allow the connection to this node claiming that it will not be enough to supply the amount of houses estimated for the development, so it must be done directly from the thermal power plant in*

Puelo which is about 70 km away from San Esteban. This means that the 70km line from the power plant at 33 kV and then the internal distribution within the development in mid and low tension should have to be done at San Esteban's expense. And this of course, after the distributor's approval and subsequent cession of the line over to them, who from then on will sell low-tension electricity to each of the individual homes.

- *Another alternative is SELF PROVISION, and here we have two options:*

a. THERMAL PRODUCTION (USING DIESEL POWERED GENERATORS)

b. CLEAN OR RENEWABLE PRODUCTION (USING A COMBINATION OF BOTH HYDRO AND WIND POWER)

i. As a result of a more detailed analysis of the former alternatives, we find that for THERMAL PRODUCTION two options are available:

1. CENTRALIZED THERMAL PRODUCTION using two 400 kVA power generators.

The line in this case should be made using 2 power raising transformers to the power substations and from then on, by means of lowering voltage transformers, distribute the energy in low tension.

2. THERMAL PRODUCTION BY SECTIONS

For this option, at least three 250 kVA power generators are needed, placed in the same area where the power substations of the above mentioned option were placed, obviously introduced in soundproof chambers, and then distributed at low tension. This option, in contrast to the previous one, does not require voltage raising transformers, but it is the least environmentally friendly of all. Even though soundproof chambers to reduce noise pollution, there still is pollution caused by gas emissions plus the added risk of fuel storage in tanks. Anyway, even though this option entails the lowest initial investment, it also means the highest cost per kW.

ii. Regarding the CLEAN OR RENEWABLE OPTION, we have TWO INTERNAL DISTRIBUTION ALTERNATIVES.

1. The first one is the CONVENTIONAL DISTRIBUTION, which uses voltage rising and lowering transformers as was mentioned before. In this case only hydropower can be considered since power accumulation is not possible. This results in a lower power connection for each house.

2. The next option is HYDROGEN PRODUCTION FOR ACCUMULATION PURPOSES AND AS VECTOR.

In this case, since power accumulation is possible, a

Mixed hydro-wind power production system is an option. Wind power could be used in the summer months as reinforcement when water level in the river wanes and winds are much stronger.

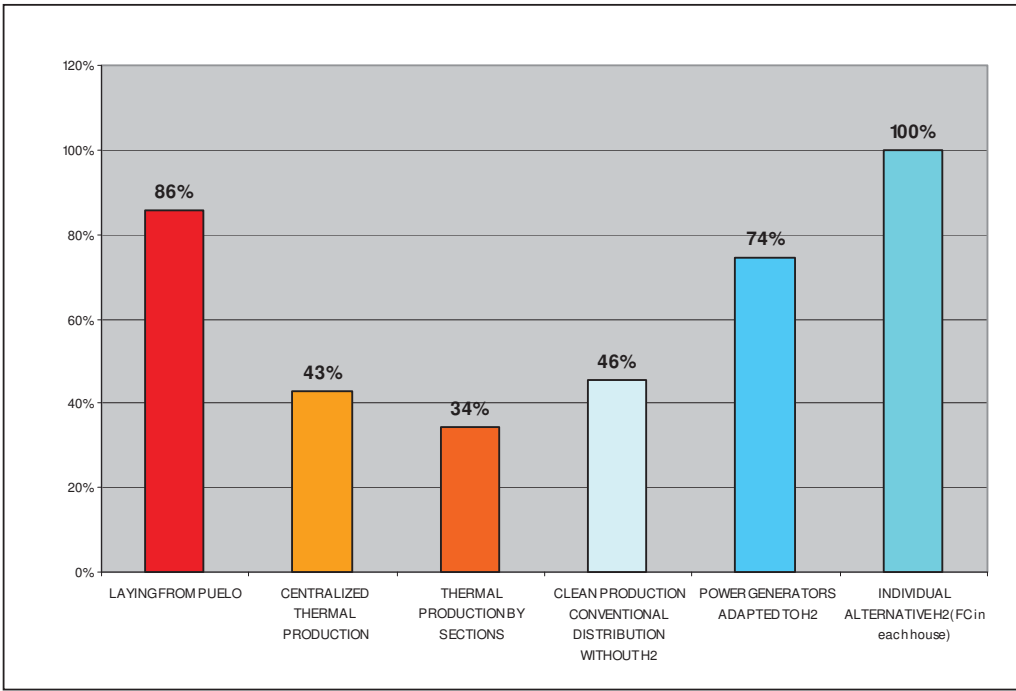
Hydrogen distribution in this case could be done by sectors, either using the substations or directly to each individual house.

If distribution by sectors is favoured, in which case hydrogen would be distributed to the substations by means of a piping layout, then we are faced with two options:

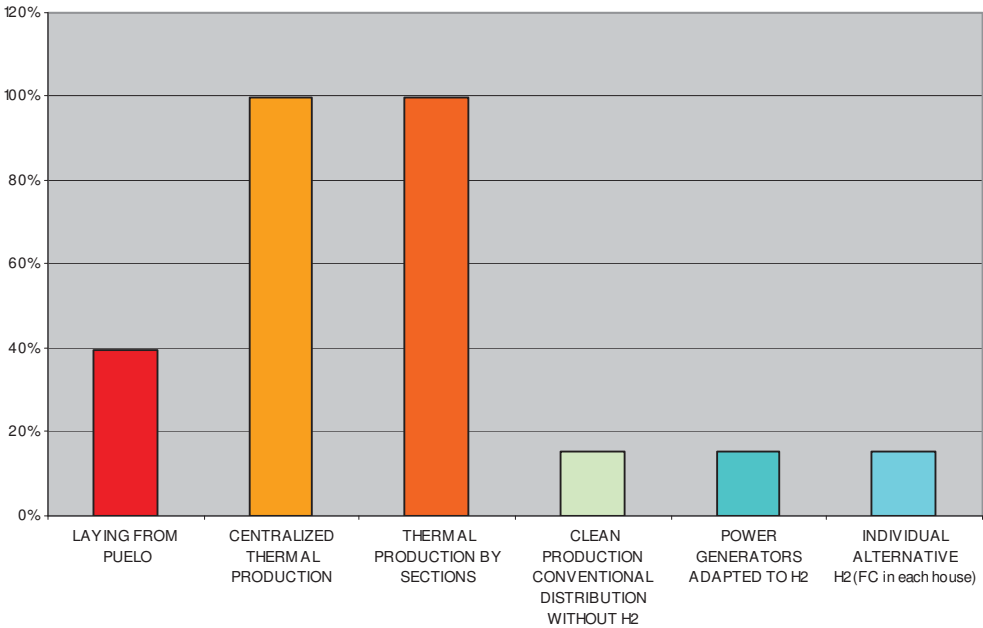
- 1. The first choice would be using a hydrogen power generator (ordinary natural gas generators adapted to H₂ as fuel), in each of the substations in order to generate power and later distribute it in low tension (when using wind power 160 kVA). This option has as a drawback, and it is the fact that the H₂ produced by the electrolyser wouldn't be enough to have the generators working full time. So if energy production is needed 24 h a day this would mean very high investment costs in generators and electrolysers. This means this alternative is not feasible, because hydrogen production is not an advantage as it may be insufficient as supply of the generators.*
- 2. The other alternative of distribution by sections is using fuel cells instead of power generators at the substations, and then distribution at low tension. Technology for this alternative is at present not sufficiently developed for use in such a system.*

Finally we arrive to the INDIVIDUAL alternative (using fuel cells in each home) which would allow the supply of both THERMAL AND ELECTRIC POWER to each home. Of all the above-mentioned alternatives, this is the only one that contemplates thermal supply, which means that in all of the above cases, thermal energy supply would be by means of PLG (propane liquefied gas) that increases costs considerably. So this is the reason why our project is based on this last alternative.

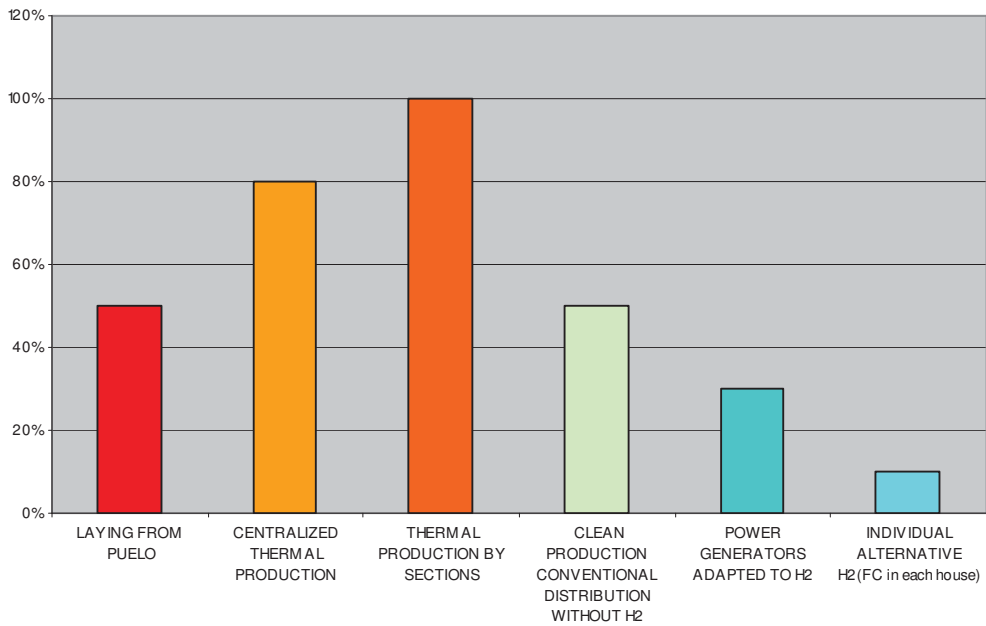
In this initial approach for the economical feasibility for each of the alternatives it is obvious that even though initial investment costs are higher for the individual option using fuel cells in comparison with the rest, it is not much so. Next considering initial investments costs is the 70 km line from the central power in Puelo, following this line of analysis, the cheapest alternative is Thermal Power production by sections.



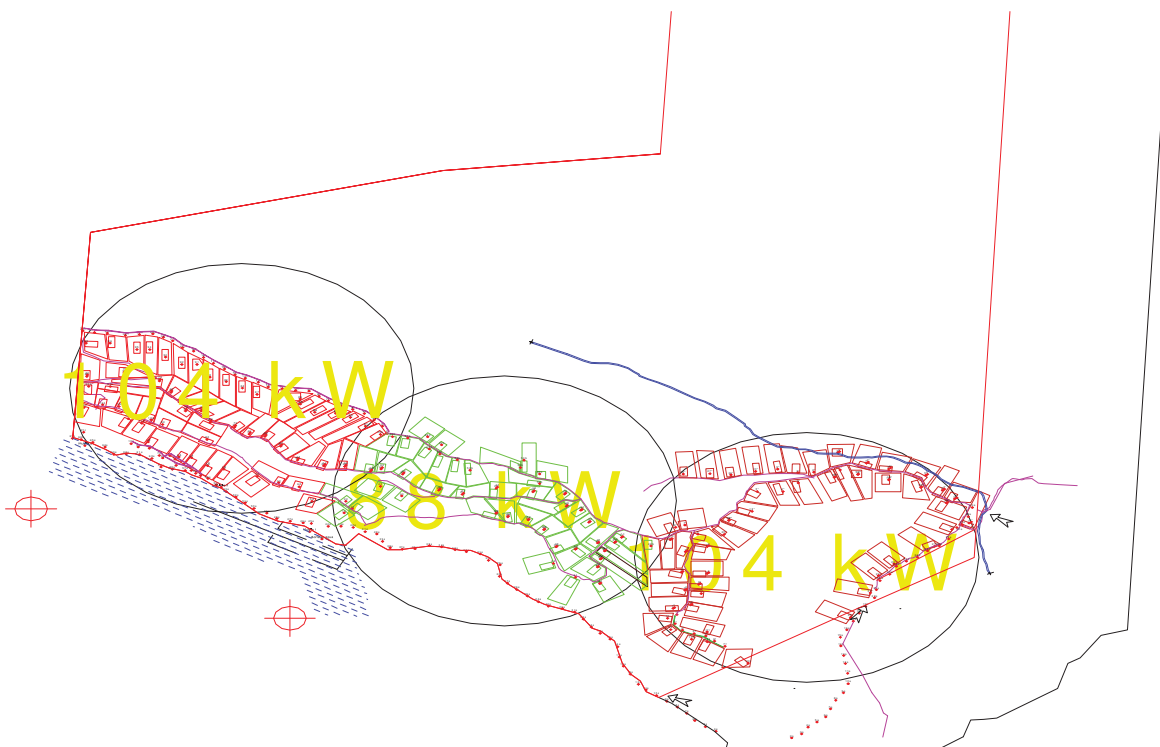
On the other hand, considering that although initial investment costs are an important part, variable and overheads also have to be considered. In both the thermal power production alternatives, kW costs are the highest while the cheapest are the hydrogen-powered alternatives.



When considering environmental issues, the most environmentally friendly is the individual fuel cell option and the least environmentally friendly is the thermal production by sections alternative.



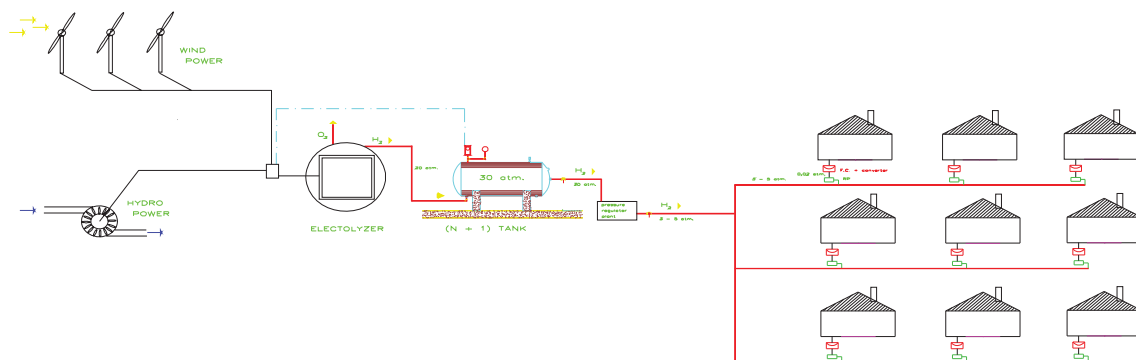
When considering the alternatives by sections, individual lots are grouped and the maximum power estimated for each lot is 2 kWe. This gives us an idea of maximum power supply needed for each section.



Regarding the individual alternative, hydro power is the main supplier which can produce a maximum of 120 kWe and a minimum of 70 to 80 kWe during the summer season when water flow is at its lowest and power demand at its peak. So considering that winds are at its peak in this season, wind power would be used to supplement power production. These windmills would be gradually increased in number according to the growth and power demand of the development, and we estimate could supply power above 300 kW, but these figures will be confirmed once the anemometric studies are finished.

This mixed hydro-wind system will supply a state of the art 100kW variable power electrolyser, which in turn would produce 20 to 24 Nm³H₂/hr at 80 to 100kWh and a pressure of 30 atmospheres. H₂ thus produced would be accumulated in tanks (compression is not necessary) and then distributed through the piping at 3 to 5 kg/cm² pressure to each individual lot. At this point, a pressure regulator will lower pressure so that it can supply a 2kWe fuel cell which would provide power to the house by means of a converter (DC/AC) and thermal power using the heat generated by the functioning of the fuel cell.

Since thermal power provided by this means would not be enough, particularly during the winter months, H₂ powered catalytic burners would be used to supplement thermal power demand in each home.



Based on our surveys we have established the best possible locations for the hydropower generators, the windmills and the electrolyser.

It is important to stress the fact that the profile of the people who have to chosen to become part of San Esteban, is of being environmentally conscious and to create the least environmental impact possible.

Rounding the concept, this Project is about a H₂, hydraulic and wind power matrix which would supply remote locations with thermal and electric power, thus making them power wise self-sustainable within a very sensitive environment and with adverse climate conditions.

Present situation of the project:

At present the viability of this project is being defined.

We have already established most data concerning Hydraulic power generation.

- *Maximum output Power: 120 kW*
Gross head: 53 m
Maximum flow: 480 litres/sec.
Pressure pipe diameter: 500mm.
Pressure pipe length: 870 metres
- *Cross Flow Turbine*

The location in the river for the placement of both the turbine and the harnessing are already defined. Work on the Hydropower generation is scheduled to begin by January 2005.

The best location for the windmills is between Cerro Los Leones and Morro 1 hills. These hills reach around 200 m over lake level. An exact position for the mills has already been defined. The Cerro Los Leones hill is the highest point in this area and the western prevailing winds can be appreciated from here just by watching the surrounding vegetation. The Morro 1 hill, even though it is not as high as Cerro Los Leones, has the advantage that it is better placed regarding the wind corridor.

Anyway, the final verdict on the exact location of the mills will be the result of an anemometric analysis that will determine not only the location but the adequate mill for that area as well.

At present we are working with heavy machinery on the road constructions at Cholila and probably next week, we will begin working on the digging for water piping lying. Since digging in some parts of the terrain is a rather difficult task, it is important that a decision be made before we finish with this work (which is scheduled to be finished by the end of November 2004), regarding the use of hydrogen so that we can take advantage of the work being done and use the same ditches for the hydrogen piping laying alongside with the water piping laying.

All of the above means that we are at the final stage of viability and project evaluation. This implies evaluating potential suppliers, adequate equipment, services, etc.

Cholila Project is a private capitals development managed by EIDICO, located in a very isolated area. Therefore the need for power self provision is genuine but not in detriment of environmental preservation and endeavouring to create the minimum environment impact possible.

ENERGIEVERBRAUCH VON BRENNSTOFFZELLEN-PKW IM VERGLEICH ZU INTERESSENGELEITETEN ANGABEN

Karl-Heinz Tetzlaff, DWV, Mörikestr. 6, 65779 Kelkheim k@k-tz.de

Schlüsselwörter: Wasserstoffwirtschaft, Biomasse, Primärenergieverbrauch, Treibstoffkosten, Brennstoffzellenfahrzeug

Zusammenfassung

Umfangreiche Studien der Öl- und Automobilindustrie kommen zu dem Ergebnis, dass Brennstoffzellenfahrzeuge keinen geringeren Verbrauch an Primärenergie haben werden als Fahrzeuge mit fortschrittlichen Dieselmotoren. Diese Aussagen sind wissenschaftlich nicht haltbar, wenn man die keineswegs ehrgeizigen Zielvorgaben der US-Regierung für das nächste Jahrzehnt berücksichtigt. Eingebettet in eine solare Wasserstoffwirtschaft auf Basis Biomasse wird aufgezeigt, dass der Treibstoffverbrauch von Brennstoffzellen-Pkw viel kleiner ist, als er von der Industrie angegeben wird. Die Industrie möchte sich aber von solchen Ergebnissen nicht in Zugzwang bringen lassen, hat sie doch die Kalifornischen Gesetze zur Einführung von Brennstoffzellen-Pkw gerade niedrigerungen.

Solare Wasserstoffwirtschaft

Der Treibstoffverbrauch hängt auch davon ab, welche Infrastruktur vorhanden ist. Hier wird von einer voll ausgebauten Infrastruktur für die Verteilung von Wasserstoff ausgegangen. Das ermöglicht einen fairen Vergleich mit der Situation heute. Als Primärenergie für die Herstellung von Wasserstoff wird Biomasse ausgewählt, weil damit ohne Umweg über den Strom, eine sehr kostengünstige Herstellung von Wasserstoff mittels Steam-Reforming möglich ist. Die Herstellung erfolgt in Anlagen industrieller Größe, die ein Einzugsgebiet von 10-15 km haben.

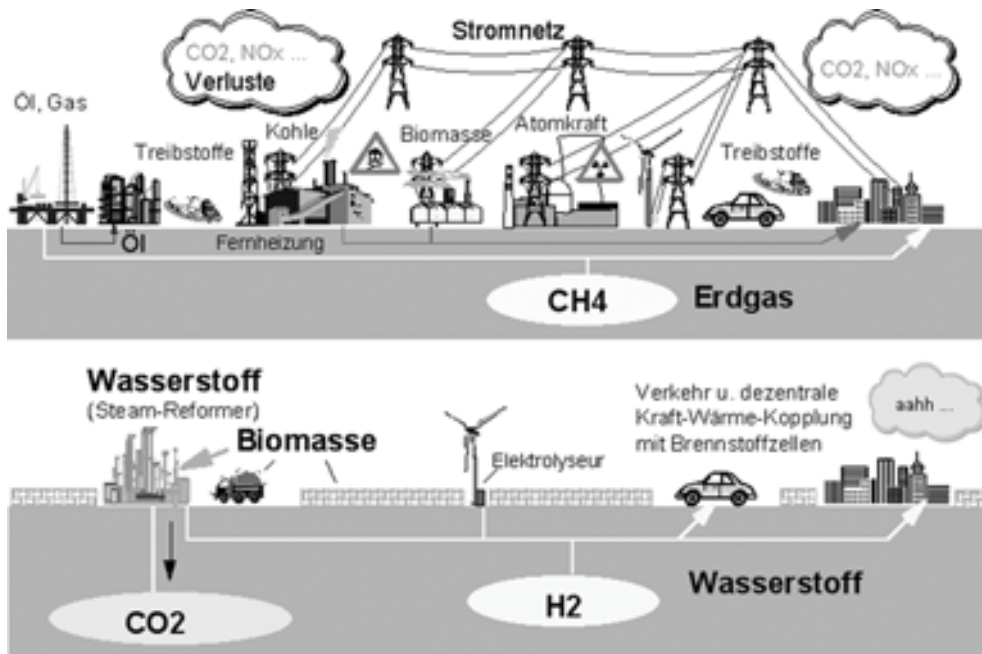


Abbildung 1: Infrastruktur heute und morgen

Eine Wasserstoffwirtschaft mit dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung hat eine höhere Effizienz als unsere derzeitige Energiewirtschaft. Etwa 93% der in der Biomasse vorhandenen Energie können als Strom oder Wärme genutzt werden. Der Bedarf an Primärenergie sinkt dadurch auf etwa die

Hälfte. Wenn kostengünstige Synergie-Effekte mit andern Erneuerbaren Energien genutzt werden, müssen nur noch ca. 4600 PJ in Form von Biomasse aufgebracht werden. Dieses Potential ist vorhanden und wird mit zunehmenden Erträgen in der Landwirtschaft im Laufe der Zeit immer größer. Die überschüssige landwirtschaftliche Fläche wurde dabei solidarisch auf die 25 Länder der EU aufgeteilt.

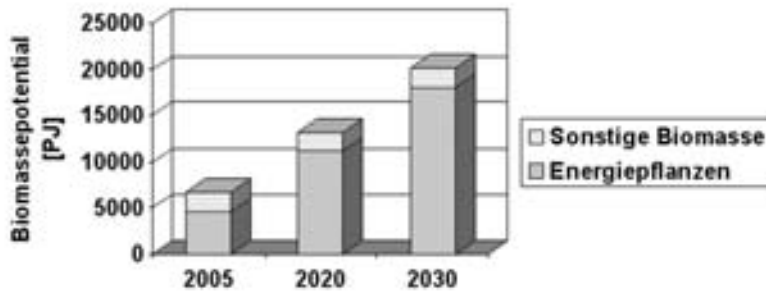


Abbildung 4: Vorhandenes Biomasse-Potential

Das Potential ist auch deshalb so groß, weil grüne Biomasse und Silage direkt genutzt werden können. Da in diesem System ein Überangebot von Strom besteht, spricht man von einer wärmegeführten Energiewirtschaft. In diesem System gibt es praktisch keine Energieverluste bei der Energiewandlung.

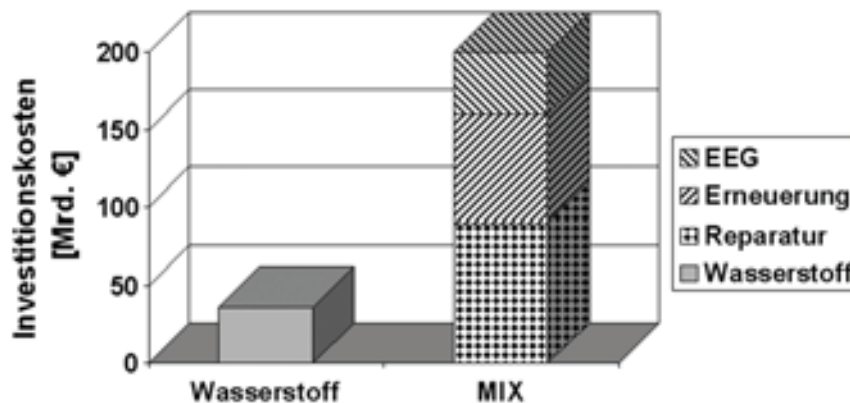


Abbildung 5: Erforderliche Investitionen in den nächsten 10 Jahren

Für die Stromwirtschaft ist in den nächsten 10 Jahren etwa ein Betrag von 200 Mrd. € aufzubringen. Die komplette Installation einer völlig neuen Energiewirtschaft kostet dagegen nur 36 Mrd. €. Die Installation einer Wasserstoffwirtschaft wirkt also wie die Befreiung von einer großen Last.

Auch die Energiekosten sind in einer Wasserstoffwirtschaft deutlich niedriger als heute. Abbildung 4 zeigt die Kosten, die dem Verbraucher ohne Steuern in Rechnung gestellt werden. Externe Kosten, Militärausgaben zur Sicherung des Zugangs zum Öl und Energiesparmaßnahmen sind darin nicht enthalten. Volkswirtschaftlich gesehen, ist der Kostenvorteil einer Wasserstoffwirtschaft also viel größer als dargestellt. Bei der Kostenermittlung ist berücksichtigt, dass der Landwirt ein Energiekostenäquivalent von 24 €/bbl Erdöl erhält, das sind 73 €/t Trockenmasse. Damit ist der Landwirt ohne Subventionen besser dran als in der heutigen hoch subventionierten Landwirtschaft.

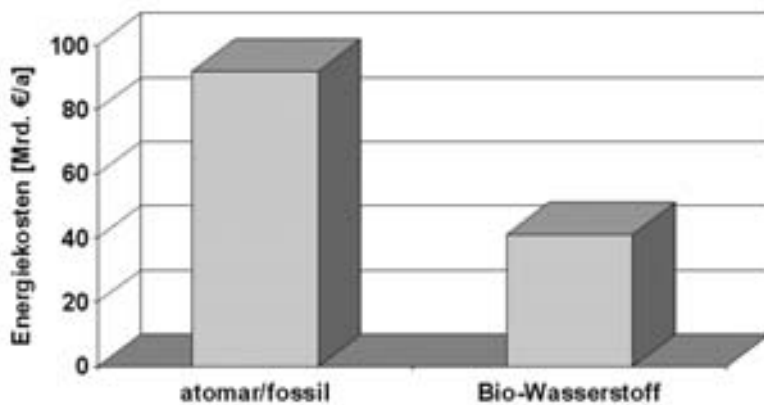


Abbildung 1: Energiekosten ohne Steuern

Von der heutigen Energie-Infrastruktur bleibt nur das Erdgasnetz erhalten, das ohne grundlegende technische Modifikationen für Wasserstoff genutzt werden kann. Wärmekraftwerke – auch Atomkraftwerke – sind in dieser solaren Energiewirtschaft nicht wettbewerbsfähig. Die Strominfrastruktur wird nicht mehr gebraucht. Strom ist unverkäuflich, weil der Nachbar auch zu viel davon hat. Die Tabellenwerte beziehen sich auf den Heizwert. Haushaltsstrom kostet dann 3,2 Cent/kWh.

Herstellkosten ab Fabrik	2,5 Cent/kWh
Abgabepreis für die Industrie	2,8 Cent/kWh inklusiv Konzessionsabgaben
Haushaltstarif	3,2 Cent/kWh inklusiv Konzessionsabgaben
Tankstelle ab Zapfpistole 700 bar	4,1 Cent/kWh inklusiv Konzessionsabgaben

Tabelle 1: Kosten für Bio-Wasserstoff ohne Steuern

Solarenergie ist die allererste Innovation, die einem mächtigen Wirtschaftszweig diametral entgegensteht. Sie wirkt unmittelbar systemzerstörend (Hermann Scheer). Die solare Wasserstoffwirtschaft ist nicht eine Ergänzung zum heutigen Energiemix, sondern eine Alternative.

Verkehrs-Sektor

Mit der Einführung von Wasserstoff ist nicht nur der Kraftwerks-Sektor bedroht, sondern alle Öl-, Gas- und Bergwerksgesellschaften. Die Ölindustrie fürchtet zu recht den Verlust ihrer Basis. Weil die Automobilindustrie mit der Ölwirtschaft eng „verbandelt“ ist, sind beide an der Aufrechterhaltung des Status quo interessiert. Deshalb wird mit allen Tricks versucht, einen Technologiewandel abzuwehren. Auf technischem Gebiet versucht man

- a) Brennstoffzellenantrieben, wenn überhaupt, nur einen minimalen Vorteil zuzugestehen.
- b) Synthetische flüssige Treibstoffe aus Biomasse als die bessere Alternative darzustellen.

Wie aus der umfangreichen GM-Studie [1] (Table 4.3-1) hervorgeht, ist ein Brennstoffzellenantrieb ungefähr so gut wie ein Diesel-Hybrid, wenn man den Wasserstoff aus Windstrom oder Erdgas herstellt. Wird Wasserstoff aus Holz hergestellt, so liegt die Effizienz zwischen einem normalen Diesel und einem Diesel-Hybrid. Alle anderen untersuchten Pfade sind für die Brennstoffzelle noch ungünstiger. Das Ergebnis soll deutlich machen, dass Brennstoffzellenantriebe nicht besser sind als herkömmliche Verbrennungsmotoren. Die Annahmen und Berechnungsmethoden, die zu diesem Ergebnis geführt haben, wurden nicht offen gelegt.

Ein Brennstoffzellenantrieb ist ein Elektroantrieb und legt daher die Möglichkeit der Rückgewinnung von Bremsenergie in einem Superkondensator nahe. Rechnet man die Ergebnisse

mit an sich bekannten Formeln für den Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) nach, so kommt man zu ganz anderen Ergebnissen [2]. Es wurden annähernd die gleichen Annahmen gemacht wie in einer Studie des MIT [3]. Ein Brennstoffzellenfahrzeug mit Technologiestand der Jahre 2009-2015 verbraucht danach ca. 0,26 kg Wasserstoff je 100 km, was ca. 0,43 MJ/km Primärenergie in Form von Biomasse entspricht.

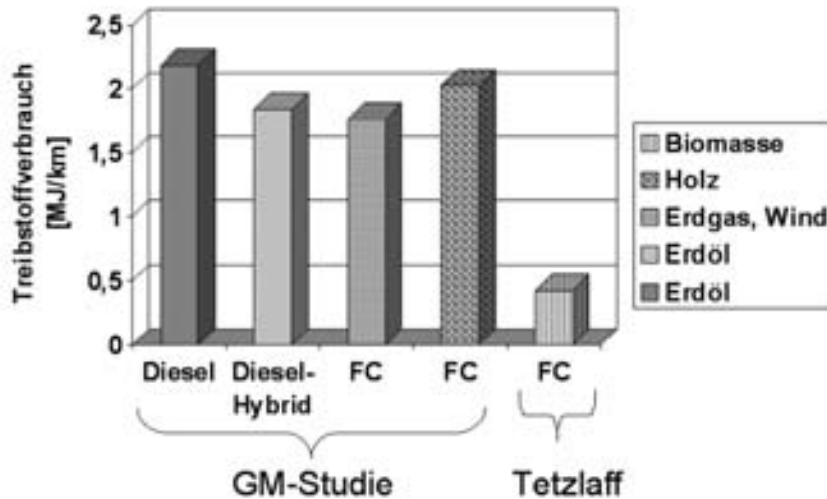


Abbildung 1: Primärenergieverbrauch

Der Energieverbrauch für den NEFZ lässt sich mit einfachen Größenwertgleichungen berechnen:

$$\text{Rollwiderstand: } F_r = (c_r + \Delta c_r) \cdot m \quad [\text{MJ/km}]$$

$$\text{Luftwiderstand: } F_a = 0,2 \cdot c_w \cdot A \quad [\text{MJ/km}]$$

$$\text{Bremsanteil: } F_b = [0,105 - 1,27 \cdot (c_r + \Delta c_r)] \cdot m \quad (\text{MJ/km})$$

Dabei ist die Fläche „A“ in m² und die Masse „m“ in t einzusetzen.

$$\text{Der TTW- Wirkungsgrad ist } \eta = (F_r + F_a + F_b) / F_t ;$$

Der Umwandlungsgrad von Biomasse zu Wasserstoff im Drucktank beträgt ca. 73%.

Der Brennstoffzellen-Systemwirkungsgrad (DC/H₂) ist für den NEFZ nach MIT ca. 70%.

Umrichter: AC/DC = 97-99,3%; Motor: Rad/AC = 92-97%; A = 1,8 m²; c_w = 0,22; c_r = Δc_r = 0,006;

m = 1,4 t. Der Reibbeiwert ist in einen Anteil für den Reifen c_r und in einen Anteil für die

Welligkeit der Straße Δc_r aufgeteilt. Die Bremsenergie und die Stoßdämpferenergie kann zu 80-

90% zurückgewonnen werden, Δc_r entsprechend zu korrigieren. Bei der fachgerechten Wahl der

Annahmen über Fahrzeugdaten besteht nur ein geringer Spielraum. Die Ergebnisse der GM-Studie

können jedenfalls nicht mit anderen fachgerechten Annahmen begründet werden

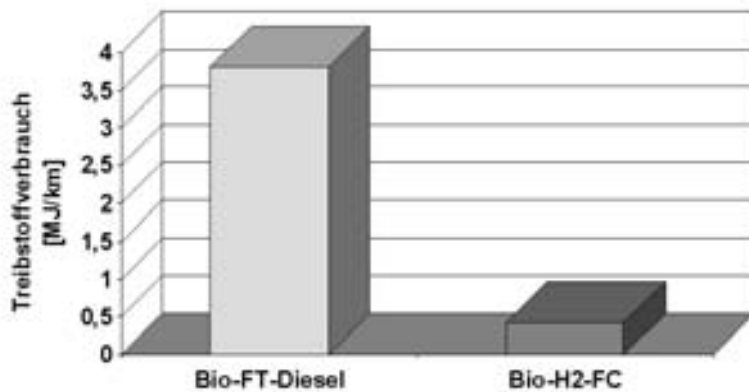


Abbildung 2: Primärenergieverbrauch für Antriebe auf Basis Biomasse

Die gegen den Wasserstoff gerichtete Strategie besteht nun darin, synthetischen Treibstoff aus Biomasse herzustellen. Aus H₂, CO und CO₂ wird Treibstoff nach dem alten Fischer-Tropsch-Verfahren (FT) hergestellt. Das ist mit hohen Energieverlusten verbunden.

Wie der Vergleich von Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigt, ist der Primärenergieverbrauch bei FT-Treibstoffen doppelt so hoch wie bei herkömmlichen Verbrennungsmotoren auf Erdölbasis. Er ist 10-mal so hoch wie bei Antrieben mit Brennstoffzelle. Zwar ist die Treibstoffenergie für FT-Dieselantriebe im Vergleich zu Biodiesel ca. 5-mal höher, die Treibstoffenergie für Brennstoffzellenantriebe ist aber 50-mal höher als beim Biodiesel.

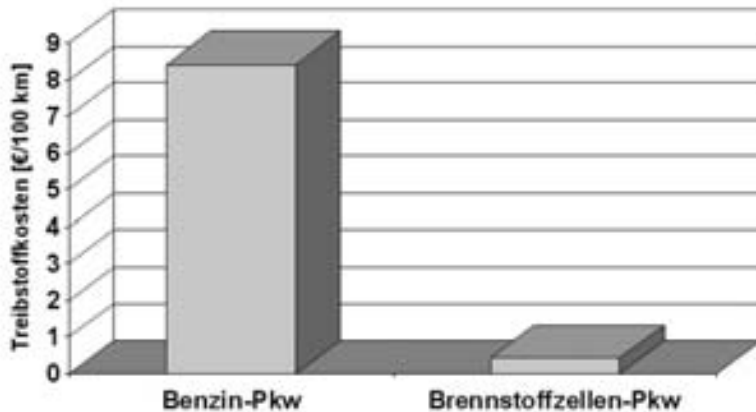


Abbildung 7: Treibstoffkosten

Die hohe Effizienz von Brennstoffzellenantrieben schlägt sich auch in den Treibstoffkosten nieder. Abbildung 7 berücksichtigt die aktuelle Gesetzeslage. Biotreibstoffe sind von der Mineralölsteuer befreit, Benzin nicht. Etwa 2/3 der Benzinkosten entfallen auf Steuern. Auch ohne Steuern kostet Benzin ca. 10-mal mehr als Bio-Wasserstoff. Biodiesel und FT-Diesel kosten ohne Steuern etwa doppelt so viel wie Benzin ohne Steuern. Die Spielerei mit FT-Diesel wird uns die Technologieführerschaft im Automobilbau kosten. Was das bedeutet, kann Ihnen schon der „Mann von der Straße“ sagen.

Als Ergebnis ist ein Versagen der wissenschaftlichen Eliten im real existierenden Lobbystaat festzustellen. Jeder Student ab 1. Semester kann die Angaben der GM-Studie als interessengeleitet entlarven.

Literatur:

-
- [1] GM Well to Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle System – A European Study (2002)
 - [2] K-H Tetzlaff; Paradigmenwechsel mit Bio-Wasserstoff und Brennstoffzellen; im Druck, siehe auch www.k-tz.de
 - [3] Comparative Assessments of Fuel Cell Cars, MIT, Feb. 2003, MIT LFEE 2003-001 RP

WIND ENERGY IN ESTONIA

V. Tiit¹ and A. Kull²

¹*Estonian Agricultural University, Kreutzwaldi 64, 51014 Tartu, Estonia, vtiit@neti.ee*

²*University of Tartu, Institute of Geography, Vanemuise 46, 51014 Tartu, Estonia, ain.kull@ut.ee*

Keywords: Wind energy resources, GHG gases, planning issues, technical problems

Abstract: Estonia is rich in such renewable energy sources like wood, peat and wind. Wind energy potential is very high (up to 7 TWh) due to its geographical location. Wind potential could be efficiently used particularly on the western coast and on islands. Wider use of renewable energy sources would allow significant cutting of GHG emissions. Wind energy yield reaches up to 9000 MWh in West-Estonian Archipelago, 4000–8000 MWh in other coastal regions and up to 4000 MWh in inland areas per 2 MW wind turbine. In Estonian coastal regions (20 km wide zone along the 3800 km long coastline) there is 114 000 ha (7.9% of total area) open fields that are fully suitable for harnessing wind energy. Use of wind energy has been hindered so far mainly by a systematic under-capacity operation of two large oil shale power plants in Narva and weak power network system in coastal regions

1 Introduction

Rapid development of wind energy industry in many European countries has brought about a certain enlivening also in energy sector in Estonia. Due to its geographical location Estonia is rich in wind, the potential of wind energy is very high (over 7 TWh without off-shore). This potential could be efficiently used particularly on the western coastline and on islands where wider use of renewable energy sources would allow significant cutting of GHG emissions. Estonia has a unique energy mix all over the world as about 92% (9.1 TWh in 2003) of electric energy generation is based on oil shale (share of renewable energy is only 0.4%). Oil shale is low-grade fossil fuel, electricity generation gives significant emission of CO₂ (96044 mg/MJ), SO₂ (677 mg/MJ) and alkaline fly ash (448 mg/MJ) into the atmosphere [1]. Nevertheless, renovation of two energy blocks and their conversion to fluidised bed technology have significantly (10–20 times) lowered emissions and reduced oil shale consumption by 15%. Renovation of other energy blocks is also foreseen.

Use of wind energy has been hindered so far by a systematic under-capacity operation of two large oil shale power plants in Narva [2]. Currently there is installed capacity of wind turbines in Estonia 3.4 MW (8 wind turbines), at the end of 2004 additional 19 MW (9 wind turbines) will be commissioned. In 2005 there is expected increase of installed capacity of wind turbines 12 MW.

To promote sustainable exploitation of wind resources it is important to figure out the most favourable sites and areas for wind power plants in early stage of wind energy development. Acceptable sites are only those which are economically profitable (i.e., good wind conditions) and do not conflict with environmental and public interests. To ensure high efficiency of land use, utilization of wind resources and public acceptance of wind farms, the siting process of wind turbines must be carried out according to good practice.

Historical background of wind energy use in Estonia

Estonia (area 45,2 sq. km, 1520 islands, coastline length about 3800 km) is situated on the eastern coast of the Baltic Sea (Fig. 1). This is a region with intensive cyclonic activity and therefore with a relatively high mean wind speed. Therefore wind energy has been used in Estonia for ages. Windmills emerged in Estonia probably several hundred years ago and they were used to get

mechanical power for grinding grain. About a hundred years ago there was 2–3 thousand windmills in Estonia with the total power about 10 MW. These windmills were situated mainly on the islands and in the coastal regions (especially smaller buck windmills), but larger ones were common also on higher locations all over the country. Several hundred windmills worked, mainly at islands, until the Second World War [3]. Use of wind turbines to pump water and produce electricity, mainly for the households, was grown in Estonia during the general economic expansion in 1930s. Some wind turbines, incl. patented solutions, were produced in Estonia [4].



Figure 1. Site map. Estonia is situated on the eastern coast of the Baltic Sea.

After the World War II due to cheap fossil fuels (crude oil and coal from Soviet Union and domestic oil shale), and especially after the construction of large oil shale using thermal power stations near Narva (Baltic Power Station, 1624 MW, 1966; and Estonian Power Station, 1610 MW, 1973), which supplied the country with reliable and cheap (without consideration of pollution) electricity, there were no more economically sound reasons for using wind power.

Despite of an unfavourable situation there were still some enthusiastic people who were interested in wind power and built up to 10 kW generators for personal use, using the generated power for lighting or for heating water or living spaces.

In 1986 a wind park project was started on island Saaremaa (peninsula Vätta) to mount large number of windmills (from 4 to 30 kW). The Vätta wind park thus became the largest wind park in the Soviet Union with total installed capacity of 346 kW [5]. The produced electric power of these small generators was mostly used for heating. Due to changes in political situation the collected data together with the majority of wind turbines were taken back to Russia in 1990.

Within the past 15 years interest to use wind energy is increasing again. Some modern wind turbines were erected (Fig. 2). The first modern 150 kW wind turbine is operating on island Hiiumaa (1997, subsidized by Denmark), two 225 kW at peninsula Sörve (2002 and 2003, Saaremaa) and one 300 kW turbine (not commissioned yet) at peninsula Sörve (Saaremaa), two 500 kW turbines at West coast of Saaremaa (2003 and 2004) and three 600 kW turbines in Virtsu (2002, West-Estonia, subsidized by Germany). A number of new wind park projects are in progress. Building permissions are applied for two large wind parks (54 and 58 MW) in North-East Estonia, but at least 16 feasibility studies for smaller wind parks in West and North-West Estonia are carried out, additionally stand-alone wind turbines are planned.

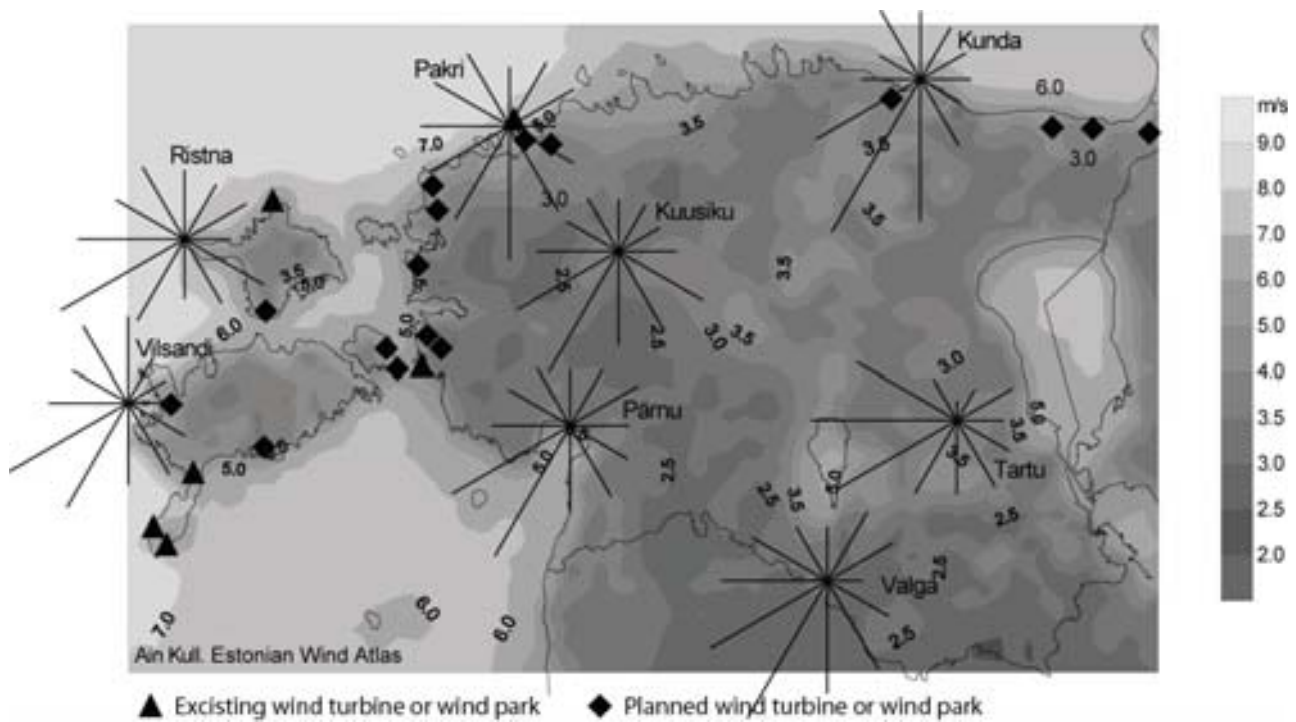


Figure 2. Mean annual wind speed at 10 m a.g.l. and modern wind turbines erected (1991–2004) or projects under development (wind turbines to be commissioned 2005–2006) in Estonia.

□ Wind resources

The general character of the Estonian wind regime is determined by atmospheric circulation and its seasonal variation over the Atlantic Ocean and Eurasia. However, the Baltic Sea itself is a very important factor affecting wind climate, it has an especially strong influence on the wind regime in coastal areas. Use of wind energy may be especially attractive in coastal areas. The mean annual wind speed is up to 6–7 m/s at 10 m height in the West-Estonian Archipelago and in open coastal areas. A perceptible decrease in the mean wind speed can be observed in the narrow transition zone from the sea to land. The wind speed decreases by approximately 40% in the coastal transition zone with an average width of 20 km. The mean wind speed is reduced in those areas by up to 4 m/s. Also, the number of days with storm or strong wind decreases rapidly from 40 days per year, characteristic of coastal areas and islands, to 10 days per year in the coastal transition zone. In the coastal areas and on small islands the wind blows most frequently at a speed of 4–7 m/s, on the western coast of island Saaremaa most frequently 4–8 m/s. In the inland parts of Estonia wind speed is most often up to 4 m/s. The mean wind speed on the northern coast of Estonia remains between 4 and 5 m/s. It is higher in the western part and decreases toward the east. In inland parts of Estonia the annual mean wind speed is low and strongly influenced by roughness and orography. At 10 m height it varies only slightly over large areas and remains between 2.5 and 4 m/s. The mean annual wind speed above Lake Võrtsjärv is up to 4.5 m/s and 5.5 m/s at Lake Peipsi.

To determine suitable areas for harnessing of wind energy in coastal areas all along Estonian coastal regions the assessment was carried out according to main principles of Environmental Impact Assessment (EIA) by use of Geographical Information System (GIS). Based on this the potential of wind resources were estimated. Mean energy density and wind speed maps serve as basis and according to the elimination of negative criteria (exclusion, restriction and naturally unsuitable areas for use of wind energy) all suitable areas for wind harnessing are defined.

According to regional planning criterias wind turbines are not allowed in any circumstances to be sited in exclusion areas (like settlements, road protection zone, etc.). Building wind farms in strictly restricted areas (landscape protection areas, important bird areas, etc.) is also not allowed either. Both zones are backed by enacted laws. Restricted areas (coastal and cliff protection zone, etc.) are not recommended but under certain conditions still available for the generation of wind energy. Siting of wind turbines in such areas depends on local authorities and decision makers because it conflicts with one or more functions of the area (e.g., recreational function, wildlife habitat, etc.). In general, harnessing of wind energy in a restricted zone should be avoided as long as areas with no planning restrictions are available. Areas with no planning restrictions can be divided further into favourable, suitable and unfavourable areas according to wind resources, infrastructure, distance to consumer, etc.

In Estonian coastal regions (15–20 km wide zone along the coastline) there is 114 000 ha (7.9% of total area) open fields that are fully suitable for harnessing wind energy [6]. The biggest share (from 58.4% on Saaremaa up to 83.3% on Hiiumaa) of coastal zone is naturally unsuitable (Table 1), mainly due to high proportion of forests and wetlands. Naturally unsuitable areas make up 71% of the Estonian coastal zone. On the northern coast, the main restrictions are related with settlements, but also less favourable wind conditions make this region less attractive than western Estonia. Exclusion areas embraces 36.8–39.1% of the coastal zone in West-Estonia and island, while higher settlement density along the Gulf of Finland results in very high share of exclusion areas in Harjumaa (58%) but also in Lääne-Virumaa (49.6%) and Ida-Virumaa (47.3%).

Table 1. Explication of limiting areas and suitable regions for wind turbines in coastal zone. A - exclusion area, B₁ - strictly restricted area, B₂ - restricted area, C - reservation area, D - naturally unsuitable area, E - suitable area.

Coastal Region		Zone					
Region	Area (1000 ha)	A	B ₁	B ₂	C	D	E
Saaremaa	291	112 38.6%	49 16.9%	21 7.2%	84 28.8%	170 58.4%	□□ 1□□□□
Hiiumaa	102	39 38.1%	17 16.6%	7 7.0%	34 33.6%	85 83.3%	□ □□1□
South-West Estonia	303	112 36.8%	57 18.7%	12 4.0%	89 29.4%	233 76.7%	1□ □□□□
West Estonia	256	100 39.1%	74 29.1%	12 4.8%	111 43.4%	198 77.4%	1□ □□□□
Harjumaa	172	100 58.0%	36 20.9%	9 5.1%	71 41.5%	121 70.5%	□ □□□□
Lääne-Virumaa	205	102 49.6%	42 20.5%	6 2.7%	62 30.4%	136 66.2%	1□ □□□□
Ida-Virumaa	109	52 47.3%	2 2.0%	3 2.9%	12 10.8%	79 72.3%	□ □□□□
TOTAL	1439	616 42.8%	278 19.3%	70 4.9%	464 32.2%	1022 71.0%	11□ □□□□

Many restrictions are overlapping in regions (e.g. naturally unsuitable area (forest, wetland) can be also under nature protection (strictly restricted area) or to be important bird area), therefore despite high share of limiting factors there are still left large open areas for wind energy applications (Table 1, column E). The share of reservation areas is highly variable among the regions. Reservation areas are made up from subjective features (Natura 2000 areas, vicinity of natural and historical monuments, etc.) which do not have legal status but may have major impact on wind

harnessing through the public opinion. The lowest proportion of reservation areas is present in Ida-Virumaa (10.8%), while 41.5% of coastal zone in Harjumaa and 43.4% of West-Estonia is limited on that reason.

The lowest share of prohibited areas in the coastal zone can be found in Saaremaa and North-East Estonia. There is 37 000 ha (12.7%) of the area suitable for building wind turbines in Saaremaa and 19 000 ha (9.5%) in Lääne-Virumaa. The lowest share of suitable areas are in Harjumaa 5.4% or 9 000 ha due to extensive naturally unsuitable or settlement areas, and in Hiiumaa (6.1% or 6 000 ha) and South-West Estonia (5.9% or 18 000 ha) where large wetland or forests are the limiting factors.

□□Conclusions

According to assessment including main EIA principles Estonia has more space available for wind turbines than is needed to produce 10% of the current electric energy production in Estonia. To avoid ineffective land use of favourable areas and to minimise objective or subjective negative impacts of harnessing wind energy, modern medium and large scale wind power plants should be preferred. Wind energy yield reaches up to 9000 MWh in West-Estonian Archipelago, 4000–8000 MWh in other coastal regions and up to 4000 MWh in inland areas per 2 MW wind turbine.

Seasonal distribution of power production by wind turbines is highly correlated with seasonal pattern of energy consumption. The highest energy yield is characteristic for period from October to January (more than 12% of annual energy production in every month) and the lowest energy yield in summer from May to August (from 5% to 6.5%). Each month in spring and autumn contributes with 7.5–8.5% of annual energy production. Therefore wind energy has good perspectives to supplement the overall energy system in temporal scale.

Still, large scale usage of wind energy is hindered by some objective reasons: in addition to financial problems and lacking of domestic wind energy devices industry, Estonia has weak power lines system, especially in coastal regions and underexploited installed power capacity in oil shale based power stations at Narva, too.

□□Acknowledgement

The Estonian Science Foundation grant no. 5464 and UNDP RER/99/G41 supported this study.

□□References

- [1] Ü. Mander, T. Oja, H. Hallemaa, A. Kull, R. Bendere, I. Kudrenickis, L. Sergeeva, G. Denafas, Environmental Pollution Analysis of Energy Production and Consumption in the Baltic Region. In: E. Tiezzi, C.A. Brebbia, J-L. Uso (Eds.). *Ecosystems and Sustainable Development IV*, Vol. 2, *Advances in Ecological Sciences*, 19 (2003), 835 – 845
- [2] T. Kallaste, O. Liik, A. Ots, Possible Energy Sector Trends in Estonia. *Context of Climate Change*, (1999), 192
- [3] J. Steinrücke, The Possible Use of Wind Energy at the Estonian Coast and Other Ways of the Reduction of CO₂ in Estonia. *Energy, Environment and Natural Resources Management in the Baltic Sea Region*, (1993), 139 – 145
- [4] J. Prümmel, A home water supply, sewer system and electric lighting by the use of wind energy (in Estonian) *Tuulejõu abil majja vesivarustus, kanalisatsioon, elektrivalgustus*. Tallinn (1938), 26
- [5] E. Martinot, Wind-generated Electric Power in the Former Soviet Republics: Geographical Prospects. *Post-Soviet geography* 33 (1992), 4, 219 – 236
- [6] A. Kull, A. Laas, Sustainable management of wind resources in coastal areas in Estonia. In: Beriatos, E., Brebbia, C.A., Coccossis, H. & Kungolos, A. (Eds.). *Sustainable Planning and Development I. The Sustainable World*, 1, (2003), 69 – 78

WASSERSTOFFTECHNOLOGIEN IN JAPAN – AKTUELLER STAND

PROF. DR. HIROHISA UCHIDA

Course of Energy Engineering

Department of Applied Science

TOKAI UNIVERSITY

1117 Kita-Kaname, Hiratsuka-City

Kanagawa 259-1292

JAPAN

E-mail: huchida@keyaki.cc.u-tokai.ac.jp

Das Symposium "Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik"

Fachhochschule Stralsund, Stralsund, Deutschland

04-06. November 2004

ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Vortrag werden erst die Geschichte und der Hintergrund von verschiedenen japanischen Wasserstoffprojekten kurz erzählt. In Japan läuft ein neues Projekt über Wasserstofftechnologien seit 2003. In diesem Projekt will Japan "Sicherheitsnutzung und Infrastruktur von Wasserstoff" einführen. Im Bild 1 werden alle aktuellen Programme dieses Projektes dargestellt.

Die Forschung von Wasserstoffspeichermaterialien läuft aktiv zusammen mit der Entwicklung der Brennstoffzellen und der regenerativen Systeme (Bild 2). Unter einem Projekt von Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan, arbeiten wir zusammen mit der Stadt Tokyo, und einer Firma, NASU-DENKI-TEKKO, Ltd, um die Wind- und Solarenergien in der TiFe H₂-Speicherlegierung zu speichern. In diesem Projekt haben wir eine TiFe Legierung mit einer neuen Nanostruktur geschaffen, durch zwei mechanische Verarbeitungen: die erste, Mechanical Alloying (MA), und die zweite, Mechanical Grinding (MG) (Bild 3). Die TiFe Legierung ist bekannt, aber bis jetzt nicht viel angewendet, weil die Aktivierung von TiFe sehr schwer ist. Wir konnten die Oberfläche des TiFe durch MA und MG Prozesse verändern, so dass die Dissoziation von H₂ Molekülen leichter läuft, und anschließend die Hydrierung schnell geht.

In einem anderen METI Projekt (2002) haben wir ein erfolgreiches Ergebnis mit dem Bau eines MH(Metal Hydrid)-Freezer in Saijo-City, Ehime-Prefektur, Japan, erhalten. Man kann Lebensmittel unter minus 30 Grad halten. Dieser Freezer braucht unbenutzte Wärme aus dem kalten Grundwasser und heißen Abwärme von Industrien oder Müllverbrennungsanlagen. Die Energieverbrauch und die CO₂ Emission sind nur 30 % von einem traditionellen Freon-Gas-Freezer (Bild 4).

Danksagung

Ich bedanke mich herzlich Herrn Dr. Nobuhiro Kuriyama, New Energy and Industrial Technology (NEDO), Japan, für seine freundliche Kooperation, und auch Herrn Prof.Dr.Jochen Lehmann für seine freundliche Einladung zu diesem Symposium.

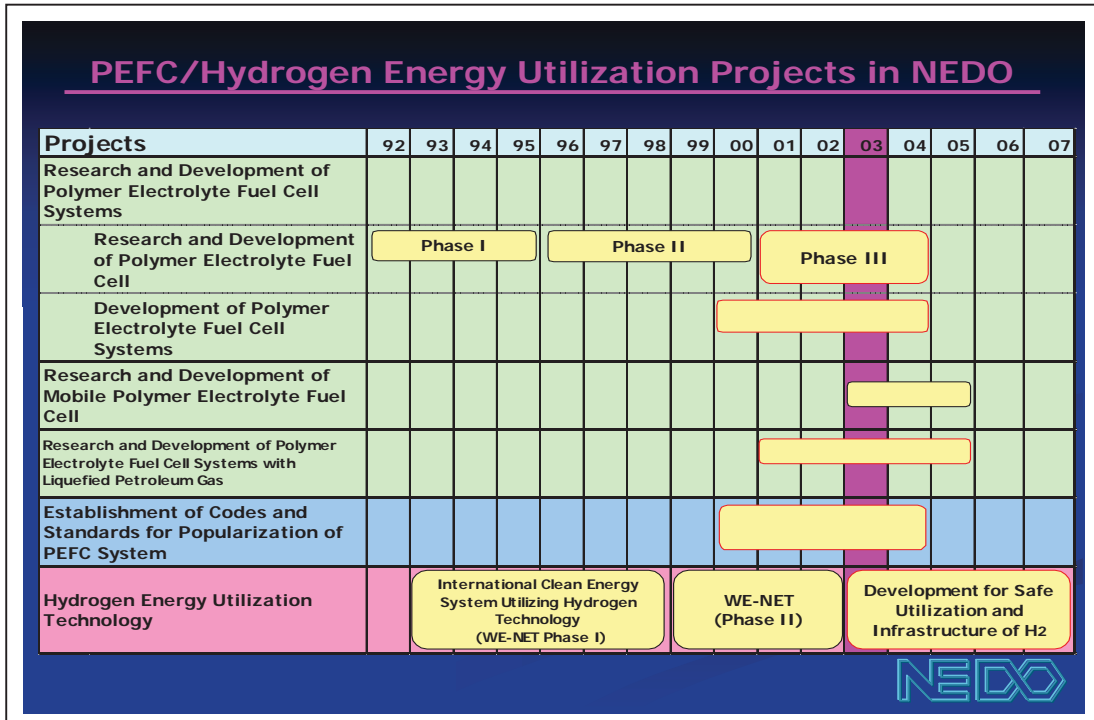




Bild 1

BACKGROUND 2



WIND POWER GENERATION
& TRANSPORT



A WINDMILL AT A CENTER OF TOKYO
- TOKYO METROPOLITAN
GOVERNMENT -

GROWING RENEWABLE ENERGY SYSTEMS IN JAPAN

INCREASING DEMAND OF ENERGY STORAGE !

Bild 2

Regional Research and Development Consortium Project of
Ministry of Economy, Trade and Industry (2003.4 - 2005.3)

Nasu Denki-Tekko
CO.,LTD.
R&D :Ball Milling Process
Electric Power Equipment



Transmission tower and wind
power system by
Nasu Denki-Tekko

Tokai University
Surface Modifications and
Kinetic Evaluation
of TiFe Samples

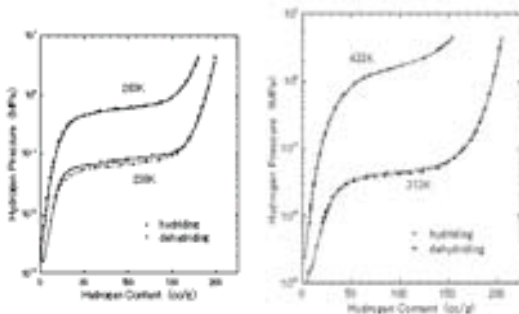


Tokyo Metropolitan
Government
Application of MH to
Wind and Water (FC)
Project



FC bus station
Ariake, Tokyo (2003.3.)

Bild 3



Eco-Energy City Project

F- CLASS
C-CLASS
5m x 5m x 3.3 m(H) x 2 MH-FREEZERS

METI PROJECT 2002

Bild 4

Offshore-Wasserstoff

DI Michael Wenske, Stuart Energy Europe
Dr. Hans Sandlaß, IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Alkalische Druckelektrolyse, Stuart Energy, Offshore-Windpark, Erneuerbare Energie, IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung

1. Einleitung

Windkraftanlagen sind aus der heutigen Energieversorgung nicht mehr wegzudenken und der Anteil an Windenergie am Energieverbrauch nimmt ständig zu. Die in Deutschland installierte Leistung erreichte in 2003 eine Größenordnung von 15.000MW.

Ein Großteil der ausgewiesenen Flächen für die Nutzung der Windenergie ist bereits ausgelastet, so dass zunehmend „Repowering“ und die Offshore-Nutzung zur Erzeugung von Windenergie in den Fokus gerät.

In der Endausbaustufe sollen ca. 20 GW Windkraft errichtet werden. Abgesehen von den Fragen zu ökologischen Einflüssen auf Meeresflora- und fauna, als auch zur technischen Machbarkeit muss schwerpunktmäßig die Frage des Energietransports Onshore beantwortet werden. Reicht die vorhandene Netzkapazität aus, zusätzlichen 20 GW in Küstennähe einzuspeisen, bzw. zu verteilen? Abhilfe sollen zwei 110-kV-Trassen an der Westküste sowie eine weitere in Ostholstein sorgen. Bisher sind diese Vorhaben jedoch nicht über das Stadium des Planfeststellungsvorhabens hinausgekommen.

Eine ernstzunehmende Alternative stellt die Erzeugung von Elektrolysewasserstoff dar. Regenerativ hergestellter Wasserstoffs bietet sich als klassischer Industrierohstoff, als CO₂-freier Kraftstoff und auch zur Rückverstromung in das Stromnetz zu Spitzenlastzeiten an.

Großes Potential birgt der zukünftige Kraftstoffmarkt, insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Reduktion der CO₂-Emissionen und die Substitution von Kraftstoffen basierend auf fossilen Energieträgern zunehmend dringlicher werden. Lieferunsicherheiten und Verknappung der Erdölreserven widerspiegeln sich unmittelbar in den Treibstoffkosten und bewirken eine nachhaltige Attraktivität des Energieträgers Wasserstoff.

Gegenwärtig entwickeln nahezu alle namhaften Autohersteller Fahrzeuge mit unterschiedlichen technologischen Antriebskonzepten, basierend auf der Brennstoffzelle und dem Wasserstoffverbrennungsmotor. Während die breite Einführung der Brennstoffzelle in diesem Marktsektor wohl noch mindestens bis 2012 auf sich warten lässt, werden sich Fahrzeuge mit Verbrennungskraftmaschinen, basierend auf Wasserstoff oder Hythane wesentlich früher etablieren.

Laut VES (Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie), eine gemeinsame Initiative von ARAL, BMW, BP, Daimler Chrysler, MAN, Opel, RWE, SHELL, Volkswagen und der deutschen Bundesregierung, soll 2,5% des gegenwärtigen Kraftstoffverbrauchs durch die Markteinführung von Wasserstoffautos bis 2010, bzw. 15% bis 2015 substituiert werden [Heuer 2001]. Dies entspricht einem Wasserstoffverbrauch von 500.000 t pro Jahr im Jahr 2010 und 2,5 Mio t pro Jahr im Jahr 2015!

Stuart Energy verfügt und entwickelt für den Energie- und Kraftstoffmarkt ökonomische Systemlösungen.

2. Lösungskonzepte

Machbarkeitsuntersuchungen, ausgehend von einer installierten Leistung von 400 MW Spitzenleistung wurden bereits von der LBST für die Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH (GEO) vorgenommen.

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Versorgung des Kraftstoffmarktes, gekoppelt an die Erzeugung von Wasserstoff mit erneuerbarer Energie müssen eine Vielzahl komplexer Fragen untersucht werden.

2.1 Untersuchung ausgewählter, geeigneter Standorte

2.1.1 Standort der Bereitstellung von Offshore-Wind

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz mit seinem Ziel der Reduktion von CO₂ hat einen Boom bei der Entwicklung von Offshore-Windparks ausgelöst.

In der Nordsee gibt es Planungen für mindestens 22 Windparks, in der Ostsee für mindestens 9 Windparks (siehe Übersicht Anlage 1)

Danach sind in der Nordsee 22.000 MW und in der Ostsee 4.400 MW geplant. Einem Greene-Peace-Gutachten zufolge könnten bei voller Ausschöpfung des Offshore-Windpotentials etwa die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland mit Energie aus Offshore-Wind gedeckt werden.

2.1.2 Leistungsabführung aus Offshore-Windparks

Bisher gehen mit einer Ausnahme alle Konzepte davon aus, die gewonnene Elektroenergie über Seekabel an Land zu bringen und dort in das Netz einzuspeisen. Auf Grund der Größe der Parks mit Maschinenleistungen von 4 bis 5 MW und größer, kann davon ausgegangen werden, dass die Leistung der einzelnen Windparks bis zu 2.000 MW und mehr betragen wird. Das entspricht auch der gegenwärtigen Antragstellung.

Diese Leistung erfordert die Einspeisung in das vorhandene Höchstspannungsnetz mit 220 kV und 380 kV, zumal von den Genehmigungsbehörden verlangt wird, dass die Trassen aus einzelnen Windparks gebündelt werden und somit Übertragungen von bis zu 4.000 MW erforderlich werden.

2.1.3 Probleme der Seekabelübertragung

Die herkömmliche Drehstromübertragung führt auf Grund der auftretenden Blindleistung zu bedeutsamen Verlusten. Der im Kabel entstehende Widerstand steigt mit zunehmender Länge und führt zu hohen Spannungsverlusten.

Eine Abhilfe kann mit dem Einsatz einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) bei größeren Entfernungen geschaffen werden, die aber zusätzliche Kosten verursacht.

Zudem ist der Einsatz nicht unumstritten.

Befürchtet wird, dass die erzeugte Wärme sowie das magnetische und elektrische Feld zu direkten und indirekten Auswirkungen auf die marine Lebenswelt führen können.

2.1.4 Probleme des Netzanschlusses

Das nächste Problem stellt der Netzanbindungspunkt an der Küste und von dort die Übertragung in die Verbraucherschwerpunkte dar.

Im Ostseeraum stehen drei solcher Anschlusspunkte zur Verfügung: das ist im EON-Netz bei Lübeck und im Vattenfall-Netz bei Rostock und bei Greifswald der Fall.

Nach Aussagen der Netzbetreiber kann aber auch auf Grund der Windenergieeinspeisung aus Onshore-Anlagen Windleistung nur über neu zu errichtende Nord-Süd-Trassen bis in den süddeutschen Raum abtransportiert werden. Das dürfte wegen der Gesetzeslage eine schier unüberwindbare Aufgabe sein.

Von den Übertragungsnetzbetreibern wird die Länge der neu zu bauenden 380 kV-Leitungen, die den Stromtransport von den geplanten Offshore-Parks in Nord- und Ostsee übernehmen, mit 1.000 km angegeben.

Als Problem wird auch genannt, dass durch Offshore-Wind die Transitzkapazitäten im Hochspannungsnetz unzulässig reduziert werden.

2.1.5 Probleme Regelenergie

Große Probleme bereitet die Regelenergie. Das ist der Ausgleichsstrom, der immer dann notwendig wird, wenn die Stromnachfrage steigt oder Kraftwerksleistung ausfällt.

Solche zunehmenden Schwankungen entstehen unbestritten mit der fluktuierenden Windstrom-Einspeisung.

Das lässt die Kosten für die Regelenergie beständig steigen.

Nach Angaben der EON Energie AG betragen die Zusatzkosten bis zu 2,4 ct/kWh. Man bezeichnet diese Regelleistung als „Schattenkraftwerke“ in der Größenordnung von 9.000 MW.

Dieses entspricht einer Kapitalbindung von 8 Mrd. Euro oder jährlichen Aufwendungen von 80 Mio. Euro.

Laut Aussagen des Präsidenten des VDEW betragen im Jahr 2010 bei einer bundesweiten Produktion von 70 Mrd. kWh die Mehrkosten rund 4 Mrd. Euro zuzüglich der Kosten für Netzausbau und die Bereitstellung konventioneller Kraftwerke.

EON hat in einem Auftragsgutachten berechnen lassen, dass ab dem Jahr 2016 jährlich rund 850 Mio. Euro Regelenergiekosten für den Konzern anfallen.

Vattenfall Europe hat anlässlich der Konferenz über die „Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft“ für seine Regelzone eine Vorschau der installierten Windenergie-Leistung bis zum Jahr 2011 abgegeben und die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz wie folgt angegeben:

- Das EEG verpflichtet zum Netzausbau. Die Kosten dafür können auf Netzentgelte umgelegt werden.

- Die windstarken Standorte auf Land und Eignungsgebiet in der Ostsee liegen im lastschwachen Norden.
- Zum Transport müsste für 30 – 40 Starkwindtage im Jahr erhebliche Netzverstärkungen realisiert werden.
- Diese Kosten tragen durch Sozialisierung die Verbraucher in der Regelzone von Vattenfall Europe.
- Eine Reihe von Netzausbaumaßnahmen ist wegen geringer Benutzungsstunden betriebswirtschaftlich nicht vertretbar.

Die aufgezeigten Netzprobleme sind durch Netzmanagement zu entschärfen. D. h., durch bessere Windprognosen, aber auch durch zeitweilige Abschaltung von Windenergieanlagen, was sicherlich keinen Investor und Betreiber erfreuen wird. Wir sehen also, der Einsatz des Energieträgers Wasserstoff ist nicht nur eine Option, sondern ist für den Abtransport der Offshore-Windenergie unerlässlich, weil das elektrische Netz mit seinen Problemen und immensen Ausbaurkosten offensichtlich überhaupt nicht in der Lage ist, den Anforderungen gerecht zu werden.

2.1.6 Schlussfolgerungen für eine Wasserstoffalternative

Wie wir sehen, sind wir also gut beraten, Alternativen zu untersuchen, um mittelfristig Lösungen für die Aufnahme des Offshore-Stroms über den speicherbaren Energieträger Wasserstoff praktikabel zu gestalten.

Was können wir mit dem Wasserstoff alles erreichen?

- a) Die wichtigste Eigenschaft ist seine Speicherbarkeit.
- b) Diese zu nutzen, bedeutet, dass der fluktuierende Windstrom so konditioniert werden kann, dass er jederzeit der Ganglinie des Bedarfs angepasst wird.
- c) Die ganze Diskussion um die Regelenergie wird hinfällig.
- d) Durch die Anpassung der Einspeisung an die Ganglinie des Bedarfs werden Netzausbaumaßnahmen zumindest teilweise hinfällig.
- e) Durch die Nutzung des Wind-Wasserstoffs für die Mobilität wird ein großer Teil des Windstroms anderweitig verwertet und belastet nicht das Übertragungsnetz. Ein Faktor, der zusätzlich dazu beiträgt, Kosten für Regelenergie und Netzausbau zu vermeiden.
- f) Durch die Bereitstellung von Offshore-Wind-Wasserstoff wird der Aufbau einer Infrastruktur mit CO₂-freiem Wasserstoff beschleunigt.
- g) Die Speicheranlagen werden, wenn sie an industriellen Schwerpunkten aufgebaut werden, neue Kristallisationspunkte für eine wirtschaftliche Entwicklung der Region darstellen.
- h) Die Nutzung dieser neuen innovativen Technologie wird zu einem Aufschwung in der Forschung und Entwicklung führen und bietet neue Chancen für eine Profilierung der Universitäten und Fachhochschulen im Küstenbereich. Die FH Stralsund kann sich zur führenden Einrichtung auf diesem Gebiet profilieren.
- i) Die Anwendung und Nutzung der Wasserstofftechnologie wird zu neuen Arbeitsplätzen in der Küstenregion führen. Damit wird die Nützlichkeit der Windenergie für die Anwohner sichtbar und Vorbehalte werden ausgeräumt – ein nicht unwesentlicher Faktor für die Akzeptanz.
- j) Die Bereitstellung von CO₂-freiem Wasserstoff wird zu einem neuen Markenzeichen des Landes Mecklenburg-Vorpommern. Das Land geht im Aufbau der Wasserstoffwirtschaft und der Infrastruktur voran.

2.2 Stand der Technik

Die Wasserelektrolyse ist ein seit über 80 Jahren weltweit etabliertes Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff, das sich lediglich in den Technologien unterscheidet: alkalische Elektrolyse, PEM-Elektrolyse und Hochtemperaturelektrolyse. Die konventionelle alkalische Elektrolyse hat zwischenzeitlich Weiterentwicklungen im Wesentlichen im Elektrodenmaterial und im Trennmaterial (Diaphragma bzw. Membran) des Anoden- und Kathodenraumes sowie dessen Anordnung zu den Elektroden (zero-gap) erfahren. Zuletzt genannte Entwicklungen führten zu erheblichen Verbesserungen des spezifischen Leistungsverbrauchs. Darüber hinaus etablierte sich in den vergangenen 15 Jahren die alkalische Druckelektrolyse. Systemdrücke bis zu 3 MPa erhöhen die Attraktivität dieser Technologie hinsichtlich der Verringerung des Platzbedarfs und Investitionsvolumens, sowie die Anpassungsfähigkeit des Systems an die unterschiedlichsten peripheren Systeme. Es existieren heute Anlagensysteme (Druckelektrolyse), die eine Produktionskapazität von 20.000 Nm³ Wasserstoff pro Stunde haben. Dies entspricht einer ungefähren Leistungsaufnahme von 90MW.

Da die PEM-Elektrolyse sich aufgrund ungünstiger Preis/Leistungsverhältnisse nur für kleinere Systemlösungen (kleiner 10 kW) eignet und die Hochtemperaturelektrolyse sich noch im frühen Entwicklungsstadium befindet, basieren weitere Betrachtungen ausschließlich auf der fortgeschrittenen alkalischen Elektrolyse.

Der entscheidende Vorteil der Elektrolyse ergibt sich aus der Möglichkeit der direkten Anbindung an regenerative Energiequellen (Windkraft, PV, Wasserkraft). Elektrolyseure sind in der Lage unmittelbar auf intermittierende Leistungsangebote zu reagieren und können so, neben der Wasserstoffherzeugung auch zur Netzregelung verwendet werden. In den vergangenen Jahren wurden einige interessante Demonstrationsprojekte verwirklicht. In Bezug auf die direkte und indirekte Ankopplung von Elektrolyseuren an Windkraftanlagen wären hier stellvertretend folgende Projekte hervorzuheben:

- Fachhochschule Wiesbaden, 20kW Elektrolyseanlage (FH Wiesbaden), Installation 1988
- Fachhochschule Stralsund, 20kW Elektrolyseanlage (ELWATEC), Installation 1995
- West Beacon Farm „HARI Projekt“, 34kW Elektrolyseanlage (Vandenborre Hydrogen Systems), Installation 2003

Zuletzt genanntes Projekt demonstriert und untersucht Konzepte für Mikrosysteme mit der Zielstellung, Effizienz, Verfügbarkeit und Lebensdauer der einzelnen Systemkomponenten zu verbessern (Bild 1). Darüber hinaus sollen aus den Projektergebnissen Schlussfolgerungen für die Auslegung realer, ökonomisch interessanter Projekte für Gebiete mit Netzanschluss, aber auch für Inselssysteme (stand alone) abgeleitet werden.

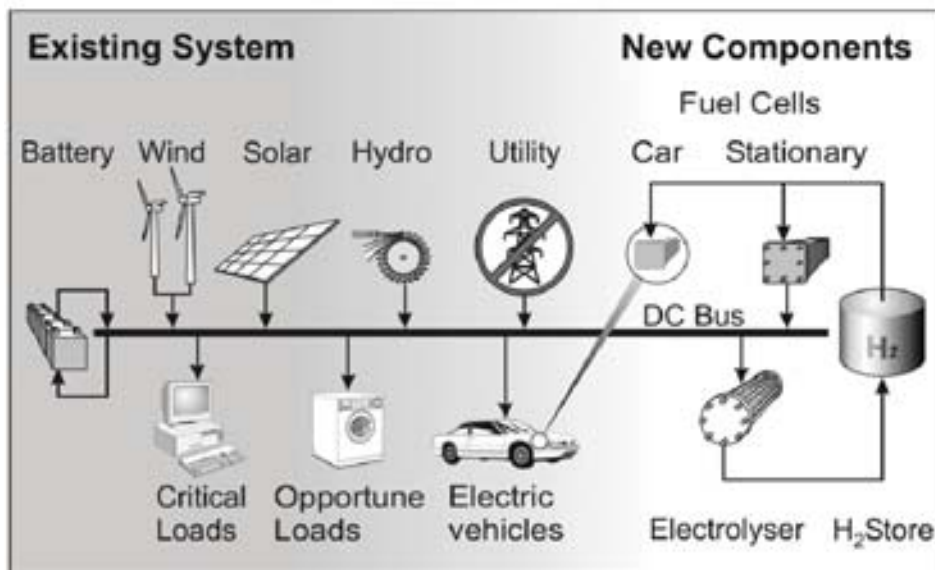


Bild 1: Systemkomponenten HaRI Project /2/

Im Rahmen einer Partnerschaft mit Corporación Energía Hidroeléctrica de Navarra S.A. (EHN), STATKRAFT SF und STUART ENERGY wurde ein Programm zur Demonstration und Entwicklung von Wind-Wasserstoff-Systemen und Wasserstofftransportlösungen zur mittelfristigen Markteinführung aufgelegt. In Kenntnis, dass die direkte Kopplung an Windenergieanlagen, bzw. Windparks höhere Anforderungen an das Lastmanagement der Systemkomponenten stellt, werden im Vorfeld umfangreiche Simulationen vorgenommen. Im Rahmen der Voruntersuchungen ergaben sich eine Reihe potentieller Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung des Elektrolyseurs, die den spezifischen Verbrauch um ca. 0,2 kW pro Nm³ Wasserstoff absenken und dadurch den Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse auf 70% (LHV) erhöhen. Ziel ist es, langfristig (bis 2010) ein Gesamtsystem zu entwickeln, das den Wasserstoff mit Gestehungskosten von kleiner als 2,5€/kg erzeugt (der Energieinhalt von 1kg Wasserstoff entspricht dem von 3,78l Benzin).

Bild 2 veranschaulicht wesentliche Strukturösungen zur Erzeugung von Offshore-Wasserstoff und dessen Verarbeitung.

Zuerst ist zu klären, welche Technologie denn die Chance hat, mittelfristig zur Anwendung zu kommen.

Grundsätzlich gibt es folgende Möglichkeiten:

- Erzeugung und Transport von GH₂
- Erzeugung und Transport von LH₂
- Einspeisung von H₂ in Metallhydridspeicher

Die einfachste Lösung aus technischer Sicht ist zunächst die landgestützte Erzeugung von Wasserstoff (Bild 2, Variante 1). Die Bereitstellung der Elektroenergie erfolgt über die direkte Verbindung der Elektrolyseanlagen (Onshore-Installation) mit den Offshore-Windparks per Seekabel. Die Verteilung des Wasserstoffs, kann je nach Wirtschaftlichkeit als Druckgas (Pipeline oder Trailer) oder als Flüssiggas erfolgen. Die Verteilung in küstennahe Bereiche ist aus Kostengründen zunächst vorzuziehen. Dieses Konzept hat den Vorteil, dass ein solches System kurzfristig Marktreife erreichen könnte. Von Nachteil sind möglicherweise ökologische Einflüsse

durch die Seekabel, bzw. Wirkungsgradverluste auf Grund hoher Blindleistungen bei der Übertragung über große Entfernungen zum Festland.

Eine weitere interessante Option stellt die Offshore-Produktion von Wasserstoff auf Plattformen und Schiffen dar (Bild 2, Variante 2, 3,4). Umfangreiches Know-how bezüglich der Errichtung von Offshore-Plattformen zur Erdölförderung steht zur Verfügung. Zum Transport des per Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs zwecks weiterer Verarbeitung an Land eignen sich grundsätzlich Pipelines oder Transportschiffe (LH₂ oder GH₂). Hier hat der Wasserstofftransport per Pipeline (Bild 2, Variante 2) gegenüber dem Schifftransport gewisse Vorzüge: Schiffe benötigen Anlege- und Verladestellen. Bei hohem Windertrag könnten sich auf Grund schlechtem Wetters und Seegang bei der Übernahme des Wasserstoffs Probleme ergeben, die nur durch zusätzliche Pufferspeicher zur Absicherung einer kontinuierlichen Produktion kompensiert werden können.

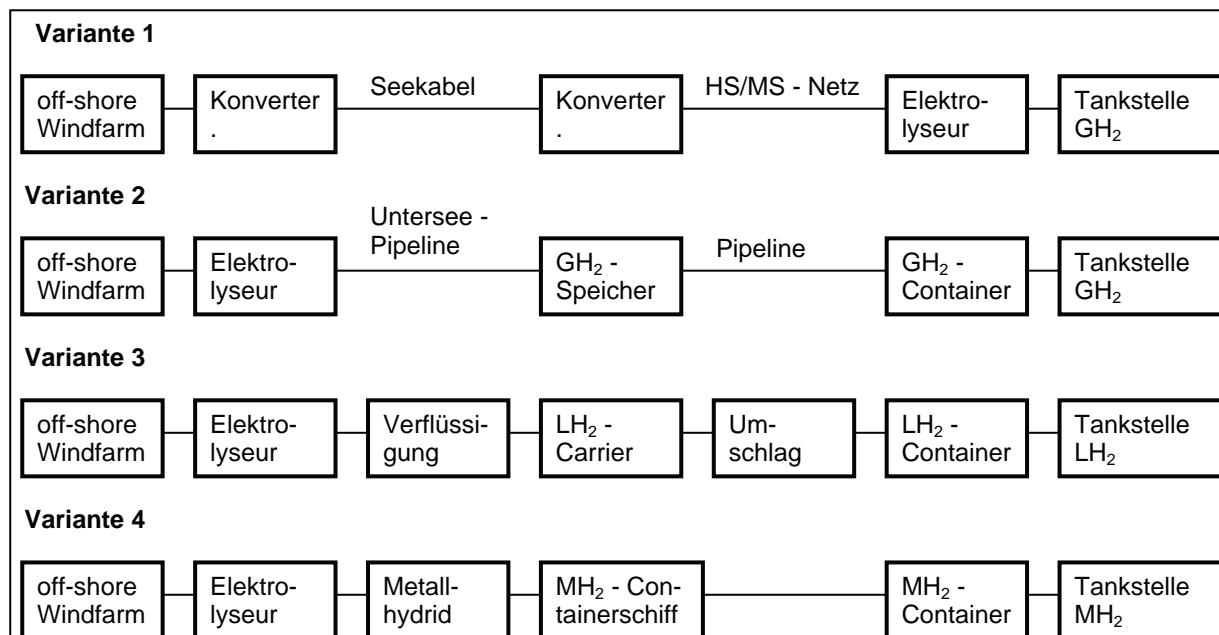


Bild 2: Systemstrukturen zur Wasserstoffherzeugung in Offshore Windparks

Die Installation von Elektrolyseanlagen auf Plattformen, bzw. Schiffen stellt erfahrungsgemäß höhere Anforderungen an das Design basierend auf Sondervorschriften- und Standards.

Umfangreiches Know-how konnte das Unternehmen ELWATEC (heute STUART ENERGY EUROPE) bei der Entwicklung von Offshore-Elektrolyseuren sammeln. Gemeinsam mit der Firma Axsia Serck Baker als Systemintegrator wurden 2 Elektrolyseanlagen auf Erdölplattformen (Bild 3) und eine Elektrolyseanlage auf einem FPSO-Schiff installiert.

Für das anhängige „SEAJECT-Verfahren“ waren lediglich geringe Kapazitäten zwischen 5 und 15 Nm³ Wasserstoff pro Stunde erforderlich.

Während des Projektes flossen nachfolgend aufgeführte Designkriterien ein:

- Hohe Materialansprüche durch Korrosion in salzhaltiger Atmosphäre
- Hoher elektrischer Schutzgrad (IP65) bedingt durch die hohe Luftfeuchtigkeit
- Erhöhte Sicherheit für Druckbehälter (Standard des American Bureau of Shipping)
- Hohe Anforderungen gegenüber Stressbelastungen (Vibrationen, plötzliche Erschütterungen)

- Extreme Schiffsbewegungen (Rollen und Stampfen) erfordern spezielle Designlösungen peripherer Systemkomponenten
- Erhöhte Anforderungen an Instrumentierung (Redundanz, etc.)
- Vereinfachte Bedienbarkeit und geringe Wartungsanforderungen



Bild 3 Elektrolyseur auf der Offshore-Plattform „Ram Powell“

Grundsätzlich wurden alle Designvorgaben erfolgreich gelöst und sind unmittelbar auf große Elektrolysesysteme übertragbar.

Voruntersuchungen der L-B-Systemtechnik GmbH, die im Auftrag von GEO durchgeführt wurden, haben deutlich gemacht, dass die Variante LH2 mittelfristig kaum lösbar ist (Bild 2, Variante 3).

Auch der Metallhydridspeicher (Bild 2, Variante 4) wird nicht in dieser Phase wirtschaftlich zur Verfügung stehen.

Beides sind aber bedeutsame Themen für die Forschung und Entwicklung und ziehen bei Realisierung eine umfangreiche wirtschaftliche Entwicklung nach sich. Zu bevorzugen ist deshalb für eine mittelfristige Entwicklung die GH2-Variante, für deren Realisierung schon heute alle technologischen Voraussetzungen gegeben sind.

Für die Anlandung des Wasserstoffs aus der Ostsee gemäß Variante 3, kommen die Hafenstädte Wismar, Rostock, Stralsund, Saßnitz und Greifswald in Betracht.

Eine Optimierung und Rang- und Reihenfolge muss sich aus der Entwicklung der Windparks ergeben.

Für den Weitertransport des Wasserstoffs an Knotenpunkte des Bedarfs zum Aufbau einer Infrastruktur kommt mittelfristig auch GH2 in Betracht.

Für die langfristige Entwicklung ist zu untersuchen, ob eine Verflüssigung am Anlandepunkt wirtschaftlich gestaltet werden kann.

3. Visionen

Vor dem Hintergrund der Verknappung unserer Ressourcen (Öl, Gas, Trinkwasser) benötigen wir innovative Ideen. Als ein herausragendes Beispiel ist die Vision von einem „100 MW Meereskraftwerk mit Wasserstoffproduktion“ (Bild 4) hervorzuheben.

Die Idee des vorliegenden Kraftwerkskonzeptes integriert heute bekannte und teilweise erprobte Technologien aus dem Bereich der erneuerbarer Energien.

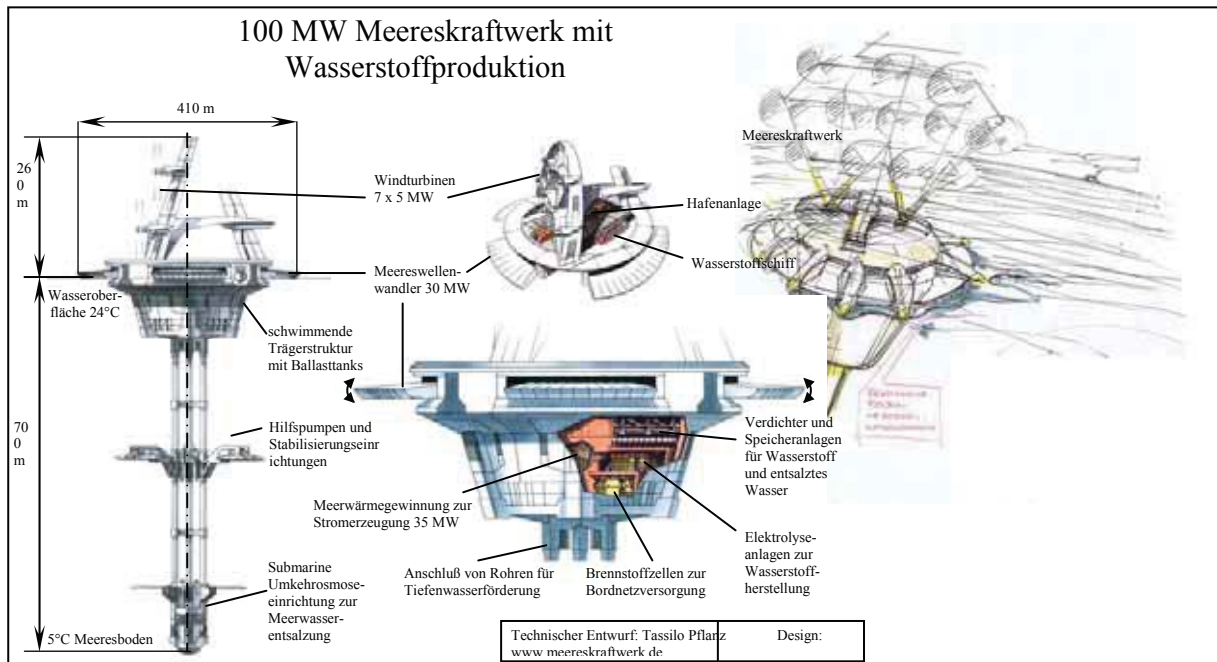


Bild 4 /3/

Die Anwendungsmöglichkeiten solcher schwimmenden „Kraftwerksinseln“ sind außerordentlich vielfältig: Versorgung von Fischereiflotten mit Kraftstoff (Wasserstoff), Verarbeitungsplattform für Fischereibetriebe, Produktion von Trinkwasser, etc..

Einen ähnlich visionären Gedanken verfolgt das Projekt Hydrogen Challenger. Ein Schiff wird mit einem Windgenerator und einer Elektrolyseanlage ausgerüstet (s. Bild 5), erzeugt, speichert und transportiert Wasserstoff zu den nächstgelegenen Anwendern (Industrie und lokale Tankstellen). Als entscheidenden Vorteil wird die Unabhängigkeit des Systems von langwierigen Zulassungs- und Genehmigungsverfahren, wie sie heute für stationäre Windparks angewendet werden, gesehen.



Bild 5 Wind-Wasserstoff-Produktionsschiff

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die Herstellung von Wasserstoff über Offshore-Windparks technisch realisierbar und stellt eine realistische Alternative zum Ausbau des derzeitig vorhandenen Stromnetzes dar.

Entscheidender Faktoren, die die Markteinführung solcher Systeme beschleunigen sind insbesondere die Entwicklung der Öl- und Gaspreise, die Schaffung politischer Rahmenbedingungen (Förderung des regenerativ hergestellten Kraftstoffes Wasserstoff) und das ernsthafte Engagement der Fahrzeugindustrie bei der Entwicklung von Wasserstoffautos.

Fortschritt ist Verwirklichung von Utopien

Anlagen

Geplante Offshore-Windparks in Deutschland
Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)

Windpark-Projekt	Standort	Projektierer	Anzahl	Leistung [MW]
Nordsee (AWZ)*				
Amrumbank (Nordsee-Ost)	ca. 30 km nordwestlich v. Helgoland	Winkra-Energie GmbH	250	max. 1250
Amrumbank West	ca. 36 km südwestlich v. Amrum	Rennert Offshore, E.ON Energy Projects	80	max. 400
Borkum Riffgrund	vor Borkum (38 km) und Juist (34 km)	Plambeck Neue Energien AG	180	max. 746
Borkum Riffgrund- West	ca. 45 km nordwestlich v. Borkum	Energiekontor AG	458	ca. 1800
Borkum West	ca. 45 km nördlich v. Borkum	Prokon Nord Energiesysteme GmbH	208	max. 1040
Butendiek	ca. 30 km westlich v. Sylt	OSB GmbH & Co. KG	80	240
Hochsee WP "He dreiht"	ca. 75 km nördlich v. Borkum	Eos Offshore AG	119	535,5
Hochsee WP "Nordsee"	ca. 75 km nördlich v. Borkum	Eos Offshore AG	508	2286
Dan-Tysk	ca.45 km westlich v. Sylt	GEO mbH	300	1500
Meerwind	15-50 km nordwestlich v. Sylt	Windland GmbH	234	819
North Sea Windpower	40 km nördlich v. Juist	Enova GmbH	251	1255
Sandbank 24	ca.100 km westlich v. Sylt	Projekt GmbH	980	max. 4720
Weiße Bank	ca. 80 km nordwestlich v. Helgoland	Energiekontor AG	200	600
Globaltech I		Nordsee	320	1440

Nördlicher Grund	ca. 90 km westlich v. Sylt	Windpower GmbH & Co KG Geo mbH, ABB, GREP/Vestas	402	2195
Gode Wind		Plambeck Neue Energien AG	224	896
Uthland	ca. 49 km westlich v. Sylt	Geo mbH	80	400
H2-20	"Entenschnabel" der AWZ	Geo mbH	80	400
				Summe: 22.522,5
Nordsee (12-SMZ) **				
Dollart (Ems-Emden)	Industriehafen Emden	Enova GmbH	1	9
Nordergründe	zwischen Wangerooge und Cuxhaven	Energiekontor AG	25	125
Riffgat	ca. 15 km nordwestlich v. Borkum	Enova GmbH	44	200
Wilhelmshaven	Jadebusen	Winkra-Energie GmbH	1	4,5
				Summe: 338,5
Ostsee (AWZ) *				
Adlergrund	ca. 40 km nordöstlich v. Rügen	OWP Adlergrund GmbH	160	max. 720
Arkona-Becken Südost	ca. 32 km nordöstlich v. Rügen	BEC GmbH, E.ON Energy Projects GmbH	201	max. 1005
Beltsee	nordwestlich v. Rostock	Plambeck Neue Energien AG u.a.	59-83	max. 415
Kriegers Flak	ca. 30 km nordwestlich v. Rügen	Offshore Ostsee Wind AG	80	max. 320,5
Pommersche Bucht	ca. 42 km nordöstlich v. Rügen	Winkra-Energie AG	200	max. 1000
Ventotec Ost 2	ca. 35 km nordöstlich v. Rügen	Konsortium+	200	600

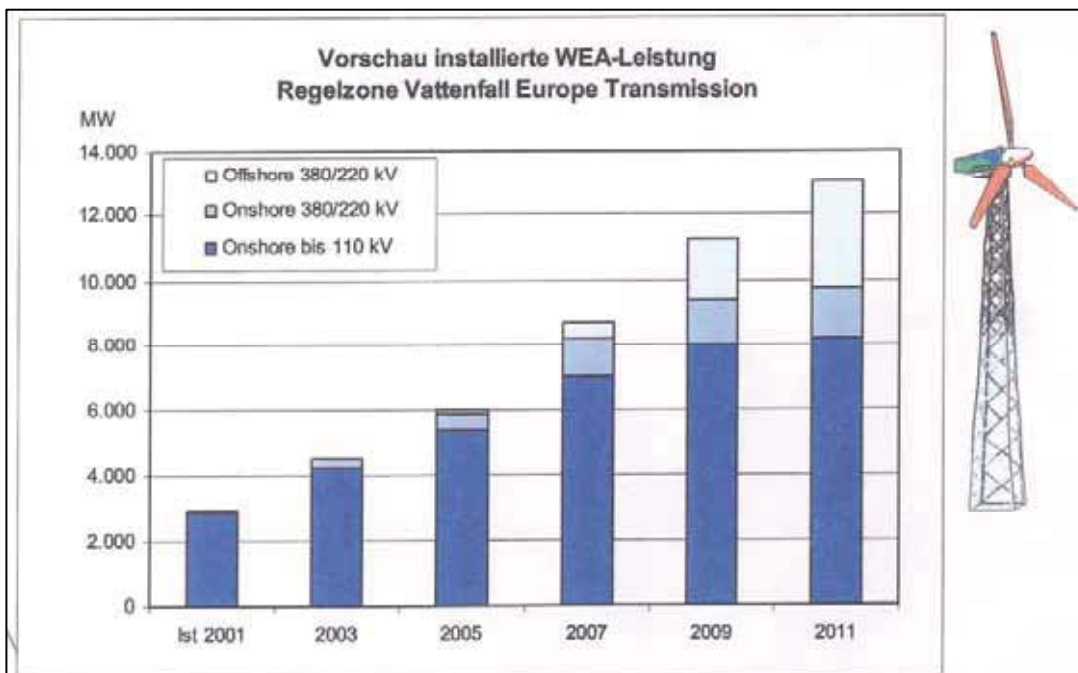
				Summe: 4060,5
Ostsee (12-SMZ) **				
Baltic I	12-20 km nördlich v. Meck.- Vorpommern	Offshore Ostsee Wind AG	21	54
Sky 2000	15-20 km südöstlich v. Fehmarn	Geo mbH, E.ON Energy Projects GmbH	50	100
Breitling	Rostock	Wind-Projekt GmbH	1	2
Klützer Winkel	Meck. - Vorpommern	Konsortium+	1	2
Rostock		WKN AG u.a.	n.b.	207
				Summe: 365
				rd. 27.300

* **AWZ = Ausschließliche Wirtschaftszone:** Genehmigung Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)

** **12 SMZ = 12 Seemeilen-Zone:** Genehmigung Landes- und Bezirksregierungen

© IWR, Daten: IWR, BSH, elexyr

Hochspannungsnetz der Vattenfall Europe Transmission



Literatur

- /1/ Matthias Altmann Wasserstofferzeugung in offshore Windparks
 Susanne Gaus "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung
 Hubert Landinger Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und
 Christoph Stiller Ökologie mbH
 Reinhold Wurster Endbericht 1. Oktober 2001
- /2/ Rupert Gammon The Hydrogen and Renewables Integration (HaRI) Project
 S. 2
- /3/ Tassilo Pflanz 100 MW Meereskraftwerk mit Wasserstoffproduktion
- /4/ Yvonne Saßnick Stochastische Energieerzeugung im Verbundsystem
 Vattenfall Europe Vortrag am 21.11.2002
 Transmission GmbH
- /5/ Hans Sandlaß Wege zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur
 IEE Ingenieurbüro Vortrag am 12.01.2004 in der AFG Brennstoffzell
 Berlin GmbH
- /6/ Urban Keussen Netze und erneuerbare Energien-Netze im Gegenwind?
 E.O.N Netz GmbH Vortrag am 03.03.2004 im AK Zukunftsenergien

Nutzung oberflächennaher geothermischer Ressourcen und Bauteilaktivierung am Beispiel des Bibliotheksneubaus an der Universität Rostock

P. Wickboldt und K. Böttcher

*Universität Rostock, Dezernat Technik, Bau, Liegenschaften, Ulmenstrasse 69, Haus 10, D-18057 Rostock,
peter.wickboldt@uni-rostock.de*

Schlüsselwörter: oberflächennahe Geothermie, Bauteilaktivierung, BACnet, regenerative Energie, Bibliothek, Wärmepumpe

Zusammenfassung

Seit Mai 2004 nutzt die Universität Rostock ein hochmodernes Gebäude, in dem der Grundkälte- und -wärmebedarf durch Bauteilaktivierung abgedeckt wird. Ein Teil der erforderlichen Energiemenge kann durch die Nutzung geothermischer Ressourcen zur Verfügung gestellt werden. In dem Gebäude kommen weitere ressourcenschonende Technologien wie z.B. wasserlose Urinale, Bewegungsmelder zur Beleuchtungssteuerung (EIB), Hocheffizienzpumpen, zentrale Wärmerückgewinnung sowie ein zentrales Energiemanagementprogramm zum Einsatz.

1. Einleitung

Nach Grundsteinlegung am 19. Mai 2002 erfolgte die Innutzungsnahme der Rostocker Universitätsbibliothek am Standort A.-Einstein-Str. 6 mit einer Gesamtfläche von ca. 12.300 m² sowie einer Kapazität von 960.000 Bänden im Mai diesen Jahres. Das Gebäude verfügt über große bauteilaktivierte Flächen unter Nutzung oberflächennaher geothermischer Ressourcen. Die Universitätsbibliothek ist das erste Gebäude der Universität, bei dem die betriebstechnischen Daten über ein natives BACnet IP auf den zentralen Server der Gebäudeleittechnik übertragen werden.

2. Planung des thermischen Energienutzungskonzeptes

Neben der Verantwortung zur Ausschöpfung der Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energien sowie dem sparsamen Umgang mit den Energieressourcen in öffentlichen Gebäuden, zwingt die Entwicklung der Energiepreise den Bauherrn/Nutzer zu immer umfassenden ökonomischen Betrachtungen bei der Betreibung kommunaler-, Landes- und Bundesliegenschaften bezüglich des Einsatzes effizienter betriebskostensenkender Technologien.

So erfolgte mit dem Neubau der Universitätsbibliothek auch die Untersuchung geeigneter Maßnahmen zur Nutzung regenerativer Energien. Ein wesentlicher Kostenfaktor moderner Gebäude ist und bleibt die Deckung des Bedarfs an Kälte- und Wärmeenergie. Das Bibliotheksgebäude gliedert sich im wesentlichen in Büro-, betriebstechnische- und Lagerräume sowie in großflächige Lesezonen und Flächen für die Freihandaufstellung der Bestände in Regalen. Für die großen, nicht weiter unterteilten, zu klimatisierenden Bereiche bot sich der Einsatz bauteilaktivierter Flächen an. Die Voraussetzungen des Einsatzes eines so trägen Systems werden hier in vollem Umfang erfüllt. Für die Bereitstellung der erforderlichen Wärme-, „Kälte“-menge wurde die Nutzung geothermischer Ressourcen näher untersucht.

3. Variantenvergleich zur Nutzung oberflächennaher geothermischer Ressourcen

Die Untersuchungen beschränkten sich auf die direkte Kühlung, die wärmepumpengestützte Kühlung sowie den Betrieb als Aquiferspeicher. Ziel ist die Deckung des Grundbedarfs (Wärme/Kälte) und somit eine nahezu quasi saisonale konstante Grundlast von 2000 bzw. 4000 Jahresvollbenutzungsstunden. Zur Effizienzsteigerung werden die auftretenden Leistungsspitzen über herkömmliche Versorgungssysteme (Kältemaschinen / Fernwärme) abgedeckt. Bemessungskriterium der Wärmequelle ist die Erreichung der konzipierten Verdampferleistungen von 60 kW im Heizfall für einen Bemessungszeitraum von 25 Jahren. Zur Vermeidung konzentrierter anthropogener thermischer Anomalien im Grundwasserleiter sowie zur Erzielung ganzjähriger günstiger Arbeitszahlen gelten für den vg. Bemessungszeitraum folgende Randbedingungen für den Solekreislauf:

$T_{\min} > 0^{\circ}\text{C} / T_{\max} < 30^{\circ}\text{C}$ bei wärmepumpenunterstützter Kühlung,
 $T_{\min} > 0^{\circ}\text{C} / T_{\max} < 17^{\circ}\text{C}$ bei direkter Kühlung.

Die Konzentration des Frostschutzmittels im Solekreislauf ist im Interesse des Grundwasserschutzes auf ein Minimum reduziert worden. Ebenso erfolgte die Festlegung der Maximalrücklauf-temperatur zur Reduzierung der Bioaktivitäten der Mikroorganismen im Grundwasser. Zur Minderung der thermischen Beeinflussung der Sonden untereinander und aus bohrtechnischen Gründen wurden die Sonden im Abstand von 6,5 Metern hexagonal angeordnet. Abbildung 1 zeigt den idealisierten Lastverlauf für die Auslegung des Erdsondenbetriebes. Der Jahreswärmebedarf ausschließlich für die Bauteilaktivierung ist mit 240 MWh (60 kW/ 4000 h/a) und der Jahreskältebedarf mit 240 MWh (120 kW/ 2000 h/a) ausgelegt. [1]

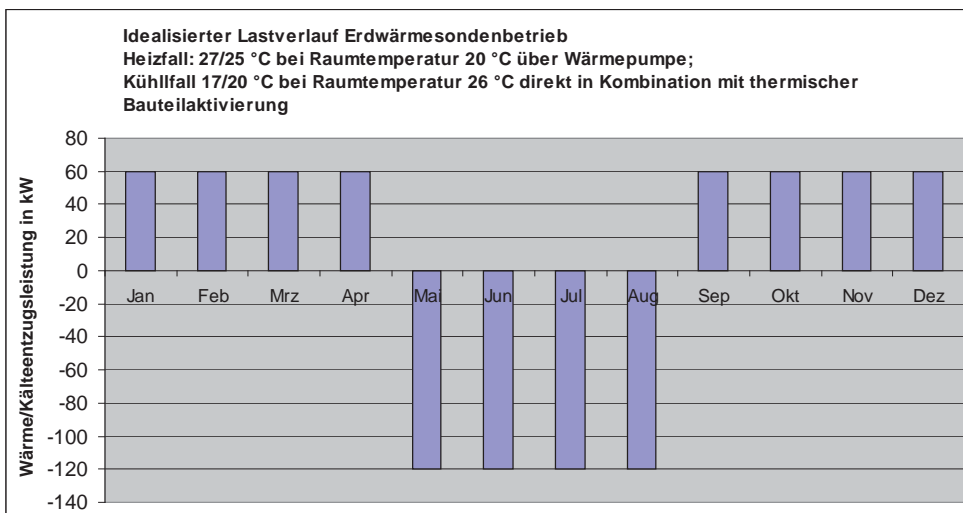


Abbildung 1

3.1 Variante direkte Kühlung [2]

Unter Zugrundelegung des Jahreswärmebedarfes ergibt sich eine Einheitssondenlänge von 80 Metern und eine erforderliche Sondenanzahl von 40 – 45. Die jährlich realisierbare Kühllast der direkten Kühlung verringert sich infolge des Wärmeeintrages in der warmen Jahreszeit zwischen den bauteilaktivierten Flächen und dem Erdreich (kontinuierliche Verringerung des Temperatur-

gradienten). Als Bemessungskriterium der Erwärmung der Soletemperatur wurden 17 °C für die realisierbare Kühllast der direkten Kühlung festgesetzt. Es ergibt sich somit für die direkte Kühlung in den ersten fünf Jahren eine realisierbare Kühlleistung von 45 kW.

3.2 Variante wärmepumpengestützte Kühlung/ Heizung [2]

Unter Verwendung einer umschaltbaren Wärmepumpe lassen sich die geforderten Kühl- und Wärmelasten von je 240 MWh realisieren. Der wärmepumpengestützte Betrieb ermöglicht die Anhebung des Temperaturbereiches von 0°C – 17 °C auf 0° - 30 °C und somit die Erhöhung der Arbeitszahl für den Heizbetrieb. 28 Erdsonden mit einer Einheitslänge von 80 Metern realisieren für den Bemessungszeitraum von 25 Jahren die geforderte Kühl- und Wärmeleistung.

3.3 Variante direkte Grundwassernutzung (Betrieb als Aquiferspeicher) [2]

Die direkte Nutzung des Grundwassers und Reinjezierung ist, wenn die Voraussetzungen gegeben sind, gesamtenergetisch günstiger als die Verwendung von Erdwärmesonden. Daher erfolgte am Standort der Universitätsbibliothek vor Baubeginn eine Probebohrung zur Erstellung eines Schichtenverzeichnisses. Dieses weist einen Grundwasserleiter im Teufenbereich von 27 –75 Meter aus. Der Grundwasserleiter ist als Feinsand (teilweise stark schluffiger Fazies) anzusprechen. Zur Deckung des erforderlichen Bedarfs ist eine Grundwassermenge von 30 m³/h erforderlich. In Auswertung der Probebohrung ist jedoch nur eine maximale Leistung pro Brunnen von 8 bis höchstens 15 m³/h zu erwarten. Die ausführlichen Untersuchungsergebnisse wurden in einem Gutachten der Fa. H.S.W. Ingenieurbüro für Angewandte und Umweltgeologie GmbH ausgewertet. Ein wichtiger Aspekt bei der Planung war die nahezu 100 % Verfügbarkeit der geothermischen Ressourcen im Betrachtungszeitraum. Daher wurde in der Planung ein Reservebrunnen vorgehalten. Zur Gewinnung und Wiederaufnahme der geforderten Grundwassermenge sind gemäß dem erforderlichen Bedarf 4 Brunnen + 1 Reservebrunnen notwendig. Nach Aussage des vorliegenden Gutachtens ist bei Verwendung der direkten Grundwassernutzung von einer Grundwasserabsenkung von maximal 10 Metern auszugehen. Der sich hierbei bildende Absenktrichter muss sich gesichert unter dem zu errichtenden Gebäude befinden. Die Infolge der Reduzierung des Auftriebes eintretende Lasterhöhung kann zu Setzungserscheinungen führen.

3.4 Auswertung des Variantenvergleichs [2]

Die direkte Aquifernutzung unterliegt erheblichen Mehrinvestitionen im Vergleich zum Einsatz der Wärmesonden. Da eine haltbare Aussage zur tatsächlichen maximal verwertbaren Grundwassermenge ohne die Errichtung eines Probebrunnens nicht getätigt werden kann und umfangreiche Genehmigungsverfahren bzgl. der Grundwassernutzung im Stadtgebiet Rostock vorliegen, wurde dieses Verfahren der Nutzung der oberflächennahen Geothermie nicht weiter verfolgt.

Ausgehend von dem nahezu saisonalen konstanten Grundlastverhalten ist die Systemvariante „Heizung/direkte Kühlung“ bzgl. der Investitionskosten deutlich im Nachteil zur Systemvariante „wärmepumpengestützte Heizung/Kühlung“ infolge der Mehrinvestition für die Wärmequellenanlage.

Die Entscheidung in diesem Projekt fiel zu Gunsten der Variante wärmepumpengestützte Heizung/ Kühlung.

4. Konzept der Bauteilaktivierung

Ein wesentliches Ziel der Planung großflächiger bauteilaktivierter Flächen bestand in der Reduzierung schneller Temperatur- und Feuchteänderungen infolge äußerer und innerer Einflüsse. Hierdurch reagiert das Gebäude äußerst träge und realisiert somit ein saisonal gleichbleibendes Klima als optimalen Schutz für die Buchbestände.

Die größtenteils vorgefertigten Module bestehen aus bis zu 18 m²-großen Baustahlregistern, die mit PE-c-Rohren (20 x 2,5) bestückt wurden. Der hohe Grad der Vorfertigung erlaubte die schnelle Verlegung von 20.000 lfd. m Rohr auf einer Fläche von ca. 3.000 m² innerhalb kürzester Zeit. Jedes Modul ist mit einem separaten Ventil in der Etagenverteilung absperrbar, so dass bei eventuellen Undichtigkeiten einzelne Register aus der Bauteilaktivierung „entfernt“ werden können. Während der Bauphase gab es keine Ausfälle oder Undichtigkeiten und somit besteht ein Jahr nach Inbetriebnahme noch 100%-ige Verfügbarkeit. Nach Aussagen des Herstellers ist infolge der Alterungsbeständigkeit, der Sauerstoffdichtheit und der Korrosionssicherheit der Verbundrohre eine Dichtheit für die volle Nutzungszeit des Gebäudes sichergestellt. Die Bauteilaktivierung dient der Abdeckung der Grundlast. Individuelle Regelungen lassen die zusätzlich installierten Bodenkonvektoren und Heizkörper zu.

Die Wärmepumpenanlage

Die Wärmepumpe der Fa. Spartec GmbH hat eine maximale Leistungsaufnahme von 93 kW. Im Kühlfall kann das System direkt betrieben werden (siehe Abbildung 2 - rechte Seite). Die Vorlauftemperatur beträgt hierbei 17 °C. Tauwassersensoren in den bauteilaktivierten Bereichen sorgen für das rechtzeitige Erkennen von Kondensatbildung. In diesem Fall wird die Vorlauftemperatur schrittweise erhöht. Der auf dem Wärmepumpeprinzip basierende Heizbetrieb liefert eine Vorlauftemperatur des Wärmeträgermediums von 27 °C. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf beträgt lediglich 2 K. Die großen Flächen gewährleisteten die Realisierung des geforderten Wärme-/ Kältebedarfs.

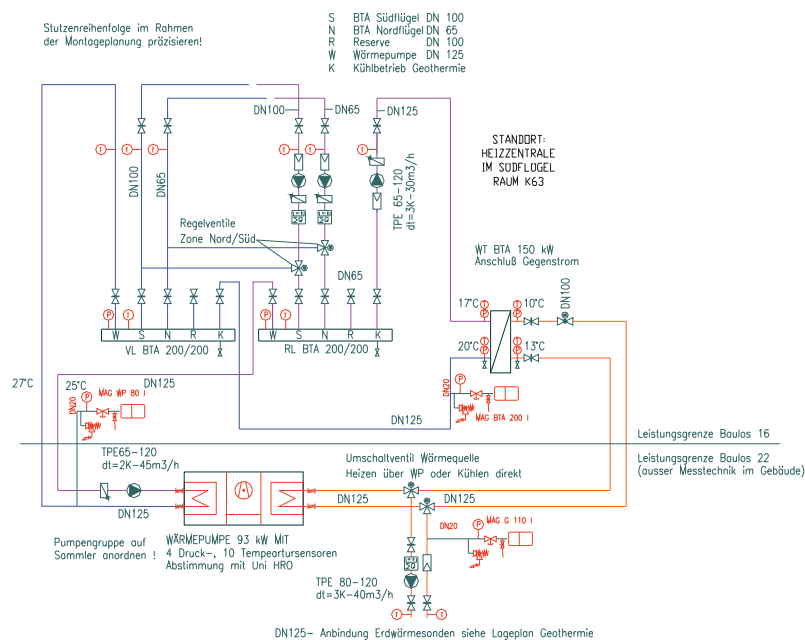


Abbildung 2

□ Einsatz weiterer □ derner □ echn□ □ gien zur □ enkung der Betriebsk□ sten

Das Gebäude verfügt über weitere nennenswerte Technologien, die in der Summe erhebliche Kostenreduzierungen bewirken. So wurde hier die Hocheffizienzpumpe der Fa. Wilo zum Einsatz gebracht, welche gegenüber herkömmlichen Pumpensystemen den Energiebedarf um nahezu 70 % vergleichbarer Pumpen senkt.

Ein wesentlicher Gesamtwärmeverlust bei be- und entlüfteten Gebäuden rührt aus dem hohen Luftwechsel, der im wesentlichen bedingt ist durch die Beseitigung von Gerüchen, die Reduzierung oder Anhebung der Raumluftfeuchte sowie der Zufuhr von Frischluft (Erhöhung des Sauerstoffanteils). Im Konzept der Universitätsbibliothek wird mit der Installation eines regenerativen Wärmeübertragers (Wärmerad) bis zu 80 % der aufgewandten Wärmeenergie zurückgewonnen. Weitere ressourcensparende Technologien sind der Einsatz von Bewegungs-/Präsenzmeldern zur effizienten Steuerung der Beleuchtungseinschaltzeiten, der Einsatz von wasserlosen Urinalen (prognostizierte Einsparung 2.700 □/a□) sowie ein hoher Grad an Gebäudeautomatisierung, eingebunden in die zentrale Gebäudeleittechnik der Universität. Erstmals wird für die □bertragung der Daten das native BACnet IP eingesetzt. Mit dem BACnet-fähigen GLT-Server ist es in Zukunft möglich, allen Anbietern von nativen BACnet-Komponenten die Möglichkeit zu geben, in das heterogene GLT-Netz der Universität projektbezogen „einzusteigen“. Aufgrund der bisher gewonnenen Erfahrungen bestehen jedoch Unstimmigkeiten in der Konfiguration der BACnet-DDC sowie Kommunikationsdefizite zwischen der GLT und der DDC. Daher wird parallel mit der Verfolgung der □bertragung via BACnet IP das sehr stabil laufende und bereits seit ca. 8 Jahren existierende homogene System weiter verfolgt. Das Energiemanagement (□berwachung, Steuerung, Regelung, statistische Auswertung, Verbrauchsanalysen) erfolgt an zentraler Stelle für alle Gebäude des Zentralbereiches der Universität. Hier werden alle Daten gesammelt, analysiert und zur weiteren Bearbeitung modifiziert.

Nur mit modernen Gebäudeautomation und einer kontinuierlichen Analyse ist es heute möglich, die hochtechnisierten Liegenschaften ressourcenschonend zu betreiben.

□ □ uellenangaben

- 1 □ □. Engel, Neubau Universitätsbibliothek Rostock Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zur Erdwärmennutzung, □12
- 2 □ HSW, Bemessung des Erdwärmesondenfeldes für konkretisierte Heiz- und Kühllasten

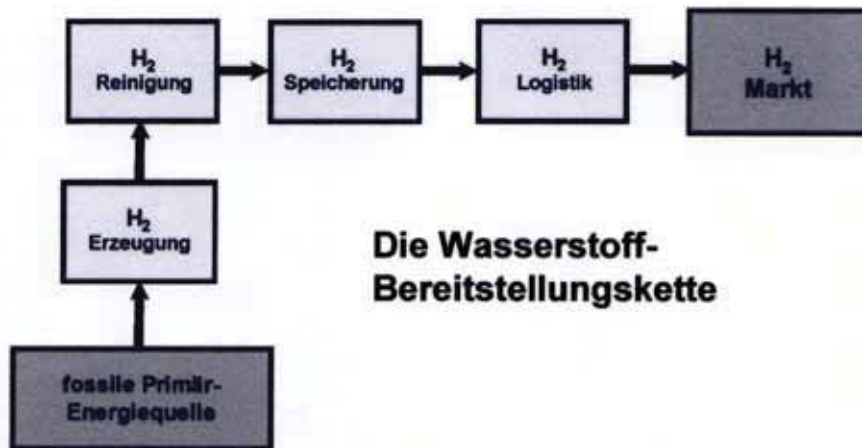
Wasserstoff – Infrastruktur / Zielpunkt Verkehr

Joachim Wolf

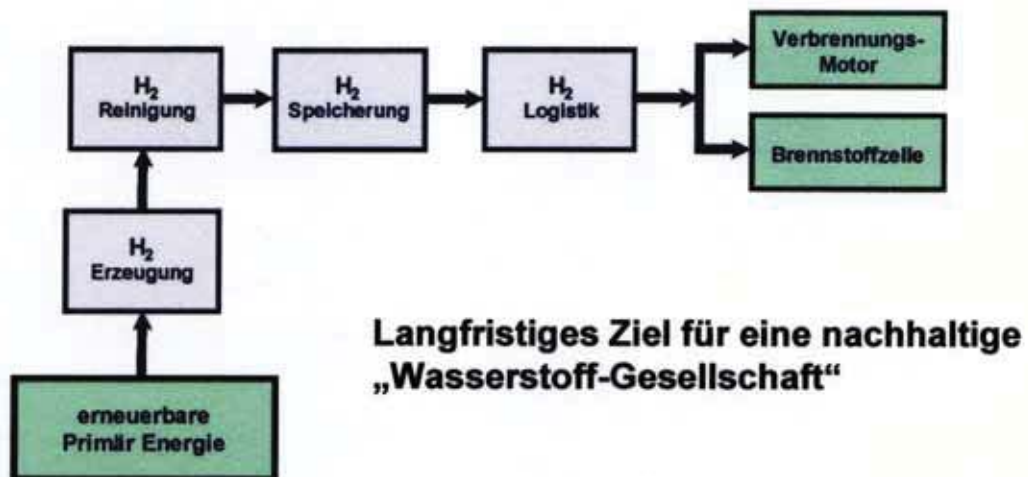
Linde AG, Hydrogen Solutions, joachim.wolf@linde.de



Quelle: Linde

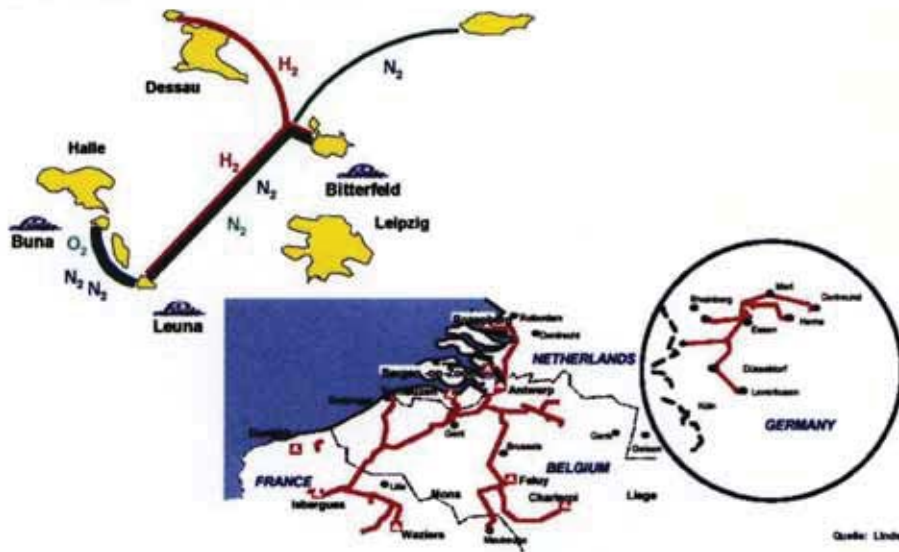


Quelle: Linde



Quelle: Linde

Für die Verteilung werden neben Druckgas- bzw. Flüssigwasserstoff-Trailern Pipelines wesentlich.

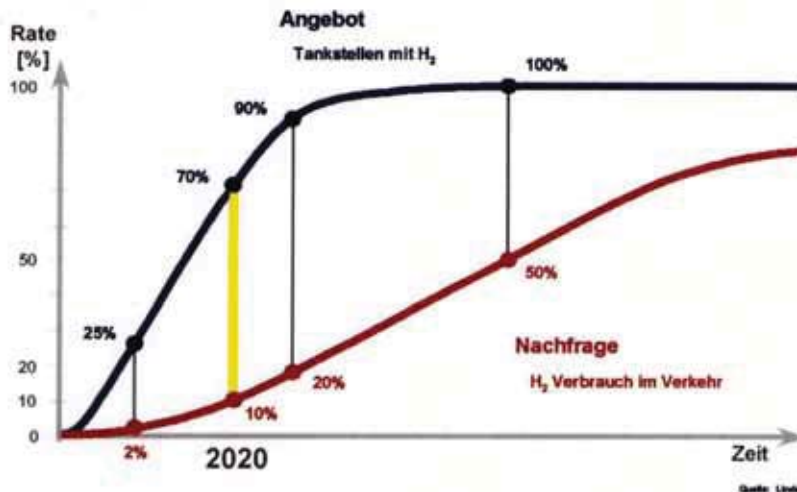


Energieverbrauch für den Straßenverkehr, Deutschland 2000

Der Energieverbrauch für den Straßenverkehr in Deutschland in 2000 betrug
ca. 2.313 PJoule (2,313 10¹⁵ Joule)
 oder etwas präziser
2.313.684.186.580.000.000 Joule.

Das bedeutet
214.517.085.499 Nm³ H₂ (214 Milliarden Nm³)
 das ist etwa
10x die gesamte Jahresproduktion an Wasserstoff in Deutschland.

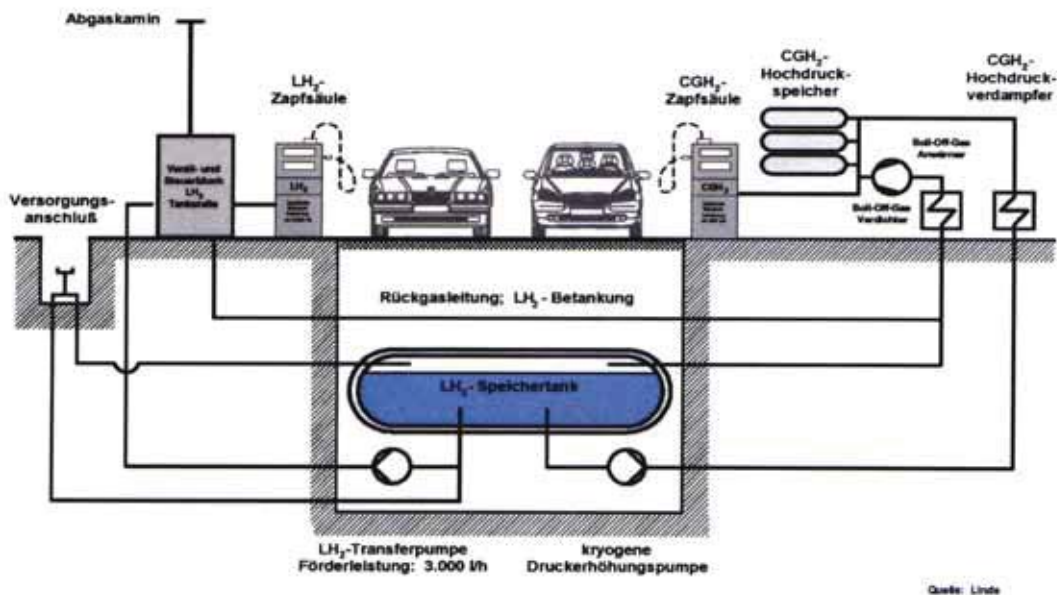
Ausbreitungsszenario für Wasserstofftankstellen



Anforderungen an H₂-Tankstellen

- 24 Stunden verfügbar
- mehrere Betankungen gleichzeitig
- einfügbar in vorhandene Tankstellen
- weniger als 3 Minuten Betankungszeit
- universell und dual (gasförmig / flüssig)
- H₂ - Reinheit in Brennstoffzellen Qualität
- vergleichbare Kosten

Universelle kryogene Befüllanlage, Schema



Die ROBOT-Tankstelle am Flughafen München, 2000



Einfahrt, Anmeldung und Positionierung des Robots ...



... öffnen der Tankklappe ...



... Positionierung der Kupplung ...



... Betankung des LH2 Tanksystems.

Verzeichnis der Autoren

<i>Ahlhaus, Matthias</i>	7	<i>Lehmann, Jochen</i>	11□
		<i>Lehnert, M.</i>	84
		<i>Linnemann, Jörg</i>	12□
<i>Bach</i>	□7		
<i>Bley, Andreas</i>	12		
<i>Blum, Ludger</i>	2□	<i>Miege, Andreas</i>	132
<i>Böttcher, K.</i>	228	<i>Müller, Herbert</i>	138
<i>Borsukiewicz-Gozdur, A.</i>	1□5	<i>Müller, Reinhard</i>	147
<i>Büchler, Dirk</i>	18		
<i>Buttkewitz, Gerhard</i>	21		
		<i>Nielsen, H.K.</i>	7
		<i>Nowak, Władysław</i>	152,1□5
<i>Dengel, Andreas</i>	2□,4□		178
<i>de Haart, L.G.J.</i>	2□		
<i>Dörr, Heinz-Kurt</i>	2□	<i>Oestreicher, R.</i>	147
		<i>Ollick, M.</i>	7
<i>Eliasz, Jacek</i>	32		
<i>Engel</i>	□7	<i>Pospischil, Lars</i>	18
<i>Fokkens, Elgar</i>	37	<i>Rackwitz, A.</i>	147
		<i>Rapp, Eduardo</i>	185
		<i>Rohland, Bernd</i>	37
<i>Gredigk-Hoffmann, S.</i>	40	<i>Rossol, Daniel</i>	112
<i>Groß, Bodo</i>	2□,4□		
		<i>Sandlaß, Hans</i>	213
<i>Helmke, J.</i>	□7	<i>Schneider, M.</i>	84
<i>Hinz, Matthias</i>	□1	<i>Schulien, Sigurd</i>	185
		<i>Spinadel, Enrico</i>	1□1
		<i>Sponholz, Christian</i>	132
<i>Jahn, Matthias</i>	□7	<i>Stachel, Aleksander A.</i>	178
<i>Jain, Ashish</i>	7□	<i>Steinberger-Wilckens, R.</i>	□
<i>Jonas, Konstantin</i>	84	<i>Struwe, Jochen</i>	12□
		<i>Sykula, P.</i>	32
<i>Kampet, Tobias</i>	□2		
<i>Kimmerle, Klaus</i>	2□,4□	<i>Tetzlaff, Karl-Heinz</i>	1□□
<i>Klingner, M.</i>	84	<i>Tiit, Valdur</i>	204
<i>Klüver, H.</i>	□7		
<i>Kohnke, Hans-Joachim</i>	□7		
<i>Kolb, Gunther</i>	37	<i>Wenske, Michael</i>	213
<i>Kopte</i>	□7	<i>Wickboldt, Peter</i>	228
<i>Kraft, Angelika</i>	112	<i>Wolf, Joachim</i>	232
<i>Küter, Uwe</i>	102	<i>Wunderlich</i>	□7
<i>Kull, A.</i>	204		

Notizen